

建设项目竣工环境保护 验收调查报告

项目名称：2022 年宋芳屯油田芳 11（自营）区块葡萄花油层加
密与注采系统调整产能建设工程项目
委托单位：大庆油田有限责任公司第八采油厂

黑龙江省合壹环保科技有限公司

2025 年 10 月

编制单位：黑龙江省合壹环保科技有限公司



法人代表：王云鑫

技术负责人：王云鑫

项目负责人：李金琦

编写人员：李金琦

监测单位：黑龙江省吉瑞达检测科技有限公司



参加人员：王树山、高德宇、徐畅、刘珊珊、陈雨欣、于爽、盛雪源、李金琦、梁安琪、郭艳玲、于洪瑶

委托单位：大庆油田有限责任公司第八采油厂

法人代表：王健

电话：18745901333

传真：/

邮编：163000

地址：大庆市大同区高台子镇大庆油田有限责任公司第八采油厂

调查单位：黑龙江省合壹环保科技有限公司

法人代表：王云鑫

电话：15551991300

传真：/

邮编：163000

地址：大庆市龙凤区东城领秀居住小区 D-D 座商服楼 0 单元商服 05 室



目 录

前言	1
1 综述	5
1.1 编制依据	5
1.2 调查目的及原则	7
1.3 调查方法	7
1.4 调查范围及调查因子	8
1.5 环境功能区划及验收执行标准	11
1.6 环境保护目标及变化情况	18
1.7 调查重点	22
2 工程调查	24
2.1 项目概况	24
2.2 项目建设过程	24
2.3 环评阶段工程计划开发方案	25
2.4 本项目实际建设情况调查	27
2.5 污染源调查	66
2.6 项目变更情况调查	74
3 环境影响报告书结论及批复回顾	82
3.1 环境影响报告书主要结论	82
3.2 环境影响报告书批复意见	85
4 环境保护措施落实情况调查	89
4.1 环境影响报告书及批复落实情况调查	89
4.2 环境保护措施落实情况分析	100
4.3 建议	100
5 生态环境影响调查与分析	101
5.1 自然环境概况	101
5.2 生态敏感目标调查	103
5.3 施工期生态环境影响调查	104
5.4 运行期生态环境影响调查	104
5.5 防沙治沙影响调查	112
5.6 水土流失影响调查	113
5.7 生态环境保护措施有效性分析	113
6 水环境影响及环境保护措施调查	115
6.1 污染源及防治措施调查	115
6.2 地下水环境质量现状调查	115
6.3 包气带现状调查	122
6.4 含油污水污染防治措施调查	123
6.5 水环境保护措施有效性分析	123
7 大气环境影响及环境保护措施调查	124
7.1 污染源及防治措施调查	124
7.2 大气环境质量现状调查	124

7.3 废气污染防治措施调查	125
7.4 大气环境保护措施有效性分析	128
8 声环境影响及环境保护措施调查	130
8.1 污染源及防治措施调查	130
8.2 声环境质量现状监测	130
8.3 噪声污染防治措施调查	130
8.4 声环境影响措施有效性分析	132
9 固体废物环境影响及环境保护措施调查	133
9.1 污染源及防治措施调查	133
9.2 固体废物污染防治效果调查	133
9.3 固体废物环境保护措施有效性分析	134
10 社会环境影响调查	135
10.1 施工期社会影响调查	135
10.2 运营期社会影响调查	135
11 环境风险防范及应急措施调查	136
11.1 环境风险事故调查	136
11.2 环境风险识别	136
11.3 环境风险影响分析调查	137
11.4 环境风险防范措施调查	139
11.5 应急组织机构及职责	140
11.6 应急保障	141
11.7 应急预案有效性分析	141
12 清洁生产调查	143
12.1 生产工艺核查	143
12.2 资源能源利用核查	143
12.3 末端治理技术调查	143
12.4 环境管理调查	144
13 污染物排放总量控制调查	145
14 环境管理及环境监测计划落实情况调查	146
14.1 环保审批手续及“三同时”执行情况	146
14.2 环保管理机构的设置及人员配备	146
14.3 环境管理规章制度	146
14.4 环保设施运行情况调查	148
14.5 固体废物处置及综合利用调查	148
14.6 验收监测质量控制	149
14.7 环境监测计划落实情况	151
14.8 排污许可证制度执行情况	152
14.9 环保投资情况调查	152
14.10 小结	153
15 调查结论	154
15.1 项目实际建设内容	154

15.2 环境保护措施落实情况调查结论	154
15.3 环境影响调查结论	155
15.4 环境风险防范与应急措施调查结论	156
15.5 环境管理调查结论	156
15.6 总结论	157

前言

2022 年宋芳屯油田芳 11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目（以下简称“本项目”）位于黑龙江省大庆市大同区祝三乡境内，中心坐标东经 125.030937°，北纬 46.001493°（地理位置见图 I-1）。本项目区块周边分布有纪家屯、奋斗村、小张屯、发展村、王殿奎、大青山村、西后山屯、青山村、张义屯、后烧锅屯、张子元屯、董义屯、邢凤竹屯、双发村、前烧锅屯、马家屯、腰窝棚、老江身村、小围子、太平屯等村屯。

2022 年 7 月，大庆经略环保科技有限公司编制了《2022 年宋芳屯油田芳 11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目环境影响报告书》，大庆市生态环境局于 2022 年 12 月 23 日对本项目环境影响报告书进行了批复（庆环审[2022]194 号）。

本项目于 2023 年 1 月由大庆油田建设集团有限责任公司油田工程事业部第八项目部油田工程事业部第八项目部进行地面工程施工，除部分电力工程外其余工程于 2024 年 8 月建成，全部工程于 2025 年 8 月竣工。本工程实际基建了油井 102 口，其中 91 口油井采用了单管环状掺水集油流程、11 口油井采用了电加热集油流程，新建了单井集油掺水管道 12.57km，更换了 3 座转油站外输泵，扩改建宋一联脱水站；实际基建了注水井 76 口，其中改造老井 45 口，扩建 1 座注水站，新建 10 座配水间，扩改建 9 座配水间，新建了注水干线 10km，新建了单井注水管线 45.42km；扩建 2 座污水站，新建了调水管线 0.9km；新建了井场变电站 40 座，利旧井场柱上变 2 座，新建了 10kV 产能线路 3.67km，新建了线路无功补偿装置 700kVar，新建了防窃电装置 19 台，改造 6 座已建站配电；新建了 6.9km 通井砂石路、2.45km 通井土路；在依托的宋芳屯含油污泥处理站内新建了 1 座初期污染雨水收集池和 1 座应急事故水池；建成后年产能为 4.72×10^4 t。由于批复概算变化，本项目实际总投资为 32205.5 万元，相比环评时期 32429.3 万元，减少了 223.8 万元，主要为批复概算核减，实际环保投资为 637 万元，相比环评时期 665 万元，减少了 28 万元。

本项目建设内容与环评阶段基本一致，建设项目的地点、生产工艺和环境保护措施与环评一致，油水井数量、产能规模、依托场站等与原环评一致，实际建设过程中，单井集油掺水管道相比环评时期增加了 1.1km，单井注水管线相比环评时期增加 0.12km，调水管线相比环评时期增加了 0.4km，10kV 线路相比环评时期减少了 2.13km，井场变电站相比环评时期减少了 7 座，无新增污染源，不新增环境敏感目标。对照《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）、《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），本项目不属于重大变动。

根据《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），通过企业提供的资料和现场勘查得出，本项目符合验收条件，可以开展项目验收调查工作。

受大庆油田有限责任公司第八采油厂的委托，由黑龙江省合壹环保科技有限公司承担大庆油田有限责任公司第八采油厂 2022 年宋芳屯油田芳 11(自营)区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目竣工环境保护验收调查工作。

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T 394-2007）、《建设项目竣工环境保护验收技术指南 污染影响类》，在建设单位的积极配合下，我单位仔细研究了本项目文件资料、环境影响报告书及其批复文件，对项目所在区域的环境敏感点分布情况、环境保护措施执行情况、生态影响及恢复情况、污染治理设施运行情况以及井场建设情况进行了详细的现场勘查，并委托黑龙江省吉瑞达检测科技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本项目所在区域的空气、土壤、声环境、地下水等环境要素进行了验收监测。在完成上述工作的基础上，结合工程有关资料，于 2025 年 10 月编制完成了本项目验收调查报告。验收过程见图 I-2。



图 I-1 地理位置图

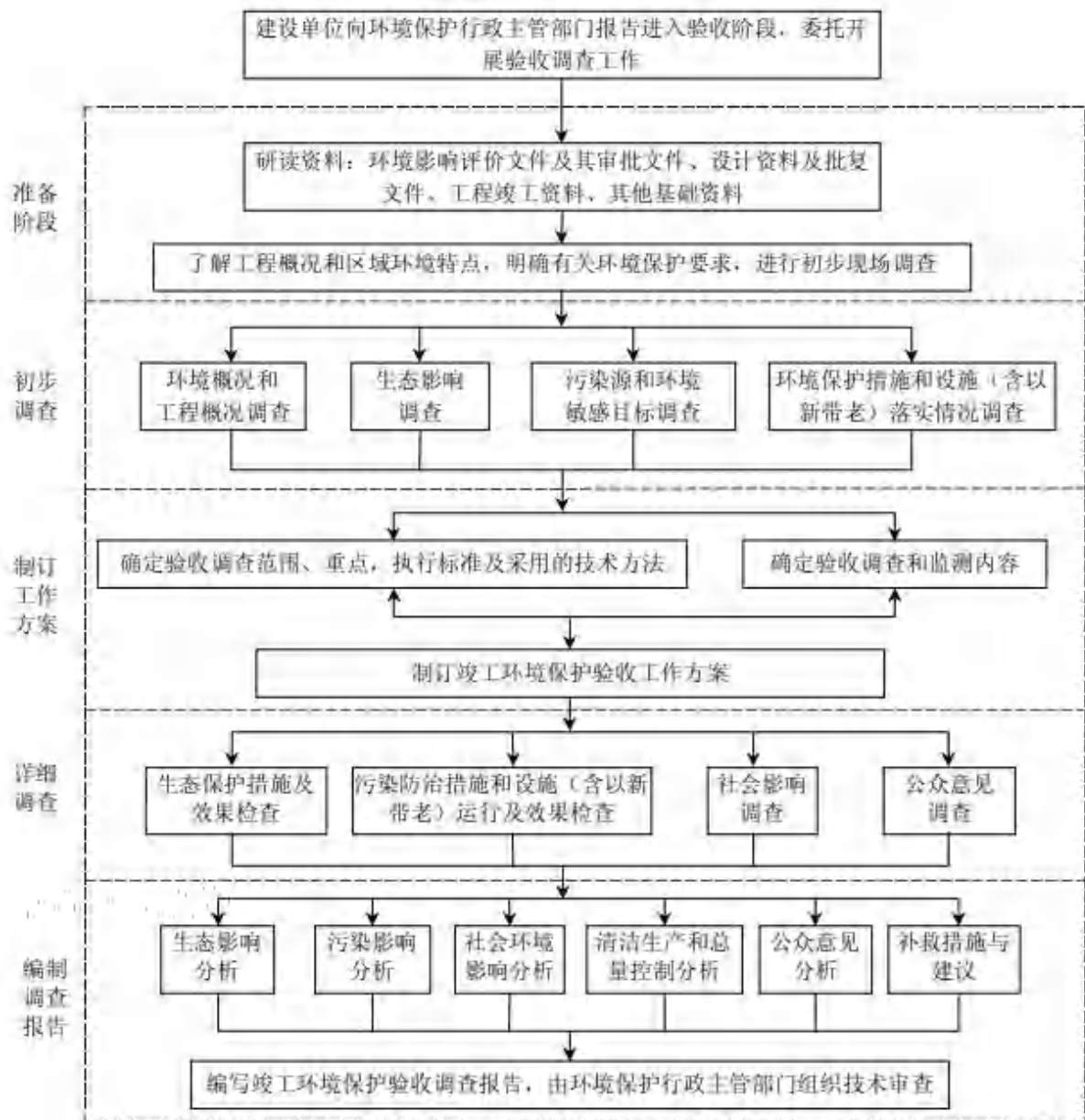


图 I-2 验收调查工作程序图

1 综述

1.1 编制依据

本调查报告编制依据见表 1.1-1。

表 1.1-1 编制依据一览表

项目	序号	内容
法律法规、部门规章和规范性文件	1	《中华人民共和国环境保护法》 (中华人民共和国主席令第九号, 2015 年 1 月 1 日起施行)
	2	《中华人民共和国水污染防治法》 (第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十八次, 2018 年 1 月 1 日起施行)
	3	《中华人民共和国大气污染防治法》 (中华人民共和国主席令第 31 号) (2018 修订) (2018 年 10 月 26 日实施)
	4	《中华人民共和国噪声污染防治法》 (中华人民共和国主席令第 104 号, 2022 年 6 月 5 日起施行)
	5	《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》 (中华人民共和国主席令第 43 号, 2020 年 9 月 1 日起施行)
	6	《中华人民共和国土壤污染防治法》 (2018 年 8 月 31 日第十三届全国人大第五次会议通过, 2019 年 1 月 1 日实施)
	7	《中华人民共和国清洁生产促进法》 (中华人民共和国主席令第 54 号, 2012 年 7 月 1 日起施行)
	8	《中华人民共和国石油天然气管道保护法》 (中华人民共和国主席令第 30 号, 2010 年 10 月 1 日起施行)
	9	《中华人民共和国土地管理法》 (中华人民共和国主席令第 28 号, 2020 年 1 月 1 日起施行)
	10	《中华人民共和国黑土地保护法》 (中华人民共和国主席令第 115 号, 2022 年 8 月 1 日施行)
	11	《中华人民共和国水土保持法》 (中华人民共和国主席令第 39 号, 2011 年 3 月 1 日修订)
	12	《中华人民共和国防沙治沙法》 (中华人民共和国主席令第 16 号, 2018 年 10 月 26 日)
	13	《中华人民共和国循环经济促进法》 (全国人民代表大会常务委员会, 2018 年 12 月 26 日修正)
	14	《建设项目环境保护管理条例》 (国务院令第 682 号, 2017 年 10 月 1 日施行)
	15	《关于环境保护主管部门不再进行建设项目试生产审批的公告》 (环境保护部公告 2016 年第 29 号, 2016 年 4 月 8 日)
	16	《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》 (国环规环评〔2017〕4 号文, 2017 年 11 月 22 日起实施)
	17	《国家突发环境事件应急预案》(国办函〔2014〕119 号, 2014 年 12 月 29 日)
	18	《突发事件应急预案管理办法》(国办发〔2024〕5 号, 2024 年 1 月 31 日)
	19	《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, 2015 年 6 月 4 日起实施)
	20	《石油天然气开采业污染防治技术政策》(2012 年 3 月 7 日)
	21	《黑龙江省环境保护条例》(2018 年 4 月 26 日起施行)
	22	《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, 2018 年 8 月 22 日印发)
	23	《黑龙江省大气污染防治条例》(2018 年 12 月 27 日)

	24	《黑龙江省水污染防治条例》（2023年12月1日起施行）
	25	《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省土壤污染防治实施方案的通知》（黑政发〔2016〕46号，2016年12月30日）
	26	《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（2021年3月2日黑龙江省十三届人大五次会议审议通过）
	27	《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》
	28	《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2022年3月1日起施行）
	29	《关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》（黑龙江省人民政府办公厅，黑政办规〔2021〕18号）
	30	《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》（黑龙江省人民政府办公厅，黑政办规〔2021〕48号）
	31	《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025年）》（黑龙江省人民政府办公厅，黑政办规〔2021〕40号）
	32	《大庆市人民政府关于印发大庆市土壤污染防治实施方案的通知》（庆政规〔2017〕2号）
	33	《大庆市人民政府办公室关于印发大庆市加强水污染防治工作实施方案的通知》（庆政办发〔2015〕55号）
	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）
	35	《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（庆政发〔2021〕13号）
	36	《中共大庆市委大庆市人民政府关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的具体实施意见》（庆发〔2018〕17号）
	37	《大庆市土壤污染防治实施方案》（大庆市人民政府，庆政规〔2017〕2号，2017年3月31日）
	38	《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（大庆市人民政府办公室，庆政办发〔2015〕55号，2015年12月31日）
	39	《大庆市湿地保护管理办法》（庆政规〔2017〕10号）
	40	《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，2021年7月14日）
	41	《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）
技术 导 则	1	《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）
	2	《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）
	3	《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）
	4	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）
	5	《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）
	6	《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）
	7	《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）
	8	《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）
	9	《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）
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》（生态环境部办公厅2018年第9号，2018年5月16日起实施）
	3	《建设项目竣工环境保护技术规范 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》（HJ 1248-2022）
	6	《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）
	7	《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（环办便函〔2020〕492号）

	8	《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ953-2018）
	9	《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则（试行）》（HJ944-2018）
	10	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
	11	《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）
技术资料	1	《2022年宋芳屯油田芳11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目环境影响报告书》（大庆经略环保科技有限公司，2022年7月）
	2	《关于2022年宋芳屯油田芳11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目环境影响报告书的批复》（庆环审[2022]194号，2022年12月23日）
	3	《临时用地许可证》
	4	检测报告等其他资料

1.2 调查目的及原则

1.2.1 调查目的

（1）对本项目的实际建设内容、环境影响因素及环保措施落实情况进行核查，与环境影响报告书、环评批复相对照，反映其变化状况；

（2）调查项目在施工、运行和管理等方面落实环境影响报告书，是否履行了各级环保行政主管部门批复的各项要求；

（3）调查本项目已采取的生态保护、污染控制措施，并通过对项目所在区域环境现状监测结果的评价，分析各项措施实施的有效性，针对本项目已产生的实际环境问题及可能潜在的环境影响，提出切实可行的补救和应对措施；

（4）根据项目环境影响的调查结果，客观、公正地从技术上论证工程是否符合建设项目竣工环境保护验收的条件。

1.2.2 调查原则

- （1）认真贯彻国家与地方的环境保护法律、法规及有关规定；
- （2）坚持污染防治与生态保护并重的原则；
- （3）坚持客观、公正、科学、实用的原则；
- （4）坚持充分利用已有资料与实地踏勘、现场调研、现状监测相结合的原则；
- （5）坚持对项目施工期、运行期环境影响进行全过程分析的原则。

1.3 调查方法

（1）按照国家关于《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》要求，并遵循《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）、《建设项目竣工环境保护验收技术规范生态影响类》（HJ/T394-2007）、《建设项目竣工环境保护验收技术规范污染影响类》（生态环境部办公厅2018年5月16日印发）、《环境影响评价技术导则》规定的方法；

（2）考虑所用方法的可操作性，针对性的选择环境监测、实地调查、文件资料核实等综合性技术手段及方法；

（3）环境影响调查采用资料调研、现场调查与现状监测相结合的方法。

1.4 调查范围及调查因子

1.4.1 调查范围

本次竣工环境保护验收调查内容为2022年宋芳屯油田芳11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目开发范围内的大气环境、水环境、生态环境、土壤环境和声环境等环境质量现状，以及主要污染源分布情况、主要污染源的种类、数量和来源以及存在的主要环境问题；调查油田开发生产过程中临时占地和永久占地情况；由于施工过程中改变土地利用功能，对周围植被造成破坏及对地形地貌与景观造成改变的情况；固体废物的处置情况。验收调查范围原则上与环评的评价范围一致，并根据工程实际建设及环境影响实际情况，结合现场勘查情况对其进行适当调整。验收调查范围与环评一致性详见表1.4-1，调查范围图见图1.4-1。

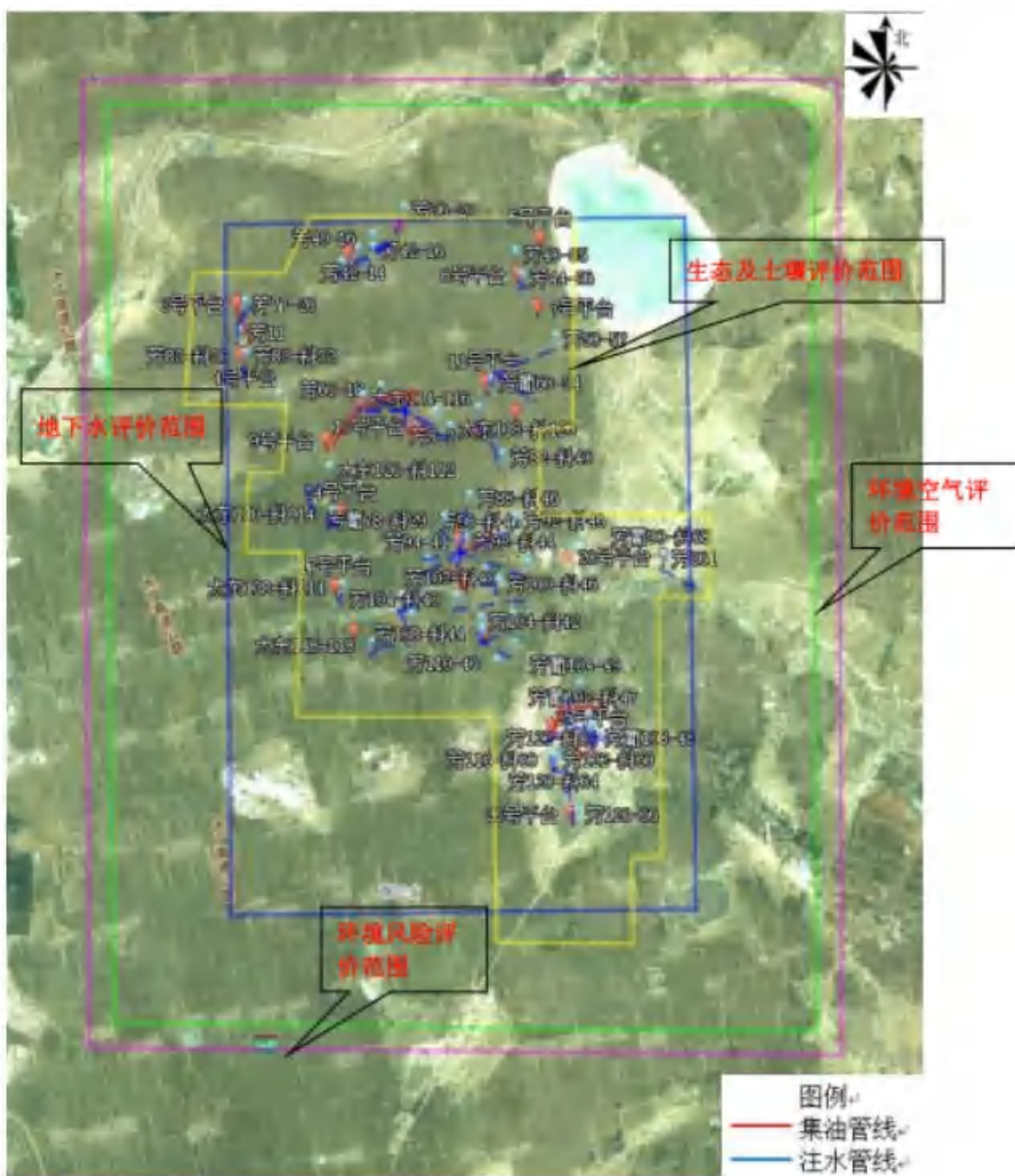


图 1.4-1 环境调查范围图

（1）大气环境验收调查范围

根据该地区气象条件、地形地貌、污染源分布、环境功能等并结合环境影响评价报告书确定的评价范围，本次验收大气环境调查范围为项目井场所在区块为边界，外扩2.5km的矩形范围，与环评时期一致。

（2）地下水环境验收调查范围

本次验收调查为21km*13.5km范围区域。

（3）声环境验收调查范围

本次验收声环境调查范围为井场边界向外200m及管道、道路中心线两侧各200m范围内声环境。

（4）土壤环境验收调查范围

本次验收土壤环境调查范围为井场边界外扩1km以及管道、道路中心线两侧各200m范围内土壤环境。

（5）生态环境验收调查范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），由于导则变化，本次验收生态环境调查范围由井场厂界外扩1000m范围调整为由井场厂界外扩50m范围，新建管道、道路中心线两侧各300m的生态环境。

（6）环境风险验收调查范围

本项目风险评价等级为简单分析，不设置环境风险调查范围。

表 1.4-1 各环境要素调查范围一览表

序号	环境要素	环评阶段调查范围	验收阶段调查范围	一致性分析
1	环境空气	项目井场所在区块为边界，外扩2.5km的矩形范围	项目井场所在区块为边界，外扩2.5km的矩形范围	调查范围与环评时期一致
2	地下水	21km*13.5km范围区域	21km*13.5km范围区域	
3	声环境	井场边界向外200m及管道、道路中心线两侧各200m范围内	井场边界向外200m及管道、道路中心线两侧各200m范围内	
4	土壤环境	拟建井场边界外扩1km以及管道、道路中心线两侧各200m范围内土壤环境	井场边界外扩1km以及管道、道路中心线两侧各200m范围内土壤环境	
5	生态环境	拟建井场边界外扩1km以及管道、道路中心线两侧各300m范围	井场厂界外扩50m范围及新建管道、道路中心线两侧各300m的生态环境	与环评时期相比，井场外扩范围改为50m，验收范围减少，主要是由于HJ349更新
6	环境	本项目风险评价等级为简	本项目风险评价等级为简单	与环评时期一致

风险	单分析，不设置环境风险调查范围	分析，不设置环境风险调查范围	
----	-----------------	----------------	--

1.4.2 调查因子

根据本项目环境影响因素、当地环境状况的特点，参照环境影响报告书内容，确定的调查因子，见表 1.4-2。

表 1.4-2 验收调查因子

分类	调查内容	调查因子	
环境质量	环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃	
	地表水	pH 值、化学需氧量、高锰酸盐指数、氨氮、硫化物、石油类	
	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、挥发酚、氰化物、氟化物、硝酸盐、亚硝酸盐、氨氮、铬（六价）、砷、铅、铁、汞、锰、镉、石油类、总大肠菌群、菌落总数、硫化物	
	包气带	pH、铅、汞、总铬、石油类、砷、挥发酚、镉、铜、镍	
	声环境	连续等效 A 声级	
	土壤	建设用地：pH、As、Cd、Cr（六价）、Cu、Pb、Hg、Ni、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、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]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）；农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	
	生态	植被现状，土地类型，临时占地恢复情况，永久占地的平整情况	
污染物排放	废气	加热炉	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、烟气黑度
		无组织排放	非甲烷总烃

1.5 环境功能区划及验收执行标准

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范生态影响类》（HJ/T394-2007）、《建设项目竣工环境保护验收技术规范污染影响类》（生态环境部公告 2018 年第 9 号）与《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）的相关要求，本次调查，原则上采用建设项目环境影响评价阶段环境保护部门确认的环境保护标准与环境保护设施工艺指标进行验收，如有已修订新颁布的环境保护标准，则用其作为验收调查的标准。本项目执行标准见表 1.5-1。

表 1.5-1 验收执行标准

类别	标准名称
环境质量标准	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）
	非甲烷总烃采用《大气污染物综合排放标准详解》
	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准

	地下水石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准
	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的1类、2类声环境功能区标准
污染物排放标准	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）
	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）
	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）
	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2中新建燃气锅炉标准值
	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准
	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）
	《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）
	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）
《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）	
《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）	
《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）	

1.5.1 环境质量标准

1.5.1.1 环境空气

根据《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），本项目所在地为环境空气二类功能区。

环境空气质量标准环评阶段执行《环境空气质量标准》（GB3095-1996）二级标准及其修改单，本次验收执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单，具体值见表 1.5-2；非甲烷总烃环评阶段和本次验收阶段执行《大气污染物综合排放标准详解》中推荐标准值，具体值见表 1.5-3。

表 1.5-2 空气环境质量标准

污染物项目	平均时间	浓度限值	单位	标准来源
SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》 （GB3095-2012）二级及其修改单
	24 小时平均	150		
	1 小时平均	500		
NO ₂	年平均	40	μg/m ³	
	24 小时平均	80		
	1 小时平均	200		
CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
	1 小时平均	10		
O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³	
	1 小时平均	200		
PM ₁₀	年平均	70	μg/m ³	
	24 小时平均	150		
PM _{2.5}	年平均	35	μg/m ³	
	24 小时平均	75		

表 1.5-3 大气污染物综合排放标准详解

污染物名称	项目	《大气污染物综合排放标准详解》	浓度单位
非甲烷总烃	小时浓度值	2.0	mg/m ³

1.5.1.2 地下水环境

本项目区域地下水环境质量在环评阶段及本次验收均执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，见表 1.5-4；石油类环评阶段及本次验收均参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准执行，见表 1.5-5。

表 1.5-4 地下水质量标准

序号	项目	标准值 mg/L	序号	项目	标准值 mg/L
1	pH	6.5-8.5	13	铅	≤0.01
2	总硬度	≤450	14	镉	≤0.005
3	耗氧量	≤3.0	15	铬（六价）	≤0.05
4	挥发酚	≤0.002	16	汞	≤0.001
5	氟化物	≤1.0	17	砷	≤0.01
6	硝酸盐（以 N 计）	≤20.0	18	氰化物	≤0.05
7	亚硝酸盐（以 N 计）	≤1.00	19	铁	≤0.3
8	氨氮	≤0.50	20	锰	≤0.10
9	石油类	≤0.05	21	溶解性总固体	≤1000
10	菌落总数（CFU/ml）	≤100	22	氯化物	≤250
11	总大肠菌群（MPN/100ml）	≤3.0	23	钠	≤200
12	硫酸盐	≤250	24	硫化物	≤0.02

1.5.1.3 声环境质量标准

根据《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），本项目所在区域内声环境环评阶段及本次验收执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类、2类声环境功能区标准。具体值见表 1.5-5。

表 1.5-5 声环境质量标准单位：dB(A)

类别	适用区域	昼间	夜间	标准来源
1类	村屯居民住宅	55	45	《声环境质量标准》（GB3096-2008）
2类	居住、商业、工业混杂区	60	50	

1.5.1.4 土壤环境质量标准

本次验收井场永久占地范围内土壤环境执行《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，井场外土壤环境执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准，与环评时期一致。验收执行标准详见表 1.5-6、表 1.5-7。

表 1.5-6 土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 单位：mg/kg

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值
			第二类用地
重金属和无机物			
1	砷	7440-38-2	60
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
挥发性有机物			
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
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
28	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
其他项目			
46	石油烃（C ₁₀ —C ₄₀ ）	/	4500

表 1.5-7 土壤环境质量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 (mg/kg)			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	其他	0.3	0.3	0.3	0.6

2	汞	其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	其他	40	40	30	25
4	铅	其他	70	90	120	170
5	铬	其他	150	150	200	250
6	铜	其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

1.5.2 污染物排放控制标准

1.5.2.1 废气排放执行标准

①施工期扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值，见表 1.5-8。

表 1.5-8 大气污染物综合排放标准

污染物	无组织排放监控浓度限值	浓度（mg/m ³ ）
颗粒物	周界外浓度最高点	1.0

②本项目油井 2024 年 8 月投运，运营期井场厂界外 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）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值。

本项目运营期依托场站芳深 2 转、祝 3 转、芳 507 转、芳 707 转等场站及井场厂界外 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）中的相关标准要求。

表 1.5-9 厂区内 VOCs 无组织排放限值 单位：mg/m³

污染物项目	排放限值	标准名称	执行时间
非甲烷总烃	井场	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值
	场站	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值

依托场站内产生的挥发性有机物（非甲烷总烃）执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值。

表 1.5-10 厂区内 VOCs 无组织排放限值

污染物	排放限值（mg/m ³ ）	限值含义	无组织排放监控位置
NMHC	10	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外设置监控点
	30	监控点处任意一次浓度值	

③依托场站加热装置产生的燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准值。

表 1.5-11 锅炉大气污染物排放浓度限值 单位：mg/m³

标准	锅炉类别	颗粒物	SO ₂	NO _x	烟气黑度（林格曼黑度，级）
表 2 新建	燃气锅炉	20	50	200	≤1

④根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，原油储存控制符合标准中第5.2.2.1要求；储罐运行维护符合标准中第5.2.3要求；挥发性有机液体装载排放控制符合标准中5.3要求；废水集输和处理系统排放控制符合标准中5.4要求；设备与管道组件泄漏排放控制符合标准中5.5要求。

A、挥发性有机液体储存排放控制要求执行标准中表2原油和2号稳定轻烃储存排放控制要求中原油储存排放控制要求。

表 1.5-12 原油储存排放控制要求

物料	现有或新建储罐	物料真实蒸气压, kPa	单罐设计容积, m ³	排放控制要求
原油	现有	>66.7	>100	①
		≥27.6 但≤66.7	>500	②
	新建	>66.7	≥75	①
		≥27.6 但≤66.7	≥75	②

①符合下列要求之一：
a)采用压力罐或低压罐；b)采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施；c)采取其他等效措施。
②符合下列要求之一：
a)采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；液式、机械式鞋形等高效密封方式；b)采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于80%；c)采用气相平衡系统；d)采取其他等效措施。

B、有组织排放控制要求：

a、非甲烷总烃排放浓度不超过 120mg/m³；

b、生产装置和设施排气中非甲烷总烃初始排放速率≥3kg/h 的，废气处理设施非甲烷总烃去除效率不低于 80%；

C、储罐运行维护符合标准中第 5.2.3 要求：固定顶罐罐体应保持完好，储罐附件开口（孔），处采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭，应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；

D、废水集输和处理系统排放控制符合标准中 5.4 要求：油气田采出水、原油稳定装置污水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。

1.5.2.2 噪声排放执行标准

施工期执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）表 1 排放限值，见表 1.5-13。

表 1.5-13 建筑施工场界环境噪声排放标准单位：dB(A)

昼间	夜间
70	55

运营期井场、依托场站噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准，见表 1.5-14。

表 1.5-14 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	居住、商业、工业混杂及商业中心区	60	50

1.5.2.3 废水处理执行标准

施工期试压废水、清洗废水，运营期油井作业污水由罐车拉运至宋一联合油污水处理站处理后回注地下开采油层，不外排。

运营期产液分离的油田采出水经宋一联合油污水处理站处理后回注。宋一联合油污水处理站设计进水指标为含油量 $\leq 2000\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 100\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 30\mu\text{m}$ ，处理后回注水指标均执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ 要求，同时《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求，标准限值见表 1.5-15。

表 1.5-15 回注水标准指标表

序号	项目	《大庆油田地面工程建设设计规定》标准
1	含油量，mg/L	≤ 10
2	悬浮固体含量，mg/L	≤ 5
3	悬浮物颗粒直径中值， μm	≤ 2

1.5.2.4 固体废物排放执行标准

施工期产生的管道施工废料属于一般工业固体废物，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）。

油井作业产生的含油废弃防渗布属于危险废物，执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），危险废物收集、贮存、转移活动严格执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）。

油井作业生产的落地油和依托场站产生的含油污泥统一收集后拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/3104-2022）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。

表 1.5-16 含油污泥执行标准 单位：mg/kg

序号	控制项目	控制限制
1	As（以干基计）（mg/kg）	≤ 30
2	Hg（以干基计）（mg/kg）	≤ 0.8
3	Cr ⁶⁺ （以干基计）（mg/kg）	≤ 5
4	Cu（以干基计）（mg/kg）	≤ 150
5	Zn（以干基计）（mg/kg）	≤ 600
6	Ni（以干基计）（mg/kg）	≤ 150

7	Pb（以干基计）（mg/kg）	≤375
8	Cd（以干基计）（mg/kg）	≤3
9	石油类（以干基计）（mg/kg）	≤3000
10	pH	6.5-9
11	含水率（质量百分比）	≤40%

本项目产生的生活垃圾执行《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）。

危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），危险废物收集、贮存、转移活动严格执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）。

1.6 环境保护目标及变化情况

通过对本项目进行现场勘察和分析，确定出本次验收调查的主要环境保护目标。详见表 1.6-1—表 1.6-3。本项目环境保护目标见图 1-6-1。项目环境保护目标与环评时期一致。

表 1.6-1 大气环境保护目标一览表

名称	坐标	保护对象	保护内容	环境功能	相对方位	相对距离（km）
纪家屯	124.955252, 46.03635	居民，约 200 人	环境空气	二类区	3 号平台西北侧	1.15
奋斗村	124.959397, 46.050221	居民，约 300 人	环境空气	二类区	3 号平台西北侧	2
小张屯	124.974718, 46.054421	居民，约 200 人	环境空气	二类区	3 号平台东北侧	2.1
发展村	124.941330, 46.016257	居民，约 400 人	环境空气	二类区	4 号平台西南侧	2
王殿奎	124.966350, 46.019396	居民，约 200 人	环境空气	二类区	4 号平台西南侧	0.6
大青山村	124.983559, 46.021201	居民，约 400 人	环境空气	二类区	4 号平台东南侧	0.5
西山后屯	125.007420, 46.058686	居民，约 200 人	环境空气	二类区	芳 36-20 井西北侧	1
青山村	125.015420, 46.059686	居民，约 500 人	环境空气	二类区	芳 36-20 井北侧	0.9
张义屯	125.033439, 46.054756	居民，约 200 人	环境空气	二类区	芳 36-20 井东北侧	1.35
后烧锅屯	125.052910, 46.057271	居民，约 300 人	环境空气	二类区	5 号平台北侧	1.35
张子元屯	124.982460, 46.035381	居民，约 200 人	环境空气	二类区	芳 36-20 井东北侧	0.7
董义屯	124.995532, 46.038182	居民，约 200 人	环境空气	二类区	芳 44-斜 14 井西南侧	0.18
邢凤竹屯	125.009394, 46.039612	居民，约 200 人	环境空气	二类区	芳 44-斜 14 井东南侧	0.5
双发村	125.036645, 46.039778	居民，约 400 人	环境空气	二类区	6 号平台西北侧	0.3
前烧锅屯	125.053154, 46.040935	居民，约 200 人	环境空气	二类区	6 号平台东北侧	0.35
马家屯	125.010711, 46.025020	居民，约 200 人	环境空气	二类区	芳 60-18 井北侧	0.75
腰窝棚	125.030766, 46.029303	居民，约 300 人	环境空气	二类区	7 号平台西南侧	1.5
老江身村	125.061922,	居民，约（人数缺失）	环境空气	二类区	芳 50-57 井东北侧	0.19

	46.029396					
小围子	125.024731, 46.016251	居民, 约 200 人	环境空气	二类区	芳 8-2 北侧	0.2
国强村	125.044889, 46.002062	居民, 约 300 人	环境空气	二类区	芳 82 - 斜 40 北侧	0.3
群众村	124.988537, 45.986186	居民, 约 400 人	环境空气	二类区	太东 130 - 斜 114 井西南侧	0.85
太平屯	124.994708, 45.989036	居民, 约 200 人	环境空气	二类区	太东 130 - 斜 114 井南侧	0.5
张福德屯	125.001574, 45.988480	居民, 约 200 人	环境空气	二类区	14 号平台东南侧	0.65
刘宗林屯	125.010398, 45.989926	居民, 约 200 人	环境空气	二类区	14 号平台东南侧	0.9
邢大桥屯	125.020238, 45.992730	居民, 约 300 人	环境空气	二类区	14 号平台东南侧	1.5
盛广和屯	125.035503, 45.984113	居民, 约 200 人	环境空气	二类区	19 号平台东北侧	0.15
东山村	125.038396, 45.976834	居民, 约 400 人	环境空气	二类区	芳 106 - 斜 18 井西北侧	0.35
双城村	124.992056, 45.965771	居民, 约 200 人	环境空气	二类区	太东 148-118 井西南侧	0.9
于家店	125.002274, 45.967335	居民, 约 200 人	环境空气	二类区	太东 148-118 井东南侧	0.25
张才屯	125.008274, 45.965935	居民, 约 200 人	环境空气	二类区	太东 148-118 井东南侧	0.35
孤王家	125.038490, 45.958745	居民, 约 200 人	环境空气	二类区	芳 110-46 井南侧	0.75
东南山	125.065870, 45.968902	居民, 约 200 人	环境空气	二类区	23 号平台西北侧	1.05
东升村	125.091619, 45.965515	居民, 约 400 人	环境空气	二类区	23 号平台东北侧	1.7
王连仲	125.077217, 45.956417	居民, 约 200 人	环境空气	二类区	23 号平台东南侧	0.65
大庙屯	125.036430, 45.925125	居民, 约 200 人	环境空气	二类区	26 号平台西南侧	1.5
日新村	125.075741, 45.926677	居民, 约 600 人	环境空气	二类区	26 号平台东南侧	1.55
孙广祥	125.090675, 45.929722	居民, 约 500 人	环境空气	二类区	26 号平台东南侧	2.3

表 1.6-2 地下水环境保护目标一览表

保护目标名称	相对方位	相对距离 (km)	规模说明	与环评时期区别
纪家屯水井	3 号平台西北侧	1.15	有 1 口饮用水井供全村 200 人饮用, 井深 120m, 另有分散水井约 15 口, 平均井深 20m, 主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
奋斗村水井	3 号平台西北侧	2	有 1 口饮用水井供全村 300 人饮用, 井深 120m, 另有分散水井 15 口, 平均井深 20m, 主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
小张屯水井	3 号平台东北侧	2.1	有 1 口饮用水井供全村 200 人饮用, 井深 120m, 另有分散水井共 20 口, 平均井深 25m, 主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
发展村水井	4 号平台西南侧	2	有 1 口饮用水井供全村饮用, 井深 120m, 另有分散水井约 15 口, 平均井深 20m, 主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
王殿奎水井	4 号平台西南侧	0.6	有 1 口饮用水井供全村 200 人饮用, 井深 120m, 另有分散水井约 15 口, 平均井深 20m, 主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致

大青山村水井	4号平台东南侧	0.5	有1口饮用水井供全村400人饮用，井深120m，另有分散水井20口，平均井深25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
西山后屯水井	芳36-20井西北侧	1	有1口饮用水井供全村200人饮用，井深120m，另有分散水井约15口，平均井深20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
青山村水井	芳36-20井北侧	0.9	有1口饮用水井供全村500人饮用，井深120m，另有分散水井约15口，平均井深20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
张义屯水井	芳36-20井东北侧	1.35	有1口饮用水井供全村200人饮用，井深120m，另有分散水井20口，平均井深25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
后烧锅屯水井	5号平台北侧	1.35	有1口饮用水井供全村300人饮用，井深120m，另有分散水井约15口，平均井深20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
张子元屯水井	芳36-20井东北侧	0.7	有1口饮用水井供全村200人饮用，井深120m，另有分散水井约15口，平均井深20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
董义屯水井	芳44-斜14井西南侧	0.18	有1口饮用水井供全村200人饮用，井深120m，另有分散水井20口，平均井深25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
邢凤竹屯水井	芳44-斜14井东南侧	0.5	有1口饮用水井供全村200人饮用，井深120m，另有分散水井20口，平均井深25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
双发村水井	6号平台西北侧	0.3	有1口饮用水井供全村400人饮用，井深120m，另有分散水井约15口，平均井深20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
前烧锅屯水井	6号平台东北侧	0.35	有1口饮用水井供全村200人饮用，井深120m，另有分散水井约15口，平均井深20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
马家屯水井	芳60-18井北侧	0.75	有1口饮用水井供全村200人饮用，井深120m，另有分散水井约25口，平均井深20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
腰窝棚水井	7号平台西南侧	1.5	有1口饮用水井供全村300人饮用，井深120m，另有分散水井约15口，平均井深20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
老江身村水井	芳50-57井东北侧	0.19	有1口饮用水井供全村400人饮用，井深120m，另有分散水井约25口，平均井深20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
小围子水井	芳8-2北侧	0.2	有1口饮用水井供全村饮用，井深120m，另有分散水井约15口，平均井深20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
国强村水井	芳82-斜40北侧	0.3	有1口饮用水井供全村300人饮用，井深120m，另有分散水井约15口，平均井深20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
群众村水井	太东130-斜114井西南侧	0.85	有1口饮用水井供全村400人饮用，井深120m，另有分散水井约15口，平均井深20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
太平屯水井	太东130-斜114井南侧	0.5	有1口饮用水井供全村200人饮用，井深120m，另有分散水井约15口，平均	一致

			井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	
张福德屯水井	14 号平台东南侧	0.65	有 1 口饮用水井供全村 200 人饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
刘宗林屯水井	14 号平台东南侧	0.9	有 1 口饮用水井供全村 200 人饮用，井深 120m，另有分散水井 20 口，平均井深 25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
邢大桥屯水井	14 号平台东南侧	1.5	有 1 口饮用水井供全村 300 人饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
盛广和屯水井	19 号平台东北侧	0.15	有 1 口饮用水井供全村 200 人饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
东山村水井	芳 106-斜 18 井西北侧	0.35	有 1 口饮用水井供全村 400 人饮用，井深 120m，另有分散水井 20 口，平均井深 25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
双城村水井	太东 148-118 井西南侧	0.9	有 1 口饮用水井供全村 400 人饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
于家店水井	太东 148-118 井东南侧	0.25	有 1 口饮用水井供全村 200 人饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
张才屯水井	太东 148-118 井东南侧	0.35	有 1 口饮用水井供全村 200 人饮用，井深 120m，另有分散水井 20 口，平均井深 25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
孤王家水井	芳 110-46 井南侧	0.75	有 1 口饮用水井供全村 200 人饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
东南山水井	23 号平台西北侧	1.05	有 1 口饮用水井供全村 200 人饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
东升村水井	23 号平台东北侧	1.7	有 1 口饮用水井供全村 400 人饮用，井深 120m，另有分散水井 20 口，平均井深 25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
王连仲水井	23 号平台东南侧	0.65	有 1 口饮用水井供全村 200 人饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
大庙屯水井	26 号平台西南侧	1.5	有 1 口饮用水井供全村 200 人饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
日新村水井	26 号平台东南侧	1.55	有 1 口饮用水井供全村 600 人饮用，井深 120m，另有分散水井 20 口，平均井深 25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致
孙广祥水井	26 号平台东南侧	2.3	有 1 口饮用水井供全村 500 人饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。	一致

表 1.6-3 其他环境保护目标一览表

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	与环评一致性
地表水	老江身泡	5#平台东侧 320m	不低于现有质量	一致
	无名泡	23 号平台西南侧 300m	不低于现有质量	一致
声环境	董义屯	芳 44-斜 14 井西南侧 180m	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 1 类标准	一致
	小围子	芳 8-2 北侧 200m		一致
生态环境	井场外扩 50m 范围、管道、道路中心线两侧各 300m 内生态环境	永久占地的耕地按照“占一补一”进行开垦，补缴费用，临时占用耕地平整后复垦	永久占地的耕地按照“占一补一”进行开垦，补缴费用，临时占用耕地平整后复垦	不一致，导则变化，外扩范围由 1000m 调整至 50m
土壤环境	井场永久占地内土壤		《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》 (GB36600-2018)	一致
	井场周边外壳 1km 以及管道、道路中心线两侧各 200m 范围内耕地（基本农田）、一般草地		《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》 (GB15618-2018)	一致

1.7 调查重点

本次调查重点是项目开发期对生态、大气环境、水环境、声环境的影响，环境影响报告书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。

(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。

(2) 生态、土壤影响调查：重点调查油田开发区域新建井场临时占地的恢复情况，监测井场内及附近土壤环境质量状况，分析生态环保措施落实情况及其效果，对已采取的措施进行有效性评估。

(3) 大气环境影响调查：将重点调查新建井场建设后对大气环境的影响情况，对已采取的措施进行有效性评估。

(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，对环境是否造成影响；分析水环境保护措施落实情况及其效果，是否存在跑、冒、滴、漏等

现象，对环境是否造成影响，对已采取的措施进行有效性评估。

（5）声环境影响调查：重点调查本项目新建井场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。

（6）固体废物调查：重点调查固体废物排放情况；是否落实环境影响报告书及其批复文件中提出的固体污染防治措施。

（7）环境风险防范及应急措施调查：调查是否发生过环境风险污染事故及事故处理情况，环境风险污染事故应急防范预案的建立、执行、演练情况及事故应急设施的准备情况。

（8）环境保护设计文件、环境影响评价文件及环境影响评价审批文件中提出的环境保护措施落实情况及其效果、污染物排放总量控制要求落实情况。

（9）环境管理状况调查：环境影响评价制度及其他环境保护规章制度执行情况、监测计划执行情况及排污许可执行情况。

2 工程调查

2.1 项目概况

项目名称：2022年宋芳屯油田芳11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目

工程规模：实际基建了油井102口，其中91口油井采用了单管环状掺水集油流程、11口油井采用了电加热集油流程，新建了单井集油掺水管道12.57km，更换了3座转油站外输泵，扩改建宋一联脱水站；实际基建了注水井76口，其中改造老井45口，扩建1座注水站，新建10座配水间，扩改建9座配水间，新建了注水干线10km，新建了单井注水管线45.42km；扩建2座污水站，新建了调水管线0.9km；新建了井场变电站40座，利旧井场柱上变2座，新建了10kV产能线路3.67km，新建了线路无功补偿装置700kVar，新建了窃电装置19台，改造6座已建站配电；新建了6.9km通井砂石路、2.45km通井土路；在依托的宋芳屯含油污泥处理站内新建了1座初期污染雨水收集池和1座应急事故水池；建成后年产能为 4.72×10^4 t。

投资：由于批复概算变化，本项目实际总投资为32205.5万元，相比环评时期32429.3万元，减少了223.8万元，主要为批复概算核减，实际环保投资为637万元，相比环评时期665万元，减少了28万元。

项目占地面积：实际总占地面积为72.68 hm^2 ，相比环评时期73.06 hm^2 ，减少了0.38 hm^2 ，其中永久占地面积与环评时期一致为3.69 hm^2 ，临时占地面积68.99 hm^2 ，相比环评时期69.37 hm^2 ，减少了0.38 hm^2 。

项目建设性质：改扩建。

项目地理位置：本项目油田开发区块位于大庆市大同区祝三乡境内，具体位置如图I-1所示。

2.2 项目建设过程

2022年7月，大庆经略环保科技有限公司编制了《2022年宋芳屯油田芳11(自营)区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目环境影响报告书》，大庆市生态环境局于2022年12月23日对本项目环境影响报告书进行了批复(庆环审[2022]194号)。

本项目环保设施设计单位为大庆油田设计院有限公司，环评批复后，本项目于2023年1月进行施工，除部分电力工程外其余工程于2024年8月建成，全部工程于2025年8月竣工。建设过程详情见表2.2-1。

表 2.2-1 建设工程回顾表

序号	项目	时间	单位
1	环评文件	2022.7	大庆经略环保科技有限公司
2	环评文件批复	2022.12.23	大庆市生态环境局
3	建设期	2023.1-2025.8	大庆油田建设集团有限责任公司油田工程事业部第八项目部
4	本项目运行期	2025.8	大庆油田有限责任公司第八采油厂

2.3 开发建设情况

根据调查，本项目实际基建了油水井 178 口，其中油井 102 口、水井 76 口，与环评时期一致，建成产能规模为 $4.72 \times 10^4 \text{t}$ （折算后）。

本次验收根据建设单位提供的资料，本项目除部分电力工程外其余工程于 2024 年 8 月建成，全部工程于 2025 年 8 月竣工。实际生产数据与环评预测数据对比情况列于表 2.3-1。

表 2.3-1 项目实际与预测生产数据对比情况

项目	单位	计划值	实际值（折算全年）	变化情况
年产油量	10^4t/a	4.72	4.72	0
年产液量	10^4t/a	10.76	10.76	0
综合含水	%	56.1	56.1	0

井位坐标及井别见表 2.3-2。

表 2.3-2 项目实际油井分布情况

序号	平台/单井	井号	井别	地类	备注	与环评内容异同点
1	1	芳 129-斜 75	油井	低洼地草地		一致
2		芳 131-斜 73	油井	低洼地草地	压裂投产	一致
3		芳 131-斜 71	油井	低洼地草地		一致
4	2	芳 128-斜 73	油井	耕地	缓钻井	一致
5		芳 129-斜 73	油井	耕地	缓钻井	一致
6	3	芳 137-斜 69	油井	耕地		一致
7		芳 135-斜 77	油井	耕地		一致
8		芳 137-74	油井	耕地		一致
9		芳 139-斜 75	油井	耕地		一致
10	4	芳 131-斜 77	油井	耕地		一致
11		芳 131-斜 79	油井	耕地		一致
12		芳 133-斜 79	油井	耕地		一致
13		芳 133-斜 83	油井	耕地		一致
14		芳 135-斜 81	油井	耕地		一致
15	5	芳 142-斜 79	油井	耕地		一致
16		芳 141-斜 81	油井	耕地		一致
17		芳 139-斜 78	油井	耕地		一致
18		芳 137-斜 81	油井	耕地	压裂投产	一致
19	6	芳 147-83	油井	耕地		一致
20		芳 145-斜 85	油井	耕地	压裂投产	一致
21		芳 151-斜 85	油井	耕地		一致

22	/	芳 130-70	水井	低洼地草地		一致
23	7	芳 130-斜 71	水井	耕地		一致
24		芳 130-斜 73	水井	耕地		一致
25	/	芳 140-71	水井	耕地		一致
26	/	芳 138-76	水井	耕地		一致
27	/	芳 136-78	水井	耕地		一致
28	/	芳 139-斜 81	水井	耕地		一致
29	/	芳 142-82	水井	耕地		一致
30	/	芳 146-82	水井	耕地		一致



图 2.3-1 井位分布图

(1) 采油方式

本次产能实际基建了油井 102 口，全部采用了抽油机采油方式，油井机型及配电装置统计见表 2.3-3。

表 2.3-3 采油机型及配电装置统计表

名称	型号	数量	单位	与环评内容异同点
抽油机	CYJY8-3-37HB	台	102	一致

(2) 油井清防蜡方式

本项目该区块油井清防蜡技术采用以固体防蜡器为主，洗井清防蜡为辅。

(3) 集油系统

本项目共基建了油井 102 口，本次产能油井位于芳深 2、祝 3、芳 507、芳 707 转油站管辖范围内。将 102 口油井就近搭接进入已建 12 座集油阀组间（芳深 2-2、芳深 2-3、芳深 2-4、芳深 2-5、芳深 2-6、芳深 2-7、芳深 2-12、祝 3-5、祝 3-7、芳 507-4、芳 707-5、芳 707-7）和芳深 2 电加热 3#回路。

①芳深 2 转油站

本项目共有 32 口油井就近挂接至已建集油环，共涉及 7 个阀组间。

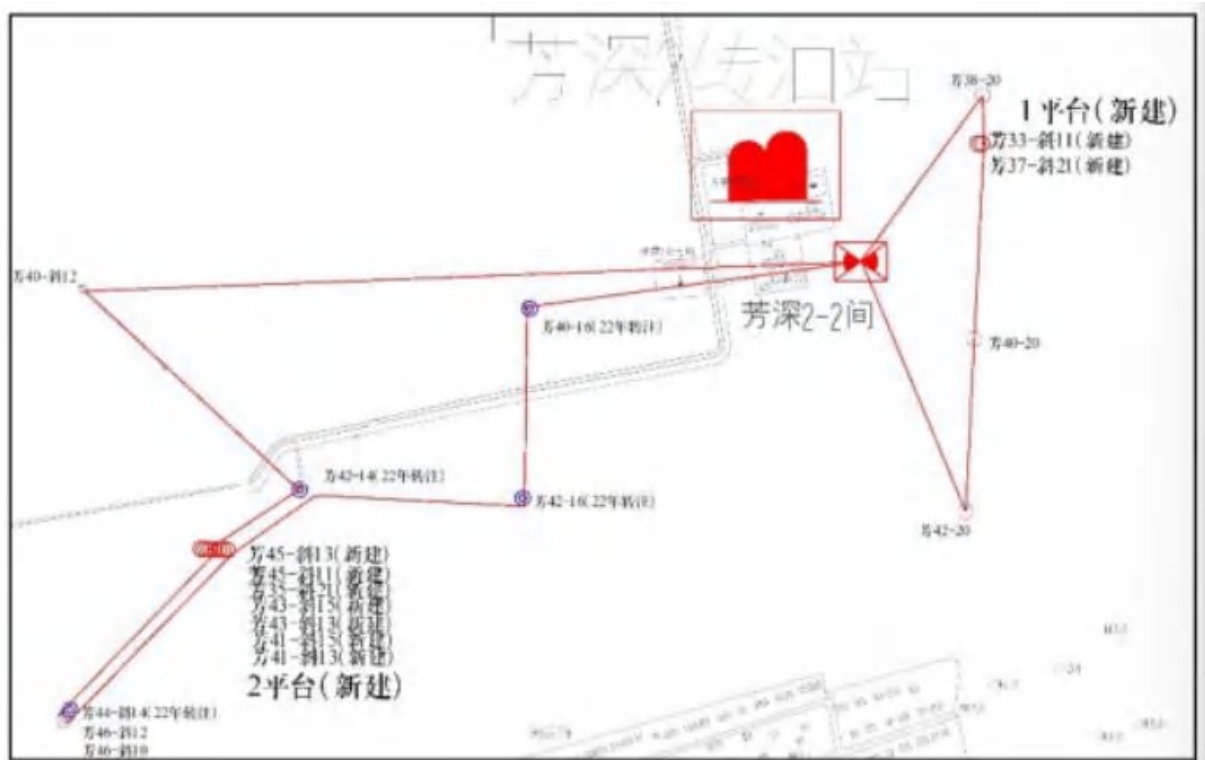


图 2.3-2 (1) 芳深 2-2 阀组间新井搭接示意图

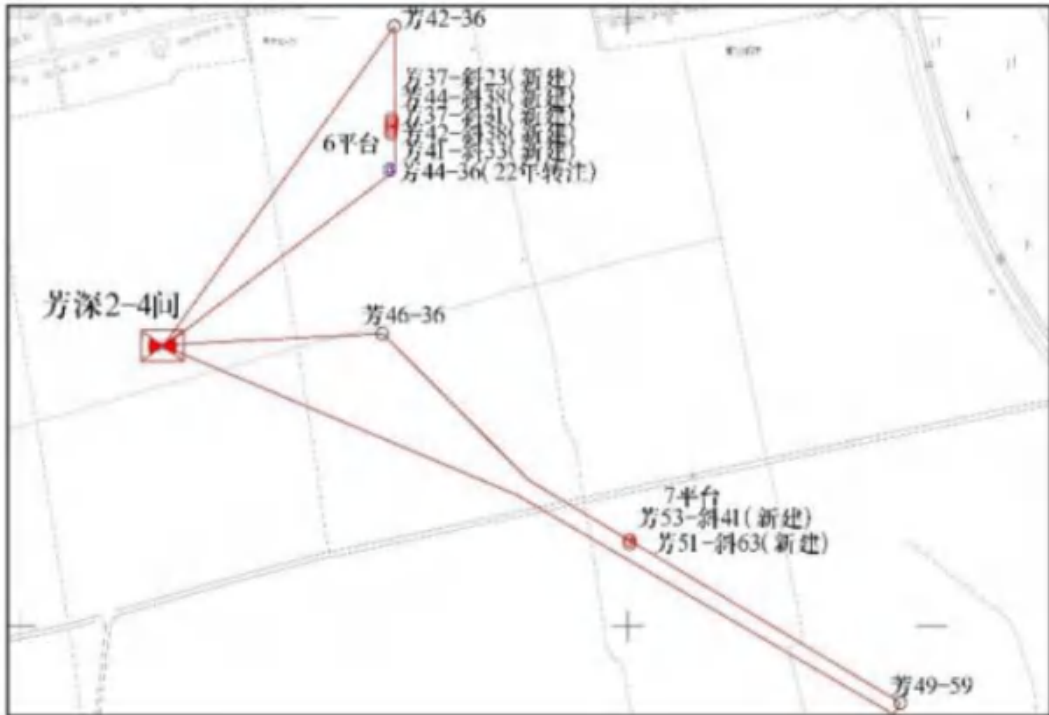


图 2.3-2 (2) 芳深 2-4 阀组间新井搭接示意图

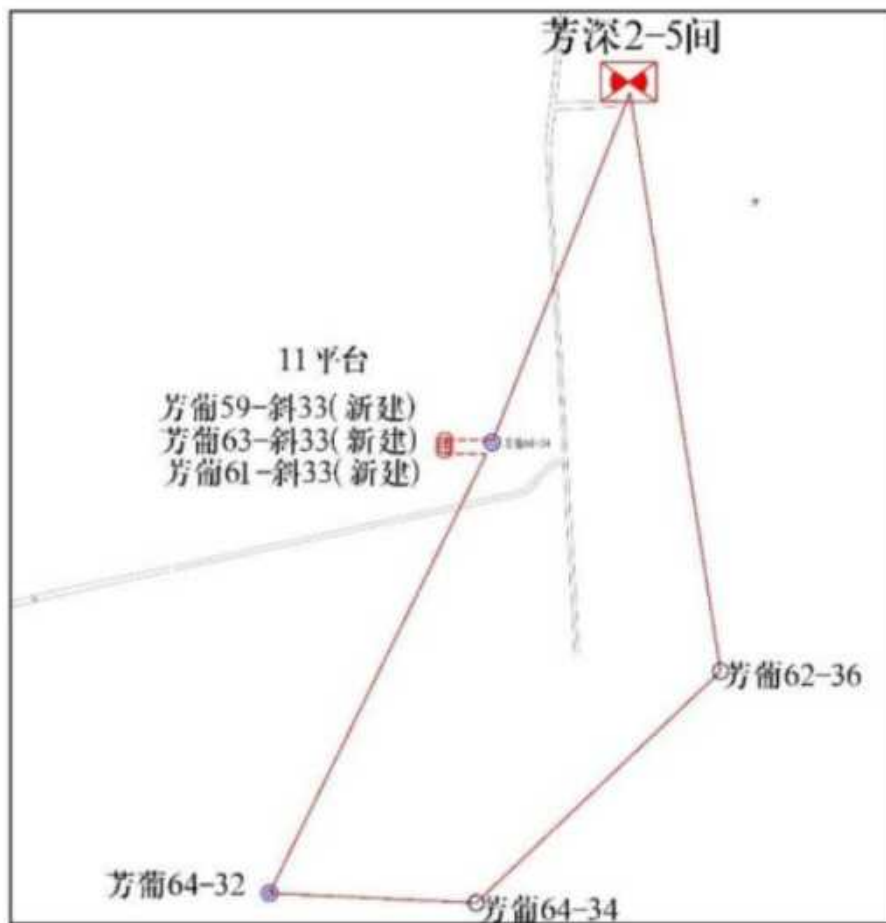


图 2.3-2 (3) 芳深 2-5 阀组间新井搭接示意图

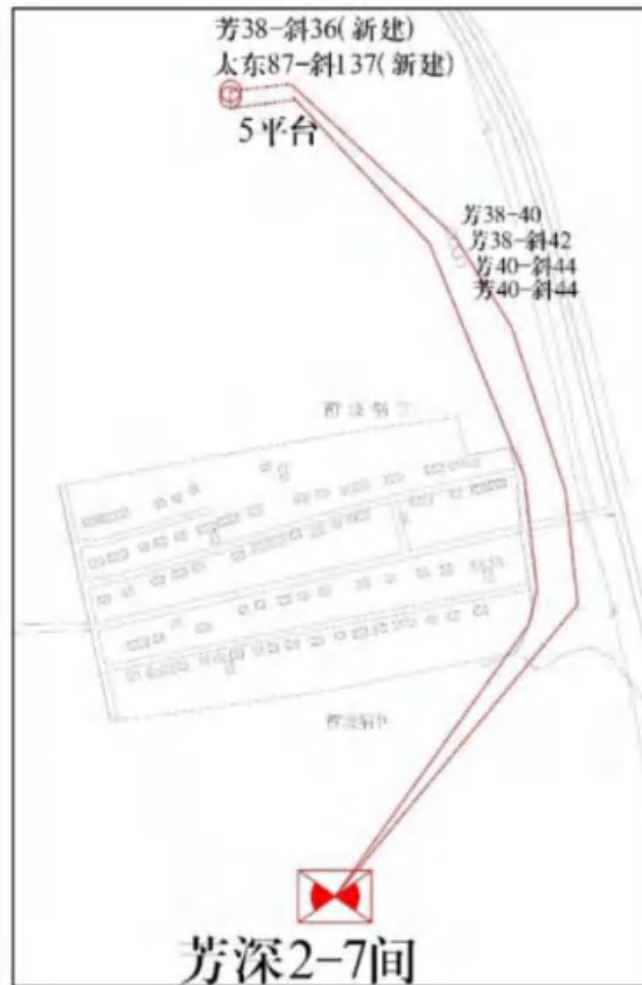


图 2.3-2（4） 芳深 2-7 阀组间新井搭接示意图

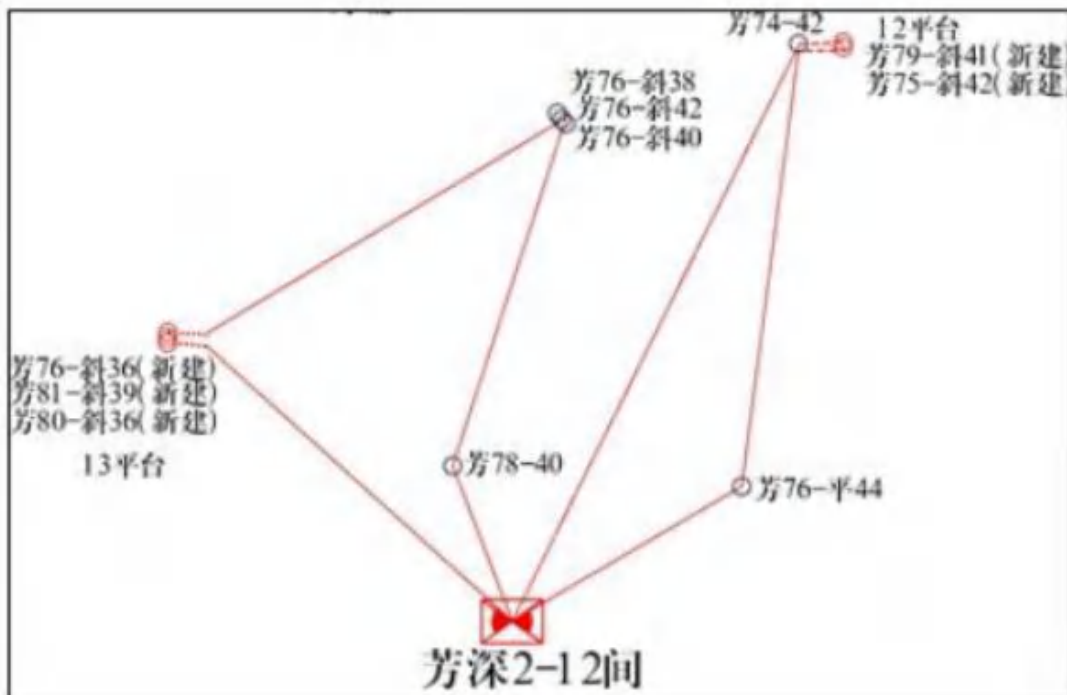


图 2.3-2（5） 芳深 2-12 阀组间新井搭接示意图

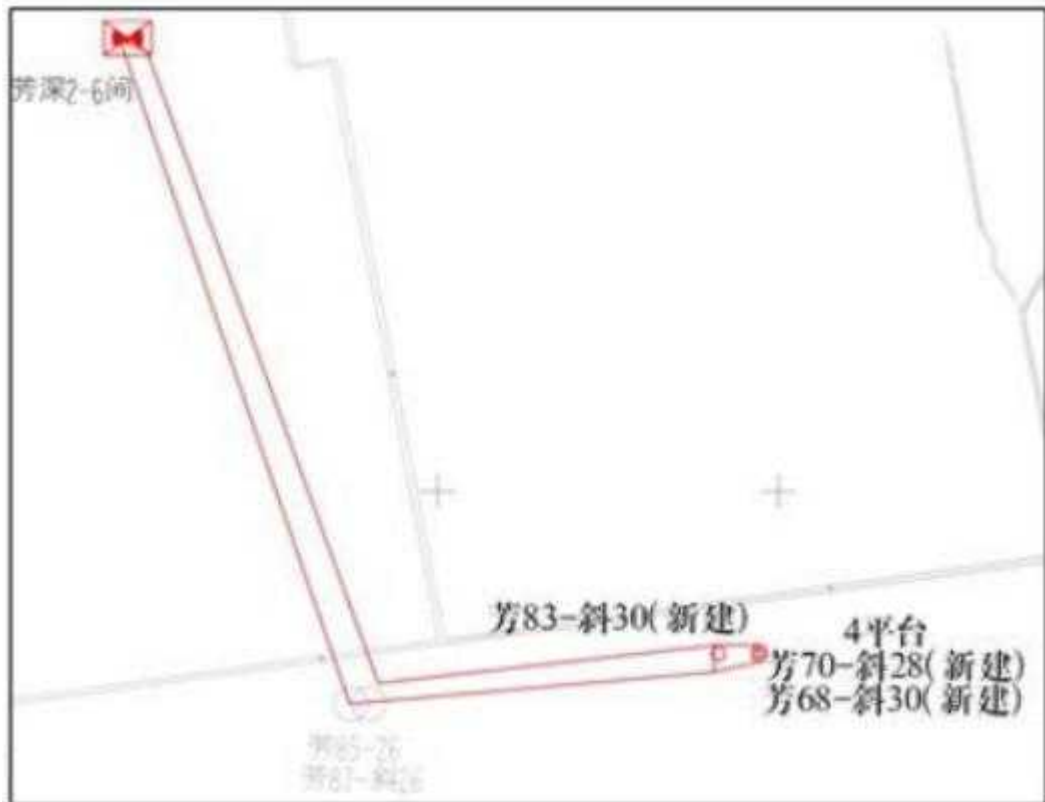


图 2.3-2（6） 芳深 2-6 阀组间新井搭接示意图

其中 3 号平台的 3 口油井就近搭接芳深 2-3 阀组间的已建 3 环。由于芳 11 转为注水井，且该井的集油掺水管道路过敬老院和鱼塘，为管道高风险地区，本次对已建 3 环进行路径优化。新建管线 650m，原环长 1800m，优化后环长 1300m。



图 2.3-2（7） 芳深 2-3 阀组间新井搭接示意图

②祝3转油站

本项目共有 16 口油井就近搭接至已建集油环，共涉及 2 个阀组间。

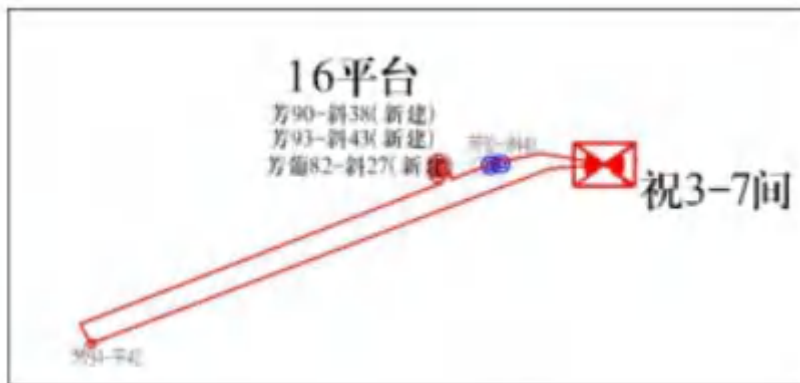


图 2.3-2 (8) 祝 3-7 阀组间新井搭接示意图

祝 3-5 间的 4 环全长 7.6km，北部有 11 口油井（9 口已建+2 口新建）通过电加热搭接至该环。本次优化了环路径，将北部油井的集油环改为电加热干线，利旧原集油管线（加装集肤效应加热装置），搭接至 4 环，环长由 7.6km 缩短至 4.7km。

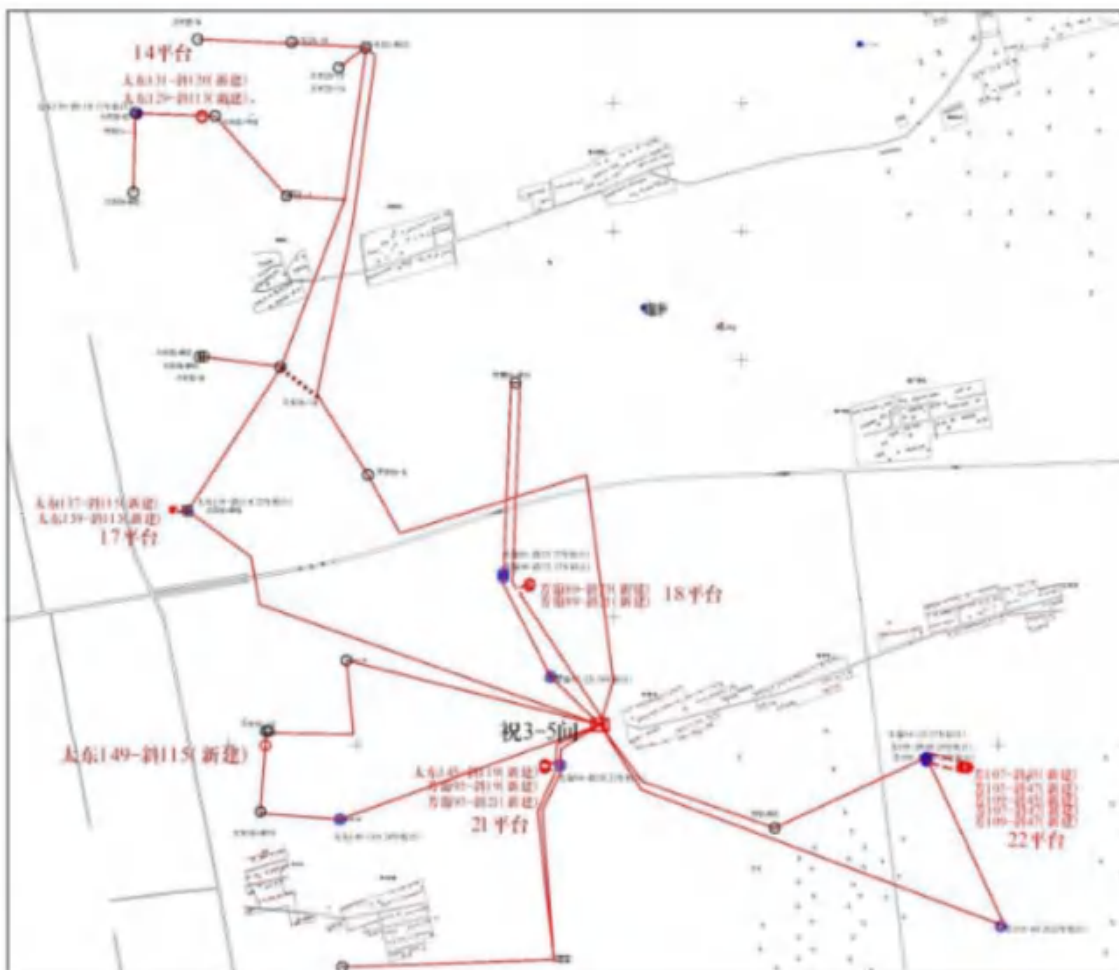


图 2.3-2 (9) 祝 3-5 阀组间新井搭接示意图

③芳 507 转油站

本项目共有 2 口油井就近搭接至已建集油环，共涉及 1 个阀组间。

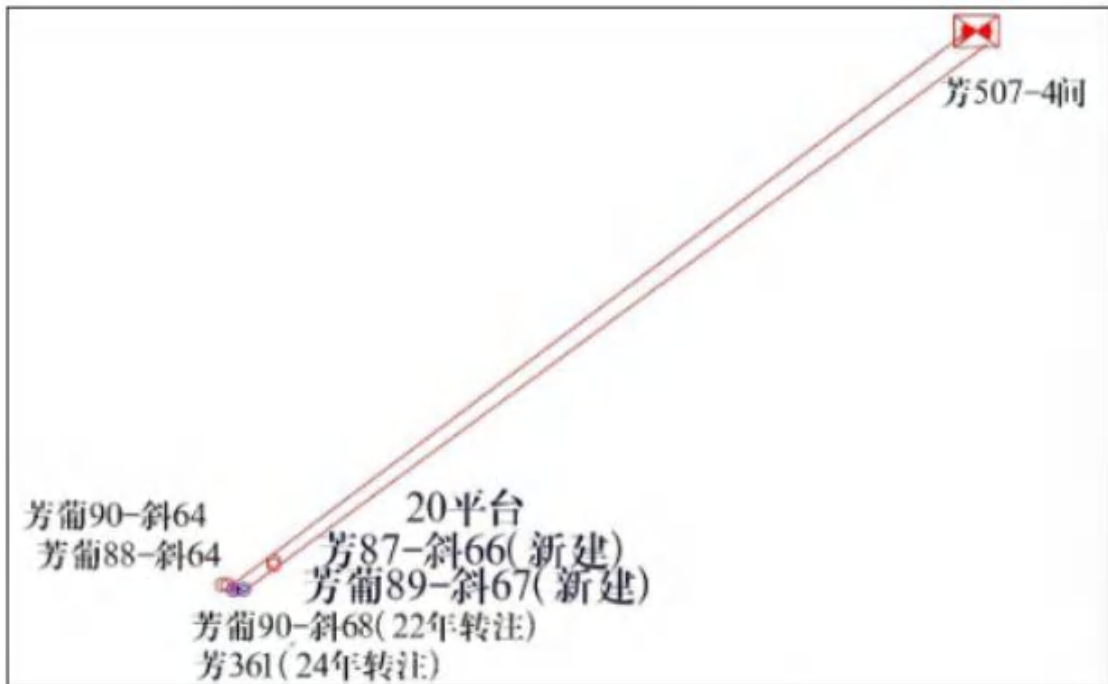


图 2.3-2（10） 芳 507-4 阀组间新井搭接示意图

④芳 707 转油站

本项目共有 5 口油井就近搭接至已建集油环，共涉及 2 个阀组间。其中芳 114-斜 62 沿路（周围为水泡子）通过电加热接入芳 707-7 间的已建环。

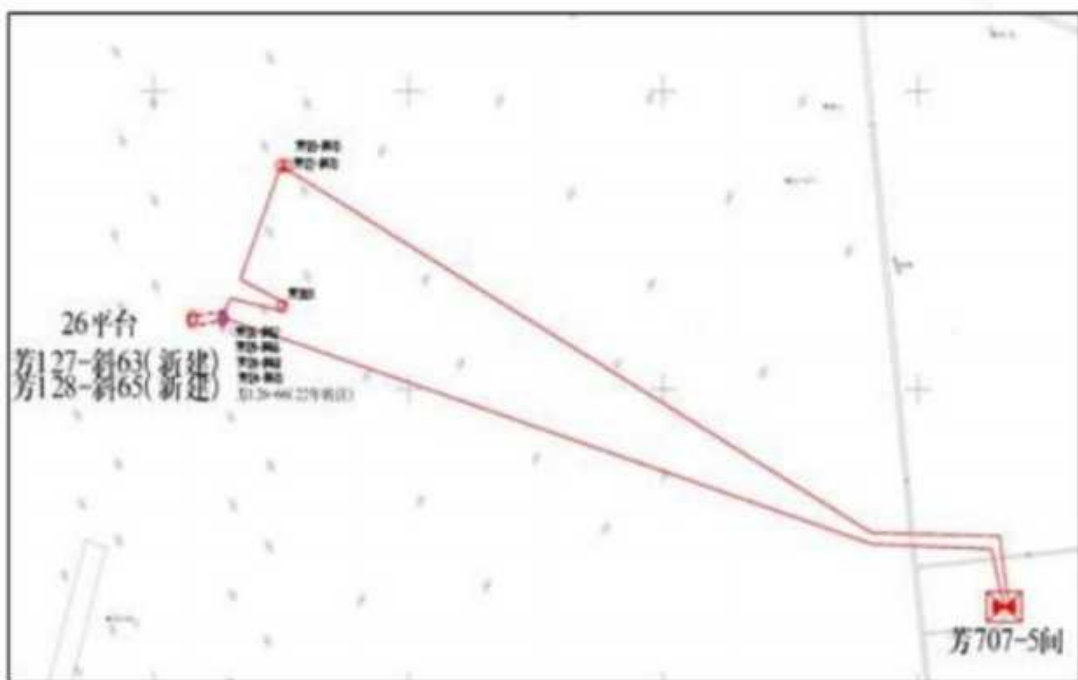


图 2.3-2（11） 芳 707-5 阀组间新井搭接示意图



图 2.3-2 (12) 芳 707-7 阀组间新井搭接示意图

⑤就近搭接已建电加热回路

本次共有 8 口新建油井就近搭接至芳深 2 转的已建电加热 3 回路。本次产能就近搭接了进 8 口油井（8、9、10 平台），新建了井口电加热器 3 台。

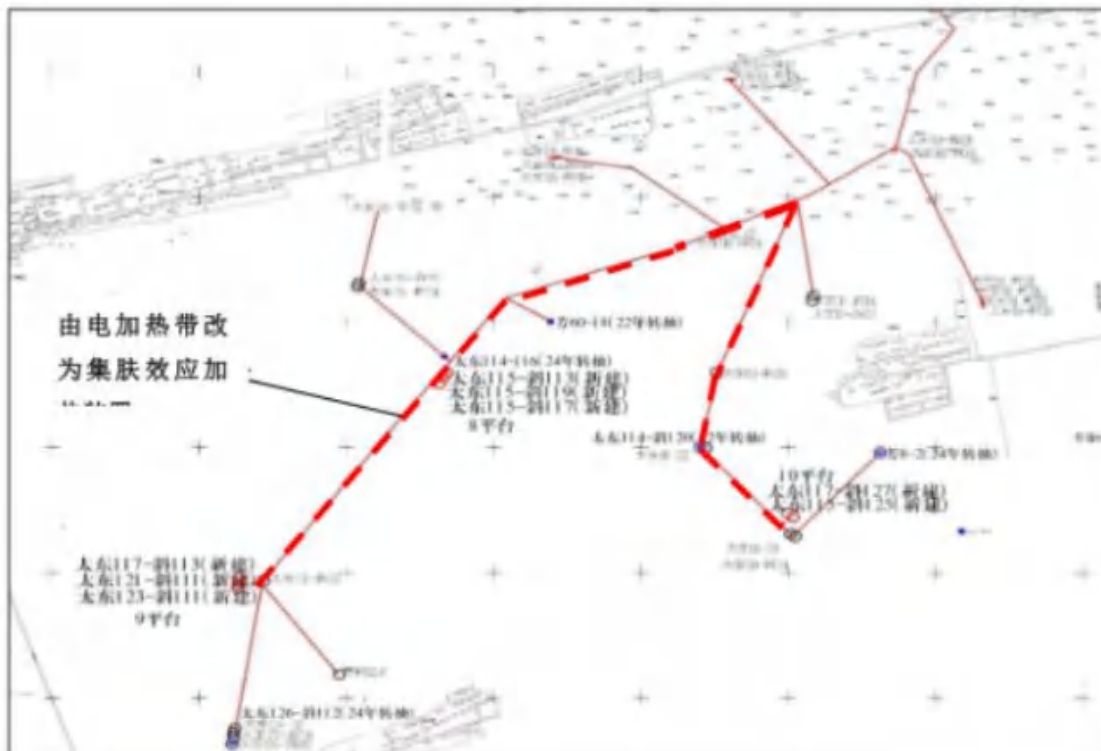


图 2.3-3 (1) 电加热 3 回路新井集油系统布局示意图

24平台的5口井和23平台的4口井,附近无可依托,新建10环进入芳707-7间。

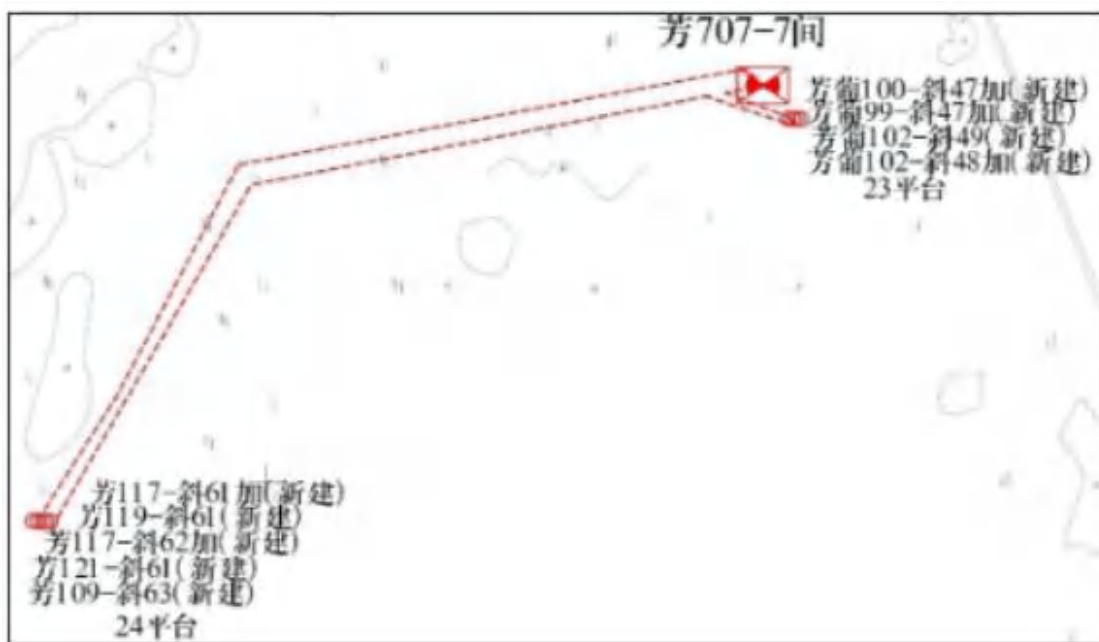


图 2.3-3 (2) 电加热 3 回路新井集油系统布局示意图

19平台的19口油井通过新建1条掺水管道、2条回油管道构成新建的集油环进入祝3-7阀组间。15平台的9口油井新建9环进入祝3-7阀组间。



图 2.3-3 (3) 电加热 3 回路新井集油系统布局示意图

本项目实际新建了单井集油掺水管道 12.57km，相比环评时期 11.47km，增加了 1.1km。新建集肤效应加热装置 2.15km，更新集肤效应加热装置 4.45km，新建井口电加热器 6 台。

（4）已建场站扩建

①芳深 2 转油站扩建内容

本次将 2 台外输泵（排量均为 60m³/h，扬程为 350m）原地扩建为 80m³/h，扬程为 400m，次高年负荷率为 90%。

②祝 3 转油站扩建内容

本次将祝 3 转油站的 2 台外输泵（流量 20m³/h、扬程 250m、37kW）及配套一拖二变频，与徐三联合站 2 台外输泵（流量 30m³/h、扬程 250m、55kW）及配套一拖二变频进行对换。更换后祝 3 转油站次高年负荷率为 84%。

③芳 507 转油站扩建内容

本次原地更新 2 台排量为 30m³/h，扬程为 150m 的外输泵。次高年负荷率为 82%。

④宋一联脱水站扩改建工程

A、游离水脱除器

本次在原游离水脱除器东侧建设 1 台游离水脱除器（ $\Phi 3.6 \times 16m$ ），作为老化油处理专用，老化油由进事故罐/污水沉降罐更改为进游离水脱除器，本次建设的游离水脱除器同时作为常规油处理流程的备用。

本次对将游离水脱除器的操作间东侧的值班室屋顶和墙壁进行改造，使之成为游离水脱除器的操作间。值班室内原已建 PLC 控制柜迁建至含水油计量操作间的配电室。由于迁建位置距离原位置大约 150m，已建的 4 根接线箱主电缆及 2 根单独的仪表电缆拆除并重新敷设。

B、污水泵扩建

本次将 1 台排量为 95m³/h 的污水泵原地更换为 190m³/h 的污水泵。更换后次高年的负荷率为 94%。

（5）注水工程

①单井管线及配水间

本次产能共基建了注水井 76 口（含 1 口代用井），注入水质为深度处理水（10.5.2），最高井口注水压力为 18.9MPa，平均单井注水量为 14~15m³/d。本次共计扩建配水间 9 座、新建配水间 10 座，新建了间内数字化配水阀组 85 套、新建了井

2022年宋芳屯油田芳11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目竣工环境保护验收调查报告

场数字化配水阀组 36 套。新建单井注水管线 $\Phi 48 \times 6-45.42\text{km}$ ，相比环评时期 45.3km，增加了 0.12km，管线材质采用防腐钢管。



图 2.3-4（1） 注水井挂接配水间井网布置示意图



图 2.3-4（2） 注水井挂接配水间井网布置示意图

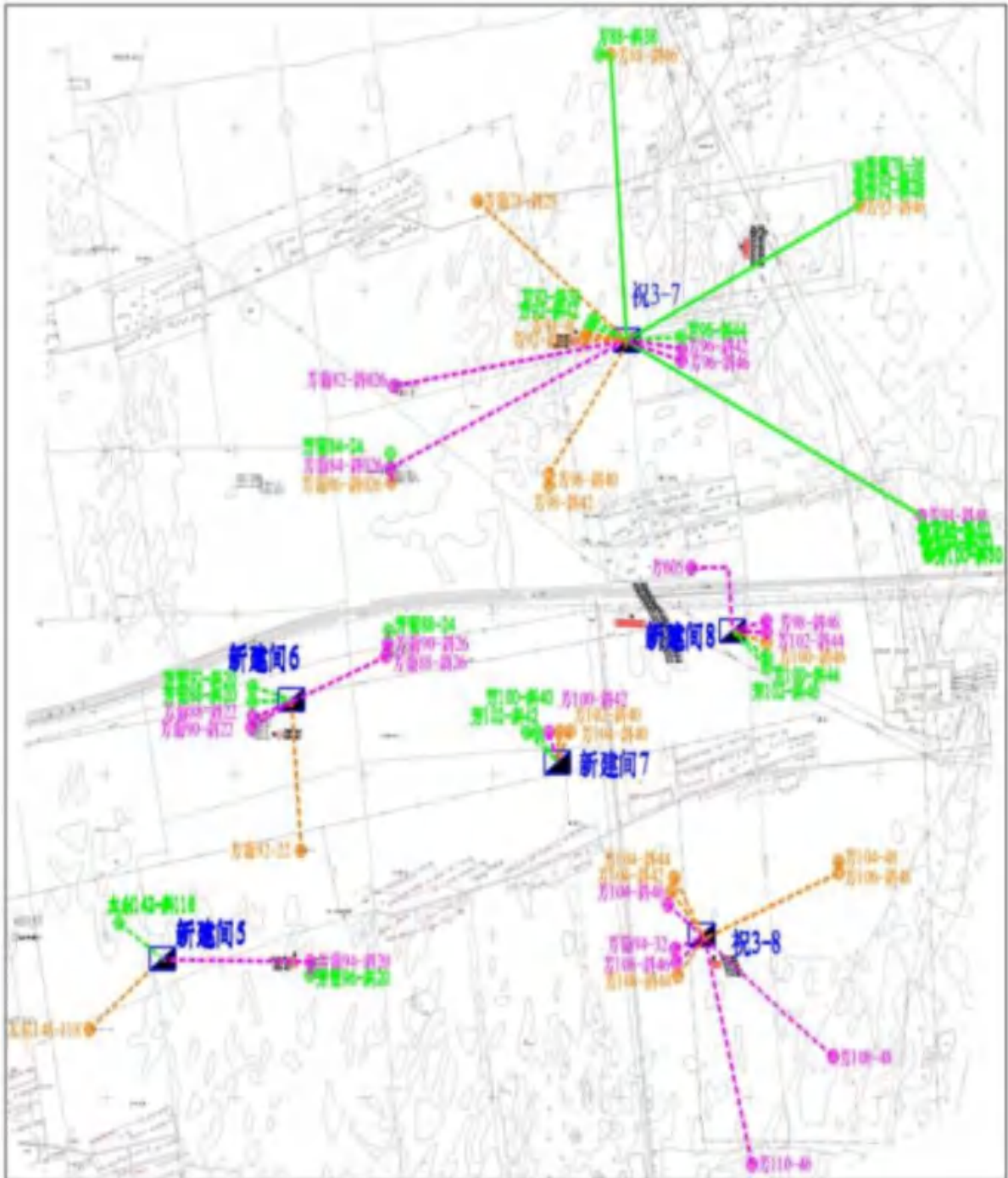


图 2.3-4（3） 注水井挂接配水间井网布置示意图

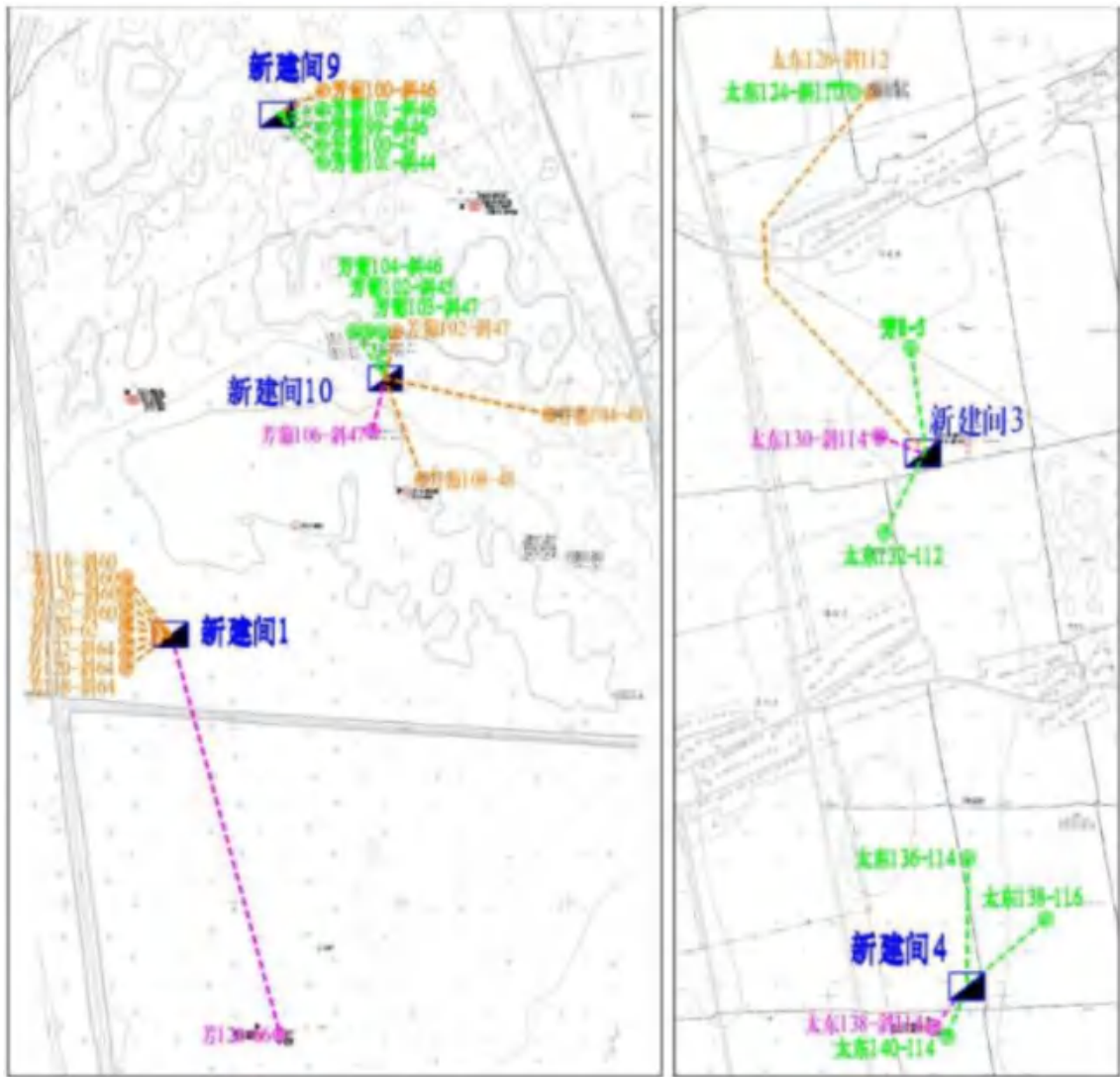


图 2.3-4（4） 注水井挂接配水间井网布置示意图

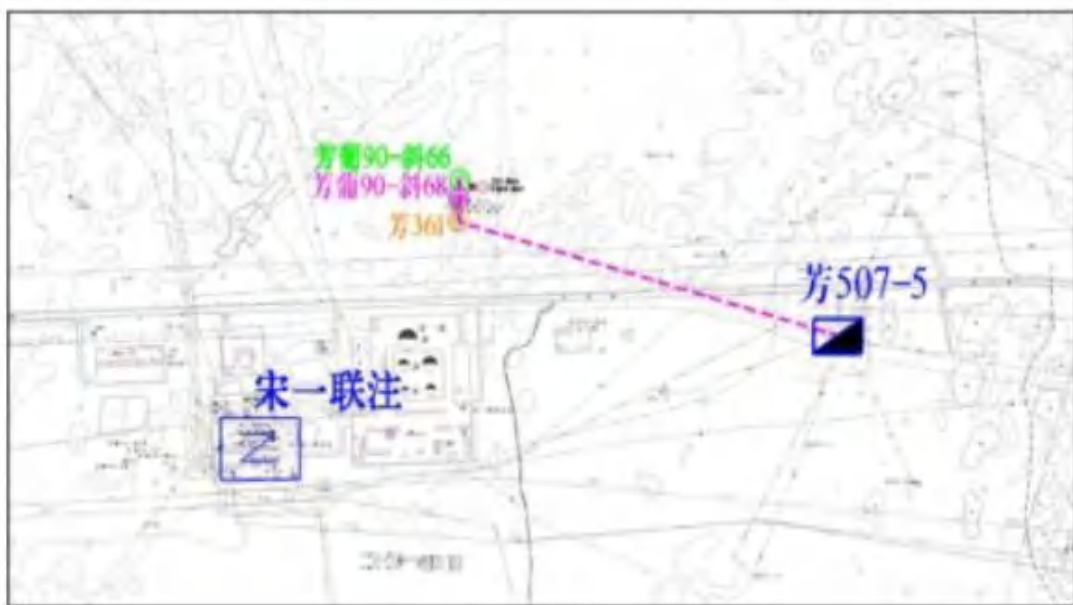


图 2.3-4（5） 注水井挂接配水间井网布置示意图

②改造老配水间

本次共有 40 口新建注水井和 17 口改造老井进入老配水间，共计改造老配水间 9 座。已建芳深 2-3 配水间进井 2 口、芳深 2-7 配水间进井 2 口、芳深 2-5 配水间进井 3 口、芳深 2-9 配水间进井 2 口（含老井 1 口）、芳深 2-12 配水间进井 2 口，在上述 5 座配水间内新建数字化配水阀组共 9 套、新建切断阀组 1 套。已建芳深 2-2 配水间进井 6 口（含老井 1 口），新建数字化配水阀组 4 套、切断阀组 1 套，紧邻老间扩建 8 井式橇装配水间 1 座；祝 3-7 配水间进井 24 口（含老井 11 口），新建数字化配水阀组 9 套、切断阀组 2 套，紧邻老间扩建 15 井式橇装配水间 1 座；祝 3-8 配水间进井 10 口，新建数字化配水阀组 8 套、切断阀组 1 套，紧邻老间扩建 11 井式橇装配水间 1 座。芳 507-5 配水间进井 3 口（含老井 1 口），本次新建切断阀组 1 套，经核实该配水间所辖注水井有资产核销井 1 口，

本次可利用该井核销后阀组位置，同时对该间剩下 3 套存在安全隐患的地下出户老井已建配水阀组实施改造，改造为地上出户的数字化配水阀组。

③新建配水间

本次剩余 36 口新建注水井和 28 口改造老井位于干管单井配水区域，本次就近新建配水间，为周边注水井配水，共计新建橇装配水间 10 座。

④注水干线

本次共新建注水干线 $\Phi 168 \times 20-3.2\text{km}$ 、 $\Phi 114 \times 14-3.3\text{km}$ 、 $\Phi 89 \times 10-3.5\text{km}$ ，管线材质均采用防腐钢管。

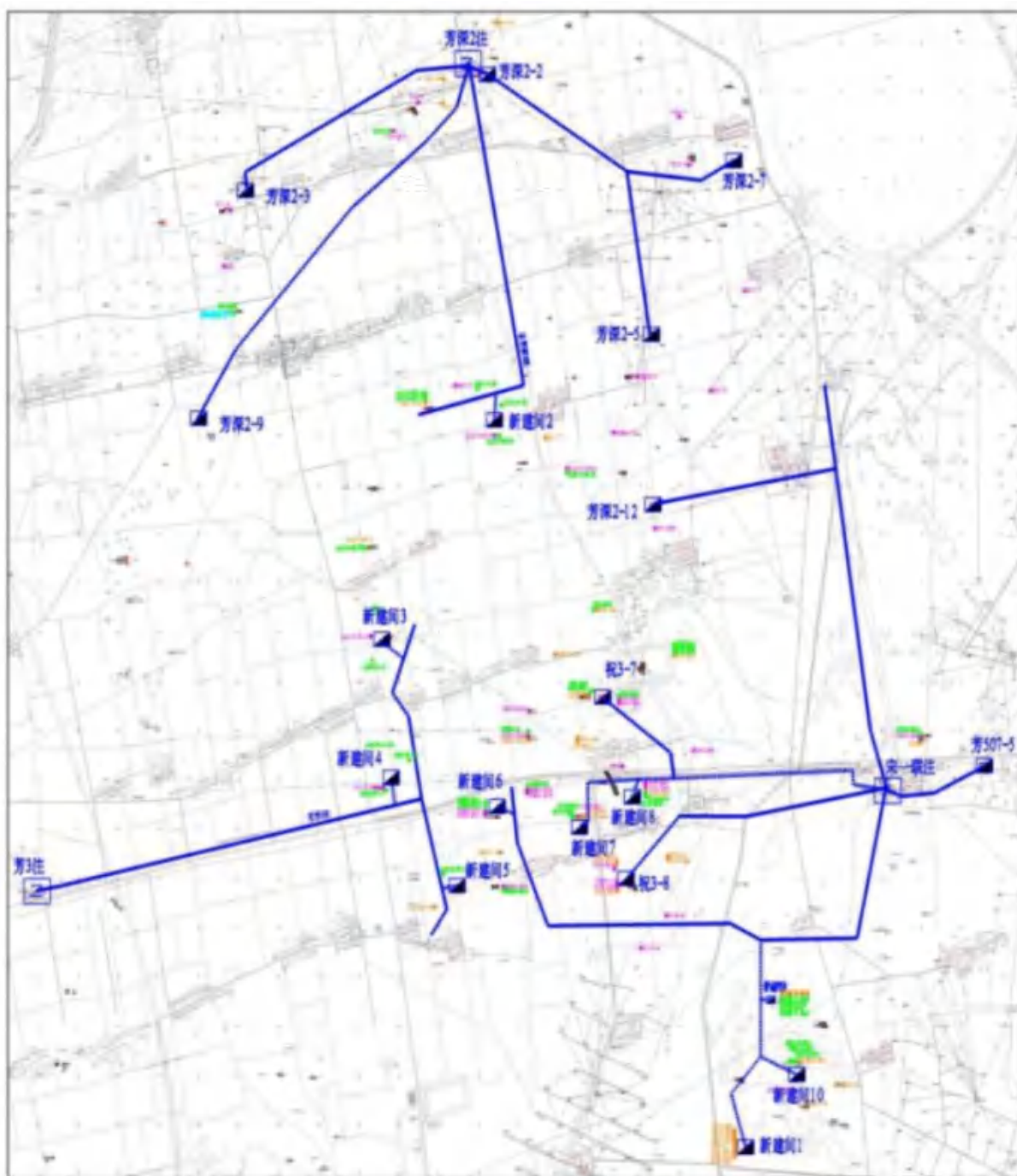


图 2.3-5 配水间及注水干线布置示意图

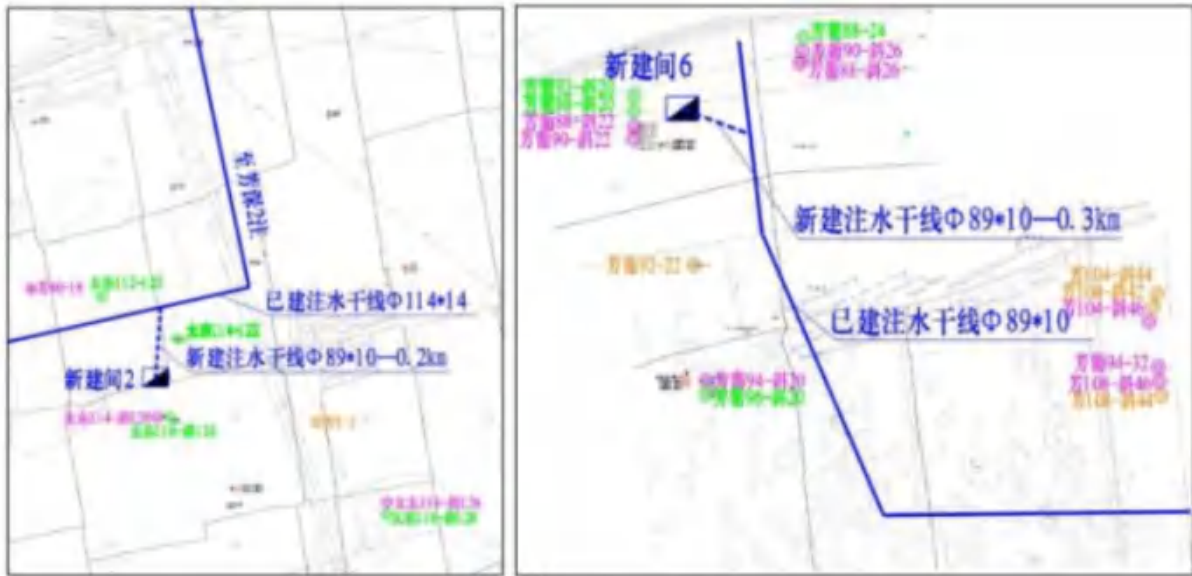


图 2.3-6（1） 新建注水干线布置示意图



图 2.3-6（2） 新建注水干线布置示意图

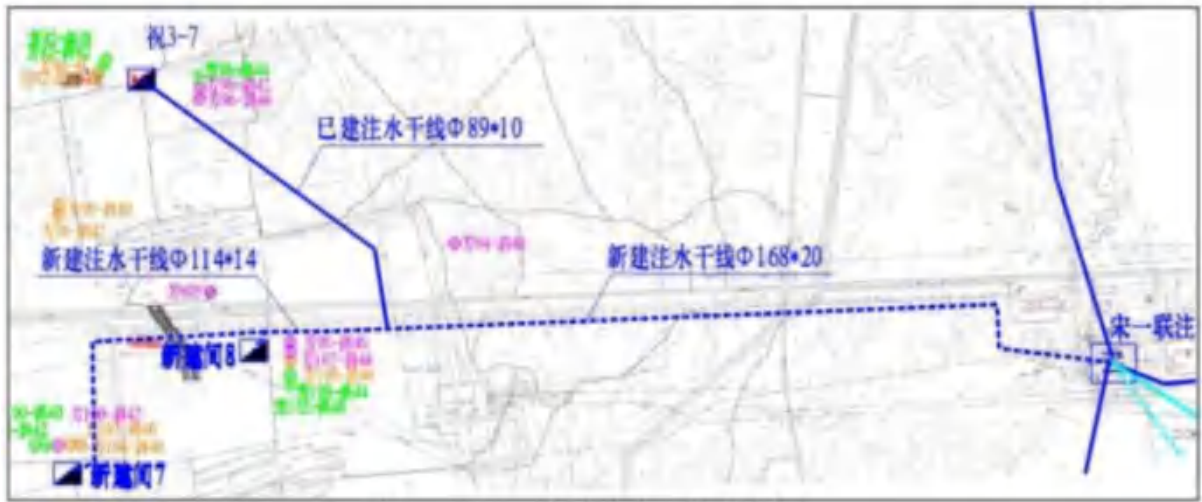


图 2.3-6（3） 新建注水干线布置示意图

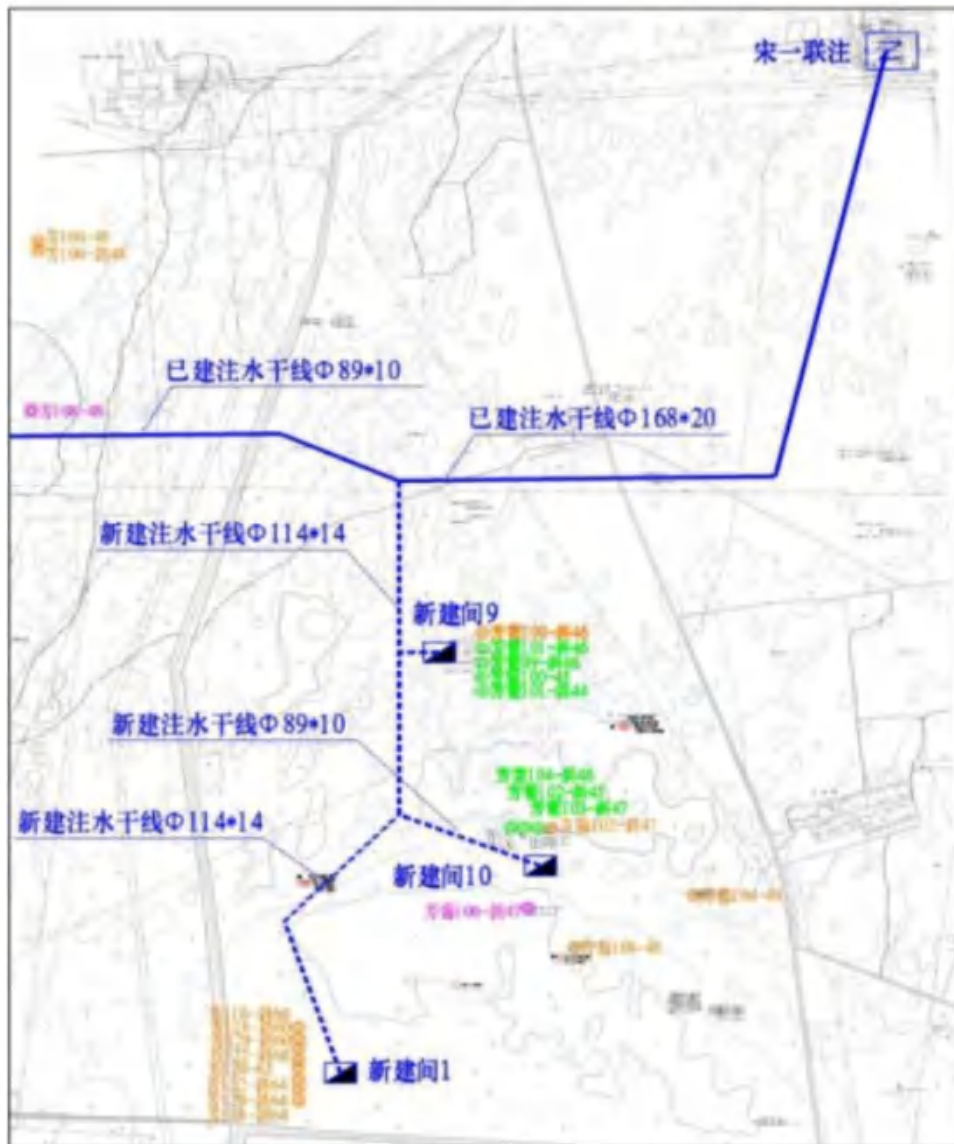


图 2.3-6（4） 新建注水干线布置示意图

⑤注水站改造

在宋一联注水站1台老泵调整为高压注水系统，剩余3台继续注低压水。将该2台泵拆除，并在原泵位新建大泵2台（ $Q=35\text{m}^3/\text{h}$ ），配1拖2变频1套。

通过上述两项改造措施后，宋一联注水站高压注水系统规模扩建至 $3100\text{m}^3/\text{d}$ ，低压注水系统规模缩减至 $1400\text{m}^3/\text{d}$ 。

（6）宋一联扩建工程

①横向流除油器扩建

本次在宋一联污水站预留位置扩建横向流除油器1座，处理能力为 $3000\text{m}^3/\text{d}$ ，与已建3台横向流除油器互为备用。

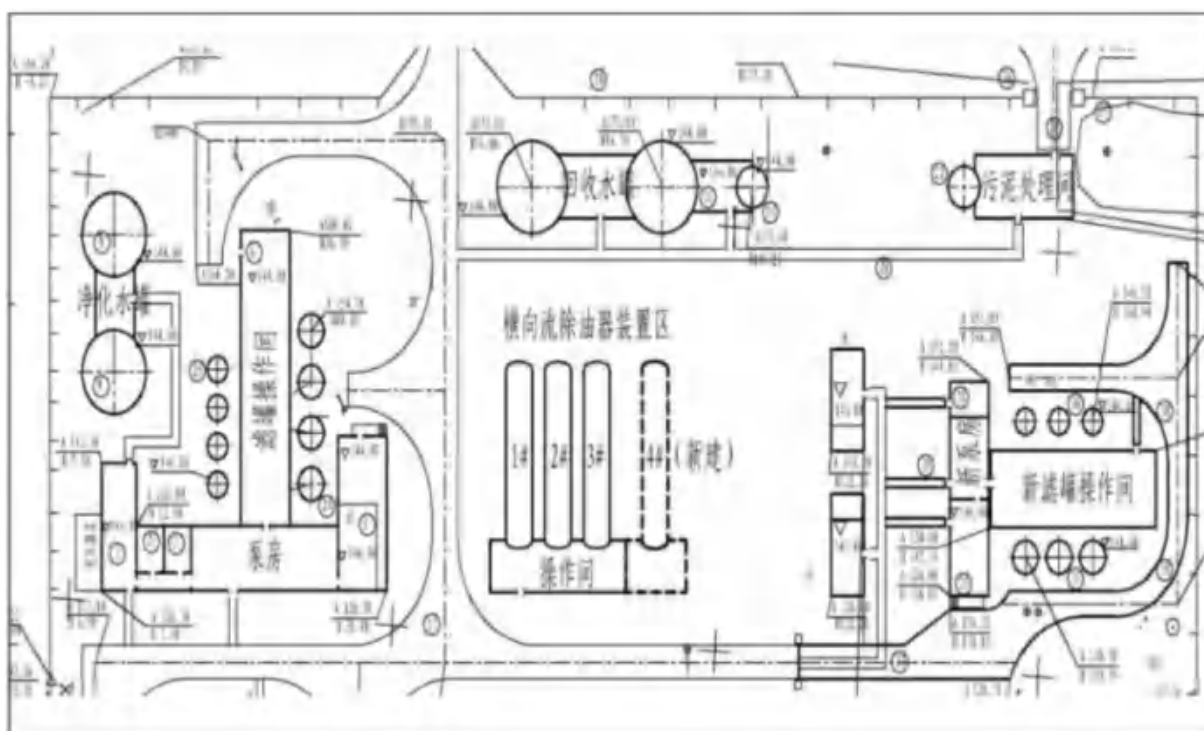


图 2.3-7 宋一联污水站扩建平面布置示意图

本次利用宋二联已建至芳6注水站的供低压清水管线（途经宋一联污水站，管道材质为钢骨架塑料复合管，规格为DN200/PN1.6MPa），调整为由宋一联向宋二联外输多余污水，同时芳6注水站也继续全部由宋一联供污水。本次新建一段连接管线DN200/PN1.6MPa—0.9km，相比环评时期0.5km，增加了0.4km，管道材质采用钢骨架塑料复合管，管线调整路由示意图见下图。

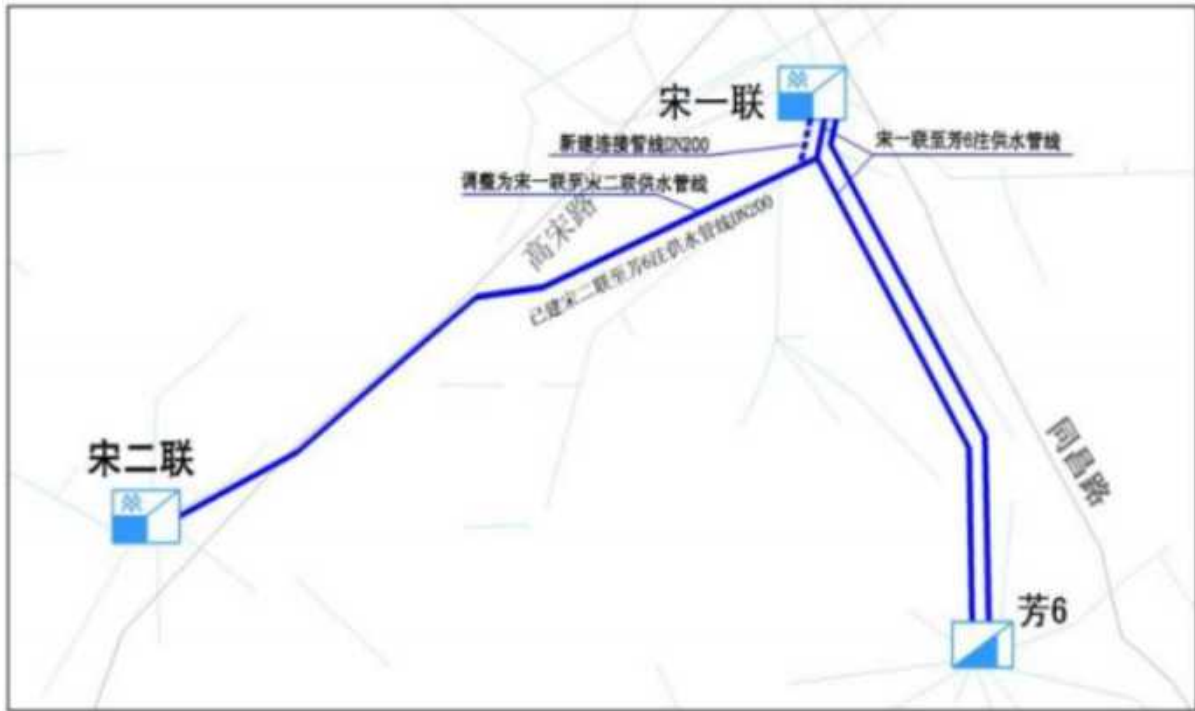


图 2.3-8 宋一联至宋二联供水管道调整路由示意图

②宋一联脱水站扩建

本次将一台排量为 $95\text{m}^3/\text{h}$ 、量程 52m 的污水泵原地更换为 $190\text{m}^3/\text{h}$ 的污水泵，更换后次高年的负荷率为 94% 。

③宋一联污水站改造

本次对宋一联污水站外输系统关系进行调整改造，将 1#外输泵为芳 6 注供水；将 4#外输泵为芳 407 注供水，将 6、7#外输泵为芳深 2 注、芳 3 注以及本次宋一联至宋二联外调污水供水；2、3、5#外输泵为公共备用泵。

对宋一联外输泵房进行工艺改造，更换外输泵房内工艺管线 0.5km 、新建外输计量阀组 5 套（电磁流量计）。

将 1#、4#外输泵拆除，并在原泵位新建外输泵 2 台，新建 1#泵参数与 2、3#泵一致，新建 4#泵参数与 5、6、7#泵一致。

(7) 宋二联污水站改造

本次对宋一联污水站外输系统关系进行调整改造，将 1#外输泵为芳 6 注供水；将 4#外输泵为芳 407 注供水，将 6、7#外输泵为芳深 2 注、芳 3 注以及本次宋一联至宋二联外调污水供水；2、3、5#外输泵为公共备用泵。

对宋一联外输泵房进行工艺改造，更换外输泵房内工艺管线 0.5km 、新建外输计量阀组 5 套（电磁流量计）。

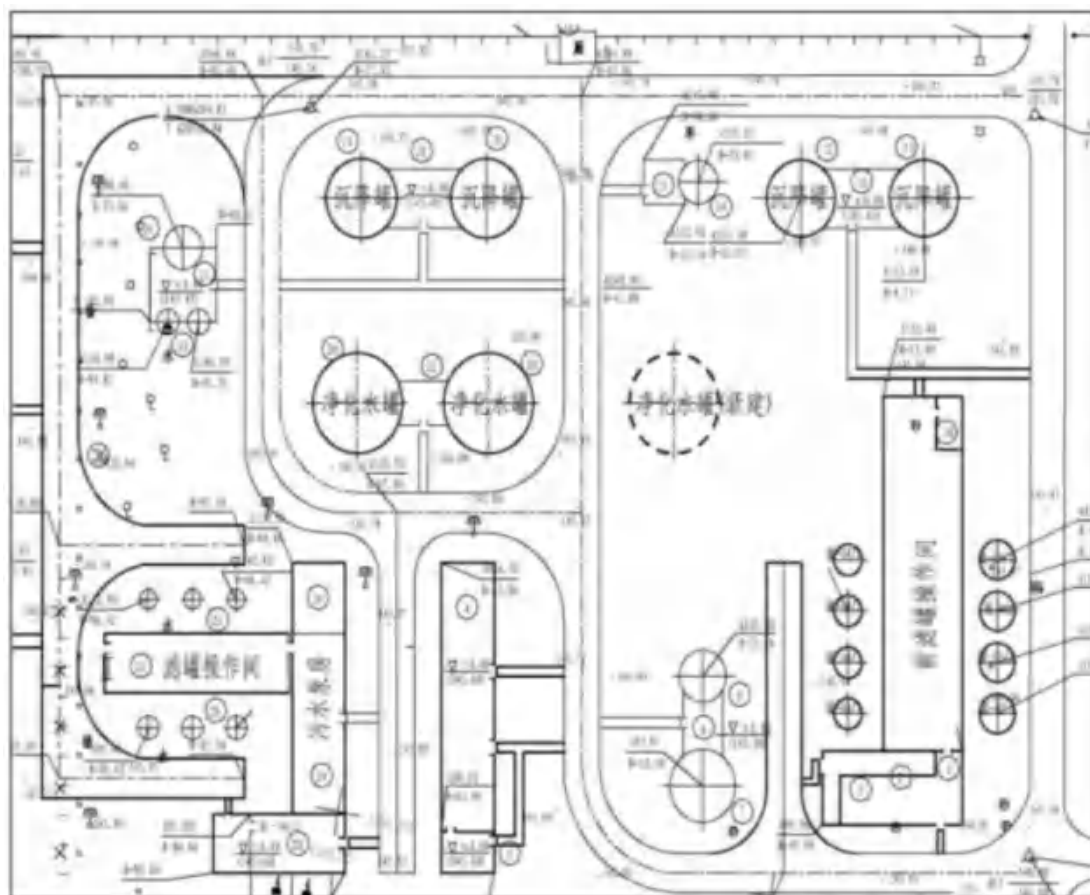


图 2.3-9 宋二联污水站扩建平面布置示意图

(8) 供配电工程

本次新建了井场变电站 40 座，利旧井场柱上变 2 座，新建了 10kV 产能线路 3.67km，相比环评时期 6.8km，减少了 3.67km，新建了线路无功补偿装置 700kVar，新建了防窃电装置 19 台，改造 6 座已建站配电。

(9) 道路工程

本次共为 16 座大平台建设砂石路 6.9km，其中 2.8km 在低洼地内，4.1km 在耕地内。共建设通井土路 2.45km，其中的 0.75km 在低洼地内，1.7km 为耕地内的通道。

(10) 辅助工程

在依托的宋芳屯含油污泥处理站内新建了 1 座 100m³初期污染雨水收集池和 1 座 500m³应急事故水池。

2.4 本项目实际建设情况调查

2.4.1 本项目主要工程量对比情况

本项目建设工程内容及工程量详见表 2.4-1。

表 2.4-1 本项目实际建设内容与环评阶段变化情况表

工程类别	单项工程	环评阶段计划建设内容	工程实际建设内容	与环评内容异同点
主体工程	油井	本次基建油井 102 口，其中 91 口油井采用单管环状掺水集油流程、11 口油井采用电加热集油流程，充分依托已建集油系统能力，就近搭接至已建阀组间。	本次基建油井 102 口，其中 91 口油井采用了单管环状掺水集油流程、11 口油井采用了电加热集油流程，就近搭接至已建阀组间。	与环评时期一致
	集油方式	规划基建油井 40 口进入芳深 2 转油站，46 口进入祝 3 转油站、2 口进入芳 507 转油站，14 口进入芳 707 转油站。	本次建设的油井中 40 口进入芳深 2 转油站，46 口进入祝 3 转油站、2 口进入芳 507 转油站，14 口进入芳 707 转油站。	与环评时期一致
	转油站外输泵更换	芳深 2 转油站新建外输泵 2 台（ $Q=80\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=400\text{m}$ ）；祝 3 转油站利旧外输泵 2 台（ $Q=30\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=250\text{m}$ ）；芳 707 转油站新建外输泵 2 台（ $Q=30\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=150\text{m}$ ）。	芳深 2 转油站建设了外输泵 2 台（ $Q=80\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=400\text{m}$ ）；祝 3 转油站利旧了外输泵 2 台（ $Q=30\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=250\text{m}$ ）；芳 707 转油站建设了外输泵 2 台（ $Q=30\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=150\text{m}$ ）。	与环评时期一致
	扩改建脱水站	宋一联脱水站新建污水泵 1 台（ $Q=190\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=100\text{m}$ ），原地更换为 $190\text{m}^3/\text{h}$ 的污水泵，更换后次高年的负荷率为 94%；新建游离水脱除器 1 台，站内流程改造。	宋一联脱水站新建污水泵 1 台（ $Q=190\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=100\text{m}$ ），原地更换为 $190\text{m}^3/\text{h}$ 的污水泵，更换后次高年的负荷率为 94%；新建游离水脱除器 1 台，站内流程改造。	与环评时期一致
	集油管线	新建单井集油掺水管道 11.47km。	新建单井集油掺水管道 12.57km，相比环评时期增加了 1.1km。	单井集油掺水管道相比环评时期增加了 1.1km
	水井	本次产能共基建注水井 76 口（含 1 口代用井），其中有 59 口新井为独立注水井或大平台注水井，规划采用单干管多井配水，就近挂接已建配水间或新建配水间；有 17 口新井与 34 口老井供平台，规划采用支管单井配水，并将这类老井的老式配水阀组改造为数字化配水阀组；有 8 口老井为单干管单井配水（距新建配水间 0.2km 以内），规划将这类老井改造为单干管多井配水，配水阀组由井场布置改造为间内布置，并将老井的老式配水阀组改造为数字化配水阀组；有 3 口老井为本次扩建配水间间内地下出户，本次改造为地上出户，并将老井的老式配水阀组改造为数字化配水阀组。	本次产能共基建注水井 76 口（含 1 口代用井），其中有 59 口新井为独立注水井或大平台注水井，采用了单干管多井配水，就近挂接已建配水间或新建配水间；有 17 口新井与 34 口老井供平台，采用了支管单井配水，并将这类老井的老式配水阀组改造为数字化配水阀组；有 8 口老井为单干管单井配水（距新建配水间 0.2km 以内），将这类老井改造为单干管多井配水，配水阀组由井场布置改造为间内布置，并将老井的老式配水阀组改造为数字化配水阀组；有 3 口老井为本次扩建配水间间内地下出户，本次改造为地上出户，并将老井的老式配水阀组改造为数字化配水阀组。	与环评时期一致

注水方式	供平台注水井，采用“支管单井配水流程”，配水阀组设在注水井口，在配水间内设置切断阀；对于不供平台的注水井，采用“单干管多井配水流程”，配水阀组设在配水间内。	供平台注水井，采用了“支管单井配水流程”，配水阀组设在注水井口，在配水间内设置切断阀；对于不供平台的注水井，采用了“单干管多井配水流程”，排水阀组设在配水间内。	与环评时期一致
注水站扩建	扩建宋一联注水站，拆除 2 台已建柱塞泵及泵基础 P=185kW，新建 2 台注水泵（柱塞泵）Q=35m ³ /h、P=25MPa、P=315kW，新建 1 台柱塞泵变频器 P=315kW（一拖二），维修已建 1 台柱塞泵。	扩建宋一联注水站，拆除了 2 台已建柱塞泵及泵基础 P=185kW，建设了 2 台注水泵（柱塞泵）Q=35m ³ /h、P=25MPa、P=315kW，建设了 1 台柱塞泵变频器 P=315kW（一拖二），对已建 1 台柱塞泵进行了维修。	与环评时期一致
扩建配水间	已建芳深 2-3 配水间进井 2 口、芳深 2-7 配水间进井 2 口、芳深 2-5 配水间进井 3 口、芳深 2-9 配水间进井 2 口（含老井 1 口）、芳深 2-12 配水间进井 2 口，该 5 座配水间均有预留位置，在间内新建数字化配水阀组共 9 套、新建切断阀组 1 套。已建芳深 2-2 配水间进井 6 口（含老井 1 口），需新建数字化配水阀组 4 套、切断阀组 1 套，配水间无预留位置，规划紧邻老间扩建 8 井式橇装配水间 1 座；祝 3-7 配水间进井 24 口（含老井 11 口），需新建数字化配水阀组 9 套、切断阀组 2 套，配水间无预留位置，规划紧邻老间扩建 15 井式橇装配水间 1 座；祝 3-8 配水间进井 10 口，需新建数字化配水阀组 8 套、切断阀组 1 套，配水间无预留位置，规划紧邻老间扩建 11 井式橇装配水间 1 座。芳 507-5 配水间进井 3 口（含老井 1 口），配水间无预留位置，本次需新建切断阀组 1 套，经核实该配水间所辖注水井有资产核销井 1 口，本次可利用该井核销后阀组位置，同时对该间剩下 3 套存在安全隐患的地下出户老井已建配水阀组实施改造，改造为地上出户的数字化配水阀组。	已建芳深 2-3 配水间进井 2 口、芳深 2-7 配水间进井 2 口、芳深 2-5 配水间进井 3 口、芳深 2-9 配水间进井 2 口（含老井 1 口）、芳深 2-12 配水间进井 2 口，该 5 座配水间预留位置建设了数字化配水阀组共 9 套、建设了切断阀组 1 套。 已建芳深 2-2 配水间进井 6 口（含老井 1 口），建设了数字化配水阀组 4 套、切断阀组 1 套，紧邻老间扩建了 8 井式橇装配水间 1 座； 祝 3-7 配水间进井 24 口（含老井 11 口），建设了数字化配水阀组 9 套、切断阀组 2 套，紧邻老间扩建了 15 井式橇装配水间 1 座； 祝 3-8 配水间进井 10 口，建设了数字化配水阀组 8 套、切断阀组 1 套，紧邻老间扩建了 11 井式橇装配水间 1 座。 芳 507-5 配水间进井 3 口（含老井 1 口），在该配水间所辖注水井 1 口，核销井后阀组位置建设了切断阀组 1 套，同时对该间剩下 3 套存在安全隐患的地下出户老井已建配水阀组实施了改造，改造为地上出户的数字化配水阀组。	与环评时期一致
新建配水间	新建橇装配水间 10 座。 新建 1 号配水间（芳 707-13）：新建 11 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水	新建橇装配水间 10 座。 芳 707-13 配水间：建成为 11 井式数字化橇装配水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 9 套。	与环评时期一致

		<p>阀组 9 套。</p> <p>新建 2 号配水间（芳深 2-13）：①供平台单干管老井 4 口、200m 以内老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 11 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 6 套、切断阀组 2 套。</p> <p>新建 3 号配水间（祝 3-9）：①供平台单干管老井 1 口、200m 以内老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 3 套、切断阀组 1 套。</p> <p>新建 4 号配水间（祝 3-10）：①供平台单干管老井 1 口、200m 以内老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 4 套。</p> <p>新建 5 号配水间（祝 3-11）：①供平台单干管老井 1 口、200m 以内老井 1 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 5 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 2 套、切断阀组 1 套。</p> <p>新建 6 号配水间（祝 3-12）：①供平台单干管老井 3 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 5 套、切断阀组 1 套。</p> <p>新建 7 号配水间（祝 3-13）：①供平台单干管老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 5 套。</p> <p>新建 8 号配水间（祝 3-14）：①供平台单干管老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 6 套。</p> <p>新建 9 号配水间（芳 707-11）：①供平台单</p>	<p>芳深 2-13 配水间：①供平台单干管老井 4 口、200m 以内老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②建成为 11 井式数字化橇装配水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 6 套、切断阀组 2 套。</p> <p>祝 3-9 配水间：①供平台单干管老井 1 口、200m 以内老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②建成为 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 3 套、切断阀组 1 套。</p> <p>祝 3-10 配水间：①供平台单干管老井 1 口、200m 以内老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②建成为 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 4 套。</p> <p>祝 3-11 配水间：①供平台单干管老井 1 口、200m 以内老井 1 口，同步改造为数字化配水阀组；②建成为 5 井式数字化橇装配水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 2 套、切断阀组 1 套。</p> <p>祝 3-12 配水间：①供平台单干管老井 3 口，同步改造为数字化配水阀组；②建成为 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 5 套、切断阀组 1 套。</p> <p>祝 3-13 配水间：①供平台单干管老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②建成为 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 5 套。</p> <p>祝 3-14 配水间：①供平台单干管老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②建成为 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 6 套。</p> <p>芳 707-11 配水间：①供平台单干管老井 4 口，同步改造为数字化配水阀组；②建成为 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 5 套。</p> <p>芳 707-12 配水间：①供平台单干管老井 3 口，同步改造为数字化配水阀组；②建成为 11 井式数字化橇装配水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 7 套。</p>	
--	--	--	--	--

		<p>干管老井 4 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 5 套。</p> <p>新建 10 号配水间（芳 707-12）：①供平台单干管老井 3 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 11 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 7 套。</p>		
	注水管线	<p>10 座新建配水间需要建设注水干线，共计新建注水干线 $\Phi 168 \times 20 - 3.2\text{km}$、$\Phi 114 \times 14 - 3.3\text{km}$、$\Phi 89 \times 10 - 3.5\text{km}$，管线材质均采用防腐钢管。新建单井注水管线 $\Phi 48 \times 6 - 45.3\text{ km}$，管线材质均采用防腐钢管。本项目道路穿越 37 处。</p>	<p>配套建设 10 座新建配水间注水干线，共计新建注水干线 $\Phi 168 \times 20 - 3.2\text{km}$、$\Phi 114 \times 14 - 3.3\text{km}$、$\Phi 89 \times 10 - 3.5\text{km}$，管线材质均采用防腐钢管。新建单井注水管线 $\Phi 48 \times 6 - 45.42\text{km}$，相比环评时期增加 0.12km，管线材质均采用防腐钢管。本项目道路穿越 37 处。</p>	<p>单井注水管线相比环评时期增加 0.12km</p>
污水处理	宋一联污水站	<p>扩建宋一联污水站，在预留位置扩建横向流除油器 1 座，新建横向流除油器处理能力为 $3000\text{m}^3/\text{d}$；利用芳 6 注水站已建供水管线，并调整为由宋一联向宋二联外输多余污水，同时芳 6 注水站也继续全部由宋一联供污水，新建一段连接管线 $\text{DN}200/\text{PN}1.6\text{MPa} - 0.5\text{km}$，管道材质采用钢骨架塑料复合管；对宋一联外输泵房进行工艺改造，更换外输泵房内工艺管线 0.5km、新建外输计量阀组 5 套（电磁流量计）；宋一联污水站原有处理能力为 $9000\text{m}^3/\text{d}$，本次扩建至 $12000\text{m}^3/\text{d}$。</p>	<p>扩建宋一联污水站，在预留位置扩建横向流除油器 1 座，建设横向流除油器处理能力为 $3000\text{m}^3/\text{d}$；利用芳 6 注水站已建供水管线，并调整为由宋一联向宋二联外输多余污水，同时芳 6 注水站也继续全部由宋一联供污水，建设一段连接管线 $\text{DN}200/\text{PN}1.6\text{MPa} - 0.9\text{km}$，相比环评时期增加了 0.4km，管道材质采用了钢骨架塑料复合管；对宋一联外输泵房进行了工艺改造，更换了外输泵房内工艺管线 0.5km、建设外输计量阀组 5 套（电磁流量计）；宋一联污水站原有处理能力为 $9000\text{m}^3/\text{d}$，本次扩建至 $12000\text{m}^3/\text{d}$。</p>	<p>调水管线相比环评时期增加了 0.4km</p>
	宋二联污水站	<p>扩建宋二联污水站，宋二联污水站规模由现在的 $6000\text{m}^3/\text{d}$ 扩建至 $9000\text{m}^3/\text{d}$。新建一段连接管线至宋一联脱水站外输泵房，管道规格为 $\text{DN}200/\text{PN}1.6\text{MPa} - 0.5\text{km}$，管道材质采用钢骨架塑料复合管；从宋一联脱水站沉降罐外调约 $100\text{m}^3/\text{h}$ 的污水原水至宋二联，因此调入宋一联的污水量降为 $365.3\text{m}^3/\text{h}$，本站已建的 4 台污水泵可满足调入宋一联污水站的输送需求；新建 2 台污水泵（$105\text{m}^3/\text{h}$，扬程 140m）；拆除 1、4#外输泵 2</p>	<p>扩建宋二联污水站，宋二联污水站规模由现在的 $6000\text{m}^3/\text{d}$ 扩建至 $9000\text{m}^3/\text{d}$。建设了一段连接管线至宋一联脱水站外输泵房，管道规格为 $\text{DN}200/\text{PN}1.6\text{MPa} - 0.5\text{km}$，管道材质采用了钢骨架塑料复合管；从宋一联脱水站沉降罐外调约 $100\text{m}^3/\text{h}$ 的污水原水至宋二联，调入宋一联的污水量降为 $365.3\text{m}^3/\text{h}$，本站已建的 4 台污水泵可满足调入宋一联污水站的输送需求；建设了 2 台污水泵（$105\text{m}^3/\text{h}$，扬程 140m）；拆除 1、4#外输泵 2 台，并在原泵</p>	<p>与环评时期一致</p>

		台，并在原泵位新建外输泵 2 台。	位新建了外输泵 2 台。	
辅助工程	道路工程	新建 6.9km 通井砂石路，其中 2.8km 在低洼地内，4.1km 在耕地内。新建 2.45km 通井土路，其中的 0.75km 在低洼地内，1.7km 为耕地内的通道。	实际建设 6.9km 通井砂石路，其中 2.8km 在低洼地内，4.1km 在耕地内。建设 2.45km 通井土路，其中的 0.75km 在低洼地内，1.7km 为耕地内的通道。	与环评时期一致
	初期污染雨水收集池	在宋芳屯含油污泥处理站内新建 1 个初期污染雨水收集池，有效容积为 100m ³ ，采用混凝土池子，池体场地为重点防渗区，敷设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层和混凝土（厚度 10cm，混凝土防渗等级不小于 P8），渗透系数为 1.0×10 ⁻¹³ cm/s，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ cm/s 的黏土层的防渗性能。	在宋芳屯含油污泥处理站内新建 1 个初期污染雨水收集池，有效容积为 100m ³ ，采用了混凝土池子，池体场地为重点防渗区，敷设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层和混凝土（厚度 10cm，混凝土防渗等级不小于 P8），渗透系数为 1.0×10 ⁻¹³ cm/s，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求，防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ cm/s 的黏土层的防渗性能。	与环评时期一致
	应急事故水池	在宋芳屯含油污泥处理站内新建 1 个应急事故水池，有效容积为 500m ³ ，采用混凝土池子，池体场地为重点防渗区，敷设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层和混凝土（厚度 10cm，混凝土防渗等级不小于 P8），渗透系数为 1.0×10 ⁻¹³ cm/s，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ cm/s 的黏土层的防渗性能。	在宋芳屯含油污泥处理站内新建 1 个应急事故水池，有效容积为 500m ³ ，采用混凝土池子，池体场地为重点防渗区，敷设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层和混凝土（厚度 10cm，混凝土防渗等级不小于 P8），渗透系数为 1.0×10 ⁻¹³ cm/s，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ cm/s 的黏土层的防渗性能。	与环评时期一致
公用工程	给水工程	项目施工期员工生活用水采用桶装水；管线试压用水为水罐车拉运至施工现场。 运行期人员由油田内部调配，本工程无新增劳动定员，无新增生活污水。	项目施工期员工生活用水采用了桶装水；管线试压用水由水罐车拉运至施工现场。 运行期人员由油田内部调配，本工程未增加劳动定员，无新增生活污水。	与环评时期一致
	排水工程	施工期生活污水排入临时防渗旱厕，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）；施工期管线试压废水由罐车拉运至宋一联污水站处理；运行期产生的作业废水、洗井废水均经污油污水回收装置回收后泵入罐车，拉运至宋一联	施工期生活污水排入临时防渗旱厕，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）；施工期管线试压废水由罐车拉运至宋一联污水站处理。 运行期产生的作业废水、洗井废水均经污油污水	与环评时期一致

		污水站处理，宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”要求后回注油层，不外排。	回收装置回收后泵入罐车，拉运至宋一联污水站处理，宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”要求后回注油层，不外排。	
	供气工程	新增耗气均为油田伴生气，油田伴生气经各座场站天然气干燥处理器处理后用做场站内加热炉的燃料。	新增耗气均为油田伴生气，油田伴生气经各座场站天然气干燥处理器处理后用做场站内加热炉的燃料。	与环评时期一致
	供电工程	新建油井电源由宋二变、宋一变和芳深 2 变已建 10kV 供电线路引接。新建 10kV 线路 6.8km，均为支线，导线采用 LGJ-50 型。低洼地电杆加固。新建井场变电站 47 座，利旧井场柱上变 2 座；新建线路无功补偿装置 700kVar，新建防窃电装置 19 台，已建站配电改造 6 座。	建设了油井电源由宋二变、宋一变和芳深 2 变已建 10kV 供电线路引接。建设了 10kV 线路 3.67km，相比环评时期减少了 2.13km，均为支线，导线采用 LGJ-50 型。低洼地电杆加固。建设了井场变电站 40 座，相比环评时期减少了 7 座，利旧了井场柱上变 2 座；建设了线路无功补偿装置 700kVar，新建防窃电装置 19 台，已建站配电改造 6 座。	10kV 线路相比环评时期减少了 2.13km，井场变电站相比环评时期减少了 7 座
依托场站	芳深 2 转油站	芳深 2 转油站站内采用“三合一+500m ³ 沉降罐”处理工艺，含水油外输至宋一联脱水站，油气分离设计规模 5600t/d，实际处理量 4785.0t/d，负荷 85.4%，本工程 40 口油井产液进入该站，根据开发预测方案，投产后本站新增处理量为 131t/d，负荷率为 87.8%，可满足本工程依托要求。	芳深 2 转油站站内采用“三合一+500m ³ 沉降罐”处理工艺，含水油外输至宋一联脱水站，油气分离设计规模 5600t/d，实际处理量 4785.0t/d，负荷 85.4%，本工程 40 口油井产液进入该站，投产后本站新增处理量为 131t/d，负荷率为 87.8%，可满足本工程依托要求。	与环评时期一致
	祝 3 转油站	祝 3 转油站站内采用加热分离缓冲沉降“四合一”处理工艺，含水油外输至宋一联脱水站，油气分离设计规模 6800t/d，实际处理量 4761.5t/d，负荷（单台检修）108.2%，本工程 46 口油井产液进入该站，根据开发预测方案，投产后本站新增处理量为 151t/d，改造后负荷率为 84%，可满足本工程依托要求。	祝 3 转油站站内采用加热分离缓冲沉降“四合一”处理工艺，含水油外输至宋一联脱水站，油气分离设计规模 6800t/d，实际处理量 4761.5t/d，负荷（单台检修）108.2%，本工程 46 口油井产液进入该站，投产后本站新增处理量为 151t/d，改造后负荷率为 84%，可满足本工程依托要求。	
	芳 507 转油站	芳 507 转油站采用“三合一”处理工艺，处理后含水油输往宋一联，油气分离设计规模 8600t/d，实际处理量 4142.0t/d，负荷（单台检修）48.2%，本工程 2 口油井产液进入该站，根据开	芳 507 转油站采用“三合一”处理工艺，处理后含水油输往宋一联，油气分离设计规模 8600t/d，实际处理量 4142.0t/d，负荷（单台检修）48.2%，本工程 2 口油井产液进入该站，投产后本站新增处理	与环评时期一致

	发预测方案，投产后本站新增处理量为 7t/d，负荷率为 48.24%，可满足本工程依托要求。	量为 7t/d，负荷率为 48.24%，可满足本工程依托要求。	
芳 707 转油站	芳 707 转油站采用“四合一”处理工艺，处理后含水油输往宋一联，油气分离设计规模 4000t/d，实际处理量 2424.0t/d，负荷（单台检修）60.6%，本工程 14 口油井产液进入该站，根据开发预测方案，投产后本站新增处理量为 46t/d，负荷率为 61.75%，可满足本工程依托要求。	芳 707 转油站采用“四合一”处理工艺，处理后含水油输往宋一联，油气分离设计规模 4000t/d，实际处理量 2424.0t/d，负荷（单台检修）60.6%，本工程 14 口油井产液进入该站，投产后本站新增处理量为 46t/d，负荷率为 61.75%，可满足本工程依托要求。	与环评时期一致
宋一联脱水站	宋一联脱水站采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺，游离水脱除器设计规模 20000t/d，电脱水器设计规模 4300t/d，目前游离水脱除器和电脱水器单台检修的负荷分别为 106.5%、148.8%；根据开发预测方案，投产后本站新增处理量为 335t/d，经改造后处理常规油品的游离水负荷率（单台检修）60.1%，电脱水器负荷率（单台检修）84.3%，可满足本工程依托要求。	宋一联脱水站采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺，游离水脱除器设计规模 20000t/d，电脱水器设计规模 4300t/d，目前游离水脱除器和电脱水器单台检修的负荷分别为 106.5%、148.8%；投产后本站新增处理量为 335t/d，经改造后处理常规油品的游离水负荷率（单台检修）60.1%，电脱水器负荷率（单台检修）84.3%，可满足本工程依托要求。	与环评时期一致
宋一联污水站	采用“横向流除油→两级过滤”工艺，横向流除油器规模扩建至 9000m ³ /d，将过滤规模扩建至 10000m ³ /d，本次扩建后扩建至 12000m ³ /d，实际处理量 8785m ³ /d，根据开发预测方案，本次口油井新增污水量进入宋一联污水站，经过规模扩建后，宋一联污水站负荷率下降为 73.2%~90.5%，满足本次开发需求。	采用“横向流除油→两级过滤”工艺，横向流除油器规模扩建至 9000m ³ /d，将过滤规模扩建至 10000m ³ /d，本次扩建后扩建至 12000m ³ /d，实际处理量 8785m ³ /d，本次口油井新增污水量进入宋一联污水站，本次规模扩建后，宋一联污水站负荷率下降为 73.2%~90.5%，满足本次开发需求。	与环评时期一致
第八采油厂三矿危废暂存间	第八采油厂三矿危废暂存间占地面积 200m ² ，室内净高 4.0m，地面、墙面和顶棚材料全部进行了相应的防腐防渗和硬化处理，满足防渗层为至少 1m 厚粘土层（渗透系数≤10 ⁻⁷ cm/s），或 2mm 厚高密度聚乙烯，或至少 2mm 厚的其它人工材料，渗透系数≤10 ⁻¹⁰ cm/s，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修订）。室内分为五个 40m ² 区域分别存储硒鼓墨盒、废旧电瓶、实验室废液和含油废物，废旧电瓶和实验室废液存	第八采油厂三矿危废暂存间占地面积 200m ² ，室内净高 4.0m，地面、墙面和顶棚材料全部进行了相应的防腐防渗和硬化处理，满足防渗层为至少 1m 厚粘土层（渗透系数≤10 ⁻⁷ cm/s），或 2mm 厚高密度聚乙烯，或至少 2mm 厚的其它人工材料，渗透系数≤10 ⁻¹⁰ cm/s，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修订）。室内分为五个 40m ² 区域分别存储硒鼓墨盒、废旧电瓶、实验室废液和含油废物，废旧电瓶和实验室废液存储区进行防	与环评时期一致

		<p>储区进行防腐防酸处理。该危废暂存间服务范围是整个八厂。</p> <p>目前三矿危废暂存间暂存废防渗布量为 8.62t，现有负荷为 21.55%，本项目废防渗布产生量 0.68t/a，新增本项目废防渗布后负荷为 21.9%，尚有足够余量能够满足本项目产生的废防渗布处置需求。</p>	<p>防腐防酸处理。该危废暂存间服务范围是整个八厂。</p> <p>目前三矿危废暂存间暂存废防渗布量为 8.62t，现有负荷为 21.55%，本项目废防渗布产生量 0.68t/a，新增本项目废防渗布后负荷为 21.9%，尚有足够余量能够满足本项目处置需求。</p>	
	第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站	<p>本站作为含油污泥减量化处理站，将含油污泥减量化处置后的固化物，委托大庆油田水务工程技术有限公司处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg），综合利用。采用预处理+调质+离心的处理工艺，处理能力 5m³/h（年运行 200 天，每天 24 小时），目前负荷约 80%，可满足本工程依托要求。</p>	<p>本站作为含油污泥减量化处理站，将含油污泥减量化处置后的固化物委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站采用预处理+调质+离心的处理工艺，处理能力 5m³/h（年运行 200 天，每天 24 小时），年最大处理量为 24000m³，目前处理量约为 19200m³/a，负荷约 80%。宋芳屯含油污泥处理站处理后产生的废水由管道输送至宋一联合站进行处理。</p> <p>宋芳屯含油污泥处理站剩余处理量为 4800m³/a，考虑本项目含油污泥产生量较小，本项目及同期建设项目产生的含油污泥和落地油可以依托该站处理。</p>	与环评时期一致
	大庆油田水务工程技术有限公司	<p>该站建设地点位于大庆市肇州县永乐镇郝家窝铺东南侧 690m，设计年处理含油污泥 4 万吨。该场站选用以“密闭旋转蒸馏+冷凝分离”为核心工艺，采用密闭旋转蒸馏炉加热到 370-410℃，将含油污泥中的石油烃进行热解，之后将石油气、水蒸气冷凝回收，不凝气回收再利用，同时对燃烧后的尾气进行脱硫、除硝、吸附、氧化处理。最终处理后残渣满足含油量≤3‰要求。目前大庆油田水务工程技术有限公司的大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站目前处理量为 555 吨，现有负荷为 1.4%，尚有足够余量能够满足本项目处置需求。</p>	<p>该站建设地点位于大庆市肇州县永乐镇郝家窝铺东南侧 690m，设计年处理含油污泥 4 万吨。该场站选用以“密闭旋转蒸馏+冷凝分离”为核心工艺，采用密闭旋转蒸馏炉加热到 370-410℃，将含油污泥中的石油烃进行热解，之后将石油气、水蒸气冷凝回收，不凝气回收再利用，同时对燃烧后的尾气进行脱硫、除硝、吸附、氧化处理。最终处理后残渣满足含油量≤3‰要求。目前大庆油田水务工程技术有限公司的大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站目前处理量为 555t，现有负荷为 1.4%，尚有足够余量能够满足本项目处置需求。</p>	与环评时期一致
环保工程	废气治理	井场洒水抑尘，表土及建材堆放设置挡板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防	井场、管线、道路施工现场进行了洒水抑尘，表土及建材堆放设置了挡风板、上覆遮盖材料，施工运	与环评时期一致

	尘布。	输车辆采取了密闭措施或加盖防尘布。	
	本项目依托场站加热装置采用清洁能源天然气（油田伴生气），产生的燃烧废气经烟囱外排。	本项目油井产液依托芳深2转油站、祝3转油站、芳507转油站、芳707转油站等，依托场站加热装置采用了清洁能源天然气（油田伴生气），产生的燃烧废气经8-25m高烟囱外排。	与环评时期一致
	采油井场挥发的烃类废气，井口安装密封垫，油气集输采用密闭流程，最大限度降低非甲烷总烃的挥发；加强对设备和管道的检查和维护，最大限度降低场站及储罐和管线的油气挥发；加强对集输气设备的日常巡检和及时维护，控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制掺水和外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度；加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；精细化管理，减少“跑冒滴漏”现象，加强设备设施日常管理，严格执行操作规程；建立“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展泄漏检测与恢复，对易泄漏环节指定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。	井场井口安装了密封垫，油气集输过程采用了密闭措施，大量减少了挥发性有机气体的无组织挥发。加强了对设备和管道的检查和维护，最大限度降低了场站及储罐和管线的油气挥发；加强了对集输气设备的日常巡检和及时维护，控制了各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制了掺水和外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度；加强了井下作业管理，提高了落地油回收率，减少了烃类气体挥发；精细化管理，减少了“跑冒滴漏”现象，加强了设备设施日常管理，严格执行了操作规程；建立了“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展了泄漏检测与恢复，对易泄漏环节指定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。	与环评时期一致
废水	试压废水通过罐车自带泵回收至罐车内，拉运至宋一联污水站处理后回注油层，不外排。宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”要求后回注油层，不外排。 生活污水排入临时防渗旱厕，施工结束清掏外运用作农家肥，旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。	试压废水通过罐车自带泵回收至罐车内，拉运至宋一联污水站处理后回注油层，不外排。宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”要求后回注油层，不外排。 生活污水排入临时防渗旱厕，施工结束清掏外运用作农家肥，旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。	与环评时期一致
	运行期产生的含油污水经站内工艺管线进入宋一联污水站处理达到标准后回注油层，不外排。作业及洗井污水均通过现场污水回收装置回收后泵入罐车拉运至宋一联污水站处理符合要求后回注油层，不外排。	运行期产生的含油污水经站内工艺管线进入宋一联污水站处理达到标准后回注油层，不外排。作业及洗井污水均通过现场污水回收装置回收后泵入罐车拉运至宋一联污水站处理符合要求后回注油层，不外排。	与环评时期一致

	宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求后回注油层，不外排。	宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求后回注油层，不外排。	
噪声	定期对施工设备进行保养维护，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；运输车辆均避开村屯进行运输。	合理安排了施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；施工期选用了低噪声设备；定期对施工设备进行了保养维护，保证了设备保持在最佳运行状态，降低了噪声源强度，运输车辆选择了避开居民区的路线。	与环评时期一致
	项目定期对油井进行巡检，发现异常响动及时处理。	抽油机选用了低噪声设备；并采用了减振等降噪措施；定期对油井进行巡检，加强设备的维护保养，保证了设备保持在最佳运行状态，降低了噪声源强度。	与环评时期一致
固废处置	生活垃圾统一收集至井场生活垃圾存放点，就近拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处理。	管道施工废料为一般固体废物，拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。 生活垃圾统一收集至各井场生活垃圾存放点，拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处理。	与环评时期一致
	本工程运行期井场作业产生的落地油及原油处理产生的污泥，运送至宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处理。 油井作业产生废弃防渗布属于危险废袋，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有资质的单位进行处置。 生活垃圾统一收集至井场生活垃圾存放点，就近拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处理。	落地油及含油污泥统一收集后拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/3104-2022）标准限值（石油类≤3000mg/kg）。 含油废弃防渗布统一收集后，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间后，委托大庆市云泰石化产品有限公司进行处置。 生活垃圾统一收集至井场生活垃圾存放点，就近拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处理。	与环评时期一致
生态恢复	施工期作业带清理、管沟开挖的建设对土壤造成扰动和植被的破坏，项目施工期均在临时占地内进行施工，并且施工结束后及时清理施工现场、对临时占用的土地进行植被恢复，其中道路建设为永久占地。	施工期井场、作业带清理、管沟开挖、道路的建设对土壤造成扰动和植被的破坏，项目施工期均在临时占地内进行施工，并且施工结束后及时清理了施工现场，对临时占用的耕地（基本农田）进行了复垦，草地（非基本草原）及时播撒了草籽。	与环评时期一致

	对占用的耕地按照“占一补一”的要求进行经济补偿或开垦与所占用耕地质量及数量相当的耕地；对占用的牧草地进行等值等量恢复，对占用的一般草地进行恢复。	按照“占一补一”的要求，对占用的耕地进行了经济补偿；对占用的牧草地进行了等值等量恢复，对占用的一般草地进行了恢复。	与环评时期一致
水土保持，防沙治沙	施工均在临时占地内进行，车辆采用“一”字型作业法，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系，裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主等措施	施工均在临时占地内进行，车辆采用了“一”字型作业法，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系，裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主等措施	与环评时期一致
风险防范措施	初期雨水收集池、应急事故池池体场地为重点防渗区，敷设1.5mm高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层和混凝土（厚度10cm，混凝土防渗等级不小于P8），渗透系数为 1.0×10^{-13} cm/s，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。防渗层的防渗性能不应低于6.0m厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s的黏土层的防渗性能。	初期雨水收集池、应急事故池池体场地为重点防渗区，敷设了1.5mm高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层和混凝土（厚度10cm，混凝土防渗等级不小于P8），渗透系数为 1.0×10^{-13} cm/s，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。 定期对员工进行了风险防范相关培训；相关部门配备了防渗布、铁锹、吸油毡等风险物资；加强了对管线的检测频次；安排了巡检人员每天对管线以及油井进行巡检，并形成巡检记录。	与环评时期一致
地下水分区防渗	地下水进行分区防渗管理，井场地面属于简单防渗，采取地面平整夯实、地面硬化等措施进行简单防渗，执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求：进行地面一般硬化。 油水井作业时井场永久占地内铺设1.5mm厚防渗土工布进行防渗处理，渗透系数为 1.0×10^{-13} cm/s，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表7中重点防渗区的防渗技术要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s。 地下集输管道采用无缝钢管；管道设计壁厚的腐蚀余量约为3mm，采用管道内防腐；管道的外防腐等级应采用特加强级；管道的连接方式应采用焊接；防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s，满足《环境影响评价技术导则 地	按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目进行了分区防渗。 井场地面属于简单防渗，采取1地面平整夯实、地面硬化等措施进行简单防渗，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求：进行地面一般硬化。 油水井作业时井场永久占地内铺设1.5mm厚防渗土工布进行了防渗处理，渗透系数为 1.0×10^{-13} cm/s，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表7中重点防渗区的防渗技术要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s。 地下集输管道采用了无缝钢管；管道壁厚的腐蚀余量为3mm，采用了管道内防腐；管道的外防腐等级采用了特加强级；管道的连接方式采用了焊接；防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s，	与环评时期一致

	<p>下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理；提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施。</p> <p>施工期临时旱厕为一般防渗，采用防渗混凝土预制件埋设布置，敷设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 要求。</p> <p>池体场地为重点防渗区，敷设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层和混凝土（厚度 10cm，混凝土防渗等级不小于 P8），渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。</p>	<p>满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理；提高自动化水平，对管道及井口的压力进行了实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，采取了维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施。</p> <p>施工期临时旱厕为一般防渗，采用了防渗混凝土预制件埋设布置，敷设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 要求。</p> <p>初期污染雨水收集池和应急事故池池体场地为重点防渗区，敷设了 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层和混凝土（厚度 10cm，混凝土防渗等级不小于 P8），渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。</p>	
<p>地下水监测</p>	<p>在地下水上游布设 1 口潜水跟踪监测水井；在项目区布设 1 口潜水跟踪监测水井；在地下水下游布设 1 口潜水跟踪监测水井，共布设 3 口跟踪监测水井，定期对水质进行监测，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准。</p>	<p>在地下水上游布设 1 口潜水跟踪监测水井；在项目区布设 1 口潜水跟踪监测水井；在地下水下游布设 1 口潜水跟踪监测水井，共布设 3 口跟踪监测水井，定期对水质进行监测，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准。</p>	<p>与环评时期一致</p>

2.4.2 依托工程

本项目依托场站环保手续情况见表 2.4-2。

表 2.4-2 项目依托的现有工程统计表

序号	名称	环评文件名称	环评批复	竣工环保验收
1	宋一联合站	《宋一联污水站技术改造工程环境影响报告书》	庆环建[2010]62号	庆环验[2011]210号
2	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环境影响报告书》	庆环建字[2012]227号	庆环验[2014]40号
3	大庆市云泰石化产品有限公司	《大庆市云泰石化产品有限公司十万吨/年含油污泥处理技改扩建工程项目环境影响报告书》	庆环审[2020]138号	2021年3月完成自主验收
4	第八采油厂三矿危废暂存间	《第八采油厂三矿危险废物暂存间项目报告表》	州环发[2020]17号	正在组织验收
5	第八采油厂工业固废填埋场	《第八采油厂工业固废填埋场工程》	庆环建[2011]171号	庆环验（2014）38号
6	芳深2转油站	《宋芳屯油田芳10-27区块葡萄花油层加密系统调整产能建设地面工程（大庆地区）环境影响报告书》	庆环审[2019]104号	2021年6月完成自主验收
7	祝3转油站	《宋芳屯油田北部芳6区块葡萄花油层加密调整产能建设地面工程环境影响报告书》	庆环审[2017]176号	2020年4月完成自主验收
8	芳507转油站	《宋芳屯油田芳14-4区块2015年产能建设工程环境影响报告书》	庆环审[2015]81号	2019年12月完成自主验收
9	芳505转油站	《宋芳屯油田芳14-4区块2015年产能建设工程环境影响报告书》	庆环审[2015]81号	2019年12月完成自主验收

2.4.2.1 芳深2转油站

芳深2转油站始建于2002年，站内采用“三合一+500m³沉降罐”处理工艺，含水油外输至宋一联脱水站。现管辖油井354口，集油阀组间8座。工艺流程图见图2.4-1。

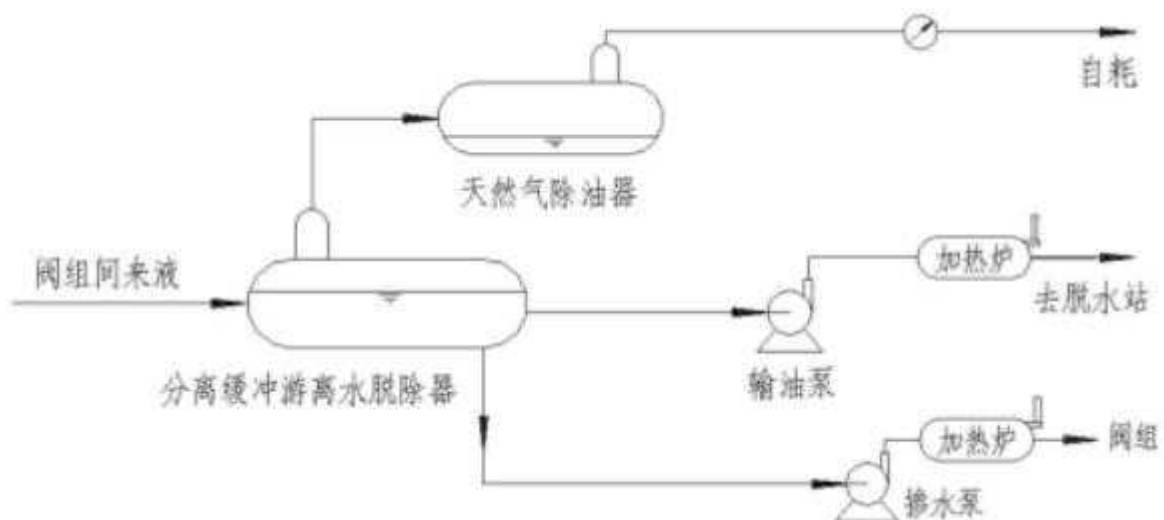


图 2.4-1 芳深2转油站工艺流程图

芳深 2 转油站站油气分离设计规模 5600t/d，实际处理量 4785.0t/d，负荷 85.4%，本工程 40 口油井产液进入该站，投产后本站新增处理量为 131t/d，负荷率为 87.8%，可满足本工程依托要求。

2.4.2.2 祝 3 转油站

祝 3 转油站始建于 2006 年，站内采用加热分离缓冲沉降“四合一”处理工艺，含水油外输至宋一联脱水站。目前管辖油井 197 口，集油阀组间 6 座。

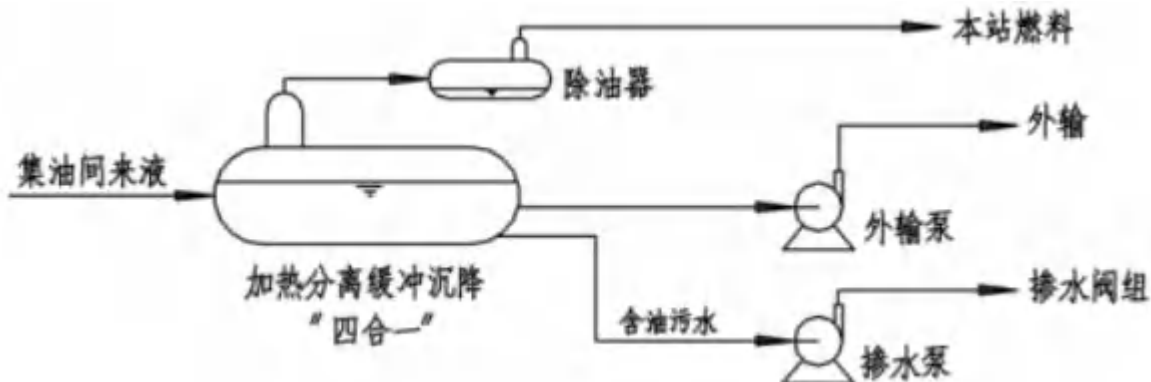


图 2.4-2 祝 3 转油站工艺流程图

祝 3 转油站油气分离设计规模 6800t/d，实际处理量 4761.5t/d，负荷（单台检修）108.2%，本工程 46 口油井产液进入该站，投产后本站新增处理量为 151t/d，改造后负荷率为 84%，可满足本工程依托要求。

2.4.2.3 芳 507 转油站

芳 507 转油站建于 1995 年，站内采用“三合一”处理工艺，处理后含水油输往宋一联。目前管辖油井 251 口，辖阀组间 10 座。

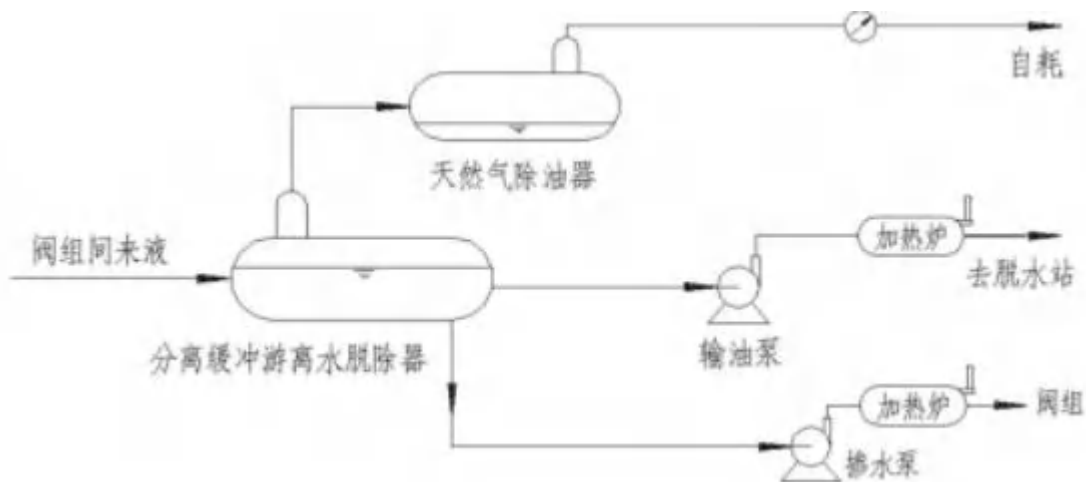


图 2.4-3 芳 507 转油站工艺流程图

芳 507 转油站油气分离设计规模 8600t/d，实际处理量 4142.0t/d，负荷（单台检修）48.2%，本工程 2 口油井产液进入该站，投产后本站新增处理量为 7t/d，负荷率为 48.24%，可满足本工程依托要求。

2.4.2.4 芳 707 转油站

芳 707 转油站于 2012 年重建，站内采用“四合一”处理工艺，处理后含水油输往宋一联。目前管辖油井 163 口，辖阀组间 8 座。

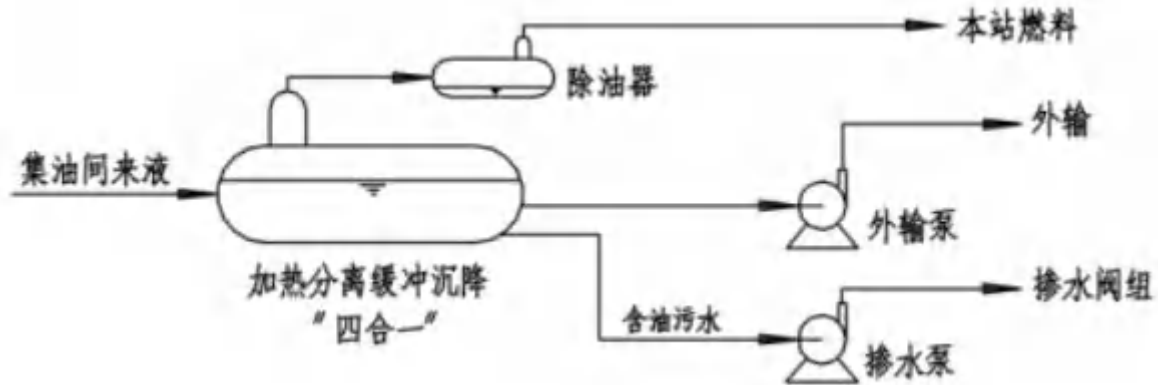


图 2.4-4 芳 707 转油站工艺流程图

芳 707 转油站油气分离设计规模 4000t/d，实际处理量 2424.0t/d，负荷（单台检修）60.6%，本工程 14 口油井产液进入该站，投产后本站新增处理量为 46t/d，负荷率为 61.75%，可满足本工程依托要求。

2.4.2.5 宋一联脱水站

宋一联合始建于 1987 年，宋一联脱水站采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺。接收处理采油八厂 10 座转油站（祝 3、芳 3、芳 5、芳深 2、卫 11、芳 407、芳 507、芳 6、芳 707、升 2）、1 座转油放水站（升一联）、1 座徐三联来含水油，含水油脱水后外输。同时还接收采油八厂宋二联、采油十厂朝一联、榆树林油田榆二联及周边中亚、华油、方兴公司的净化油，是大庆外围油田原油输送枢纽站。

2022 年产能共有 196 口油井产液进入宋一联脱水系统处理，其中芳 11 区块 102 口油井（本次产能），其他产能 94 口油井。

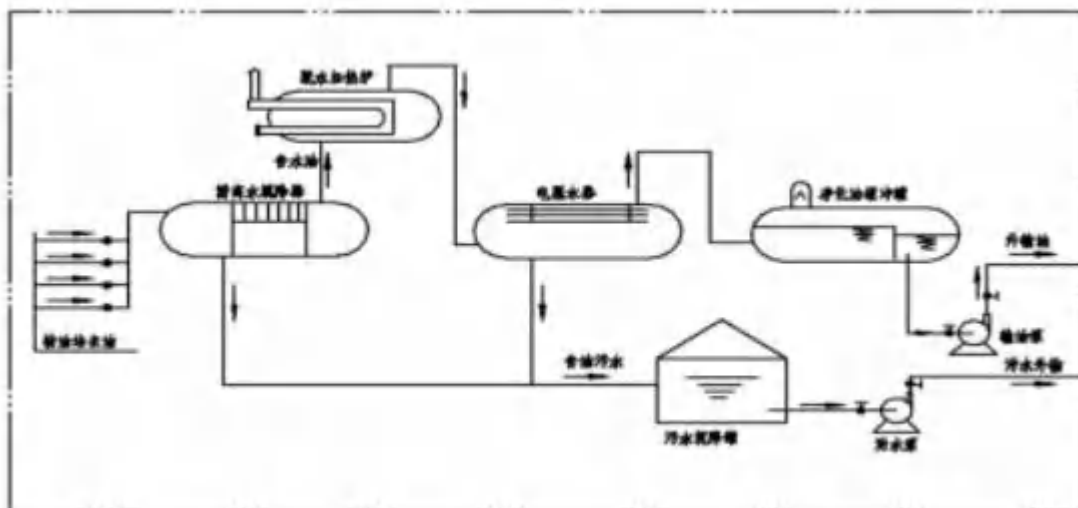


图 2.4-5 宋一联脱水站工艺流程图

宋一联脱水站游离水脱除器设计规模 20000t/d，电脱水器设计规模 4300t/d，目前游离水脱除器和电脱水器单台检修的负荷分别为 106.5%、148.8%；投产后本站新增处理量为 335t/d，经改造后处理常规油品的游离水负荷率（单台检修）60.1%，电脱水器负荷率（单台检修）84.3%，可满足本工程依托要求。

2.4.2.6 宋一联污水站

宋一联污水站始建于 2007 年，采用了“横向流除油→两级过滤”主处理工艺，设计规模为 6000m³/d。2017 年宋一联污水站扩建时，基于当时的开发预测，为节约投资，暂定将横向流除油器规模扩建至 9000m³/d，将过滤规模扩建至 10000m³ /d。

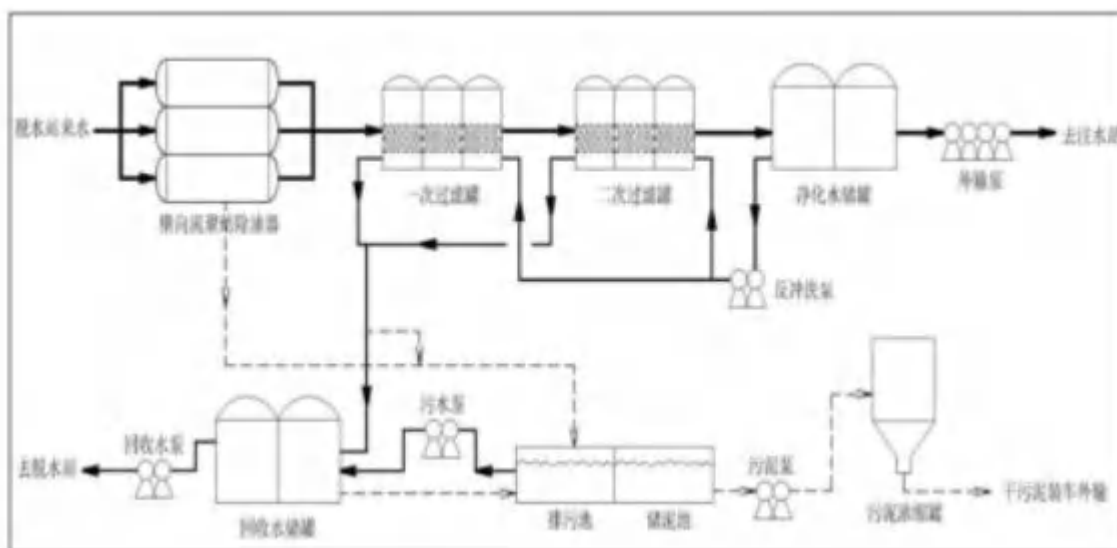


图 2.4-5 宋一联脱水站工艺流程图

本次扩建后扩建至 12000m³/d，实际处理量 8785m³/d，本次口油井新增污水量进入宋一联污水站，本次规模扩建后，宋一联污水站负荷率下降为 73.2%~90.5%，满足本次开发需求。

2.4.2.7 含油污泥处理站能力核实

宋芳屯含油污泥处理站于 2012 年建成投产，该站采用预处理+调质+离心的处理工艺，处理能力 5m³/h（年运行 200 天，每天 24 小时），年最大处理量为 24000m³，目前处理量约为 19200m³/a，负荷约 80%。宋芳屯含油污泥处理站处理后产生的废水由管道输送至宋一联合站进行处理。

根据调查，本项目产生的含油污泥和落地油可以依托该站处理。处理工艺流程见图 2.4-6。

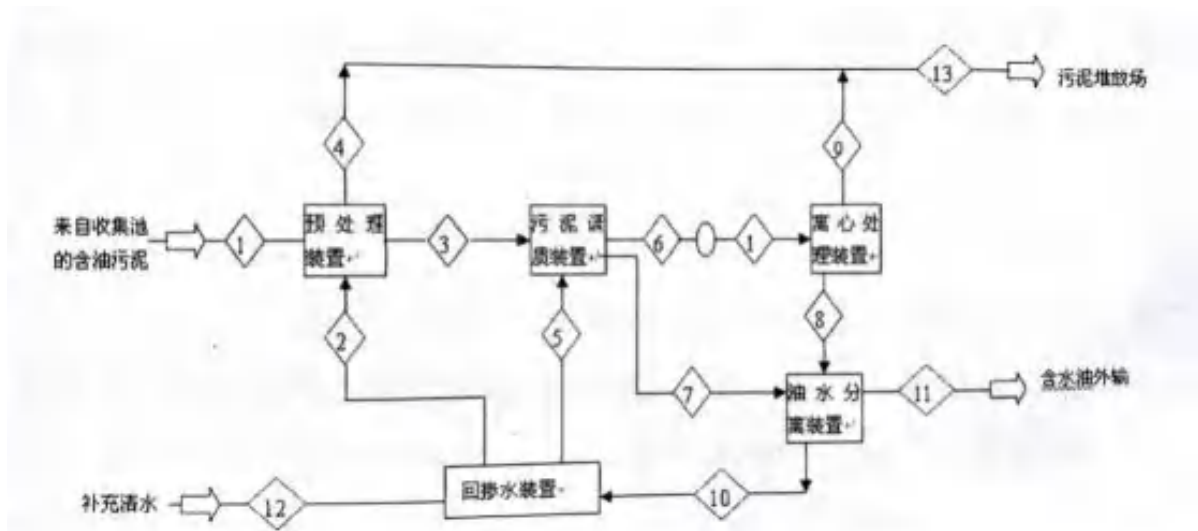


图 2.4-6 宋芳屯含油污泥处理站工艺流程图

2.4.2.8 工业固体废物填埋场

本项目施工期产生的一般工业固废依托第八采油厂工业固废填埋场处理。填埋场 2011 年建成使用，位于大庆市肇州县新福乡双龙山北侧 1.8km，乐业村东南 1.05km 处。占地 1.91hm²，填埋场总容量为 11624m³。第八采油厂工业固废填埋场该填埋场现阶段运行稳定，目前实际容纳约 8800m³，剩余能力为 2824m³，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的管道施工废料等固体废物。第八采油厂工业固体废物填埋场依托可行。

2.4.2.9 第八采油厂三矿危废暂存间

第八采油厂三矿危废暂存间占地面积 200m²，室内净高 4.0m，地面、墙面全部进行了相应的防腐防渗和硬化处理，操作条件下的单位面积渗透量不小于厚度为 6m 粘土层、

渗透系数不超过 10^{-7}cm/s ，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013年修订），2020年投产使用。室内分为四个 40m^2 区域分别存储硒鼓墨盒、废旧电瓶、实验室废液和含油废物，废旧电瓶和实验室废液存储区进行防腐防酸处理。该危废暂存间服务范围是整个八厂，尚有足够余量能够满足本项目废防渗布处置需求。

2.4.5 实际占地及取弃土情况调查

2.4.5.1 实际占地情况调查

项目共基建口油水井井场已进行了占地核算，本次不进行井场占地核算。

根据《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规〔2016〕14号），新建单井集油掺水管道 12.57km 、注水干线 10km 、单井注水管线 45.52km 、调水管线 0.9km ，施工作业面宽度为 10m 。

本项目新建 6.9km 通井砂石路，其中 2.8km 在低洼地内， 4.1km 在耕地内。新建 2.45km 通井土路，其中的 0.75km 在低洼地内， 1.7km 为耕地内的通道。道路永久占地按道路长度×路基宽度计算。

本项目涉及现有场站改造工程均在原有场站内进行，不新增永久占地和临时占地面积，本项目新建配水间规格为 $10\text{m}\times 10\text{m}$ 。

本项目实际工程占地情况一览表见表 2.4-3。

表 2.4-3 实际工程占地情况一览表（单位： hm^2 ）

序号	建设项目	临时占地		永久占地	
		耕地（基本农田）	草地	耕地（基本农田）	草地
1	集油管道	9.06	3.51	—	—
2	注水管道	50.96	5.46	—	—
3	道路	—	—	2.03	1.56
4	阀组间	—	—	0.08	0.02
合计		60.02	8.97	2.11	1.58
		68.99		3.69	
总计		72.68			

本项目实际占地与环评时期占地变化情况见表 2.4-4。

表 2.4-4 本项目实际占地与环评时期占地变化情况表 单位： hm^2

占地		环评时期	实际占用	变化情况
永久占地	耕地（基本农田）	2.11	2.11	0
	草地	1.58	1.58	0
临时占地	耕地（基本农田）	60.57	60.02	-0.55
	草地	8.80	8.97	+0.17
总占地		73.06	72.68	-0.38

2.4.5.2 取弃土情况调查

本项目涉及土石方的工程主要包括管道、道路施工，与环评时期一致。工程取弃土情况详见表 2.4-5。

表 2.4-5 工程取土情况与环评时期对比表 单位：m³

项目	挖方量		对比情况	填方量		对比情况	借方量		对比情况	弃方量		对比情况
	环评	验收		环评	验收		环评	验收		环评	验收	
管线	13800	13798	-2	13800	13798	-2	0	0	0	0	0	0
道路	0	0	0	1896	1896	0	1896	1896	0	0	0	0
总计	13800	13798	-2	15696	15694	-2	1896	1896	0	0	0	0

2.5 污染源调查

根据本项目油田开发工艺流程，可将油田开发分为建设期、运行期二个阶段。不同开发阶段、不同工艺对环境产生的影响各不相同，其中地面工程、各种油水井维护作业和各种事故对环境的影响较大。现对油田各个阶段的主要工艺的污染源分析如下。

2.5.1 施工期污染源调查

施工期产污节点图见图 2.5-1。

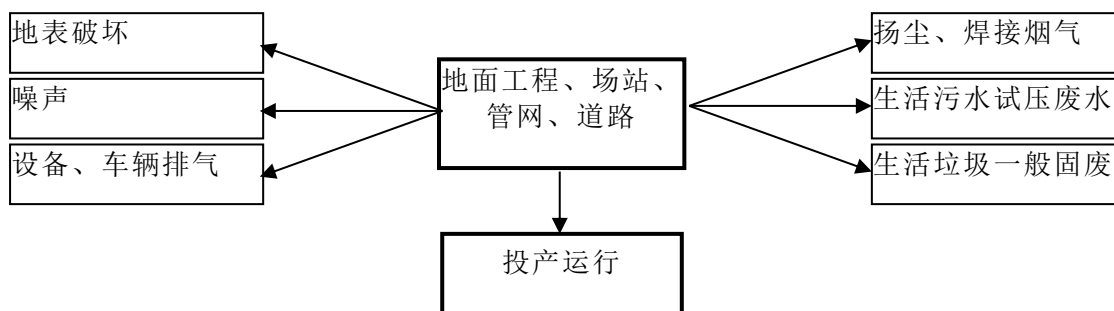


图 2.5-1 施工期产污节点图

(1) 废气

施工期产生的大气污染物主要来源于施工时产生的扬尘、焊接烟尘、车辆尾气排放中的 CO、氮氧化物和碳氢化合物。

经现场询问工作人员，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。



易起尘物料加盖遮盖物

由于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

经调查，施工期废水主要为管线试压废水、设备清洗废水及施工人员生活污水。

①管道试压废水

管线总长度为 68.99km，采取分段试压的方式，管道试压用水量量为 965.86m³，产生清管试压废水量为 917.57t，经调查，试压废水均由罐车拉运至肇一联合油污水处理站处理。

②生活污水

本工程施工期共产生生活污水 384m³。每个施工现场都设置旱厕，施工场地的生活污水排入防渗旱厕，施工结束后清理用作农家肥。

（3）噪声

本项目施工期噪声主要来源于施工机械噪声和运输车辆噪声。具体排放情况见表 2.5-1。

表 2.5-1 施工期噪声源统计表

设备名称	距声源 (m)	噪声值 dB (A)
挖掘机	5	82-90
吊装机	5	80-86
推土机	5	83-88
电焊机	5	90-96
冲击式钻机	5	88-92
压路机	5	80-90
重型运输车	5	82-90

（4）固体废物

施工期间固体废物主要为管道施工废料、施工人员生活垃圾。

①管道施工废料

根据调查，管道焊接、补口时会产生焊渣、边角料（管道施工废料）等废料，产生量约0.1t，属于一般工业固体废物，代码为711-999-99，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求，拉运至第八采油厂工业固废填埋场。

②生活垃圾

本项目施工期生活垃圾产生量约3.0t，生活垃圾统一收集至各井场生活垃圾存放点，拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处理。

2.5.2 运行期污染源调查

2.5.2.1 环境影响因素调查

（1）正常工况

本工程运行期主要环境影响为依托场站运行产生的燃烧烟气、油井井场及原油集输过程中产生的无组织烃类气体，油井作业产生的作业污水和落地油，井场抽油机及依托场站产生的噪声，以及依托场站员工产生的生活污水和生活垃圾等。运行期随产液一起采出的伴生气分别进入芳深2转油站、芳507转油站、祝3转油站、芳707转油站油气分离器进行气液分离后，湿气进入天然气除油干燥装置进行脱水和除油，此过程产生含油污水，处理后的伴生气用于本站加热装置自耗。运营期非正常工况下油井作业时产生含油污泥由罐车拉运至宋芳屯含油污泥处理站减量化处理，处理后委托大庆油田水务工程技术有限公司处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。运营期正常工况产污节点图见下图2.5-2。

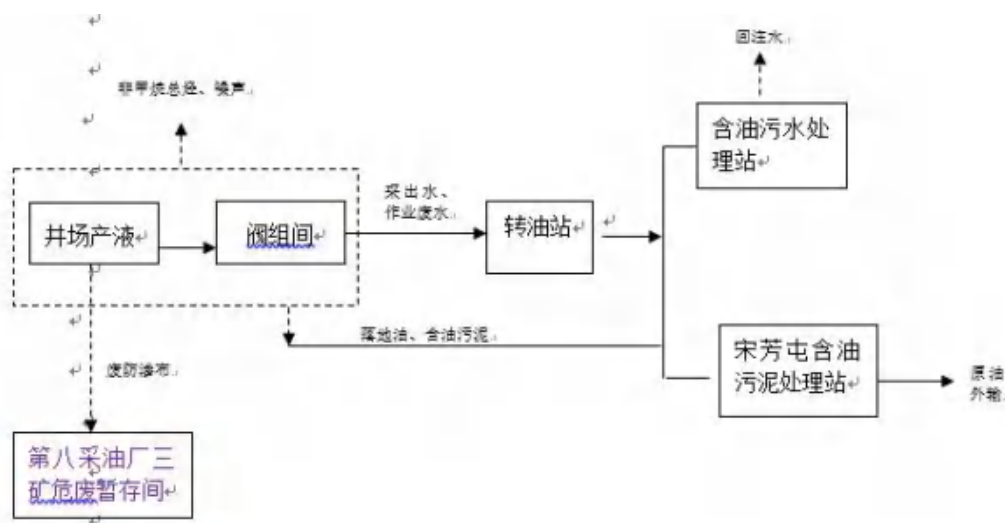


图 2.5-2 运行期工艺流程图

本项目运行期的主要环境影响因素为现有加热炉新增负荷产生的燃烧烟气，油气集输过程中挥发的烃类气体，井场抽油机和站场机泵产生的噪声，本项目产液处理后产生的含油污水、含油污泥等。

（2）非正常工况

油水井作业产生的作业污水、洗井污水、落地油、含油防渗布等。运营期非正常工况产污节点图见下图 2.5-3。



图 2.5-3 运营期非正常工况产污节点图

2.5.2.2 污染物产生及排放情况调查

（1）废气

①烃类气体

本工程共部署 178 口油水井，产液分别进芳深 2 转油站、芳 507 转油站、祝 3 转油站、芳 707 转油站初步处理后外输至宋一联脱水站进行脱水处理，处理后原油外输，工程烃类气体主要排放地点为油井井场、依托场站等。

根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，本项目实际原油产量为 $4.72 \times 10^4 \text{t/a}$ ，项目非甲烷总烃挥发量为 66.91t/a，符合环评阶段提出的排放量控制指标要求。

②加热炉烟气

由于依托场站加热炉未新建且场站加热炉满足新增负荷需求，新增加热炉大气污染物总量在原排污许可申请总量控制范围内，故本次未对加热炉烟气进行核算。

（2）废水

油井井场采出液分别经芳深 2 转油站、芳 507 转油站、祝 3 转油站、芳 707 转油站初步处理后进入宋一联转油脱水站进行脱水，由开发工程方案可知，工程投产后年产液量为 $10.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，分离出的含油污水分别进入宋一联污水站处理后回注油层，宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量 $\leq 10 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5 \text{mg/L}$ 、粒径中 $\leq 2 \mu\text{m}$ ”要求回注油层，不外排。

本项目运行期不新增生活人员，不新增生活污水排放。

（3）地下水防渗

本项目集油管道采用了内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克管，连接方式为焊接，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区防渗要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。

油水井作业时按照重点防渗区要求进行重点防渗，铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）防渗布，使其防渗性能达到等效黏土防渗层：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。井场地面、配水间内部地面属于简单防渗，井场地面平整夯实、配水间地面一般硬化。

（4）噪声

本项目噪声源主要是抽油机、依托场站等各类机泵产生的噪声等。

抽油机噪声为 65~80dB(A)，为连续稳态低频噪声。站场输油泵噪声约在 80~85dB(A)之间，转油站各设备源强约为 80~85dB(A)之间，为连续稳态低频噪声。

运行期各类车辆行驶过程中产生的噪声约为：70~82dB(A)之间，为线性噪声

（5）固体废物

油田运营过程中产生的固体废弃物为油井作业产生的落地油、废防渗布，各种处理设施产生的油泥（砂）等。本项目不新增加生产人员，不增加生活垃圾的产生量和排放量。

①油泥（砂）

根据现场调查及建设单位提供的资料，生产万吨原油的排泥量（固相）约为 0.3t，本项目实际折算全年原油产量为 $4.72 \times 10^4 t/a$ ，则油泥（砂）产生量约为 1.416t/a（折算全年）。

本项目依托站场产生油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，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理。

②落地油

根据建设单位提供的资料，本工程油井于 2024 年 8 月投产，经与建设单位核实，本项目投产至今，尚未有油井进行作业，因此未产生落地油。

待日后产生后，落地油回收后经罐车拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理。

③含油防渗布

油水井作业、水井洗井时候均需敷设防渗布，防止原油、含油污水散落于井场内，循环使用，一旦发生泄漏等情况，防渗布沾染油品，则作为含油废防渗布处理。

根据建设单位提供的资料，本工程油井于 2024 年 8 月投产，经与建设单位核实，

本项目投产至今，尚未有油水井进行作业、洗井作业，未产生含油防渗布。

待后期作业产生的含油废防渗布统一回收后，直接集中收集后在钢制危废暂存桶，油井作业结束后，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有危废处置资质的单位进行处置，统一送黑龙江兰溪谷环保科技发展公司转运处理。

2.5.3 污染源产生及排放情况

本项目主要污染物产生及排放情况见表 2.5-7。

表 2.5-7 本项目主要污染物产生及排放情况表

类型	污染源	污染物名称	环评阶段		验收阶段
			排放浓度及排放量	环保措施	
大气污染物	施工现场	扬尘	场界扬尘外浓度 <1.0mg/m ³	洒水抑尘，加盖防尘布，车辆采取密闭措施	与环评一致
	井场无组织排放	NMHC	66.91t/a	集输设备加强密封、及时更换垫片	66.91t/a，处置措施与环评一致
水污染物	施工现场	试压废水	908.1t	试压废水经罐车收集后分批运到宋二联含油污水处理站进行处理后回注	917.57t，处置措施与环评一致
	施工营地	生活污水	384t	附近计量间防渗旱厕	192t，处置去向与环评时期一致
	运营期	油田采出水	108000m ³ /a	输送至宋二联含油污水处理站处理达标后回注	108000m ³ /a，处置措施与环评一致
		油水井作业污水	/	罐车收集后回收至宋二联含油污水处理站处理达标后回注	本项目投产至今，油水井未进行作业；待产生后送至肇一联含油污水处理站、宋二联含油污水处理站处理达标后回注
固体废物	管道施工	管道施工废料	0.1t	拉运至第八采油厂工业固体废物填埋场填埋处理。	0.1t，处置去向与环评一致
	施工场地	生活垃圾	3.0t	生活垃圾分类收集后，拉运至肇州县生活垃圾场填埋处理。	3.0t，处置去向与环评一致
	井场作业	落地油	5.1t/a	集中收集后拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理	油井未进行作业，尚未产生落地油，待产生后拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理
		含油废防渗布	0.68t/a	集中收集后，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有危废处置资质的单位进行处置，统一送黑龙江兰溪谷环保科技发展公司转运处理	油井未进行作业，尚未产生含油废防渗布，待产生后定期委托有危废处置资质的单位进行处置，统一送黑龙江兰溪谷环保科技发展公司转运处理
噪声	施工过程中施工机械主要有挖掘机、电焊机以及运输车辆，这些机械运行时产生的噪声源强				与环评一致，根据现场调查，项目建设期间无

	为 70-100dB（A）。经合理安排施工时间、隔声、距离衰减后等措施后满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中标准。运行期井场抽油机选用低噪音设备、定期维护，依托站场各种机泵置于厂房内，并采取减振降噪措施，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。	噪声扰民投诉事件
生态	临时占用土地进行平整翻松，表土留存，分层回填，对占地覆土平整，不改变原有地势	临时占地已平整恢复，土地不改变原貌

2.6 项目变更情况调查

本项目实际工程量变化情况见表 2.6-1。

表 2.6-1 本项目实际工程量变化情况

类别	环评计划建设内容	实际建设内容	变化情况
油井	本次基建油井 102 口，其中 91 口油井采用单管环状掺水集油流程、11 口油井采用电加热集油流程，充分依托已建集油系统能力，就近搭接至已建阀组间。	本次基建油井 102 口，其中 91 口油井采用了单管环状掺水集油流程、11 口油井采用了电加热集油流程，就近搭接至已建阀组间。	与环评时期一致
集油方式	规划基建油井 40 口进入芳深 2 转油站，46 口进入祝 3 转油站、2 口进入芳 507 转油站，14 口进入芳 707 转油站。	本次建设的油井中 40 口进入芳深 2 转油站，46 口进入祝 3 转油站、2 口进入芳 507 转油站，14 口进入芳 707 转油站。	与环评时期一致
转油站外输泵更换	芳深 2 转油站新建外输泵 2 台（ $Q=80\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=400\text{m}$ ）；祝 3 转油站利旧外输泵 2 台（ $Q=30\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=250\text{m}$ ）；芳 707 转油站新建外输泵 2 台（ $Q=30\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=150\text{m}$ ）。	芳深 2 转油站建设了外输泵 2 台（ $Q=80\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=400\text{m}$ ）；祝 3 转油站利旧了外输泵 2 台（ $Q=30\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=250\text{m}$ ）；芳 707 转油站建设了外输泵 2 台（ $Q=30\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=150\text{m}$ ）。	与环评时期一致
扩改建脱水站	宋一联脱水站新建污水泵 1 台（ $Q=190\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=100\text{m}$ ），原地更换为 $190\text{m}^3/\text{h}$ 的污水泵，更换后次高年的负荷率为 94%；新建游离水脱除器 1 台，站内流程改造。	宋一联脱水站新建污水泵 1 台（ $Q=190\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=100\text{m}$ ），原地更换为 $190\text{m}^3/\text{h}$ 的污水泵，更换后次高年的负荷率为 94%；新建游离水脱除器 1 台，站内流程改造。	与环评时期一致
集油管线	新建单井集油掺水管道 11.47km。	新建单井集油掺水管道 12.57km，相比环评时期增加了 1.1km。	单井集油掺水管道相比环评时期增加了 1.1km
水井	本次产能共基建注水井 76 口（含 1 口代用井），其中有 59 口新井为独立注水井或大平台注水井，规划采用单干管多井配水，就近挂接已建配水间或新建配水间；有 17 口新井与 34 口老井供平台，规划采用支管单井配水，并将这类老井的老式配水阀组改造为数字化配水阀组；有 8 口老井为单干管单井配水（距新建配水间 0.2km 以内），规划将这类老井改造为单干管多井配水，配水阀组由井场布置改造为间内布置，并将老井的	本次产能共基建注水井 76 口（含 1 口代用井），其中有 59 口新井为独立注水井或大平台注水井，采用了单干管多井配水，就近挂接已建配水间或新建配水间；有 17 口新井与 34 口老井供平台，采用了支管单井配水，并将这类老井的老式配水阀组改造为数字化配水阀组；有 8 口老井为单干管单井配水（距新建配水间 0.2km 以内），将这类老井改造为单干管多井配水，配水阀组由井场布置改造为间内布置，并将老井的老式配水阀组改造为数字化	与环评时期一致

	老式配水阀组改造为数字化配水阀组；有 3 口老井为本次扩建配水间内地下出户，本次改造为地上出户，并将老井的老式配水阀组改造为数字化配水阀组。	配水阀组；有 3 口老井为本次扩建配水间内地下出户，本次改造为地上出户，并将老井的老式配水阀组改造为数字化配水阀组。	
注水方式	供平台注水井，采用“支管单井配水流程”，配水阀组设在注水井口，在配水间内设置切断阀；对于不供平台的注水井，采用“单干管多井配水流程”，配水阀组设在配水间内。	供平台注水井，采用了“支管单井配水流程”，配水阀组设在注水井口，在配水间内设置切断阀；对于不供平台的注水井，采用了“单干管多井配水流程”，排水阀组设在配水间内。	与环评时期一致
注水站扩建	扩建宋一联注水站，拆除 2 台已建柱塞泵及泵基础 P=185kW，新建 2 台注水泵（柱塞泵）Q=35m ³ /h、P=25MPa、P=315kW，新建 1 台柱塞泵变频器 P=315kW（一拖二），维修已建 1 台柱塞泵。	扩建宋一联注水站，拆除了 2 台已建柱塞泵及泵基础 P=185kW，建设了 2 台注水泵（柱塞泵）Q=35m ³ /h、P=25MPa、P=315kW，建设了 1 台柱塞泵变频器 P=315kW（一拖二），对已建 1 台柱塞泵进行了维修。	与环评时期一致
扩建配水间	已建芳深 2-3 配水间进井 2 口、芳深 2-7 配水间进井 2 口、芳深 2-5 配水间进井 3 口、芳深 2-9 配水间进井 2 口（含老井 1 口）、芳深 2-12 配水间进井 2 口，该 5 座配水间均有预留位置，在间内新建数字化配水阀组共 9 套、新建切断阀组 1 套。已建芳深 2-2 配水间进井 6 口（含老井 1 口），需新建数字化配水阀组 4 套、切断阀组 1 套，配水间无预留位置，规划紧邻老间扩建 8 井式橇装配水间 1 座；祝 3-7 配水间进井 24 口（含老井 11 口），需新建数字化配水阀组 9 套、切断阀组 2 套，配水间无预留位置，规划紧邻老间扩建 15 井式橇装配水间 1 座；祝 3-8 配水间进井 10 口，需新建数字化配水阀组 8 套、切断阀组 1 套，配水间无预留位置，规划紧邻老间扩建 11 井式橇装配水间 1 座。芳 507-5 配水间进井 3 口（含老井 1 口），配水间无预留位置，本次需新建切断阀组 1 套，经核实该配水间所辖注水井有资产核销井 1 口，本次可利用该井核销后阀组位置，同时对该间剩下 3 套存在安全隐患的地下出户老井已建配水阀组实施改造，改造为地上出户的数字化配水阀组。	已建芳深 2-3 配水间进井 2 口、芳深 2-7 配水间进井 2 口、芳深 2-5 配水间进井 3 口、芳深 2-9 配水间进井 2 口（含老井 1 口）、芳深 2-12 配水间进井 2 口，该 5 座配水间预留位置建设了数字化配水阀组共 9 套、建设了切断阀组 1 套。 已建芳深 2-2 配水间进井 6 口（含老井 1 口），建设了数字化配水阀组 4 套、切断阀组 1 套，紧邻老间扩建了 8 井式橇装配水间 1 座； 祝 3-7 配水间进井 24 口（含老井 11 口），建设了数字化配水阀组 9 套、切断阀组 2 套，紧邻老间扩建了 15 井式橇装配水间 1 座； 祝 3-8 配水间进井 10 口，建设了数字化配水阀组 8 套、切断阀组 1 套，紧邻老间扩建了 11 井式橇装配水间 1 座。 芳 507-5 配水间进井 3 口（含老井 1 口），在该配水间所辖注水井 1 口，核销井后阀组位置建设了切断阀组 1 套，同时对该间剩下 3 套存在安全隐患的地下出户老井已建配水阀组实施了改造，改造为地上出户的数字化配水阀组。	与环评时期一致
新建配水间	新建橇装配水间 10 座。 新建 1 号配水间（芳 707-13）：新建 11 井式数字	新建橇装配水间 10 座。 芳 707-13 配水间：建成为 11 井式数字化橇装配水	与环评时期一致

	<p>化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 9 套。</p> <p>新建 2 号配水间（芳深 2-13）：①供平台单干管老井 4 口、200m 以内老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 11 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 6 套、切断阀组 2 套。</p> <p>新建 3 号配水间（祝 3-9）：①供平台单干管老井 1 口、200m 以内老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 3 套、切断阀组 1 套。</p> <p>新建 4 号配水间（祝 3-10）：①供平台单干管老井 1 口、200m 以内老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 4 套。</p> <p>新建 5 号配水间（祝 3-11）：①供平台单干管老井 1 口、200m 以内老井 1 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 5 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 2 套、切断阀组 1 套。</p> <p>新建 6 号配水间（祝 3-12）：①供平台单干管老井 3 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组,5 套、切断阀组 1 套。</p> <p>新建 7 号配水间（祝 3-13）：①供平台单干管老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 5 套。</p> <p>新建 8 号配水间（祝 3-14）：①供平台单干管老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 6 套。</p> <p>新建 9 号配水间（芳 707-11）：①供平台单干管老井 4 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 5</p>	<p>间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 9 套。</p> <p>芳深 2-13 配水间：①供平台单干管老井 4 口、200m 以内老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②建成为 11 井式数字化橇装配水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 6 套、切断阀组 2 套。</p> <p>祝 3-9 配水间：①供平台单干管老井 1 口、200m 以内老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②建成为 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 3 套、切断阀组 1 套。</p> <p>祝 3-10 配水间：①供平台单干管老井 1 口、200m 以内老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②建成为 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 4 套。</p> <p>祝 3-11 配水间：①供平台单干管老井 1 口、200m 以内老井 1 口，同步改造为数字化配水阀组；②建成为 5 井式数字化橇装配水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 2 套、切断阀组 1 套。</p> <p>祝 3-12 配水间：①供平台单干管老井 3 口，同步改造为数字化配水阀组；②建成为 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组,5 套、切断阀组 1 套。</p> <p>祝 3-13 配水间：①供平台单干管老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②建成为 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 5 套。</p> <p>祝 3-14 配水间：①供平台单干管老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②建成为 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 6 套。</p> <p>芳 707-11 配水间：①供平台单干管老井 4 口，同步改造为数字化配水阀组；②建成为 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 5 套。</p> <p>芳 707-12 配水间：①供平台单干管老井 3 口，同步改造为数字化配水阀组；②建成为 11 井式数字化橇装配</p>	
--	--	---	--

	套。 新建 10 号配水间（芳 707-12）：①供平台单干管老井 3 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 11 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 7 套。	水间 1 座，间内建设了数字化配水阀组 7 套。	
注水管线	10 座新建配水间需要建设注水干线，共计新建注水干线 $\Phi 168 \times 20 - 3.2\text{km}$ 、 $\Phi 114 \times 14 - 3.3\text{km}$ 、 $\Phi 89 \times 10 - 3.5\text{km}$ ，管线材质均采用防腐钢管。新建单井注水管线 $\Phi 48 \times 6 - 45.3\text{km}$ ，管线材质均采用防腐钢管。本项目道路穿越 37 处。	配套建设 10 座新建配水间注水干线，共计新建注水干线 $\Phi 168 \times 20 - 3.2\text{km}$ 、 $\Phi 114 \times 14 - 3.3\text{km}$ 、 $\Phi 89 \times 10 - 3.5\text{km}$ ，管线材质均采用防腐钢管。新建单井注水管线 $\Phi 48 \times 6 - 45.42\text{km}$ ，相比环评时期增加 0.12km，管线材质均采用防腐钢管。本项目道路穿越 37 处。	单井注水管线相比环评时期增加 0.12km
地点	黑龙江省大庆市大同区祝三乡境内。	黑龙江省大庆市大同区祝三乡境内。	与环评时期一致
生产工艺	本次产能油井均分布在宋一联合站周围，有已建集油系统搭接，全部采用了单管环状掺水集油工艺，充分依托已建系统能力。规划基建油井 40 口进入芳深 2 转油站，46 口进入祝 3 转油站、2 口进入芳 507 转油站，14 口进入芳 707 转油站。	本次产能油井均分布在宋一联合站周围，有已建集油系统搭接，全部采用了单管环状掺水集油工艺，充分依托已建系统能力。本次建设的油井中 40 口进入芳深 2 转油站，46 口进入祝 3 转油站、2 口进入芳 507 转油站，14 口进入芳 707 转油站。	与环评时期一致
环保工程	<p>(1) 井场洒水抑尘，表土及建材堆放设置挡板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。</p> <p>(2) 本项目依托场站加热装置采用清洁能源天然气（油田伴生气），产生的燃烧废气经烟囱外排。</p> <p>(3) 采油井场挥发的烃类废气，井口安装密封垫，油气集输采用密闭流程，最大限度降低非甲烷总烃的挥发；加强对设备和管道的检查和维护，最大限度降低场站及储罐和管线的油气挥发；加强对集输气设备的日常巡检和及时维护，控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制掺水和外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度；加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；精细化管理，减少“跑冒滴漏”现象，加强设备设施日常管理，严格执行操作规程；建立“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展泄漏检测与恢复，对易泄漏环节指定针对性改进措施，通过源头控制</p>	<p>(1) 井场、管线、道路施工现场进行了洒水抑尘，表土及建材堆放设置了挡风板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取了密闭措施或加盖防尘布。</p> <p>(2) 本项目油井产液依托芳深 2 转油站、祝 3 转油站、芳 507 转油站、芳 707 转油站等，依托场站加热装置采用了清洁能源天然气（油田伴生气），产生的燃烧废气经 8-25m 高烟囱外排。</p> <p>(3) 井场井口安装了密封垫，油气集输过程采用了密闭措施，大量减少了挥发性有机气体的无组织挥发。加强了对设备和管道的检查和维护，最大限度降低了场站及储罐和管线的油气挥发；加强了对集输气设备的日常巡检和及时维护，控制了各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制了掺水和外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度；加强了井下作业管理，提高了落地油回收率，减少了烃类气体挥发；精细化管理，减少了“跑冒滴漏”</p>	与环评时期一致

<p>减少挥发性有机物泄漏排放。</p> <p>(4) 试压废水通过罐车自带泵回收至罐车内，拉运至宋一联污水站处理后回注油层，不外排。宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求：“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”要求后回注油层，不外排。</p> <p>生活污水排入临时防渗旱厕，施工结束清掏外运用作农家肥，旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。</p> <p>(5) 运行期产生的含油污水经站内工艺管线进入宋一联污水站处理达到标准后回注油层，不外排。作业及洗井污水均通过现场污水回收装置回收后泵入罐车拉运至宋一联污水站处理满足要求后回注油层，不外排。</p> <p>宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求：“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”要求后回注油层，不外排。</p> <p>(6) 定期对施工设备进行保养维护，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；运输车辆均避开村屯进行运输。</p> <p>项目定期对油井进行巡检，发现异常响动及时处理。</p> <p>(7) 抽油机尽可能选用低噪声设备；并采用减振等降噪措施；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。</p> <p>(8) 统一收集至井场生活垃圾存放点，就近拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处理。</p> <p>(9) 本工程运行期井场作业产生的落地油及原油处理产生的污泥，运送至宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处理。</p> <p>油井作业产生废弃防渗布属于危险废袋，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有资质的单位进行</p>	<p>现象，加强了设备设施日常管理，严格执行了操作规程；建立了“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展了泄漏检测与恢复，对易泄漏环节指定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。</p> <p>(4) 试压废水通过罐车自带泵回收至罐车内，拉运至宋一联污水站处理后回注油层，不外排。宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求：“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”要求后回注油层，不外排。</p> <p>生活污水排入临时防渗旱厕，施工结束清掏外运用作农家肥，旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。</p> <p>(5) 运行期产生的含油污水经站内工艺管线进入宋一联污水站处理达到标准后回注油层，不外排。作业及洗井污水均通过现场污水回收装置回收后泵入罐车拉运至宋一联污水站处理满足要求后回注油层，不外排。</p> <p>宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求：“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”要求后回注油层，不外排。</p> <p>(6) 合理安排了施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；施工期选用了低噪声设备；定期对施工设备进行保养维护，保证了设备保持在最佳运行状态，降低了噪声源强度，运输车辆选择了避开居民区的路线。</p> <p>(7) 抽油机选用了低噪声设备；并采用了减振等降噪措施；注意对设备的维护保养，保证了设备保持在最佳运行状态，降低了噪声源强度。</p> <p>(8) 管道施工废料为一般固体废物，拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。</p> <p>生活垃圾统一收集至各井场生活垃圾存放点，拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处理。</p>	
--	--	--

<p>处置。</p> <p>生活垃圾统一收集至井场生活垃圾存放点，就近拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处理。</p> <p>(10) 施工期作业带清理、管沟开挖的建设对土壤造成扰动和植被的破坏，项目施工期均在临时占地内进行施工，并且施工结束后及时清理施工现场、对临时占用的土地进行植被恢复，其中道路建设为永久占地。</p> <p>对占用的耕地按照“占一补一”的要求进行经济补偿或开垦与所占用耕地质量及数量相当的耕地；对占用的牧草地进行等值等量恢复，对占用的一般草地进行恢复。</p> <p>(11) 地下水进行分区防渗管理，井场地面属于简单防渗，采取地面平整夯实、地面硬化等措施进行简单防渗，执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中要求：进行地面一般硬化。</p> <p>油水井作业时井场永久占地内铺设 1.5mm 厚防渗土工布进行防渗处理，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)表 7 中重点防渗区的防渗技术要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$。</p> <p>地下集输管道采用无缝钢管；管道设计壁厚的腐蚀余量约为 3mm，采用管道内防腐；管道的外防腐等级应采用特加强级；管道的连接方式应采用焊接；防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中重点防渗区的要求。定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理；提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施。</p> <p>施工期临时旱厕为一般防渗，采用防渗混凝土预制件埋设布置，敷设 1.5mm 高密度聚乙烯 (HDPE) 土工膜构筑防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$，满足《环境</p>	<p>(9) 落地油及含油污泥统一收集后拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/3104-2022)标准限值 (石油类 $\leq 3000 \text{mg/kg}$)。</p> <p>含油废弃防渗布统一收集后，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间后，委托大庆市云泰石化产品有限公司进行处置。</p> <p>生活垃圾统一收集至井场生活垃圾存放点，就近拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处理。</p> <p>(10) 施工期井场、作业带清理、管沟开挖、道路的建设对土壤造成扰动和植被的破坏，项目施工期均在临时占地内进行施工，并且施工结束后及时清理了施工现场，对临时占用的耕地 (基本农田) 进行了复垦，草地 (非基本草原) 及时播撒了草籽。</p> <p>按照“占一补一”的要求，对占用的耕地进行了经济补偿；对占用的牧草地进行了等值等量恢复，对占用的一般草地进行了恢复。</p> <p>施工均在临时占地内进行，车辆采用了“一”字型作业法，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系，裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主等措施。</p> <p>(11) 按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，本项目进行了分区防渗。</p> <p>井场地面属于简单防渗，采取地面平整夯实、地面硬化等措施进行简单防渗，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中要求：进行地面一般硬化。</p> <p>油水井作业时井场永久占地内铺设 1.5mm 厚防渗土工布进行了防渗处理，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)表 7 中重点防渗区的防渗技术要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$。</p> <p>地下集输管道采用了无缝钢管；管道壁厚的腐蚀余量</p>	
--	---	--

<p>影响评价技术导则《地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 要求。</p> <p>池体场地为重点防渗区，敷设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层和混凝土（厚度 10cm，混凝土防渗等级不小于 P8），渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} cm/s$，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 的黏土层的防渗性能。</p> <p>（12）在地下水上游布设 1 口潜水跟踪监测水井；在项目区布设 1 口潜水跟踪监测水井；在地下水下游布设 1 口潜水跟踪监测水井，共布设 3 口跟踪监测水井，定期对水质进行监测，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准。</p>	<p>为 3mm，采用了管道内防腐；管道的外防腐等级采用了特加强级；管道的连接方式采用了焊接；防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理；提高自动化水平，对管道及井口的压力进行了实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，采取了维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施。</p> <p>施工期临时旱厕为一般防渗，采用了防渗混凝土预制件埋设布置，敷设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} cm/s$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 要求。</p> <p>初期污染雨水收集池和应急事故池池体场地为重点防渗区，敷设了 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层和混凝土（厚度 10cm，混凝土防渗等级不小于 P8），渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} cm/s$，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。</p> <p>（12）在地下水上游布设 1 口潜水跟踪监测水井；在项目区布设 1 口潜水跟踪监测水井；在地下水下游布设 1 口潜水跟踪监测水井，共布设 3 口跟踪监测水井，定期对水质进行监测，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准。</p>	
---	--	--

本项目实际建设内容与环评阶段基本一致，建设项目的地点、生产工艺和环境保护措施与环评一致，油水井数量、产能规模、依托场站等与原环评一致，实际建设过程中，单井集油掺水管道相比环评时期增加了 1.1km，单井注水管线相比环评时期增加 0.12km，调水管线相比环评时期增加了 0.4km，10kV 线路相比环评时期减少了 2.13km，井场变电站相比环评时期减少了 7 座，无新增污染源，不新增环境敏感目标。对照《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）、《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）有关规定中对于建设项目重大变动的界定“建设项目的性质、规模、地点、生产工艺和环境保护措施五个因素中的一项或一项以上发生重大变动，且可能导致环境影响显著变化（特别是不利环境影响加重）的，界定为重大变动”。及根据《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）：“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”。

本项目不属于重大变动，可以开展项目验收调查工作。

3 环境影响报告书结论及批复回顾

3.1 环境影响报告书主要结论

3.1.1 工程概况

项目名称：2022年宋芳屯油田芳11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目；

建设单位：大庆油田有限责任公司第八采油厂；

建设性质：改扩建；

建设地点：黑龙江省大庆市大同区祝三乡境内；

项目投资：总投资 32429.3 万元；

占地面积：本项目总占地面积为 73.06hm²，其中永久占地面积 3.69hm²，临时占地面积 69.37hm²。

工程进度：本项目具体方式由建设单位统筹安排，预计 2022 年 12 月开工，2023 年 4 月投产，总计施工时间 4 个月；

劳动定员：本工程新增的员工由油田公司内部统一调剂；

建设内容及规模：本项目本次基建油井 102 口，其中 91 口油井采用单管环状掺水集油流程、11 口油井采用电加热集油流程，充分依托已建集油系统能力，就近搭接至已建阀组间，新建单井集油掺水管道 11.47km，3 座转油站外输泵更换，扩改建脱水站 1 座（宋一联脱水站）；基建注水井 76 口，其中改造老井 45 口，扩建注水站 1 座，新建配水间 10 座，扩改建配水间 9 座，新建注水干线 10km，新建单井注水管线 45.3km；扩建污水站 2 座，新建调水管线 0.5km；新建井场变电站 47 座，利旧井场柱上变 2 座，新建 10kV 产能线路 6.8km，新建线路无功补偿装置 700kVar，新建防窃电装置 19 台，已建站配电改造 6 座；新建 6.9km 通井砂石路，其中 2.8km 在低洼地内，4.1km 在耕地内。新建 2.45km 通井土路，其中的 0.75km 在低洼地内，1.7km 为耕地内的通道；在依托的宋芳屯含油污泥处理站内新建初期污染雨水收集池 1 座和应急事故水池 1 座；建成后年产能为 4.72×10⁴ t。

3.1.2 环境现状评价结论

（1）环境空气

评价区域环境空气监测点位 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}均优于《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单中的二级标准；非甲烷总烃优于《大气污染物综合标准详

解》中规定的小时均值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求，工程所在地区环境空气质量总体状况良好。

（2）地表水环境

本项目附近地表水体为老江身泡和无名泡。

（3）地下水环境

监测的潜水含水层和承压水含水层监测项目氟化物出现超标现象，其余点位各项检测因子均满足《地下水质量标准》（GB14848-2017）III类标准限值要求，石油类满足《地表水环境质量标准》III类水质标准（ $\leq 0.05\text{mg}/\text{L}$ ），说明本地区地下水环境质量现状良好。监测点氟化物超标原因主要受原生地质条件影响。

（4）声环境

本次评价期间对声环境敏感点质量进行了现场监测，声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096—2008）中1类区标准要求。

（5）土壤环境

通过对项目永久占地内的土壤环境质量现状监测结果可知，各监测因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1、表2中第二类用地筛选值要求。通过对拟建项目占地外的土壤环境质量现状监测结果可知，区域内耕地土壤中各因子均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中其他用地风险筛选值要求。

（6）生态环境

该区以农田生态系统为主，与原生草原生态系统相比，整个生态系统的生产力有较大程度的提高，农田土壤肥力增强，但由于人工耕作，农药等有毒成分有所增加。加上本地区气候干旱、多风沙等气候特点，对土壤固持能力降低，春季干旱时调节气候的能力降低。

3.1.3 环境影响预测与评价结论

（1）环境空气

施工期界外扬尘满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值；运营期大气通过估算模式的计算结果可知，本工程排放的大气污染物中非甲烷烃最大地面浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》相关 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。

（2）地表水环境

本项目产生的种类废水均进行了妥善处理，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。本项目的开发建设在施工期及正常生产情况下，由于采取了较为完善的环境保

护措施，对地表水环境老江身泡和无名泡产生影响的可能性较小。但在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响，建议对地表水附近的现有油井设置围堰，控制事故情况下影响范围，加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

（3）地下水环境

本项目在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境影响较小，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，但在各项地下水污染防控措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。

（4）声环境

在采取选用低噪声设备，采用减振、隔声等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的降噪措施后，本工程施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，运行期厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求，对周围环境及环保目标影响很小。

（5）固体废物

本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，均不直接排入外环境，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

（6）土壤环境

本工程所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，正常工况下本工程对土壤环境的影响较小，非正常工况如产生落地油等，可能会对土壤造成影响，但项目施工过程中均铺设防渗布，落地油不会污染土壤，因此项目对土壤环境影响较小。

（7）生态环境

根据对该项目油田周围的生态系统结构、功能和生态环境现状评价及本项目对生态环境的影响分析。施工期该项目的井场、场站、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将对周围生态环境产生影响，通过在施工建设过程中采取的保护措施，可能最大程度减小对生态环境的不利影响并且生态能够在短时间内得到恢复；运行期油田采油、贮存、运输及其它生产过程中产生落地油环境污染物，对油井周围环境中的植物生长发育及作物品质有一定的影响。但若采取必要的环保措施，其对环境的污染程度是较小的，不会影响油田区域内植被的生长发育。因此，本工程不可避免会改变原有的生态环境，但若合理规划和建设，该工程建设有利于当地及周边地区的经济发展，有利于人类

生存环境的改善，能够与周围生态环境协调共处。

（8）环境风险

本工程的主要环境风险是原油和天然气泄漏，对区域内的大气环境、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、应急措施和建立环境风险防控体系后，原油及天然气泄漏影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。

3.1.4 评价综合结论

综上所述，2022年宋芳屯油田芳11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目符合《产业结构调整指导目录（2019年本）》要求，属于鼓励类建设项目。

在规划政策方面，本项目符合《黑龙江省主体功能区划》、《黑龙江省生态功能区划》、《大庆市土地利用总体规划（2006~2020年）》、《中共大庆市委关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》、《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）等规划要求，符合当地城市总体规划、土地利用规划等。

同时，本项目满足《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（庆政规〔2021〕3号）》等政策要求，在石油开采行业管理方面，满足《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）、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告2012年第18号）等管控要求。

油田产能正常情况下对环境的影响较小，工程施工过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。从环境保护角度分析，本项目是可行的。

3.2 环境影响报告书批复意见

一、项目基本情况

该项目建设性质属于改扩建，项目代码为2205-230606-04-01-830058，建设地点位于大庆市大同区祝三乡境内，项目总占地面积为73.06hm²，其中永久占地面积3.69hm²，临时占地面积69.37hm²。该项目基建油井102口，其中91口油井采用单管环状掺水集油流程、11口油井采用电加热集油流程，充分依托已建集油系统能力，就近搭接至已建阀组间，新建单井集油掺水管道11.47km，3座转油站外输泵更换，改

扩建脱水站 1 座（宋一联脱水站）；基建注水井 76 口，其中改造老井 45 口，扩建注水站 1 座，新建配水间 10 座，改扩建配水间 9 座，新建注水干线 10km，新建单井注水管线 45.3km；扩建污水站 2 座，新建调水管线 0.5km；新建井场变电站 47 座，利旧井场柱上变 2 座，新建 10kV 产能线路 6.8km，新建线路无功补偿装置 700kVar，新建防窃电装置 19 台，已建站配电改造 6 座；新建 6.9km 通井砂石路，其中 2.8km 在低洼地内，4.1km 在耕地内。新建 2.45km 通井土路，其中的 0.75km 在低洼地内，1.7km 为耕地内的通道；在依托的宋芳屯含油污泥处理站内新建初期污染雨水收集池 1 座和应急事故水池 1 座；建成后年产能为 $4.72 \times 10^4 t$ 。项目总投资 32429.3 万元，其中环保投资 665 万元。

在全面落实《2022年宋芳屯油田芳11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目环境影响报告书》(以下简称《报告书》)和本批复提出的各项生态环境保护措施后，对环境的不利影响可以得到缓解和控制。我局原则同意该《报告书》的环境影响评价总体结论和各项生态环境保护措施。

二、项目建设的主要生态环境保护措施

(一)生态保护措施。施工期，加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被。埋设管线时，尽量窄控，采取平埋方式进行，以便尽快恢复植被。施工过程不打乱土层，分层开挖，分层回填。施工结束后及时恢复被破坏的地表形态和植被。运营期，严格控制油井作业占地，普通井下作业不新征临时占地。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，污泥回收后做无害化处理。

(二)水环境保护措施。施工期生活污水进入施工场地暂设的临时防渗旱厕，定期清掏作农家肥，施工结束清掏后进行清理并回填。管线试压废水由罐车拉运至宋一联污水站处理，废水处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求后，回注油层。运营期，油井采出液分离出的含油污水管输至宋一联污水站处理，作业污水密闭罐车拉运至宋一联污水站处理，以上废水处理均满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求后回注油层。拉运污水集中接收场站要建设监控装置，并接入市生态环境局监控平台，污水拉运过程要建立台账，并接受视频监控。

(三)地下水和土壤污染防治措施。地下水实施分区防控，输油管道采取重点防渗措施。地下集油管道采用无缝钢管；管道设计壁厚的腐蚀余量约为 3 mm，采用管道内防

腐；管道的外防腐等级应采用特加强级；管道的连接方式应采用焊接；油井作业时采取重点防渗措施，地面铺设1.5 mm厚防渗土工布进行防渗处理，渗透系数为 1.0×10^{-13} cm/s，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中重点防渗区防渗要求。油水井场采取简单防渗，地面进行平整夯实处理，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中简单防渗区防渗要求。作业时必须保证含油污泥不落地，具备条件的井场应铺设防渗布并设置钢制污油回收槽，暂不具备条件的井场应铺设防渗布。保留防渗工程施工期影像资料备查。加强防渗设施的日常维护，对出现破损的防渗设施应及时修复和加固，确保防渗设施牢固安全，防止污染地下水和土壤。

建立完善的地下水和土壤监测制度。依托村屯设置跟踪监测井3口：在地下水流向上游东升村水井设置1口背景监测井，在盛广和屯水井、王殿坤水井设置2口跟踪监测井，定期进行监测，发现问题及时处理。严格落实地下水和土壤监测计划。一旦出现土壤和地下水污染，立即采取应急措施，减少对水体和土壤的不利环境影响。

（四）大气环境保护措施。施工期，土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施，大风天气停止土方工程施工作业。合理规划道路运输路线。管线沿道路走向设计，控制施工作业带宽度，避免施工对土地和地表植被的扰动。施工场界颗粒物满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2无组织排放监控浓度限值标准要求。运营期，原油集输采用密闭流程，加强对设备和管道的检查和维护。加强对设备和管道的检查和维护，加强对集输气设备的巡检和维护，控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量。加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发。井场及依托场站无组织排放非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放标准限值要求，2023年1月1日起执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相关标准要求。依托场站厂区内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的相关标准要求。依托场站加热装置产生的燃烧烟气中颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1燃气锅炉标准。

（五）声环境保护措施。施工期，选用低噪声设备，合理安排施工时间，高噪声设备远离居住区一侧布局。注意对施工机械保养，合理操作保证施工机械保持在最佳状态。禁止夜间施工。施工期噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。运营期，选用低噪声设备，机泵等固定设备设置减振基础、采取厂房隔声等措施，注意对设备的维护保养。井场、依托场站等厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放

标准》（GB12348-2008）2类标准要求。

（六）固体废物污染防治措施。施工期，生活垃圾收集后及时拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处置。运营期，落地油及含油污泥属于危险废物(HW08)，委托宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处置，处置后的污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/3104-2022）要求后，用于在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动；或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动。作业产生的废含油防渗布属于危险废物（HW08），暂存在第八采油厂三矿危废暂存间，最终委托资质单位处理。

（七）环境风险防控措施。加强管理，保证施工质量。定期检测集输及注水管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新。建立施工质量保证体系和规章制度，提高施工检验人员的水平，及时正确修补并做好记录，避免因严重操作失误而造成的事故。建立并严格执行安全生产责任制度，制定操作手册、维修手册、应急操作规程等，相关人员培训后持证上岗。定期对工人进行安全和环境保护意识教育。加强对工程附近居民的宣传教育，减少、避免第三方破坏事故。对管线腐蚀情况定期检测，及时维修或更新。

三、应建立企业内部生态环境管理机构 and 制度，明确人员和职责，加强生态环境管理。项目实施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。项目建成后，应按规定程序实施竣工环境保护验收。

四、环境影响评价文件经批准后，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环评文件。自本批复文件发布之日起超过五年，方决定该项目开工建设的，其环评文件应当报我局重新审核。

五、由大庆市生态环境保护综合执法局组织开展该项目“三同时”监督检查和管理工作。

（环评批复具体内容见附件1）

4 环境保护措施落实情况调查

4.1 环境影响报告书及批复落实情况调查

具体落实情况见表 4.1-1 至表 4.1-6。

表 4.1-1 水环境环保措施落实情况汇总表

时段	环评提出的措施	环评批复中提出的措施	落实情况
施工期	本项目产生的种类废水均进行了妥善处理，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。本项目的开发建设在施工期及正常生产情况下，由于采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境老江身泡和无名泡产生影响的可能性较小。但在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响，建议对地表水附近的现有油井设置围堰，控制事故情况下影响范围，加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。	施工期生活污水进入施工场地暂设的临时防渗旱厕，定期清掏作农家肥，施工结束清掏后进行清理并回填。管线试压废水由罐车拉运至宋一联污水处理站处理，废水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求后，回注油层。	已落实。 试压废水通过罐车自带泵回收至罐车内，拉运至宋一联污水处理站处理后回注油层，不外排。宋一联污水处理站满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求后回注油层，不外排。 生活污水排入临时防渗旱厕，施工结束清掏外运用作农家肥，旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。
运行期		运营期，油井采出液分离出的含油污水管输至宋一联污水处理站处理，作业污水密闭罐车拉运至宋一联污水处理站处理，以上废水处理后均满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求后回注油层。拉运污水集中接收场站要建设监控装置，并接入市生态环境局监控平台，污水拉运过程要建立台账，并	已落实。 运行期产生的含油污水经站内工艺管线进入宋一联污水处理站处理达到标准后回注油层，不外排。作业及洗井污水均通过现场污水回收装置回收后泵入罐车拉运至宋一联污水处理站处理满足要求后回注油层，不外排。 宋一联污水处理站满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求后回注油层，不外排。

	<p>本项目在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境影响较小，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，但在各项地下水污染防控措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。</p>	<p>接受视频监管。</p> <p>地下水实施分区防控，输油管道采取重点防渗措施。地下集油管道采用无缝钢管；管道设计壁厚的腐蚀余量约为 3 mm，采用管道内防腐；管道的外防腐等级应采用特加强级；管道的连接方式应采用焊接；油井作业时采取重点防渗措施，地面铺设 1.5 mm 厚防渗土工布进行防渗处理，渗透系数为 1.0×10^{-13} cm/s，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中重点防渗区防渗要求。油水井场采取简单防渗，地面进行平整夯实处理，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中简单防渗区防渗要求。作业时必须保证含油污泥不落地，具备条件的井场应铺设防渗布并设置钢制污油回收槽，暂不具备条件的井场应铺设防渗布。保留防渗工程施工期影像资料备查。加强防渗设施的日常维护，对出现破损的防渗设施应及时修复和加固，确保防渗设施牢固安全，防止污染地下水和土壤。</p> <p>建立完善的地下水和土壤监测制度。依托村屯设置跟踪监测井 3 口；</p>	<p>已落实。</p> <p>(1) 按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，本项目进行了分区防渗。</p> <p>(2) 井场地面属于简单防渗，采取 1 地面平整夯实、地面硬化等措施进行简单防渗，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中要求：进行地面一般硬化。</p> <p>(3) 油水井作业时井场永久占地内铺设 1.5mm 厚防渗土工布进行了防渗处理，渗透系数为 1.0×10^{-13} cm/s，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)表 7 中重点防渗区的防渗技术要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s。</p> <p>(4) 地下集输管道采用了无缝钢管；管道壁厚的腐蚀余量为 3mm，采用了管道内防腐；管道的外防腐等级采用了特加强级；管道的连接方式采用了焊接；防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中重点防渗区的要求。定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理；提高自动化水平，对管道及井口的压力进行了实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，采取了维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施。</p> <p>施工期临时旱厕为一般防渗，采用了防渗混凝土预制件埋设布置，敷设 1.5mm 高密度聚乙烯 (HDPE) 土工膜构筑防渗层，渗透系数为 1.0×10^{-10} cm/s，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s 要求。</p> <p>(5) 初期污染雨水收集池和应急事故池池体场地为重点防渗区，敷设了 1.5mm 高密度聚乙烯 (HDPE) 土工膜构筑防渗层和混凝土 (厚度 10cm，混凝土防渗</p>
--	--	---	---

		<p>在地下水流向上游东升村水井设置 1 口背景监测井，在盛广和屯水井、王殿坤水井设置 2 口跟踪监测井，定期进行监测，发现问题及时处理。严格落实地下水和土壤监测计划。一旦出现土壤和地下水污染，立即采取应急措施，减少对水体和土壤的不利环境影响。</p>	<p>等级不小于 P8），渗透系数为 1.0×10^{-13} cm/s，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。</p> <p>（6）在地下水上游布设 1 口潜水跟踪监测水井；在项目区布设 1 口潜水跟踪监测水井；在地下水下游布设 1 口潜水跟踪监测水井，共布设 3 口跟踪监测水井，定期对水质进行监测，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准。</p>
--	--	--	---

表 4.1-2 大气环境环保措施落实情况汇总表

时段	环评提出的措施	环评批复中提出的措施	落实情况
施工期	施工期界外扬尘满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值。	施工期，土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施，大风天气停止土方工程施工作业。合理规划道路运输路线。管线沿道路走向设计，控制施工作业带宽度，避免施工对土地和地表植被的扰动。施工场界颗粒物满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值标准要求。	已落实。 井场、管线、道路施工现场进行了洒水抑尘，表土及建材堆放设置了挡风板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取了密闭措施或加盖防尘布。 本项目未在大风天进行施工，施工期对土堆、进出车辆等均进行了遮盖，减少了扬尘的污染。经对本项目周围村屯的走访调查，施工期没有发生环境污染事件。
运行期	运营期大气通过估算模式的计算结果可知，本工程排放的大气污染物中非甲烷烃最大地面浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》相关 2.0mg/m ³ 要求。	运营期，原油集输采用密闭流程，加强对设备和管道的检查和维护。加强对设备和管道的检查和维护，加强对集输气设备的巡检和维护，控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量。加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发。井场及依托场站无组织排放非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放标准限值要求，2023 年 1 月 1 日起执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相关要求。依托场站厂区内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排	已落实。 （1）本项目油井产液依托芳深 2 转油站、祝 3 转油站、芳 507 转油站、芳 707 转油站等，依托场站加热装置采用了清洁能源天然气（油田伴生气），产生的燃烧废气经 8-25m 高烟囱外排。 根据验收监测数据可知：依托场站均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建燃气锅炉标准限值的要求。 （2）井场井口安装了密封垫，油气集输过程采用了密闭措施，大量减少了挥发性有机气体的无组织挥发。加强了对设备和管道的检查和维护，最大限度降低了场站及储罐和管线的油气挥发；加强了对集输气设备的日常巡检和及时维护，控制了各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制了掺水和外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度；加强了井下作业管理，提高

		<p>放控制标准》（GB37822-2019）中的相关要求。依托场站加热装置产生的燃烧烟气中颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 燃气锅炉标准。</p>	<p>了落地油回收率，减少了烃类气体挥发；精细化管理，减少了“跑冒滴漏”现象，加强了设备设施日常管理，严格执行了操作规程；建立了“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展了泄漏检测与恢复，对易泄漏环节指定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。</p> <p>依托场站均满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中监控点处 1h 平均浓度值 ≤10mg/m³，监控点处任意一次浓度值 ≤30mg/m³ 要求。</p>
--	--	--	---

表 4.1-3 声环境环保措施落实情况汇总表

时段	环评提出的措施	环评批复中提出的措施	落实情况
施工期	在采取选用低噪声设备，采用减振、隔声等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的降噪措施后，本工程施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。	施工期，选用低噪声设备，合理安排施工时间，高噪声设备远离居住区一侧布局。注意对施工机械保养，合理操作保证施工机械保持在最佳状态。禁止夜间施工。施工期噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。	已落实。 本项目未在夜间进行施工，合理安排了施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；且施工期间定期对设备进行维护和保养，设备均正常运转，没有产生异常噪声污染，施工期选用了低噪声设备；定期对施工设备进行了保养维护，保证了设备保持在最佳运行状态，降低了噪声源强度，运输车辆选择了避开居民区的路线。施工场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中规定的标准限值要求。经调查，本项目施工期间没有发生噪声扰民事件。
运行期	运行期厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求，对周围环境及环保目标影响很小。	运营期，选用低噪声设备，机泵等固定设备设置减振基础、采取厂房隔声等措施，注意对设备的维护保养。井场、依托场站等厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。	已落实。 经调查，本项目井场电机和场站机泵均选用了低噪声设备且设置了减振基础，井场工作人员每天对油水井进行巡查，保障油水井正常稳定运行。场站工作人员每两个月对设备进行维护保养，保障设备正常稳定运行，场站机泵均集中布置在泵房内，并且加装了隔声门窗，根据本次验收监测结果，井场厂界噪声经距离衰减后可以达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值要求，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类标准限值要求。

表 4.1-4 固体废物防治措施落实情况汇总表

时段	环评提出的措施	环评批复中提出的措施	落实情况
施工期	本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，均不直接排入外环境，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。	施工期，生活垃圾收集后及时拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处置。	已落实。 管道施工废料为一般固体废物，拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。 生活垃圾统一收集至各井场生活垃圾存放点，拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处理。
运行期		运营期，落地油及含油污泥属于危险废物(HW08)，委托宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处置，处置后的污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/3104-2022)要求后，用于在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动；或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动。作业产生的废含油防渗布属于危险废物(HW08)，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间，最终委托资质单位处理。	已落实。 落地油及含油污泥统一收集后拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/3104-2022)标准限值(石油类≤3000mg/kg)。 含油废弃防渗布统一收集后，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间后，委托有资质单位进行处置。 生活垃圾统一收集至井场生活垃圾存放点，就近拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处理。

表 4.1-5 生态环境环保措施落实情况汇总表

时段	环评提出的措施	环评批复中提出的措施	落实情况
施工期	<p>根据对该项目油田周围的生态系统结构、功能和生态环境现状评价及本项目对生态环境的影响分析。施工期该项目的井场、场站、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将对周围生态环境产生影响，通过在施工建设过程中采取的保护措施，可能最大程度减小对生态环境的不利影响并且生态能够在短时间内得到恢复。</p>	<p>施工期，加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被。埋设管线时，尽量窄控，采取平埋方式进行，以便尽快恢复植被。施工过程不打乱土层，分层开挖，分层回填。施工结束后及时恢复被破坏的地表形态和植被。</p>	<p>已落实。</p> <p>施工期井场、作业带清理、管沟开挖、道路的建设对土壤造成扰动和植被的破坏，项目施工期均在临时占地内进行施工，并且施工结束后及时清理施工现场，对临时占用的耕地（基本农田）进行复垦，草地（非基本草原）及时播撒草籽。</p> <p>临时占地：先挖表土层，单独堆放，底土层另外堆放，复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复植被。</p> <p>永久占地：按照“占多少，垦多少”的原则，进行耕地补偿，土地复垦。应尽量减少占地面积，并规范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>
运行期	<p>运行期油田采油、贮存、运输及其它生产过程中产生落地油环境污染物，对油井周围环境中的植物生长发育及作物品质有一定的影响。但若采取必要的环保措施，其对环境的污染程度是较小的，不会影响油田区域内植被的生长发育。因此，本工程不可避免会改变原有的生态环境，但若合理规划和建设，该工程建设有利于当地及周边地区的经济发展，有利于人类生存环境的改善，能够与周围生态环境协调共处。</p>	<p>运营期，严格控制油井作业占地，普通井下作业不新征临时占地。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，污泥回收后做无害化处理。</p>	<p>已落实。</p> <p>严格控制了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 50×50m。油井作业时在井场周围堆筑了临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境。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。加强了井场管理及设备养护，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理。井场夯实，回收落地油时，减少土壤的剥离量。运行期油井作业禁止碾压和破坏道路及井场永久占地外的耕地、草地。</p>

表 4.1-6 环境风险防范措施及环境管理措施落实情况汇总表

类别	环评提出的措施	环评批复中提出的措施	落实情况
风险预防措施	<p>本工程的主要环境风险是原油和天然气泄漏，对区域内的大气环境、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、应急措施和建立环境风险防控体系后，原油及天然气泄漏影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。</p>	<p>加强管理，保证施工质量。定期检测集输及注水管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新。建立施工质量保证体系和规章制度，提高施工检验人员的水平，及时正确修补并做好记录，避免因严重操作失误而造成事故。建立并严格执行安全生产责任制，制定操作手册、维修手册、应急操作规程等，相关人员培训后持证上岗。定期对工人进行安全和环境保护意识教育。加强对工程附近居民的宣传教育，减少、避免第三方破坏事故。对管线腐蚀情况定期检测，及时维修或更新。</p>	<p>已落实。</p> <p>通过现场调查企业生产管理情况，企业在油田开发过程中做到了：</p> <p>（1）大庆油田有限责任公司第八采油厂已建立较完善的应急预案体系，预案为《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》，在大庆市油田有限责任公司应急管理办公室进行了备案，并在2021年9月在肇州县生态环境局进行备案，备案编号230621-2021-013-L，《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》根据环境突发事件的发生过程、性质和机理，将大庆油田有限责任公司第八采油厂环境突发事件主要风险分为五类，分别为：原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染、天然气泄漏污染和施工时发生井喷造成油污、污水排放污染。适用范围为大庆油田有限责任公司第八采油厂所发生的一级（I级）环境突发事件的应急救援工作，作为指导大庆油田有限责任公司第八采油厂所属各单位相关应急预案编制依据。各项应急预案针对不同的事故采取相应的措施，合理有效。并有计划的制定应急演练计划，进行记录。</p> <p>（2）加强对管线和油井的监测、检查和管理，采取积极的防范措施，防止泄漏等风险事故的发生。具有完善HSE管理体系，停电、泄漏、火灾、爆炸事故的应急响应预案切实可行并定期演练，确保了在事故发生时能够严格执行，工程投产至今未来发生过任何环境污染事故；联合站等依托场站定期开展安全环保教育，定期开展各类型应急演练，并形成记录，提高职工的安全环保意识，识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施。</p> <p>（3）依托的转油站、联合站已根据其日常管理工作等安全环保行为建立相应档案。</p>

			<p>(4) 大庆油田有限责任公司第八采油厂生产部门和环保部门建立安全环保管理工作考核细则，实行量化考核，每季度进行考核排名。</p> <p>(5) 大庆油田有限责任公司第八采油厂定期组织人员到辖区村屯进行油田生产安全宣传教育活动，并和辖区村屯村委会建立了良好的合作关系。</p> <p>(6) 初期雨水收集池、应急事故池池体场地为重点防渗区，敷设了 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层和混凝土（厚度 10cm，混凝土防渗等级不小于 P8），渗透系数为 1.0×10^{-13} cm/s，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。</p> <p>(7) 定期对员工进行了风险防范相关培训；相关部门配备了防渗布、铁锹、吸油毡等风险物资；加强了对管线的检测频次；安排了巡检人员每天对管线以及油井进行巡检，并形成巡检记录。</p>
--	--	--	---



应急演练现场照片



应急演练现场照片

应急演练

4.2 环境保护措施落实情况分析

本项目在油田开发过程中采取了一系列环保措施，从工艺上采取密闭流程与含油污水处理后回注的工艺，并根据油田特点连通注水系统，以减少污染物的排放；在污染物治理方面，运营期依托场站为芳深2转油站、祝3转油站、芳507转油站、芳707转油站、宋一联合站，依托的含油污泥处理站为宋芳屯含油污泥处理站和大庆市云泰石化产品有限公司，运营期油井作业产生的含油防渗布暂存在第八采油厂三矿危废暂存间。由于采取了有效的环保措施，降低了油田开发活动对当地环境的影响，油田开采过程中产生的含油污水、烃类废气、含油污泥等基本上得到了有效的控制。

本项目的建设基本落实了环评批复及环境影响报告中提出的各项环保措施，各项目环保措施能够稳定运行，通过本次验收监测可知，各项目污染物经上述措施处理后能够实现达标排放。

4.3 建议

1、加强井场设备的更新和维护，发现设备运行故障及时解决，避免因设备故障运行对周边居民的正常生活造成不利影响。

2、本项目油水井尚未进行作业，应加强运行期井下作业现场的管理和监督，作业污水、洗井污水应按照模范屯油田现有的措施，作业时铺设防渗布，油水井作业时设井口收集槽，收集井口溢流污水，然后泵入作业污油污水回收装置或罐车回收处理，作业结束后及时清理井场，尽量避免落地油的产生，并对少量落地油土及时清理、回收处理，减轻对井场及其周围土壤的影响。

5 生态环境影响调查与分析

根据现场调查，项目调查区域内无自然保护区、风景名胜区等特殊及重要生态敏感区，无饮用水水源地保护区等环境敏感区。2022年宋芳屯油田芳11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目在设计、施工和建设过程中有针对性地采取了一些环境保护措施，减轻了对生态环境的影响。然而，油田开发建设属于区域开发，油田设施虽然是点线相连，实际占地面积比例也较小，但是油田设施点线相连成网，油田开发建设对生态环境的影响还是很大的。油田开发及生产过程中，修路、埋设管线、大量的运输车辆及其它人为活动，不可避免地对油田开发区域的生态环境产生影响，这种影响包括生物多样性减少、景观以及地形、地貌、植被、土壤等生态因子的改变等。

5.1 自然环境概况

5.1.1 气候气象

大庆市气象局近20年气象观测资料显示，项目所在区属北温带大陆性季风气候，四季分明，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响较大，冬季漫长而寒冷干燥，夏季短暂而温湿多雨，春秋季风交替，气温变化大，冰封期长，无霜期短，冻土深达2-2.2m。年平均气温3.3℃，年极端最高气温38.9℃，年极端最低气温-36.2℃。平均风速3.7m/s，年最大风速为22.7m/s，SW。该地区冬季WNW-NW-NNW风向出现风频率为37%；夏季多为S-SSW-SW风向，风频率为26%；年风向频率较大为S-NW-NNW。风场的特征是春、秋、夏以S风为主，冬季以NW-NNW风为主，全年静风频率为6%。年平均442.0mm，年最大降水量651.2mm。年平均水气压8.2hpa。平均积雪158d，最大积雪深度220.0mm。年平均蒸发量1531.4mm，年最大蒸发量1711.0mm，年最小蒸发量1378.4mm，年平均风速3.7m/s。

5.1.2 地形地貌

评价区处于松花江及嫩江冲积平原北部，地形呈北高南低的广阔波状平原。评价区位于肇州县，区块内地势总体上较平坦，起伏不大，地表径流排泄条件一般。地貌成因类型及形态特征为冲湖积微波状起伏低平原，其沼泽湿地及盐碱低地较为发育。

5.1.3 地下水资源

本项目位于松辽盆地的北部，区域地质构造位置属于徐家围子向斜构造一部分，位于向斜构造的南端。中生界白垩系沉积了巨厚的碎屑岩，第四系则覆盖全区，不整合于

白垩系地层之上。在各组岩层中沉积有厚薄不均的砂、砂砾石层及砂岩、砂砾岩层，为地下水的赋存提供了良好的条件。

根据地下水的埋藏条件及含水层介质、水力性质等，区内地下水类型可划分为第四系上更新统松散层孔隙潜水、白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水。

第四系上更新统松散层孔隙潜水分布于全区，含水层岩性为上更新统哈尔滨组粉细砂组成，厚度 0-3.5m。地下水水位埋深 2.4-5.5m，弱富水性，单井涌水量在 300-100m³/d，地下水化学类型以 HCO₃—Na、HCO₃—Na·Ca 型水为主。该层水为大气降水的垂直入渗补给，无开采供水条件。

第四系白土山组孔隙承压水第四系白土山组孔隙承压含水层主要由河流相沉积的灰白色、杂色砂砾石组成。偶夹白色高岭土透镜体。主要分布于区域的南部，含水层厚度小于 30.0m。含水层顶板埋深为 25.0-30.0m，呈由东向西增大态势。

白土山组孔隙承压含水层颗粒粗大，分选较好，孔隙连通，有效孔隙度大，透水性强，富水性好。单井涌水量（237mm 井管）一般都能达到 1000-1500m³/d，水质为重碳酸钠型水。

第三系大安组孔隙裂隙承压水上部，灰白色灰绿色粉砂岩和灰绿色青灰色层泥岩。中部深灰色粘土页岩和泥岩。下部灰白色含砾砂岩和砂砾岩。主要分布在区域的东南部，含水层为砂岩粉砂岩。含水层厚度一般为 0-48.5m，顶板埋深东西条带为 15-30m，井涌水量 860-1250t/d。

第三系泰康组孔隙裂隙承压水上部，灰绿色、青绿色泥质粉砂岩，灰白色砂岩局部地区含朽木碎片，分布不稳定局部地区缺失；下部，灰白色厚层砂砾岩夹薄层中细砂岩，含砾中粗砂，一般上部颗粒粗，下部颗粒细。西部广泛分布，含水层为砂砾岩层。区域含水层厚度一般 20-40m，含水层板埋深 0-30m 左右。单井涌水量 3000-5000t/d。

明水组二段：岩性主要是含中粗砂岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布不均，连续性较差，透水性一般、富水性一般，含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数较多，一般由 4-6 个层组成，单层厚度 3.0-20.0m，含水层顶板埋深 50-70m，二段含水层组单井涌水量一般可达 800-1200m³/d（273mm）。

明水组一段：岩性主要是含砾砂岩和砂砾岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布稳定性较好，透水性一般、富水性一般，一段含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数一般 3-5 层，单层厚度 3.0-29.0m，累计含水层厚度 10.0-45.0m，含水层顶板埋深 60-120m。单井涌水量（237mm 井管）一般都能达到 1000-1500m³/d，水质为重碳酸钠型水。

明水组含水层的矿化度为480-860g/L，总硬度为66-95mg/L（以CaCO₃计），水质类型为重碳酸钠型水。

5.1.4 土壤类型与植被分布

评价区属嫩江的冲积地带，区内土壤早期为洪积、冲、风积而成。是第四全新统疏松沉积物所覆盖，质地粘重，地形平坦，祇稍现坡状起伏。此地土壤受气候、地形、地质、水文地质、生物等影响，逐步形成现在土壤类型。根据调查本项目评价范围内土壤类型主要为草甸土。

草甸土是温带低洼地区受地下水浸润作用，在腐殖质积累和潜育化过程下形成的具有腐殖质表层和潜育层的半水成土壤。主要分布在东北平原、内蒙古和西北地区的河谷平原或湖盆地区，其自然植被为湿生型与中生型草甸植被。草甸土类是区域内比较肥沃的土壤，包含三个亚类：石灰性草甸土，盐化草甸土，碱化草甸土。草甸土的植被，除了农田以外，草原植被以羊草和拂子茅为优势种，伴生有萎菱菜、地榆、胡枝子、蒿属、虎尾草、星星草等。

5.1.5 植被及野生动物分布

区内自然植被以草本植物占绝对优势，主要为碱草、星星草、碱蓬、碱蒿等，覆盖度在50-70%。农作物主要以玉米为主。

调查区域内野生动物种类和数量均较少，为典型农区，伴随人类生存的耕地小型鼠类、麻雀、家燕等种群数量较多，使陆生动物区系具有典型的耕地动物群色彩。

主要分布有小家鼠（*Mus musculus L.*）、大仓鼠（*Cricetulus triton*）、普通田鼠（*Microtus arvalis*）等啮齿目动物。由于人类活动的干扰，较大型哺乳类动物基本绝迹，但小型哺乳类特别是鼠类仍为常见种。鸟类的种类和分布亦较少。经调查，本区无国家和地方受保护的珍稀濒危野生动物，常见鸟类主要为喜鹊（*P. pica sericea Gould*）、小嘴乌鸦（*C. corone orientalis Evers*）、麻雀（*P. montanus montanus*）、家燕（*H. rustica gutturalis Scopoli*）等村栖型鸟类。

区域内无珍稀濒危动植物分布。

5.2 生态敏感目标调查

根据《黑龙江省湿地名录》（黑龙江省林业和草原局，2022年8月18日），本项目生态评价范围内不涉及湿地。根据《大庆市水土保持规划（2015-2030年）》，本项目位于肇州县新福乡，不属于市级水土流失重点治理区和重点预防区，大同区属于市级

水土流失重点治理区。根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，本项目位于大同区祝三乡境内，大同区属于沙化土地所在县（区）。根据现场调查，结合黑龙江“三线一单”信息服务 APP，生态调查范围内涉及基本农田。

5.3 施工期生态环境影响调查

本项目对项目区植被的影响主要发生在项目施工期，其中新建道路、埋设管线对植被影响较大。

5.3.1 埋设管线

管线采用的是地理的方式。在施工过程中，严格划定了施工作业范围和路线，不得随意扩大；管沟开挖严格要求执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作规程，尽可能保持了植被的原有生存环境；回填时，留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失；施工结束后及时进行了地貌恢复工作。管道建成后进行了回填、迹地平整。

本项目全部采用平埋方式敷设管线，一般采取窄挖、回填压实等措施，本项目临时占地均采用自然恢复。敷设管线占用的耕地进行复耕。

5.3.2 项目实际临时占地及恢复情况调查

本项目施工期临时占地主要由管道、柱上变电站施工发生的临时占地组成。本项目实际临时占用耕地面积为 60.02hm²，目前耕地已复耕；本项目施工期对区域内的耕地生态系统的影响均较小。

5.4 运行期生态环境影响调查

5.4.1 项目实际永久占地调查

本项目实际永久占地主要由道路、阀组间的建设等方面组成。实际永久占用耕地面积为 2.11hm²。

5.4.2 土壤环境质量调查

（1）监测布点：根据《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）中 6.3.4“进行环境质量检测时，土壤环境质量监测至少布设三个采样点，每个采样点至少采集 1 个样品”。

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“7.4.3 现状监测点数量要求”、《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

2022年宋芳屯油田芳11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目竣工环境保护验收调查报告 2018年第9号）中“6.3.2 环境影响质量监测规定”及《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）中“5.5.2.3 样方调查及土壤监测”，为全面了解该项目所在地土壤环境质量现状，将该项目所在地布6个监测点，监测点位置见表5.4-1。环境质量现状监测点见图5-1。

表 5.4-1 土壤环境监测点位

序号	监测点	占地类型	采样深度
T1	20#平台井场永久占地内	工矿用地	0-20 cm
T2	20#平台井场永久占地外 10m	耕地	
T3	20#平台井场永久占地外 20m		
T4	20#平台井场永久占地外 30m		
T5	20#平台井场永久占地外 50m		
T6	20#平台井场永久占地外 200m 耕地	耕地	

(2) 监测项目：

T1 监测项目：pH、As、Cd、Cr（六价）、Cu、Pb、Hg、Ni、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、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]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）；

T2-T5 监测项目：pH、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）。

T6 监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）。

(3) 监测频次：2024年9月4日监测1次。

(4) 监测方法：

按照《环境监测分析方法》和《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）》（GB15618-2018）中规定的方法，具体见表5.4-2。

表 5.4-2 土壤中监测因子及监测方法一览表

序号	监测因子	分析方法名称及方法标准号	分析仪器、型号及编号
1	pH 值	土壤 pH 值的测定 电位法 HJ 962-2018	精密酸度计 pHS-2F JRD-006

2	石油烃 (C10-C40)	土壤和沉积物 石油烃 (C10-C40) 的测定 气相色谱法 HJ 1021-2019	气相色谱仪 8860 JRD-140
3	汞	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第1部分：土壤中总汞的测定 GB/T 22105.1-2008	原子荧光光度计 RGF-6800 JRD-015
4	砷	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第2部分：土壤中总砷的测定 GB/T 22105.2-2008	原子荧光光度计 RGF-6800 JRD-015
5	铅、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	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
6	铜、镍、锌	土壤质量 重金属测定 王水回流消解原子吸收法 NY/T 1613-2008	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
7	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 A3AFG-12 JRD-128
8	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 A3AFG-12 JRD-128
9	苯胺	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定气相色谱- 质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025
10	2-氯酚	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定气相色谱- 质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025
11	硝基苯	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定气相色谱- 质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025
12	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 7890A-5975C JRD-025
13	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 7890A-5975C JRD-025
14	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 7890A-5975C JRD-025
15	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 7890A-5975C JRD-025
16	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 7890A-5975C JRD-025
17	间+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 7890A-5975C JRD-025
18	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 7890A-5975C JRD-025
19	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

		气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	7890A-5975C JRD-025
20	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 7890A-5975C JRD-025
21	氯甲烷	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱- 质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025
22	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 7890A-5975C JRD-025
23	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 7890A-5975C JRD-025
24	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 7890A-5975C JRD-025
25	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 7890A-5975C JRD-025
26	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 7890A-5975C JRD-025
27	1,1,1,2-四氯乙 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 7890A-5975C JRD-025
28	1,1,2,2-四氯乙 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 7890A-5975C JRD-025
29	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 7890A-5975C JRD-025
30	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 7890A-5975C JRD-025
31	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 7890A-5975C JRD-025
32	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 7890A-5975C JRD-025
33	顺式-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 7890A-5975C JRD-025
34	反式-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 7890A-5975C JRD-025
35	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 7890A-5975C JRD-025
36	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	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C

		HJ 605-2011	JRD-025
37	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 7890A-5975C JRD-025
38	三氯甲烷	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 7890A-5975C JRD-025
39	苯并（a）蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定气相色谱- 质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025
40	蒽、萘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定气相色谱- 质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025
41	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- 质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025
42	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- 质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025
43	苯并（a）芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定气相色谱- 质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025
44	二苯并（a,h）蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定气相色谱- 质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025
45	茚并 （1,2,3-c,d）芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定气相 色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联 用仪 7890A-5975C JRD-025
46	二苯并[a, h]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
47	茚并[1,2,3-cd] 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

(5) 监测结果

监测统计结果见表 5.4-3，评价结果见表 5.4-4。

表 5.4-3 土壤环境质量监测结果 单位：mg/kg(pH 无量纲)

采样日期	检测项目	单位	检测结果
			20#平台井场永久占地内
2024.9.4	pH 值	无量纲	8.7
	砷	mg/kg	3.56
	镉	mg/kg	1.76
	六价铬	mg/kg	未检出
	铜	mg/kg	17.6
	铅	mg/kg	18.8
	汞	mg/kg	0.393
	镍	mg/kg	25.0
	三氯甲烷	μg/kg	未检出
	四氯化碳	μg/kg	未检出
	氯甲烷	μg/Kg	未检出

	1,1-二氯乙烷	µg/kg	未检出			
	1,2-二氯乙烷	µg/kg	未检出			
	1,1-二氯乙烯	µg/kg	未检出			
	顺式-1,2-二氯乙烯	µg/kg	未检出			
	反式-1,2-二氯乙烯	µg/kg	未检出			
	二氯甲烷	µg/kg	未检出			
	1,2-二氯丙烷	µg/kg	未检出			
	1,1,1,2-四氯乙烷	µg/kg	未检出			
	1,1,2,2-四氯乙烷	µg/kg	未检出			
	四氯乙烯	µg/kg	未检出			
	1,1,1-三氯乙烷	µg/kg	未检出			
	1,1,2-三氯乙烷	µg/kg	未检出			
	三氯乙烯	µg/kg	未检出			
	1,2,3-三氯丙烷	µg/kg	未检出			
	氯乙烯	µg/kg	未检出			
	苯	µg/kg	未检出			
	氯苯	µg/kg	未检出			
	1,2-二氯苯	µg/kg	未检出			
	1,4-二氯苯	µg/kg	未检出			
	乙苯	µg/kg	未检出			
	苯乙烯	µg/kg	未检出			
	甲苯	µg/kg	未检出			
	间+对-二甲苯	µg/kg	未检出			
	邻-二甲苯	µg/kg	未检出			
	硝基苯	mg/kg	未检出			
	苯胺	mg/kg	未检出			
	2-氯苯酚	mg/kg	未检出			
	苯并(a)蒽	mg/kg	未检出			
	苯并(a)芘	mg/kg	未检出			
	苯并(b)荧蒽	mg/kg	未检出			
	苯并(k)荧蒽	mg/kg	未检出			
	二苯并(a,h)蒽	mg/kg	未检出			
	蒽	mg/kg	未检出			
	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	未检出			
	萘	mg/kg	未检出			
	石油烃(C10-C40)	mg/kg	139			
	石油烃(C6-C9)	mg/kg	未检出			
采样日期	检测项目	单位	检测结果			
			20#平台井场永久占地外10m	20#平台井场永久占地外20m	20#平台井场永久占地外30m	20#平台井场永久占地外50m
2024.9.4	pH值	无量纲	7.25	7.26	7.24	7.24
	石油烃(C6-C9)	mg/kg	未检出	未检出	未检出	未检出
	石油烃(C10-C40)	mg/kg	110	53	36	36
采样时间	检测项目	单位	检测结果			
			20#平台井场永久占地外200m耕地			
2024.9.4	pH值	无量纲	9.42			

砷	mg/kg	3.13
镉	mg/kg	0.29
铬	mg/kg	37
铜	mg/kg	16.1
铅	mg/kg	20.9
汞	mg/kg	0.424
镍	mg/kg	19.9
锌	mg/kg	40.0
石油烃（C6-C9）	mg/kg	未检出
石油烃（C10-C40）	mg/kg	93

表 5.4-4 地土壤环境质量评价结果

项目	检测时间：2024.9.4	
	6#平台井场永久占地内	
砷	0.0593	
镉	0.0271	
六价铬	未检出	
铜	0.0010	
铅	0.0235	
汞	0.103	
镍	0.0278	
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	0.0310	
四氯化碳	未检出	
氯仿	未检出	
氯甲烷	未检出	
1,1-二氯乙烷	未检出	
1,2-二氯乙烷	未检出	
1,1-二氯乙烯	未检出	
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	
反-1,2-二氯乙烯	未检出	
二氯甲烷	未检出	
1,2-二氯丙烷	未检出	
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	
四氯乙烯	未检出	
1,1,1-三氯乙烷	未检出	
1,1,2-三氯乙烷	未检出	
三氯乙烯	未检出	
1,2,3-三氯丙烷	未检出	
氯乙烯	未检出	
苯	未检出	
氯苯	未检出	
1,2-二氯苯	未检出	
1,4-二氯苯	未检出	
乙苯	未检出	
苯乙烯	未检出	
甲苯	未检出	
间二甲苯+对二甲苯	未检出	
邻二甲苯	未检出	
硝基苯	未检出	

苯胺	未检出			
2-氯酚	未检出			
苯并（a）蒽	未检出			
苯并（a）芘	未检出			
苯并（b）荧蒽	未检出			
苯并（k）荧蒽	未检出			
蒽	未检出			
二苯并（a,h）蒽	未检出			
茚并（1,2,3-cd）芘	未检出			
萘	未检出			
监测项目	检测时间：2024.9.4			
	20#平台井场永久占地外10m	20#平台井场永久占地外20m	20#平台井场永久占地外30m	20#平台井场永久占地外50m
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	0.0240	0.0120	0.0080	0.0080
监测项目	检测时间：2024.9.4			
	20#平台井场永久占地外200m耕地			
镉（Cd）	0.4833			
汞（Hg）	0.1247			
砷（As）	0.1252			
铅（Pb）	0.1229			
铬（Cr）	0.1480			
铜（Cu）	0.1610			
镍（Ni）	0.1047			
锌（Zn）	0.1333			
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	0.0210			

由上表可知，在本次验收调查监测期间，本项目区块内土壤环境质量铅、铬、汞、砷、铜、镉、镍、锌、六价铬、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、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]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃（C₁₀~C₄₀）满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准和《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618—2018）风险筛选值标准。

本项目井场内及井场外10m、20m、30m、50m处的油田特征污染物石油烃相差不大，说明本项目运行期落地油对井场土壤影响不大。

（6）本次验收阶段与环评阶段土壤监测数据对比

对环评阶段的土壤环境监测数据与验收监测数据进行了对比，具体见表 5.4-5。

表 5.4-5 环评阶段、验收阶段土壤现状对比表 单位：mg/kg

监测项目	环评时期		验收时期	
	拟建井场建设用 地内	拟建井场占地外 (农用地)	井场建设用 地内	井场占地外 (农用地)
pH	8.39-8.47	8.41	8.17	9.42
镉 (Cd)	0.18-0.21	0.22	1.76	0.29
汞 (Hg)	0.076-0.087	0.085	0.393	0.424
砷 (As)	4.97-5.23	4.83	3.56	3.13
铅 (Pb)	20.6-21.8	18.6	18.8	20.9
铬 (六价)	未检出	/	未检出	/
铜 (Cu)	16-19	19	17.6	16.1
镍 (Ni)	26-28	27	25.0	19.9
石油烃	未检出	未检出	139	36-110
铬 (Cr)	/	44	/	37
锌 (Zn)	/	61	/	40.0

验收阶段土壤环境质量监测数据与环评阶段土壤环境质量监测数据对比分析未发生显著性变化，表明建设项目运营对土壤环境质量未构成显著性不良影响。

5.4.3 对农业生态环境影响调查

本项目占地中有一定量的农田，该区域农田是人工生态系统，植被是人工栽培的各种农作物，主要以玉米为主。

本项目运行期永久占用耕地 2.11hm²，使农作物的产量一定程度上的减小，但农田损失面积较小，且对占用的农田均按有关规定给予了补偿，因此永久占地对当地农业生产没有造成明显的不利影响。

5.5 防沙治沙影响调查

根据《关于贯彻落实〈沙化土地封禁保护修复制度方案〉的实施意见》的通知（黑防沙发[2020]3号），大同区是防沙治沙区。

根据现场调查，项目占地区域主要为耕地（基本农田），为保护区域生态环境，采取了下列生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

(1) 施工结束后及时有效地对占地区域土地进行了平整，并压实。

(2) 施工时注意保护原始地表与天然植被，划定了施工活动范围，严格控制和管理了车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用了“一”字型作业法，避免了并行开辟新路，减少了风蚀沙化活动的范围。

(3) 施工作业未在大风天施工。

(4) 路基边坡采取了种草措施护坡固土，维护了路基稳定和道路安全运行。

5.6 水土流失影响调查

根据《大庆市水土保持规划》（2015-2030年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目大同区属于市级水土流失重点治理区。该区域的工作重点是采取工程、林草、封育治理和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。推广先进适用的科技成果，加快治理进度。治理后应强化监督管理和管护，巩固治理成果促进区域生态环境恢复和经济发展

油田的管道敷设对土壤进行开挖和填埋，破坏土壤结构，混合土壤层次，改变土壤质地，造成土壤养分流失，另外道路建设和油井作业使土壤紧实度增高，加上井场、道路修建造成局部大片裸地出现，这些容易引起土壤风蚀和水土流失。

对于临时占地，在对土壤进行开挖施工时要采取措施降低土壤风蚀，减少水土流失：对土壤要分层开挖、分别堆放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋方式（不起土坝）进行，以便其尽快恢复植被生长。本工程水土保持采取生物治理和工程质量相结合的措施，重点是施工临时占地植被恢复。

5.7 生态环境保护措施有效性分析

2022年宋芳屯油田芳11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目在施工和生产过程中，按照项目“环境影响报告书”及“环境影响报告书批复”的要求，采取了一系列生态保护和恢复措施，没有改变项目区域的生态系统结构与功能，项目区域的生态组分及生物多样性未受影响，生态格局变化不大；本项目除了占地直接减少了粮食的数量外，对农业的影响较小；新增加的景观敏感度高的油水井、场站、供电线路、油田道路等，使项目区域的油田景观更加突出，但是，项目区域原有的景观格局没有发生大的改变。



图 5-1 环境质量现状监测点位图

6 水环境影响及环境保护措施调查

6.1 污染源及防治措施调查

6.1.1 施工期水环境影响及防治措施调查

施工期管道试压废水由罐车拉运至宋一联合站污水处理站处理，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ 要求后，回注地下开采油层。根据调查，本项目废水拉运过程中未发生泄漏事故。

地面施工期生活污水排入附近计量间等已建防渗旱厕，防渗旱厕定期清掏，用作农家肥。

6.1.2 运行期水环境影响及防治措施调查

本项目运行期产生的废水主要有油水分离后产生的含油污水、油井和注水井作业污水和注水井洗井污水。

油井作业污水由罐车拉运至宋一联合站污水处理站处理，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ 要求后，回注地下开采油层。

运营期依托的宋一联合站，均无新增劳动定员，无新增生活污水。

运营期油井采出液进入宋一联合站脱水站处理，其脱出的含油污水由管道输送至宋一联合站污水处理站，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ 要求后，回注地下开采油层。

6.2 地下水环境质量现状调查

（1）监测布点：为了解本项目开发后对区域内地下水质量的影响程度，根据项目特点、项目所在区域水文地质条件、区域地下水流向以及原环评阶段地下水监测点布设情况，本次验收在调查区块内共布设3个监测点。监测点位见表6.2-1，监测点位图见图5-1。

表 6.2-1 地下水监测点位

监测点位	经纬度	监测井类型	井深 m	备注
1#东升村潜水含水层水井	125.094931, 45.967010	潜水背景监测井	15	潜水
2#王殿奎潜水含水层水井	124.964097,46.019105	潜水跟踪监测井	15	潜水

（2）监测因子及监测方法

监测因子：pH 值、钙和镁总量（总硬度）、溶解性总固体、氯化物（Cl⁻）、亚硝酸盐（NO₂⁻）、硝酸盐（NO₃⁻）、硫酸盐（SO₄²⁻）、铁、锰、挥发酚、高锰酸盐指数（耗氧量）、氨氮、铅、汞、砷、镉、六价铬、氟化物、氰化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类、钾、钠、钙、镁、碱度（HCO₃⁻、CO₃²⁻）、硫化物、钡。

监测方法：地下水监测分析方法执行《地下水环境质量标准》（GB/T14848-2017）有关规定。具体监测方法见表 6.2-2。

表 6.2-2 地下水监测因子及监测方法一览表

序号	监测因子	分析方法名称及方法标准号	分析仪器、型号及编号
1	pH 值	水质 pH 值的测定 电极法 HJ 1147-2020	便携式 pH 计 pHB-4 JRD-056
2	钙和镁总量 （总硬度）	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB 7477-87	滴定管 25mL
3	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标（11.1 溶解性总固体 称量法）GB/T 5750.4-2023	电子天平 FA2004 JRD-145
4	氯化物（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 IC-8618 JRD-016
5	亚硝酸盐 （NO 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 IC-8618 JRD-016
6	硝酸盐（NO ₃ ⁻ ）	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 IC-8618 JRD-016
7	硫酸盐（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 IC-8618 JRD-016
8	铁、锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11911-89	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
9	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	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
10	高锰酸盐指数 （耗氧量）	水质 高锰酸盐指数的测定 GB 11892-89	滴定管 25mL
11	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
12	汞、砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	原子荧光光度计 RGF-6800 JRD-015
13	铅、镉	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB 7475-87 第二部分整合萃取法	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128

14	六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB 7467-87	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
15	氟化物	水质 氟化物的测定 离子选择电极法 GB 7484-87	离子计 PXSJ-270F JRD-149
16	氰化物	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	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
17	总大肠 菌群	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 DHP-360型 JRD-003
18	细菌总数	水质 细菌总数的测定 平皿计数法 HJ 1000-2018	电热恒温培养箱 DHP-360型 JRD-003
19	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 752 JRD-017
20	钾、钠	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB 11905-89	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
21	钙、镁	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB 11905-89	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
22	碱度（ CO_3^{2-} 、 HCO_3^- ）	碱度 酸碱指示剂滴定法《水和废水监测分 析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）	滴定管 25mL
23	硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法 HJ 1226-2021	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
24	钡	水质 钡的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 HJ 602--2011	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128

（3）监测时间及监测频次

监测时间：2024年9月4-5日。

监测频次：监测2天，每天2次。

（4）监测结果

监测统计结果见表6.2-3，地下水评价结果见表6.2-4。

表 6.2-3 验收监测地下水监测结果统计

采样日期	检测项目	检测结果			
		东升村潜水水井		王殿奎潜水水井	
2024.9.4	pH值 (无量纲)	7.5	7.6	7.6	7.5
	钙和镁总量 (总硬度,mg/L)	360	348	352	350

	溶解性总固体 (mg/L)	517	525	535	541
	Cl ⁻ (mg/L)	13.2	13.6	10.6	10.4
	NO ₂ ⁻ (mg/L)	0.607	0.768	0.816	0.791
	NO ₃ ⁻ (mg/L)	3.17	3.04	2.60	2.44
	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	4.64	4.45	3.51	3.49
	铁 (mg/L)	0.12	0.10	0.12	0.12
	锰 (mg/L)	0.05	0.04	0.05	0.06
	挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
	高锰酸盐指数 (耗氧量, mg/L)	2.4	2.0	1.8	2.2
	氨氮 (mg/L)	0.390	0.392	0.299	0.288
	铅 (μg/L)	10L	10L	10L	10L
	汞 (μg/L)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
	砷 (μg/L)	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
	镉 (μg/L)	1L	1L	1L	1L
	六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
	氟化物 (mg/L)	0.956	0.950	0.468	0.543
	氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
	总大肠菌群 (MPN/L)	<3	<3	<3	<3
	细菌总数 (CFU/ml)	50	40	40	30
	石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
	钾 (mg/L)	1.13	1.16	1.15	1.14
	钠 (mg/L)	31.9	30.0	29.0	32.2
	钙 (mg/L)	41.1	43.9	43.9	44.2
	镁 (mg/L)	14.2	15.3	13.8	13.4
	CO ₃ ²⁻ (mg/L)	0	0	0	0
	HCO ₃ ⁻ (mg/L)	276	271	252	260
	硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
	钡 (mg/L)	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L
采样日期	检测项目	东升村潜水水井		王殿奎潜水水井	
2024.09.07	pH值 (无量纲)	7.5	7.4	7.3	7.5
	钙和镁总量 (总硬度,mg/L)	348	344	336	328
	溶解性总固体 (mg/L)	536	521	509	524
	Cl ⁻ (mg/L)	13.5	13.6	10.2	10.4
	NO ₂ ⁻ (mg/L)	0.977	0.942	0.953	0.900
	NO ₃ ⁻ (mg/L)	2.98	2.98	2.34	2.34
	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	4.41	4.36	3.32	3.37
	铁 (mg/L)	0.12	0.11	0.10	0.11
	锰 (mg/L)	0.05	0.06	0.06	0.05
	挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
	高锰酸盐指数 (耗氧量, mg/L)	2.3	2.1	1.9	2.3
	氨氮 (mg/L)	0.387	0.398	0.323	0.326
	铅 (μg/L)	10L	10L	10L	10L

	汞 (µg/L)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
	砷 (µg/L)	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
	镉 (µg/L)	1L	1L	1L	1L
	六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
	氟化物 (mg/L)	0.695	0.778	0.566	0.572
	氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
	总大肠菌群 (MPN/L)	<3	<3	<3	<3
	细菌总数 (CFU/ml)	40	30	50	40
	石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
	钾 (mg/L)	1.14	1.15	1.16	1.16
	钠 (mg/L)	29.4	29.1	29.2	29.8
	钙 (mg/L)	43.9	45.8	41.6	43.6
	镁 (mg/L)	13.5	14.0	13.5	13.4
	CO ₃ ²⁻ (mg/L)	0	0	0	0
	HCO ₃ ⁻ (mg/L)	278	281	267	277
	硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
	钡 (mg/L)	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L

表 6.2-4 验收监测地下水评价结果表

监测项目	监测点位（最大标准指数）	
	东升村潜水水井	王殿奎潜水水井
pH	0.40	0.40
总硬度（以 CaCO ₃ 计）	0.80	0.78
溶解性总固体	0.54	0.54
耗氧量(COD _{mn} 法，以 O ₂ 计)	0.80	0.77
挥发性酚类	未检出	未检出
氰化物	未检出	未检出
氟化物	0.96	0.57
氨氮	0.78	0.65
六价铬	未检出	未检出
砷	未检出	未检出
铅	未检出	未检出
铁	0.40	0.40
汞	未检出	未检出
锰	0.60	0.60
镉	未检出	未检出
石油类	未检出	未检出
总大肠菌群	未检出	未检出
菌落总数	0.50	0.50

从本次验收监测结果可以看出，周边村屯评价区域第四系孔隙潜水水质均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准限值（≤0.05mg/L）。

（5）本次验收阶段与环评阶段监测数据对比

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 6.2-5。

表 6.2-5 环评阶段验收阶段地下水现状对比表
 （单位：mg/L、pH：无量纲、菌落总数：CFU/ml）

监测项目	村屯地下水	
	环评时期	验收时期
K ⁺	2.80-3.04	1.13-1.16
Na ⁺	55.8-60.0	29.0-32.2
Ca ²⁺	26.1-29.2	41.1-45.8
Mg ²⁺	14.5-16.1	13.4-15.3
HCO ₃ ⁻	179-218	252-281
CO ₃ ²⁻	0	0
Cl ⁻	28.0-41.6	10.2-13.6
SO ₄ ²⁻	41.5-63.5	3.32-4.46
pH	7.3-7.5	7.3-7.6
硝酸盐	1.38-2.24	2.34-3.17
亚硝酸盐	0.005-0.008	0.607-0.977
总硬度	175-213	328-360
溶解性总固体	243-298	509-541
耗氧量	1.3-1.7	1.8-2.4
挥发酚	未检出	未检出
氰化物	未检出	未检出
氟化物	0.66-1.15	0.566-0.956
氨氮	0.063-0.087	0.288-0.398
六价铬	未检出	未检出
砷	未检出	未检出
铅	未检出	未检出
铁	0.20-0.23	0.10-0.12
汞	未检出	未检出
锰	0.05-0.07	0.04-0.06
镉	未检出	未检出
石油类	未检出	未检出
总大肠菌群	未检出	未检出
菌落总数	8-16	30-50
硫化物	未检出	未检出

注：pH 无量纲、总大肠菌群 MPN/100mL、菌落总数 CFU/mL、其余 mg/L

与原环评阶段监测结果对比可知，本次验收监测地下水水质整体与原环评阶段变化不大，油田开发特征污染物石油类与挥发酚均未检出，可见本工程的建设对地下水环境影响不大。

（6）地下水化学类型分析

项目所在地地下水水质八大离子浓度评价结果见下表 6.2-6。

表 6.2-6 项目所在地地下水水质八大离子浓度评价结果

监测井点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百分比 (%)	离子毫克当量合计 (mg/L)		相对误差%	矿化度
				阴离子	阳离子		
D1	HCO ₃ ⁻	276.0	0.469	5.0	4.7	-0.035	03822
	CO ₃ ²⁻	0	0.000				
	Ca ²⁺	41.1	0.213				
	Mg ²⁺	14.2	0.123				
	Cl ⁻	13.2	0.039				
	SO ₄ ²⁻	4.6	0.010				
	K ⁺	1.13	0.003				
	Na ⁺	31.9	0.144				
D2	HCO ₃ ⁻	252.0	0.452	45	4.6	0.014	0.3540
	CO ₃ ²⁻	0	0.000				
	Ca ²⁺	43.9	0.240				
	Mg ²⁺	13.8	0.126				
	Cl ⁻	10.6	0.033				
	SO ₄ ²⁻	3.5	0.008				
	K ⁺	1.15	0.003				
	Na ⁺	29.0	0.138				

通过对区域内地下水八大离子监测结果可知，本项目所在区域地下水化学类型以 $\text{HCO}_3\text{-Na+Ca}$ ，4-A 型淡水型为主，地下水矿化度较低，水质情况较好。根据上表可知，项目区域水质总阳离子（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。

6.3 包气带现状调查

本次验收选取本项目新建井场以及调查区域外清洁对照点开展包气带污染现状监测，选取 2 个点进行分层取样监测。根据项目污染源特征和包气带岩性和结构特征，在 0~20cm，20~40cm 埋深范围内取两个样品，对样品进行浸溶实验，项目的监测点见表 6.3-1 及监测布点见图 5-1。

表 6.3-1 包气带监测点布设

调查点	采样深度	备注
108 队太东 104-斜 128	0-20cm、20-40cm	污染调查点
对照点 2#	0-20cm、20-40cm	清洁对照点

(1) 监测因子：pH 值、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、六价铬、石油类、挥发酚；

(2) 监测时间及频次：2024 年 9 月 4 日一次性监测。

(3) 监测结果：监测结果统计见表 6.3-2。

表 6.3-2 包气带现状调查结果

监测项目	监测时间：2024.9.4			
	108 队太东 104-斜 128		对照点 2#	
	0cm~20cm	20cm~40cm	0cm~20cm	20cm~40cm
pH 值	7.3	7.4	7.3	7.2
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
镉	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
铬	0.16	0.16	0.19	0.19
铜	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
铅	5.3	5.5	5.3	5.1
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
镍	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
锌	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
石油类	0.11	0.17	0.18	0.19
挥发酚	0.0037	0.0025	0.0042	0.0020

注：1、实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”。
2、单位：pH 无量纲，铅、镉、汞和砷 $\mu\text{g/L}$ ，总铬和石油类、铜、镍、挥发酚为 mg/L 。

通过表 6.3-2 可知，在本次验收监测中，污染调查点中井场和场站的污染监测点与清洁对照点各项监测指标无明显差别，与建设区域外清洁对照点各项监测指标无明显差别，且不同取样深度监测指标无明显差别，说明本项目评价区域内包气带未受到影响。

6.4 含油污水污染防治措施调查

根据例行监测报告可知，宋一联合油污水处理站含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/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2012）标准要求：含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ 。

6.5 水环境保护措施有效性分析

根据现场调查可知，项目在环评和批复中提出的各项水污染控制措施在工程开发建设中都得到了落实。本项目产生的生产污水处理达标后全部回注油田，项目没有设置工业污水排放口，生产污水不外排。本项目的水污染防治措施符合环评文件及其批复的要求。对地下水环境影响不大。根据现有环境监测数据表明，企业采取的污染治理措施能够使废水达标后回注，环境污染可控。

7 大气环境影响及环境保护措施调查

7.1 污染源及防治措施调查

7.1.1 施工期大气污染物调查

井场、管线、道路施工现场进行了洒水抑尘，表土及建材堆放设置了挡风板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取了密闭措施或加盖防尘布。

本项目未在大风天进行施工，施工期对土堆、进出车辆等均进行了遮盖，减少了扬尘的污染。经对本项目周围村屯的走访调查，施工期没有发生环境污染事件。

由于本工程周围较空旷，施工周期较短，工程施工过程中未对周围大气环境造成影响。

7.1.2.运行期大气污染源调查

本项目运行期排放的废气主要是依托场站内加热炉产生的锅炉烟气和井场、依托场站无组织排放的非甲烷总烃。各场站加热炉均以天然气为燃料，本项目油气集输均采用了密闭流程，最大限度降低了烃类气体的挥发，同时加强了油田气放空的管理：定期对设备进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，最大程度上减少了事故性油田气放空。

7.2 大气环境质量现状调查

(1) 监测布点

为了解油田开发后对区域内大气环境质量的影响程度，结合环评阶段环境空气质量现状监测点位的布设原则，并根据油田开发与居民区分布情况，本次验收在评价区域内及周围共布设2个环境空气质量监测点，详见表7.2-1，图5-1。

表 7.2-1 大气监测点位置表

编号	监测点位	地理坐标	与本项目井场最近距离	监测项目
1#	日新村	125° 4' 35" ， 45° 55' 37"	26号平台东南侧约1800m (主导风向为下风向，区块外)	非甲烷总烃、总悬浮颗粒物（日均值）
2#	小围子	125° 14' 55" ， 46° 0' 58"	芳8-2东北侧450m(区块内)	

(2) 监测因子与监测方法

监测因子：非甲烷总烃、总悬浮颗粒物（日均值）。

监测方法：具体监测方法见表7.2-2。

表 7.2-2 环境空气监测因子及监测方法一览表

序号	监测因子	监测方法	方法来源	检出限
1	非甲烷总烃	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	0.07 mg/m ³
2	总悬浮颗粒物	环境空气 总悬浮颗粒物的测定重量法	HJ1263-2022	

(3) 监测时间与监测频次

监测时间：2024年09月04-05日。

监测频次：每天4次，连续2天。

4、监测结果

监测结果见表 7.2-3，本次验收监测与环评监测数据对比情况见表 7.2-4。

表 7.2-3 环境空气质量验收监测数据 单位：mg/m³

采样日期	检测点位	采样时间	检测结果	
			非甲烷总烃 (mg/m ³)	总悬浮颗粒物 (μg/m ³)
2024.09.04	小围子	02:00	0.64	/
		08:00	0.63	/
		14:00	0.61	/
		20:00	0.62	/
	日新村	日均值	/	125
	小围子	日均值	/	239
2024.09.05	小围子	02:00	0.62	/
		08:00	0.64	/
		14:00	0.60	/
		20:00	0.64	/
	日新村	日均值	/	148
	小围子	日均值	/	249

表 7.2-4 环境空气质量验收监测数据与环评监测数据对比表

监测点位	监测项目	环评监测数据 (mg/m ³)	验收监测数据 (mg/m ³)
		(浓度变化范围)	(浓度变化范围)
日新村	非甲烷总烃	0.50-0.76	0.60-0.64
小围子		0.57-0.74	0.60-0.65
日新村	TSP	0.059-0.075	0.125-0.148
小围子		0.062-0.079	0.239-0.249

监测结果表明，在本次验收调查监测期间，各监测点非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》要求，TSP满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准限值，区域空气环境质量良好。根据表 7.2-4 的对比结果可知，非甲烷总烃与油田开发前监测值相比相差不大。

7.3 废气污染防治措施调查

7.3.1 无组织排放非甲烷总烃防治措施调查

本项目运行期非甲烷总烃主要来自于油气集输过程的无组织挥发。本项目采取密闭

集输工艺，降低了烃类物质的挥发。为了解非甲烷总烃无组织排放情况，本次验收选取主要场站及代表井场进行非甲烷总烃的监测。

（1）监测布点

本次验收选取本项目1#平台井场、芳507转油站进行井场非甲烷总烃监测。具体布设点位详见表7.3-1。

表 7.3-1 非甲烷总烃无组织排放监测点位表

点号	监测点名称	备注
1#平台井场	厂界上风向 1#	本项目平台井
	厂界下风向 2#	
	厂界下风向 3#	
	厂界下风向 4#	
芳 507 转油站	厂界上风向 1#	依托场站
	厂界下风向 2#	
	厂界下风向 3#	
	厂界下风向 4#	

（2）监测因子和监测方法

监测因子：非甲烷总烃

监测方法：执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）和国家规定的分析方法。具体见表7.3-2。

表 7.3-2 非甲烷总烃监测方法

监测因子	监测方法	方法来源	检出限
非甲烷总烃	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	0.07 mg/m ³

（3）监测时间和监测频次

监测时间：2024年9月4日-9月5日

监测频次：连续监测2天，每天3次

（4）监测结果

无组织排放监测结果见表7.3-3。

表 7.3-3 非甲烷总烃无组织排放监测结果

站场	监测点名称	监测因子	监测时间	小时均值（mg/m ³ ）		
				一次	二次	三次
1#平台井场	上风向 1#	非甲烷总烃	2024.9.4	0.66	0.62	0.65
	下风向 2#	非甲烷总烃		0.75	0.74	0.79
	下风向 3#	非甲烷总烃		0.81	0.85	0.89
	下风向 4#	非甲烷总烃		0.93	0.96	0.94
	上风向 1#	非甲烷总烃	2024.9.5	0.64	0.63	0.66
	下风向 2#	非甲烷总烃		0.82	0.86	0.84
	下风向 3#	非甲烷总烃		0.91	0.95	0.94
	下风向 4#	非甲烷总烃		0.91	0.88	0.85

芳 507 转油站	上风向 1#	非甲烷总烃	2024.9.4	0.64	0.66	0.63
	下风向 2#	非甲烷总烃		0.86	0.79	0.84
	下风向 3#	非甲烷总烃		0.75	0.79	0.80
	下风向 4#	非甲烷总烃		0.86	0.83	0.90
	上风向 1#	非甲烷总烃	2024.9.5	0.63	0.65	0.62
	下风向 2#	非甲烷总烃		0.74	0.79	0.74
	下风向 3#	非甲烷总烃		0.85	0.83	0.81
	下风向 4#	非甲烷总烃		0.82	0.79	0.84

通过监测结果可知，1#平台井场厂界上下风向 10m 内非甲烷总烃浓度为 0.63—0.96mg/m³，芳 507 转油站厂界上下风向 10m 内非甲烷总烃浓度为 0.63—0.90mg/m³，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）边界限值要求。

通过对风向的监测结果可知，上下风向非甲烷总烃浓度变化不大，可见本项目做到了较好的密闭集输工艺，项目的建设对区域环境空气影响不大。

7.3.2 锅炉烟气防治措施调查

本项目锅炉烟气主要为依托场站加热装置产生的加热炉烟气，均使用清洁燃料——天然气为燃料。

（1）监测点位

本次验收为了解本项目依托场站加热炉烟气排放情况，根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ 612-2011）中规定，选取了有代表性的加热炉肇 2 转油站加热炉进行现场监测。

（2）监测因子和监测方法

监测因子：SO₂、NO_x、颗粒物、烟气黑度；

监测方法：按照 GB3095、GB16297 和 GB5468 中的有关规定进行监测。具体监测方法见表 7.3-4。

表 7.3-4 加热炉烟气监测因子监测方法一览表

序号	监测因子	监测方法	方法来源	检出限
1	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	1.0mg/m ³
2	SO ₂	固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法	HJ 57-2017	3mg/m ³
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	3mg/m ³
4	烟气黑度	固定污染源排放烟气黑度的测定林格曼烟气黑度图法	HJ/T 398-2007	--

（3）监测时间和监测频次

监测时间：2024 年 9 月 4 日-9 月 5 日。

监测频次：连续监测 2 天，每天监测 3 次

（4）监测结果

本次验收监测结果均为折算后数值，具体监测结果见表 7.3-5。

表 7.3-5 加热炉废气监测数据 单位：mg/m³

采样日期	检测点位	检测项目	检测结果		
			第一次	第二次	第三次
2024.9.4	芳 507 转油站加热炉排气筒	废气排放量(Nm ³ /h)	2341	2541	2442
		实测低浓度颗粒物排放浓度(mg/m ³)	11.0	11.3	10.9
		折算后低浓度颗粒物排放浓度(mg/m ³)	16.7	17.0	16.7
		实测 SO ₂ 排放浓度(mg/m ³)	3L	3L	3L
		折算后 SO ₂ 排放浓度(mg/m ³)	/	/	/
		实测 NO _x 排放浓度(mg/m ³)	84	86	87
		折算后 NO _x 排放浓度(mg/m ³)	128	130	134
		O ₂ 含量 (%)	9.5	9.4	9.6
		烟温 (°C)	120.1	120.4	120.3
		气压 (kPa)	100.1	100.0	100.1
		烟气黑度 (级)	<1	<1	<1
2024.9.5	芳 507 转油站加热炉排气筒	废气排放量(Nm ³ /h)	2304	2415	2447
		实测低浓度颗粒物排放浓度(mg/m ³)	10.5	10.9	10.7
		折算后低浓度颗粒物排放浓度(mg/m ³)	15.4	15.8	15.9
		实测 SO ₂ 排放浓度(mg/m ³)	3L	3L	3L
		折算后 SO ₂ 排放浓度(mg/m ³)	/	/	/
		实测 NO _x 排放浓度(mg/m ³)	80	79	86
		折算后 NO _x 排放浓度(mg/m ³)	118	114	128
		O ₂ 含量 (%)	9.1	8.9	9.2
		烟温 (°C)	130.1	133.4	130.9
		气压 (kPa)	99.0	100.0	100.1
		烟气黑度 (级)	<1	<1	<1

根据验收监测数据可知：芳 507 转油站加热炉：NO_x 的排放浓度为 114-134mg/m³、颗粒物的排放浓度为 15.4-17.0mg/m³，SO₂ 排放浓度为 3Lmg/m³，烟气黑度（级）<1，均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建燃气锅炉标准限值的要求，且烟囱高度均符合标准要求。

7.4 大气环境保护措施有效性分析

现场调查及监测结果表明，油田生产采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在 0.015%以内，场站、井场无组织排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采

工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中限值要求；依托场站内排放的非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录A排放限值要求。

本项目涉及的场站加热炉和采暖炉均使用处理后的干气（天然气）作燃料，排放的废气污染物符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建燃气锅炉标准限值的要求。本项目的大气污染防治措施符合环评文件及其批复的要求。

环境质量现状监测结果表明，本项目区域非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》要求。与环评监测结果比较，本项目建设前（评价阶段）后（验收阶段）项目区域的环境空气质量相比相差不大，说明本项目开发建设对项目区域的环境空气质量影响不大。

经以上分析可知，本项目废气经采取相应措施后对周围环境空气影响不大。根据现有环境监测数据表明，企业采取的污染治理措施能够使废气达标排放，环境污染可控。建设单位应继续加强管理，将油田开发对环境空气的影响控制到最低。

8 声环境影响及环境保护措施调查

8.1 污染源及防治措施调查

8.1.1 施工期声环境污染源及防治措施调查

本项目未在夜间进行施工，合理安排了施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；且施工期间定期对设备进行维护和保养，设备均正常运转，没有产生异常噪声污染，施工期选用了低噪声设备；定期对施工设备进行了保养维护，保证了设备保持在最佳运行状态，降低了噪声源强度，运输车辆选择了避开居民区的路线。施工场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中规定的标准限值要求。经调查，本项目施工期间没有发生噪声扰民事件。

8.1.2.运行期声环境污染源及防治措施调查

经调查，本项目井场电机和场站机泵均选用了低噪声设备且设置了减振基础，井场工作人员每天对油水井进行巡查，保障油水井正常稳定运行。场站工作人员每两个月对设备进行维护保养，保障设备正常稳定运行，场站机泵均集中布置在泵房内，并且加装了隔声门窗，根据本次验收监测结果，井场厂界噪声经距离衰减后可以达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值要求，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类标准限值要求。

8.2 噪声监测调查

8.2.1 环境敏感点噪声的调查监测

(1) 监测布点：环境噪声监测点位见表 8.2-1。

表 8.2-1 厂界噪声监测点位

序号	监测点名称	地理坐标	与本项目位置关系
1	董义屯	124° 59' 52" ， 46° 2' 22"	芳 44-斜 14 井西南侧 180m
2	宋显围屯	124° 59' 41" ， 46° 0' 1"	太东 125-斜 112 井南侧 260 m
3	小围子屯	125° 1' 24" ， 46° 0' 53"	芳 8-2 井东北侧 190m
4	老江身村	125° 3' 27" ， 46° 1' 37"	芳 50-57 井东北侧 240m
5	盛广和屯	125° 1' 54" ， 45° 59' 1"	19 号平台东北侧 160m

(2) 监测因子：Leq (A)。

(3) 监测频次：2024年9月4日-9月5日连续监测2天，每天昼夜各一次。

(4) 分析方法：噪声监测项目、分析方法、检出限见表 8.2-2。全部监测过程，按照相关标准和规范中的要求进行质量控制；样品分析中采用平行双样进行自控。监测中

所使用的各类仪器，经黑龙江省计量检定测试院等检定机构检定或校准，检定合格且在有效期内。

表 8.2-2 噪声监测项目、分析及检出限

监测项目	标准方法名称及代号	检出限
噪声	声环境质量标准GB3096-2008	无检出限

(5) 监测结果

监测统计结果见表 8.2-3。

表 8.2-3 厂界噪声监测结果单位：dB (A)

检测点位	检测结果							
	2024.9.4				2024.9.5			
	时间	测量值	时间	测量值	时间	测量值	时间	测量值
董义屯	09:30	51	23:08	43	09:24	55	23:36	42
宋显围屯	10:27	53	00:13	41	10:29	52	00:20	40
小围子屯	11:42	51	01:19	40	11:35	53	01:27	41
老江身村	12:27	52	01:59	42	12:51	51	02:10	43
盛广和屯	13:41	53	02:31	43	13:29	52	02:56	42
标准值	/	55	/	45	/	60	/	50

由表 8.3-3 可知，在本次验收调查监测期间，敏感点处声环境均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 1 类标准。

8.2.2 厂界噪声的调查监测

(1) 监测布点：根据《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）中 6.3.4“对无明显生产周期、污染物稳定排放、连续生产的建设项目，厂界噪声监测一般不少于 2 天，每天不少于昼夜各 1 次”。本次验收调查，选取对项目声环境影响较大的芳 507 转油站厂界四周作为厂界噪声监测点，厂界噪声监测点位见表 8.2-4。

表 8.2-4 厂界噪声监测点位

序号	监测点名称	备注
1	芳 507 转油站	厂界四周各 1 个监测点

(2) 监测因子：Leq (A)。

(3) 监测频次：2024 年 9 月 4 日-9 月 5 日连续监测 2 天，每天昼夜各一次。

(4) 分析方法：噪声监测项目、分析方法、检出限见表 8.2-5。全部监测过程，按照相关标准和规范中的要求进行质量控制；样品分析中采用平行双样进行自控。监测中所使用的各类仪器，经黑龙江省计量检定测试院等检定机构检定或校准，检定合格且在有效期内。

表 8.2-5 噪声监测项目、分析及检出限

监测项目	标准方法名称及代号	检出限
噪声	工业企业厂界环境噪声排放标准GB12348-2008	无检出限

(5) 监测结果

监测统计结果见表 8.3-3。

表 8.3-3 厂界噪声监测结果单位：dB (A)

检测点位	检测结果							
	2024.9.4				2024.9.5			
	时间	测量值	时间	测量值	时间	测量值	时间	测量值
芳507转油站厂界东侧外1m	08:24	58	22:14	43	08:19	58	22:12	44
芳507转油站厂界南侧外1m	08:34	55	22:26	45	08:24	54	22:24	42
芳507转油站厂界西侧外1m	08:39	53	22:38	44	08:41	56	22:49	45
芳507转油站厂界北侧外1m	08:45	55	22:49	43	08:57	57	22:58	43
标准值	/	60	/	50	/	60	/	50

由表 8.3-3 可知，在本次验收调查监测期间，依托场站厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。

8.3 声环境影响措施有效性分析

本次调查可知，本项目建设区域声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准，本项目油田开发未对声环境造成明显影响。本项目场站机泵集中布置于室内，并加装减震基座、隔声门窗等减振降噪措施。场站、井场机泵产生的噪声经采取相应措施后对周围环境影响不大。根据现有环境监测数据表明，企业采取的污染治理措施能够使噪声达标排放，本项目噪声污染防治措施符合环评文件及其批复的要求。环境污染可控。

9 固体废物环境影响及环境保护措施调查

9.1 污染源及防治措施调查

9.1.1 施工期固体废物防治措施

管道施工废料为一般固体废物，拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。生活垃圾统一收集至各井场生活垃圾存放点，拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处理。

本项目对以上各类固体废物均采取了有效的污染防治措施。

9.1.2 运行期固体废物防治措施

落地油及含油污泥统一收集后拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/3104-2022）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。

含油废弃防渗布统一收集后，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间后，委托有资质单位进行处置。

9.2 固体废物污染防治效果调查

9.2.1 含油污泥处置措施调查

大庆市云泰石化产品有限公司位于黑龙江省大庆市龙凤区龙凤镇刘高手村老村部西侧，北距南七路 0.4km，南距南八路 1.0km，设计年处理含油污泥 18 万吨。

该站采用减量化处理装置生产线和序批式热解析装置生产工艺，含油污泥后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/3104-2022）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）综合利用。

根据大庆市云泰石化产品有限公司验收监测报告，大庆市云泰石化产品有限公司后泥渣含油量满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）农用标准（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。

9.2.2 防渗布处置措施调查

油水井作业期间，井场铺设防渗布以防含油污水渗入地下，减少落地油的产生，在作业结束后，统一收集定期委黑龙江兰溪谷环保科技发展公司处置。危险废物经营许可证见下图。

经调查，本项目运行至今尚未进行油水井作业，无防渗布产生。

10 社会环境影响调查

10.1 施工期社会影响调查

本工程位于黑龙江省大庆市大同区祝三乡境内。工程建设过程中车辆往来可能对区域交通运输造成一定影响，但区域属于农村地区，交通量较小，工程建设时间短，不会造成长时间交通拥堵。

本建设项目未涉及拆迁，建设项目用地范围内无文物古迹、景点及景观。同时，项目的建设促进了当地经济的发展。本项目施工场地周围没有工业企业、学校、医院等敏感点，所以社会影响较小。本项目施工期间未产生扰民现象，无环境投诉事件。

10.2 运营期社会影响调查

截止目前，本项目基建的178口油水井正常运行，未发生环境污染事故及周边村民上访事件。

11 环境风险防范及应急措施调查

11.1 环境风险事故调查

项目的风险事故主要是运营期管线穿孔、储罐破裂造成的泄漏、由于施工质量和操作不当引起的原油泄漏，以及油气泄漏后，一旦遇到明火、高温、雷电和静电放电等点火源，极易引发的火灾和爆炸。

经现场实地调查，本项目运行期间均未发生过原油泄漏等突发环境事故。

11.2 环境风险识别

本工程主要危险物质为原油和挥发产生的烃类气体——油田气，均有易燃、易爆的性质，属于火灾危险性甲类物质。

11.2.1 原油的危险性识别

原油密度为 0.863t/m^3 ，低发热值 10000kcal/kg ，比热 $0.5\text{kcal}/(\text{kg}\cdot^\circ\text{C})$ ，凝固点 33°C ，原油为低毒性物质，其火灾爆炸性主要表现在以下几方面：

(1) 原油的油蒸汽和空气混合达到一定浓度时，遇火即能爆炸。

(2) 易蒸发，原油蒸发主要有静止蒸发和流动蒸发两种，原油容器内压力每降低 0.1MPa ，一般有 $0.8\text{-}10\text{m}^3$ 油蒸气析出，蒸发出的油蒸气由于密度比较大，不易扩散，往往在储存处或作业场地空间地面弥漫飘荡，在低洼地集聚不散，增加了火灾爆炸的危险程度。

(3) 容易产生静电。在易燃液体中石油产品的电阻率一般在 $10^{12}\Omega\cdot\text{cm}$ 左右，电阻率较高，电导率较小，积累电荷的能力越强，因此，石油产生在泵送、灌装、装卸、运输等作业中，流动摩擦、喷射、冲击、过滤都会产生静电，当能量达到或大于油品蒸气最小引燃能量时，就可能点燃可燃性混合气，引起爆炸或燃烧。

(4) 容易受热膨胀、沸溢。原油受热膨胀，蒸气压升高，会噪声储存容器鼓凸现象，相反，高温油品在储存中冷却，会造成油品收缩而使储油容器产生负压，使容器被大气压瘪而损坏。含水油品着火受热还会发生沸溢，燃烧的油品大量外溢，甚至从罐中喷出，引燃其他物品而造成重大火灾和人身伤亡事故。

11.2.2 油田气的危险性识别

油田气主要成分是含大量低分子烷烃混合物，重度为 0.91kg/m^3 （标态），比重 0.7 ，低发热值 1012kcal/m^3 ，比热 $0.4935\text{cal}/(\text{kg}\cdot^\circ\text{C})$ ，最小引燃能量 0.28mJ ，属甲类易燃气

体，与空气混合极易燃烧爆炸，为低毒性物质。

油气田明火极易爆炸。其密度比空气轻时，如泄漏会无限制的扩散，空气形成爆炸性混合物，而且能随风飘动，形成火灾爆炸和蔓延的重要条件，遇明火会引着回热；密度大于空气时，泄漏后易存留在地表、低洼、沟坑、死角处，长时间不散，增加了火灾、爆炸的危险性。

11.3 环境风险影响分析调查

11.3.1 事故状态下大气环境风险分析

原油主要存在于转油站、联合站“三合一”、沉降罐内，天然气主要存在于天然气干燥器内。

原油、天然气均在储罐中密闭贮存，不具备发生火灾爆炸的条件。但是由于储罐的阀门、法兰连接处泄漏，操作失误等情况下，导致大量原油泄漏或天然气释放，在空气中形成易爆炸气体，一旦遇有点火源即可引发火灾、爆炸事故。

事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气、次生CO，对大气环境造成短时的严重污染。

依托场站各处均设有可燃气体报警装置，同时各储罐均设有液面控制装置，并进行信息化统计，本项目投产运行至今，未发生站场原油、天然气泄漏事故。

11.3.2 事故状态下地表水环境风险分析

本项目事故状态下运行期对水体产生污染的途径主要为集油掺水管道、站场原油储罐泄漏。本项目在运行期对集输管道、原油储罐定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，采用外防腐管道，以延长埋地管道使用寿命。另外加强巡检巡视，及时发现问题及时处理事故，对泄漏原油、含油污水及时回收处理。

本项目投产运行至今，尚未发生泄漏污染周围水环境事故。

11.3.3 事故状态下地下水环境风险分析

（1）套管破损对地下水影响分析

事故状态下对地下水的环境影响主要为套管发生破裂发生泄漏。由于井管是由不同长度的节管连接而成，容易在节点处发生破损。根据大庆油田生产实际统计，套管破损的机率一般为万分之一至五万分之一，破损在某一固定结点的机率约为百分之一，则套

损泄漏污染地下水的最大概率约为二百万分之一。可见，套管破损的情况虽然存在，但经过层层防护，危险逐级递减，破损后最终发生气水串层或是油气直接泄漏到含水层造成污染的概率并不大。

本项目投产运行至今，尚未发生套管破损污染地下水环境事故。

（2）管道泄漏对地下水的影响分析

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是集输管道、集油管道、注水管道等事故泄漏。

一旦发生泄漏，原油、含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0-10cm 及 10-30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

集输管道、注水管道站场配备压力阀，外输油管道配备压力实时监控系统，能够及时发现事故，管道各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量凝析油、废水泄露。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

本项目投产运行至今，尚未发生管道泄漏污染地下水环境事故。

（3）站场储罐对地下水的影响分析

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是站场储罐事故泄漏。

一旦发生泄漏，原油、含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0-10cm 及 10-30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

站场储罐配备液面检测装置，能够及时发现事故，各截断阀在事故情况下及时关闭，破损罐内物料转移至事故罐内，避免大量凝析油、废水泄露。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

本项目投产运行至今，尚未发生站场储罐泄漏污染地下水环境事故。

11.3.4 事故状态下对土壤环境风险分析

原油泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0-30cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物

不能生长。

石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。事故性原油的大规模泄漏可影响耕地的生态环境，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。

本项目投产运行至今，尚未发生石油类污染土壤事故。

11.4 环境风险防范措施调查

经调查，本项目环境风险事故主要包括钻井井喷事故、集输系统事故以及场站事故，《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》已针对以上环境风险事故制定了切实有效的，具有针对性的风险防范措施，落实了环评及批复的要求。

11.4.1 集输管线泄漏的防范及处理措施

- (1) 施工队伍经严格挑选，确保了管道施工质量。
- (2) 防腐管道在下沟、回填前均进行了防腐层检测。
- (3) 对工程中使用的设备及附件严格进行了施工安装前的质量检验，检验合格后方进行施工安装。
- (4) 在土壤腐蚀严重地区采用了抗腐蚀的非金属管线，减少由于设施因素引发油水大量泄漏事故的可能性。
- (5) 系统定期进行维修保养，及时更换老化管线、设备。
- (6) 定时对采油井和管线进行了巡查，并加强了夜间巡查，以便及时发现管线、阀门、设备的渗漏、穿孔问题。
- (7) 按时校验了注水系统压力表，保证压力表完好准确。生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，将及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏。

11.4.2 场站事故的防范措施

- (1) 站内对地层压力进行了监控，合理安排注采比，预防了套损事故的发生；
- (2) 站内定时巡检，及时发现并处理了容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免了大量油水泄漏发生；
- (3) 对容器、设备和站内管线定期进行维护保养；
- (4) 火灾的风险防范措施如下：

①油气处理场站大部分区域均为2区爆炸性气体危险环境作业场所，爆炸危险区域内所用的设备、电器、自控仪表均采用防爆型，并符合相应的防爆等级；

②站内对可能散发原油蒸气或可燃气体泄漏并聚集的厂房或封闭作业场所设置了排风系统和可燃气体检测与自动报警装置；

③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。站场可燃气体设备的安全阀出口泄放管已接至火炬系统；

④生产设备集中布置，并布置在全年最小风频风向的上风侧及站内边缘部位；

⑤站内架空输油管线、集油罐均设置了防雷、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了保护接零或接地措施；

⑥转油站等危险较大的场所设置了半固定式消防系统和移动式泡沫灭火器，并设环形消防车道，以便于消防车通行和险情急救；

⑦站场内的防雷接地设施及报警装置定期进行校检，保证安全设施可靠有效。

11.5 应急组织机构及职责

突发环境事件应急组织体系由应急工作领导小组、应急指挥中心、现场应急指挥部组成。突发环境事件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。应急组织机构见图 11.5-1。组成和分工见表 11.5-1。



图 11.5-1 应急组织机构图

表 11.5-1 应急组织、职责分工表

组成	职责
应急领导小组	在模范屯油田应急领导小组的授权下，负责领导环境突发事件的应急救援工作，下达预警、结束预警、启动应急响应、结束应急响应等指令。负责审定环境突发事件现场应急救援方案，研究解决处置过程中的重大问题。根据现场应急救援需要，组织协调应急救援队伍及各类应急物资设备。负责组织环境突发事件专项应急预案的评估、制修订及内部评审。负责审核对外发布和上报的事件信息。贯彻落实模范屯油田应急领导小组的有关指示，视情况向模范屯油田应急领导小组提出向政府及上级主管部门请求支援的建议。
应急办公室	负责编制、修订模范屯油田《环境突发事件专项应急预案》，负责开展环境突发事件及环境应急知识培训，指导模范屯油田所属单位开展环境突发事件的预案编制、演练、修订、备案、应急物资储备工作。落实现场指挥部指令，负责协调现场处置过程中遇到的环保相关问题。落实环境突发事件应急领导小组指令，做好环境应急管理日常工作
现场应急指挥部	根据模范屯油田应急领导小组授权，负责现场应急救援指挥工作，针对环境突发事件发展制定和调整现场应急救援方案。收集现场信息，核实现场情况，保证现场与模范屯油田应急领导小组及地方政府应急部门之间信息传递的及时、畅通。负责整合调配现场应急资源。及时向环境应急领导小组和地方政府汇报应急处置情况。配合地方政府应急救援工作。收集、整理应急处置过程中的有关资料。落实应急终止条件并向大庆油田有限责任公司第八采油厂应急领导小组请示应急终止。编写现场应急救援过程评估、总结报告
应急专家组	为应急救援提供决策建议，参与制订现场应急工作方案。参加现场救援工作，为现场处置提供技术支持。完成环境突发事件应急领导小组交办的其他任务
机关有关部室	机关其他部门负责业务领域内的相关应急管理工作，以及在突发事件处置工作中提供协助和保障。

11.6 应急保障

为了及时处理生产中各类突发事故，建设单位已经针对可能发生的风险事故，结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点，制定了较完善的事故风险应急预案，根据企业提供资料及现场调查，油公司现有总体应急预案，下设突发环境事故专项应急预案、火灾爆炸事故专项应急预案、油田开发突发事故应急预案、集输系统专项应急预案，并针对应急预案每月进行一次风险应急演练，同时根据每个环节可能发生的环境风险准备了突发事件的应急物资，具体见表 11.6-1。

表 11.6-1 应急设施、设备、器材

工艺环节	应急设施、设备、器材	针对事故
转油站	抽油罐车、电焊车、吊车、推土机、水罐车、防爆工具、防毒面具、防火帽、清油器、撇油器、毛毡、擦布、收油桶、消防斧、铁锹、防渗布、回收水池、灭火器、便携式收油罐	场站事故
采油队	抽油罐车、电焊车、吊车、推土机、水罐车、防爆工具、防毒面具、防火帽、清油器、撇油器、毛毡、擦布、收油桶、消防斧、铁锹、回收水池、灭火器、收油桶、应急灯、呼吸器、潜水泵、报警器	管道事故

11.7 应急预案有效性分析

大庆油田有限责任公司第八采油厂编制了《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》，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，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。应急预案制定完毕后，应急预案的实施更为重要。因此，建议大庆油田有限责任公司第八采油厂开展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。本项目运行以来未发生环境风险事故，可见采取的环境风险防范措施及应急预案切实有效。



应急演练现场照片

图 11.7-1 应急演练

12 清洁生产调查

12.1 生产工艺核查

12.1.1 采油、集输工艺

建设项目采用水驱采油工艺，油井采出液采用环状掺水和双管掺水集油工艺密闭输送至计量站，经计量后由密闭管线实施油、水、气三相混合输送至依托转油站进行气液分离，分离油田伴生气经密闭管线外输；转油站、脱水站脱水分离产生的含油污水经密闭管道输送至葡二联合油污水处理站依托处理；脱水后原油外输计入油田产能。

建设项目油井采出液整个集输、处理工艺过程中物料输送均采用密闭方式运行，验收监测调查表明，原油开采、集输及依托场站气、油、水分离输送生产过程，仅井场、依托场站装置动静密封点存在少量的无组织排放非甲烷总烃。整个地面集输生产工艺符合清洁生产实施源头控制的环境保护要求。

12.1.2 井下作业工程的清洁生产

(1) 本项目在修井、清蜡等井下作业时，通过安装防喷器、泄油器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，同时铺设防渗布，减少落地原油排放量，同时减少对地下水的污染。

(2) 本项目井下作业时通过使用作业废水进站装置和井口溢流回收装置，将作业产生的污油、污水收集起来，再打回集输系统，最终进入葡二联合油污水处理站处理达标后回注。

12.2 资源能源利用核查

(1) 生产过程中，采用多种措施减少新鲜水的消耗，如含油污水处理达标后回注。

(2) 油气集输采用密闭流程可有效控制轻烃损耗。

(3) 加热炉均采用了高效节能型加热炉，降低燃料气消耗。

12.3 末端治理技术调查

12.3.1 废气污染治理

建设项目运营中，大气污染固定源为依托转油站加热炉，所有依托转油站加热炉均采用清洁能源（天然气）为燃料，烟气污染物排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）排放限值要求。

12.3.2 废水污染治理

本项目油井产液分离产生的含油污水、油水井作业污水、水井洗井污水均进入宋一联含油污水处理站处理。

含油污水处理站处理后出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中限制要求：含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ，回注地下开采油层，不外排，废水回用率为100%

12.3.3 固废污染治理

本项目进行井下作业时，铺设防渗布，落地油回收率为100%，落地油、站场清淤含油污泥拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处理，处理后污泥委托大庆市云泰石化产品有限公司，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）要求，返回油田作业区内可用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动；或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动。

含油废弃防渗布统一收集，定期委黑龙江兰溪谷环保科技发展公司处置。固废处置率为100%。

12.4 环境管理调查

建设单位已取得《排污许可证》，建设项目运营中污染物排放达到相关排放标准，符合国家环境保护法律、法规、标准、规范要求。

建设单位清洁生产管理职能设置在大庆油田有限责任公司第八采油厂质量安全环保部，配备了相关管理人员。

大庆油田有限责任公司第八采油厂建立并运行了健康、安全和环境（HSE）管理体系。

13 污染物排放总量控制调查

本项目的生产废水没有直接排入外环境，本项目不新增定员，运行期无新增生活污水。由于本项目不新增加热设备，依托的场站加热炉设备在建设时，对总量进行了核算，因此本项目新增依托场站产生的颗粒物、二氧化硫、氮氧化物为分担量，不新增总量。

本项目非甲烷总烃挥发量为 66.91t/a，符合环评阶段提出的排放量控制指标要求。

14 环境管理及环境监测计划落实情况调查

14.1 环保审批手续及“三同时”执行情况

本项目自立项以来，建设单位按照《中华人民共和国环境保护法》、《建设项目环境保护管理条例》以及环境保护主管部门的要求和规定，严格执行了环境影响评价制度。

2022年7月，大庆经略环保科技有限公司编制了《2022年宋芳屯油田芳11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目环境影响报告书》，大庆市生态环境局于2022年12月23日对本项目环境影响报告书进行了批复（庆环审[2022]194号），环保手续齐全。

随后建设单位严格按照环评及批复要求进行了环保设施与主体工程的建设，环保设施与主体工程同时设计、同时施工和同时投产使用（三同时），并对施工时期产生的污染进行了控制，对临时占地进行了平整恢复。

投入营运后，建设单位严格按照环评文件及生态环境局批复执行环境保护措施，投入了一定的人力、物力，加强管理和养护，对临时占地破坏的植被进行了及时恢复，目前长势良好，水土流失得到治理。并按规定程序提出了竣工验收申请；环境影响报告书及其批复的提出的各项环保措施均已落实。

综上所述，建设单位执行了建设项目环境保护“三同时”制度。

14.2 环保管理机构的设置及人员配备

本项目的环境管理由大庆油田有限责任公司第八采油厂负责，大庆油田有限责任公司第八采油厂已经建立了HSE管理体系和相应的管理机构。HSE管理体系针对废水、废气、噪声、固废排放管理和资源能源消耗、化学品使用、各类跑冒滴漏等方面制定了运行控制程序和相应的管理制度，各采油作业区都制定了更为细化的针对性的作业指导书。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，庆模范屯油田有限责任公司设HSE管理小组。各层下属单位设环保员一名，相应基层单位经理为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。

14.3 环境管理规章制度

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，同时大庆油田有限责任公司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。

（1）施工期环境管理

本工程施工期环境管理工作由大庆油田有限责任公司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。由大庆油田有限责任公司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QHSE管理网络，在油田已有QHSE指挥部的基础上，配备QHSE现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

环境管理工作包括钻井、井下作业、地面建设施工全过程。针对钻井过程管理、井喷等事故的预防和处理上，制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复措施等。环境管理重点为废弃钻井液、钻井污水、钻井岩屑、废弃射孔液、试压废水、生活污水、生活垃圾等污染物的收集和处理。

（2）运营期环境管理

①环境管理体系建设情况

大庆油田有限责任公司第八采油厂已逐步形成完整的QHSE管理体系。该体系执行《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014），其中环境管理的内容符合ISO14000系列标准规定的环境管理体系原则以及天然气开采、集输等有关标准的要求。

大庆油田有限责任公司第八采油厂设有二级HSE管理网络，在油田已有HSE指挥部的基础上，分别配备数名HSE现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

②环境管理机构及制度建设情况

本工程环境管理归大庆油田有限责任公司第八采油厂管理，逐级落实岗位责任制；各层下属单位设环保员一名，相应基层单位经理为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。

根据现场调查，大庆油田有限责任公司第八采油厂针对企业实际制定了如下切实可行的应急防范措施：

①制定严密的操作规程。所有操作人员熟悉规程并遵照执行。部门定期检查操作人员对规程的掌握与执行情况，对不合格者进行培训考试。对操作规程的不完善部分，及时进行修订；

②定期巡线。定期巡线可及时发现管道运行过程中出现的问题，预防沿线可能发生的土方施工对管道的侵害，对靠近管道的土方施工单位进行安全警示，以防破坏管道。对恶意破坏管道者及时制止并报告警方。

③建立和完善了各项环境风险应急预案。

为了及时处理生产中各类突发事故，建设单位已经针对可能发生的风险事故，结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点，制定了较完善的事故风险应急预案，根据企业提供资料及现场调查，目前大庆油田有限责任公司第八采油厂已建立较完善的应急预案体系，预案为《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》，在大庆市油田有限责任公司应急管理办公室进行了备案，并在2021年9月在肇州县生态环境局进行备案。并定期进行演练。

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，同时大庆油田有限责任公司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。

14.4 环保设施运行情况调查

本项目按要求进行了各项污染防治设施建设，环保设施及措施投用率为100%。验收监测期间本项目各项环保设施运转正常，环保设施运行、检查记录齐全、完整。

建设单位在日常运营过程中仍需做好跟踪监测井的监管，并与跟踪监测井所属村民或管理者做好沟通，以防因井口外漏、管壁破裂或者其他原因造成地面清洁废水或废油倒灌或渗入井内而造成地下水污染。

14.5 固体废物处置及综合利用调查

本项目管道施工废料为一般固体废物，拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。拆除机泵拉运到大庆油田有限责任公司第八采油厂资产回收库。生活垃圾统一收集至各井

场生活垃圾存放点，拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处理。落地油及含油污泥统一收集后拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/3104-2022）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。含油废弃防渗布统一收集后，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间后，委托有资质单位进行处置。

14.6 验收监测质量控制

14.6.1 监测分析方法及监测仪器

本项目分析方法及监测仪器详细情况详见分析附件监测报告。

14.6.2 人员资质

本次验收监测委托了第三方有资质单位进行检测，为黑龙江省吉瑞达检测科技有限公司进行了环境监测工作。

14.6.3 质量保证措施

方法采用国家有关部门颁布的标准（或推荐）分析方法，样品分析中采用平行双样进行质控。监测中所使用的各类仪器，经计量检定机构检定或校准，检定合格且在有效期内。所有监测人员经过考核并持有合格证书；监测数据严格实行三级审核制度，经过校对、校核，最后由技术总负责人审定。

为了确保监测数据的代表性和准确性，对监测的全过程（包括布点、采样、样品贮运、实验室分析和样品处理）进行了质量控制。

实施内部质量控制采用以下方法：

- （1）使用有证标准物质和质控样进行监控和核查。
- （2）空白试验、平行样测定测定。
- （3）对检测过程的各种技术要求进行复核。

具体如下：

（1）验收监测方法按照验收监测评价的标准要求，采用标准中列出的标准测定方法，尚未列出测定方法的污染物，其测定方法选择国家、地方及行业现行标准测定方法。

（2）验收监测人员均经考核并持证上岗，监测用仪器都经过计量检定并在有效期内。

（3）标准物质监控

实验室直接用合适的有证标准物质或内部标准样品作为监控样品，定期或不定期将

监控样品以比对样或密码样的形式，与样品检测以相同的流程和方法同时进行，检测室完成后上报检测结果给相关质量控制人员，也可由检测人员自行安排在样品检测时同时插入标准物质，验证检测结果的准确性。

（4）空白测试

空白测试又称空白试验，是在不加待测样品(特殊情况下可采用不含待测组分，但有与样品基本一致基体的空白样品代替)的情况下，用与测定待测样品相同的方法、步骤进行定量分析，获得分析结果的过程。空白试验测得的结果称为空白试验值，简称空白值。空白值一般反映测试系统的本底，包括测试仪器的噪声、试剂中的杂质、环境及操作过程中的沾污等因素对样品产生的综合影响，它直接关系到最终检测结果的准确性，可从样品的分析结果中扣除。通过这种扣除可以有效降低由于试剂不纯或试剂干扰等所造成的系统误差。

（5）重复测试

重复测试即重复性试验，也称为平行样测试，指的是在重复性条件下进行的两次或多次测试。重复性条件指的是在同一实验室，由同一检测人员使用相同的设备，按相同的测试方法，在短时间内对同一被测对象相互独立进行检测的测试条件。

（6）废气采样前对仪器流量计进行校准，并检查气密性；采样和分析过程中严格按照《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）和《空气和废气监测分析方法》（第四版）进行；废气监测实行全过程的质量保证，有组织排放源技术要求执行《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》（GB/T16157-1996）、《固定源废气检测技术规范》（HJ/T397-2007）、《固定污染源监测质量保证和质量控制技术规范（试行）》（HJ/T373-2007）；无组织排放源监测技术要求按照《无组织排放监测技术导则》（HJ/T55-2000）、《空气与废气监测质量保证手册》进行。

声级计测量前后均经标准声源校准且合格，测试时无雨雪、无雷电，风速小于 5.0m/s。噪声监测质量保证和质量控制严格按照《环境监测技术规范》（噪声部分）和标准方法的有关规定执行。声环境标准满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。

水样的采集、运输、保存、实验室分析和数据计算的全过程均按照《环境水质监测质量保证手册》（第四版）的要求进行。即做到：采样过程中采集不少于 10%的平行样；实验室分析过程加不少于 10%的平行样。

（7）采样的质控：

①采样时，首先用样品荡洗采样器，再用采集的样品反复荡洗样品容器 3~5 次。

②对含石油类废水一般应采集水面下10~15cm处的乳化油水样。

③含油和悬浮固体含量的废水样品，应粉笔单独定容采样，全部用于测定。

④废水的采集，应特别注意样品的代表性，防止受沾污以及运输过程中保证待测组分不发生变化。

⑤必要时，分析人员应在现场进行前处理。采样前，必须了解与排放废水有关的工艺流程和治理措施，以便于判定存在的干扰和作必要的预处理。

⑥水样采集后，在现场根据所测项目的要求添加保存剂。盖好盖塞，填写标签贴在容器壁上。记好采样记录，填好送样单。将样品妥善装箱准备运交实验室。

验收监测的采样记录及测定结果按测定方法标准和监测技术规范要求进行数据处理和填报，测定结果和验收监测报告按有关规定和要求严格执行三级审核制度，经校核、审核，最后由技术负责人审定。

14.7 环境监测计划落实情况

本次验收对开发区域环境质量及污染源排放情况进行了监测，根据本次验收调查对项目各场站、井场、敏感点的监测结果可知，本项目运行未对环境造成明显影响。在本项目通过验收正式投产后，根据运行期油田污染的特点，企业应将本项目环境监测工作委托于有资质的环境监测单位，按《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）的要求进行环境监测，具体见表 12.7-1。

表 12.7-1 环境监测计划表

序号	监测内容	监测项目	监测点位	检测时间及频率	与环评时期落实情况
1	噪声	连续等效 A 声级	井场和场站厂界外 1m	1 次/季	已落实
2	废气	非甲烷总烃	井场、场站等厂界上风向 1 个、下风向 3 个	1 次/季	已落实
		非甲烷总烃	宋二联厂界外上风向 1 个、下风向 3 个	依托现有监测计划	已落实
3	地下水	pH、氨氮、石油类、挥发性酚类、石油烃、汞、砷、六价铬	地下水跟踪监测点位	1 次/半年	已落实，频次结合 HJ 1248-2022，改为 1 次/半年
4	土壤	pH、石油类、石油烃、汞、砷、六价铬	区域范围内 2 个点位	1 次/年	已落实，频次结合 HJ 1248-2022，改为 1 次/年
5	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类	事故发生处	事故发生后 24 小时内	已落实

14.8 排污许可证制度执行情况

本项目隶属于大庆油田有限责任公司第八采油厂负责，根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84号）及生态环境部部令第11号《固定污染源排污许可证分类管理名录（2019年版）》的有关规定，大庆模范屯有限责任公司申请了排污许可证证书（2021年5月13日）编号：912306217336497473001W，核发行业类别为：陆地石油开采、锅炉、工业炉窑、水处理通用工序。有效期限2021年5月13日至2026年5月12日。

建设项目及其依托场站不新建加热炉，污染物排放口位置、排放方式、排放去向、种类、排放量及排放浓度均未发生变化，根据《排污许可管理条例》（2021年3月1日施行）第十五条要求，建设项目沿用大庆模范屯有限责任公司《排污许可证》进行管理。

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评[2017]4号）有关要求，明确建设单位是竣工环境保护验收的责任主体，排污许可是竣工环保验收的前置条件，纳入排污许可管理的建设项目，无证排污或者不按证排污的，建设单位不得提出验收合格的意见。由于建设单位已取得合法排污行政许可，因此具备竣工环境保护验收条件要求。

14.9 环保投资情况调查

本项目实际总投资为32205.5万元，相比环评时期32429.3万元，减少了223.8万元，主要为批复概算核减，实际环保投资为637万元，相比环评时期665万元，减少了28万元，环保投资占总投资的1.98%，具体环评阶段与实际运行投资情况见表14.9-1。

表 14.9-1 本项目环保投资情况一览表 单位：万元

环保工程名称	环保措施	环评估算投资	实际投资	变化量
废气	洒水抑尘、设置挡风板、设置料棚、遮盖苫布等	60	55	相比环评减少
	①油气集输采用密闭流程，最大限度降低非甲烷总烃的挥发；②加强对设备和管道的检查和维护，最大限度降低场站及储罐和管线的油气挥发；③加强对集输气设备的日常巡检和及时维护，控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制掺水和外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度。	45	45	与环评一致
废水	施工营地设置防渗旱厕	20	16	相比环评减少

	管线试压废水由罐车分批运至宋一联污水站处理后回注油层	25	22	相比环评减少
地下水污染防治	井场、管线地下水分区防渗措施	26	28	相比环评增加
	池体重点防渗	10	10	与环评一致
噪声	施工噪声安装消声器、隔声减震等降噪措施，选用低噪声设备、维护和保养	102	100	相比环评减少
	采用低噪声设备，阀组间采取降噪减震措施	20	18	相比环评减少
固体废物	落地油、油泥（砂）、废防渗布处理	30	25	相比环评减少
	生活垃圾处置	8	5	相比环评减少
生态恢复	占地按照规定进行经济补偿	300	298	相比环评减少
环境风险	配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行施工期环境风险员工培训、定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	15	15	与环评一致
合计		665	637	/

14.10 小结

本项目环保审批手续及有关的档案资料齐全，本工程在施工及运营阶段的环境管理措施基本得到落实，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，运行期间提出了竣工环保验收申请；本项目环保设施投用率为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，总量控制污染物的排放量均在核定的总量控制范围内；本项目环保投资占总投资的3.53%，环保投资均已合理利用。

15 调查结论

通过对2022年宋芳屯油田芳11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目的环境影响调查，对有关技术文件、工程资料的分析，对本项目各项环保规章、制度及措施执行情况的调查，对环境保护设施的调查和监测以及生态环境的分析与评价，我们从环境保护角度对本项目做出结论和提出建议。

15.1 项目实际建设内容

本项目实际实际基建了油井102口，其中91口油井采用了单管环状掺水集油流程、11口油井采用了电加热集油流程，新建了单井集油掺水管道12.57km，更换了3座转油站外输泵，扩改建宋一联脱水站；实际基建了注水井76口，其中改造老井45口，扩建1座注水站，新建10座配水间，扩改建9座配水间，新建了注水干线10km，新建了单井注水管线45.42km；扩建2座污水站，新建了调水管线0.9km；新建了井场变电站40座，利旧井场柱上变2座，新建了10kV产能线路3.67km，新建了线路无功补偿装置700kVar，新建了防窃电装置19台，改造6座已建站配电；新建了6.9km通井砂石路、2.45km通井土路；在依托的宋芳屯含油污泥处理站内新建了1座初期污染雨水收集池和1座应急事故水池；建成后年产能为 4.72×10^4 t。实际总占地面积为72.68hm²，相比环评时期73.06hm²，减少了0.38hm²，其中永久占地面积与环评时期一致为3.69hm²，临时占地面积68.99hm²，相比环评时期69.37hm²，减少了0.38hm²。本项目实际总投资为32205.5万元，相比环评时期32429.3万元，减少了223.8万元，主要为批复概算核减，实际环保投资为637万元，相比环评时期665万元，减少了28万元。环保投资占总投资的1.98%。

15.2 环境保护措施落实情况调查结论

15.2.1 废水

根据现场调查可知，项目在环评和批复中提出的各项水污染控制措施在工程开发建设中都得到了落实。本项目产生的生产污水处理达标后全部回注油田，项目没有设置工业污水排放口，生产污水不外排。本项目的水污染防治措施符合环评文件及其批复的要求。对地下水环境影响不大。根据现有环境监测数据表明，企业采取的污染治理措施能够使废水达标后回注，环境污染可控。

15.2.2 废气

通过现场调查及监测结果表明，油田生产采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在0.015%以内，场站、井场无组织排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中限值要求；依托场站内排放的非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录A排放限值要求。涉及的场站加热炉和采暖炉均使用处理后的干气（天然气）作燃料，排放的废气污染物符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建燃气锅炉标准限值的要求。本项目的大气污染防治措施符合环评文件及其批复的要求。

15.2.3 噪声

本项目在开发建设过程中，尽可能地选用了低噪声设备，并对噪声较大的设备统一布置在室内，并加装了隔声门窗，有效减少了噪声的排放。通过对本项目井场的现场勘查与噪声监测可知，本项目井场昼间噪声、夜间噪声经距离衰减后均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求，落实了环评及批复中的噪声污染防治措施，对区域声环境影响不大。

15.2.4 固体废物

本项目施工期管道施工废料为一般固体废物，拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。生活垃圾统一收集至各井场生活垃圾存放点，拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处理。落地油及含油污泥统一收集后拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/3104-2022）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。含油废弃防渗布统一收集后，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间后，委托有资质单位进行处置。本项目固体废物全部得到合理处置，符合环评文件及其批复的要求。

15.3 环境影响调查结论

15.3.1 生态影响调查结论

本项目在施工和生产过程中，按照项目“工程设计”及“环境影响报告书”的要求，采取了一系列生态保护和恢复措施，没有改变项目区的生态系统结构与功能，项目区的生态组分及生物多样性未受影响，生态格局变化不大；本项目除了占地直接减少了粮食产量外，对生态的影响较小。通过现场勘查，临时占地生态已经得到较好恢复。

15.3.2 水环境影响调查结论

通过对项目区域地下水质量监测结果与环评阶段对比表明，地下水质量并无明显变化，本项目油田开发对地下水环境质量影响不大。

15.3.3 大气影响调查结论

环境质量现状监测结果表明，项目区非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》要求。与环评监测结果比较，本项目建设前（评价阶段）后（验收阶段）项目区域的环境空气质量相比相差不大，说明本项目开发建设对项目区域的环境空气质量影响不大。

15.3.4 声环境影响调查结论

声环境质量现状监测结果表明，项目区域声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准，村屯声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1类标准，与环评监测结果比较，本项目实施前（评价阶段）后（验收阶段）项目区的声环境质量没有明显的变化，说明本项目开发建设没有对项目区域的声环境质量产生明显的不利影响。

15.4 环境风险防范与应急措施调查结论

本项目运行期涉及多种环境风险，针对各种事故风险，建设单位在设计中充分考虑了选址、总图布置、工艺、自动控制等方面的安全问题，提出了许多安全措施，这些措施在建设和运行过程中已经得到了落实。建设单位具备健全的HSE管理制度，并针对存在的风险因素编制了《大庆油田有限责任公司第八采油厂突发事件专项应急预案》，辨识了危险源，明确了各要害部位、重点岗位的管理责任。重要工作岗位的工作人员都持证上岗，并定期进行安全检查、培训和应急预案演练，发现问题及时整改，以消灭事故隐患。

本项目运行以来未发生过环境风险事故，说明本项目采取的环境风险防范措施有效。

15.5 环境管理调查结论

本项目所在的大庆油田有限责任公司第八采油厂成立了环境保护工作领导小组，任命了环境管理者代表，建立和完善了环境管理方面的各种规章制度、岗位责任、考核办法、奖惩制度等，对油田的管理与监督、污染治理和废物综合利用、污染和事故的预防等方面作了具体的规定。由于油田在生产过程中注重环境管理，

没有因管理失误造成不良的环境影响。

15.6 总结论

综上所述，2022年宋芳屯油田芳11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目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，环保设施运行完整且生态恢复情况较好。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，没有发生环境影响投诉事件。本项目符合竣工环境保护验收调查的条件及要求，建议通过验收。

大庆市生态环境局文件

庆环审〔2022〕194号

关于 2022 年宋芳屯油田芳 11（自营）区块 葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程 项目环境影响报告书的批复

大庆油田有限责任公司第八采油厂：

你单位报送的《关于申请审批2022年宋芳屯油田芳11(自营)区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目环境影响评价文件的函》及相关材料收悉。经研究，批复如下：

一、项目基本情况

该项目建设性质属于改扩建，项目代码为2205-230606-04-01-830058，建设地点位于大庆市大同区祝三乡境内，项目总占地面积为73.06hm²，其中永久占地面积3.69hm²，临时占地面积69.37hm²。该项目基建油井102口，其中91口油井

- 1 -

采用单管环状掺水集油流程，11口油井采用电加热集油流程，充分依托已建集油系统能力，就近搭接至已建阀组间，新建单井集油掺水管道11.47km，3座转油站外输泵更换，扩改建脱水站1座（宋一联脱水站）；基建注水井76口，其中改造老井45口，扩建注水站1座，新建配水间10座，扩改建配水间9座，新建注水干线10km，新建单井注水管线45.3km；扩建污水站2座，新建调水管线0.5km；新建井场变电站47座，利旧井场柱上变2座，新建10kV产能线路6.8km，新建线路无功补偿装置700kVar，新建防窃电装置19台，已建站配电改造6座；新建6.9km通井砂石路，其中2.8km在低洼地内，4.1km在耕地内，新建2.45km通井土路，其中的0.75km在低洼地内，1.7km为耕地内的通道；在依托的宋芳屯含油污泥处理站内新建初期污染雨水收集池1座和应急事故水池1座；建成后年产能为 4.72×10^4 t。项目总投资32429.3万元，其中环保投资665万元。

在全面落实《2022年宋芳屯油田芳11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目环境影响报告书》（以下简称《报告书》）和本批复提出的各项生态环境保护措施后，对环境的不利影响可以得到缓解和控制。我局原则同意该《报告书》的环境影响评价总体结论和各项生态环境保护措施。

二、项目建设的主要生态环境保护措施

（一）生态保护措施。施工期，加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被。埋设管线时，

尽量窄控，采取平埋方式进行，以便尽快恢复植被。施工过程中不打乱土层，先挖表土层单独堆放，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。施工结束后及时恢复被破坏的地表形态和植被。**运营期**，严格控制油井作业占地，普通井下作业不新征临时占地，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，污泥回收后做无害化处理。

(二) 水环境保护措施。**施工期**，生活污水排入临时防渗旱厕，施工结束清掏外运用作农家肥，旱厕进行卫生填埋处理，试压废水拉运至宋一联污水站处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求后，回注油层。**运营期**，油井采出液分离出的含油污水，管输至宋一联污水站处理，作业污水，洗井污水拉运至宋一联污水站处理，以上废水处理均满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求后回注油层，拉运污水集中接收场站要建设监控装置，并接入市生态环境局监控平台，污水拉运过程要建立台账，并接受视频监管。

(三) 地下水和土壤污染防治措施。地下水实施分区防控，集油管道采取重点防渗措施，采用无缝钢管，管道设计壁厚的腐蚀余量为3mm，管道的外防腐等级采用特加强级，连接方式采用焊接；初期污染雨水收集池，应急事故水池采取重点防渗措施，敷设1.5mm高密度聚乙烯(HDPE)土工膜和厚10cm混凝土构

筑防渗层，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区防渗要求；油井作业时采取重点防渗措施，地面铺设 1.5mm 厚防渗土工布进行防渗处理，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区防渗要求。井场采取简单防渗，地面进行平整夯实处理，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区防渗要求。作业时必须保证含油污泥不落地，具备条件的井场应铺设防渗布并设置钢制污油回收槽，暂不具备条件的井场应铺设防渗布。保留防渗工程施工期影像资料备查。加强防渗设施的日常维护，对出现破损的防渗设施应及时修复和加固，确保防渗设施牢固安全，防止污染地下水和土壤。

建立完善的地下水和土壤监测制度。依托村屯设置跟踪监测井 3 口：在地下水流向上游东升村水井设置 1 口背景监测井，在盛广和屯水井，王殿坤水井设置 2 口跟踪监测井，定期进行监测，发现问题及时处理。严格落实地下水和土壤监测计划。一旦出现土壤和地下水污染，立即采取应急措施，减少对水体和土壤的不利环境影响。

（四）大气环境保护措施。施工期，土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施，大风天气停止土方工程施工作业。合理规划道路运输路线。管线沿道路走向设计，控制施工作业带宽度，避免施工对土地和地表植被的扰动。施工场界颗粒物满足《大气

-4-

污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表2无组织排放监控浓度限值标准要求。**运营期**,原油集输采用密闭流程,加强对设备和管道的检查和维护。加强对设备和管道的检查和维护,加强对集输气设备的巡检和维护,控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量。加强井下作业管理,提高落地油回收率,减少烃类气体挥发。井场及依托场站无组织排放非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放标准限值要求,2023年1月1日起执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中的相关标准要求。依托场站厂区内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中的相关标准要求。依托场站加热装置产生的燃烧烟气中颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表1燃气锅炉标准。

(五)声环境保护措施。**施工期**,选用低噪声设备,合理安排施工时间,高噪声设备远离居住区一侧布局,注意对施工机械保养,合理操作保证施工机械保持在最佳状态,禁止夜间施工。施工期噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)要求。**运营期**,选用低噪声设备,机泵等固定设备设置减振基础,采取厂房隔声等措施,注意对设备的维护保养。井场,依托场站等厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求。

(六)固体废物污染防治措施。**施工期**,生活垃圾收集后运

至大同区生活垃圾填埋场填埋处理。管道施工废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。**运营期**，含油污泥、落地油属于危险废物（HW08），委托宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处置，处置后的污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/3104-2022）要求后，用于在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动；或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动。作业产生的废含油防渗布属于危险废物（HW08），暂存在第八采油厂三矿危废暂存间，最终委托资质单位处理。

（七）环境风险防控措施。加强管理，保证施工质量。定期检测集输及注水管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新。建立施工质量保证体系和规章制度，提高施工检验人员的水平，及时正确修补并做好记录，避免因严重操作失误而造成的事故。建立并严格执行安全生产责任制度，制定操作手册、维修手册、应急操作规程等，相关人员培训后持证上岗。定期对工人进行安全和环境保护意识教育。加强对工程附近居民的宣传教育，减少、避免第三方破坏事故。对管线腐蚀情况定期检测，及时维修或更新。在开工建设前应制定完善突发环境事件应急预案并到项目所在地生态环境主管部门备案。加强风险防控预警体系建设，定期开展应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

- 6 -

三、应建立企业内部生态环境管理机构和制度，明确人员和职责，加强生态环境管理。项目实施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。项目建成后，应按规定程序实施竣工环境保护验收。

四、环境影响评价文件经批准后，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环评文件。自本批复文件发布之日起超过五年，方决定该项目开工建设的，其环境影响评价文件应当报我局重新审核。

五、由大庆市生态环境保护综合执法局组织开展该项目“三同时”监督检查和管理工作。

大庆市生态环境局
2022年12月23日



抄送：大庆市生态环境保护综合执法局。

大庆市生态环境局办公室

2022年12月23日印发

-7-

附 2：含油污泥与废防渗布处理合同



报审序号：2024-9296

合同编号：DQYT-0508003-2024-CL-2278

固体废物处置合同
2024 年八厂含油污泥无害化处理

大庆油田有限责任公司
与
大庆市庆兴环保科技有限公司

2024年7月 | 日签署



目 录

1. 固体废物处置的内容、标准和方式.....	2
2. 固体废物处置的期限、地点.....	3
3. 固体废物的接收、运输和处置.....	4
4. 费用及支付.....	10
5. 权利和义务.....	14
6. 健康、安全生产及环境保护.....	16
7. 保密.....	16
8. 诚信合规.....	17
9. 不可抗力.....	18
10. 违约责任.....	19
11. 合同解除.....	21
12. 通知.....	22
13. 法律适用及争议解决.....	23
14. 合同效力及其他约定.....	24
附件一.....	27
附件二.....	43



本固体废物处置合同（“本合同”）由以下双方在第八采油厂签订。

委托方（简称“甲方”）：大庆油田有限责任公司
住所：黑龙江省大庆市让胡路区龙南
企业（法人）统一社会信用代码：91230607716675409L
法定代表（负责）人：朱国文

受托方（简称“乙方”）：大庆市庆兴环保科技有限公司
住所：黑龙江省大庆市肇源县大兴乡联结村
企业（法人）统一社会信用代码：91230622MA1C207T2Q
法定代表（负责）人：郑玉峰

甲方和乙方以下合称“双方”，单称“一方”。

根据《中华人民共和国民法典》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等有关法律法规的规定，本着自愿、平等、公平和诚实信用的原则，双方就本合同项下固体废物处置事宜，协商一致，签订本合同。

1. 固体废物处置的内容、标准和方式

乙方应根据甲方的委托，按照本条约定的内容、标准和方式处置有关固体废物。

1.1 处置内容：

待处置固体废物名称：含油污泥；

暂估固体废物数量：8000 吨；

该数量为暂估数量，实际处置量应按照本合同第 3.3.2 条确定。

1.2 处置标准

1.2.1 乙方处置本合同项下的固体废物，应遵循以下标准：

1.2.1.1 含油污泥交付后，乙方应按 DB23/T3104-2022《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》标准等有关技术规范及标准制定处置方案和相应措施进行妥善处置，禁止二次拉运处理，发生私自处置、掩埋、倒卖、安全事故、环境污染事件或受到政府监管部门处罚的，由乙方承担全部责任；

1.2.1.2 乙方确保含油污泥处理后渣土的石油类 $\leq 0.3\%$ 的要求，完工后由甲方验收。

1.2.1.3 乙方应具备存放含油污泥处理后产生的油、水、渣暂存设施并建立完善的含油污泥处理台账以及跟踪记录，确保处理后油、水、渣去向合规，保证数据真实有效和可追溯性。

1.2.1.4 乙方不得将处理后的油、水、渣非法转卖，产生的油、水需运输至甲方指定地点，由甲方负责运输。原油数量按照运送前对含油污泥检测的含油量计算；

1.2.1.5 该项服务价格为全成本价格，所产生的各类油（或含油污水）归油田所有。



1.2.2 如果第 1.2.1 条约定标准在本合同有效期内发生修订、废止、替代等情形，或出现新的应当适用于本合同固体废物处置工作的标准，则乙方应执行最新适用的标准；若各标准之间就同一事项要求不一致，则应执行技术要求最高的标准。

1.3 处置方式热裂解处置。

2. 固体废物处置的期限、地点

2.1 处置期限：自 2024 年 7 月 1 日 开始至 2024 年 12 月 31 日止。

2.2 处置地点：大庆市肇源县大兴乡联结村东侧 3 公里处。

3. 固体废物的接收、运输和处置

3.1 固体废物的接收

3.1.1 在合同有效期内，甲方有权在任何时间向乙方发出书面通知，要求乙方接收待处置固体废物（危险废物转移联单）。危险废物转移联单应当载明必要的信息以便乙方进行接收，这些信息包括：

- (1) 待处置固体废物的名称；
- (2) 待处置固体废物的数量/质量/体积；
- (3) 待处置固体废物的物理形态；
- (4) 待处置固体废物的包装或容器情况；
- (5) 待处置危险废物的名录代码；
- (6) 本次接收事宜的甲方经办人信息；
- (7) 其他：/。

3.1.2 乙方应当在收到危险废物转移联单后 1 日内对需接收内容予以确认，并以书面形式告知甲方其派车接收的相关信息，包括：

- (1) 人员信息，包括人员数量、人员名称、人员联系方式等；
- (2) 车辆信息，包括出车时间、到达时间、出车数量、车辆种类、车辆载重、使用年限、车牌号等；
- (3) 委托第三方运输的，还应包括受托的第三方运输单位的名称、运输资质等。

3.1.3 如乙方对需接收内容有异议的，就无异议部分，乙方应当按照本条约定进行接收；就有异议部分，乙方应在第 3.1.2 条约定的期限内书面通知甲方，双方就就有异议部分及时协商、共同确认。

3.1.4 除非双方另有约定，乙方应当在完成第 3.1.2 条约定的书面确认后 1 日内完成接收。

3.1.5 乙方应在含油污泥暂存池或危险废物转移联单中另行指定的地点接收待处置固体废物。

3.1.6 甲方负责待处置固体废物在接收地点的过磅计量工作（“出场过磅”），乙方应根据甲方的要求提供协助。过磅单/装运单/或确认装车情况的其他单证和危险废物转移联单应当依据出场过磅结果填写，但双方另行协商确定的除外。

3.1.7 如出场过磅结果与双方根据第 3.1.2 条和/或第 3.1.3 条确认的结果有差异的，应当以出场过磅结果为准，但双方另行协商确定的除外。

3.1.8 如甲方交付的待处置固体废物不符合本合同约定的，由乙方就不符合约定部分重新提出报价方案交甲方。如双方对新报价方案协商达成一致的，由乙方按照协商结果处置；如无法协商一致的，乙方应当将已由乙方接收的待处置固体废物退回甲方，退回费用由甲方承担。

3.2 固体废物的运输

本合同项下待处置废物的运输责任执行 3.2.2 条规定。

3.2.1 本合同项下待处置废物由乙方安排运输。

(1) 运输方式为道路运输/水路运输/铁路运输/其他方。乙方可以自行运或也可以委托具有相应运输资质的第三方运输企业代其运输。委托第三方运输企业运输的，乙方应自行承担运费，且应确保并促使其委托的第三方运输企业遵守本第 3.2.1 条的约定。



(2) 甲方应在接收地点将待处置固体废物交付给乙或其委托的第三方运输企业,乙方负责将待处置固体废物从接收地点运至处置地点,并负责卸车工作。

(3) 交付的时点为乙方或其委托的第三方运输企业在接收地点开始装车之时,甲方有权派遣人员跟车。待处置固体废物交付前,任何与待处置固体废物(包括包装或容器)相关的环境、安全、健康义务和责任由甲方承担。待处置固体废物交付后,任何与待处置固体废物(包括包装或容器)相关的环境、安全、健康义务和责任由乙方承担。在装车、运输、卸车等活动中,乙方或其委托的第三方运输企业应当严格遵守《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《中华人民共和国道路运输条例》、《道路危险货物运输管理规定》、《国内水路运输管理条例》、《船舶载运危险货物安全监督管理规定》、《铁路安全管理条例》、《铁路危险货物运输安全监督管理规定》等有关法律法规的规定,并承担装车、运输或卸车过程中发生的有关环保、安全、交通事故的责任。运输危险废物的,乙方或其委托的第三方运输企业应当根据废物特性,采用符合相应标准的包装物、容器和运输工具。

(4) 乙方或其委托的第三方运输企业应当在完成运输后2日内将待处置固体废物的运输情况书面告知甲方。

(5) 其他约定: /。

3.2.2 本合同项下待处置废物由甲方安排运输。

3.2.3 其他约定: /。

3.3 固体废物的处置

3.3.1 乙方应负责待处置固体废物在处置地点进行的过磅计量工作(“入库过磅”),甲方有权全过程参与监督。乙方在完成入库过磅后当日立刻向甲方提供书面计量结果,甲方有权派遣人员参与入库过磅。过磅单和危险废物转移联单应当依据出场过磅结果填写,但双方另行协商确定的除外。

3.3.2 乙方在本合同项下实际处置的固体废物的数量(“实际处置量”)为入库过磅结果所示数量;但是,如果入库过磅结果与出场过磅结果有差异的,除非双方另有约定,实际处置量应当按照如下第(3)种方式确定:

(1) 以出场过磅结果/双方根据第3.1.2条和/或第3.1.3条确认的结果为准。

(2) 以入库过磅结果为准。

(3) 如果过磅误差 $\leq 5\%$ (含)的,以计量结果较低者为准;如果过磅误差 $> 5\%$ (不含)的,乙方应当在入库过磅完成1日内通知甲方进行诚信协商,并以经双方协商后最终确认的结果为准。

(4) 其他: /。

3.3.3 对于需要以浓度或含量来计价的固体废物,以双方交接时在接收地点现场取样的浓度或含量为准,该样本送至双方认可、具有合格资质的机构进行检测。

3.3.4 乙方应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等法律法规以及本合同第1条约定的方式、标准妥善处置待处置固体废物;如本合同任何约定与运用的法律法规或国家/环境/行业标准不一致的,应当以较严格者为准。

3.3.5 乙方收集、贮存、运输、利用及处置固体废物过程中,应遵守《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求,并根据固体废物的成份和特性,严格依法按照环评批复处置,防止扬尘、流失、渗漏和其他污染,不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物。

3.3.6 乙方应当自行处置本合同项下待处置固体废物。乙方不得将未经处理的固体废物及其附属物直接转卖。

3.3.7 乙方应按照本合同第2条约定的地点和期限处置甲方交付的固体废物。

3.3.8 乙方应在完成处置后10日内以书面形式向甲方提供已妥善处置固体废物相关证明,包括处理后土渣的检测报告。甲方应在收到前述相关妥善处置固体废物的证明后30日内进行审核确认。



3.3.9 乙方完成处置后,甲方有权利要求对处置成果进行采样检测分析,乙方应当配合。检测分析结果不符合第1.2条约定的标准的,双方应按照第10.3条的约定处理。

3.3.10 乙方完成处置后,油、废水等处置产物全部由甲方回收。检测分析结果符合第1.2条约定的标准的渣土,按以下比例由甲乙双方回收,且按建设项目环境影响评价文件批复处置利用:甲方回收100%,乙方回收0%。

4. 费用及支付

4.1 本合同项下处置服务费采用以下第(2)种计价方式,在本合同履行期间,若国家税率政策发生变更调整的,本合同的执行税率也随之进行相应的调整。

(1) 固定总价

本合同不含税处置服务费为人民币大写:肆佰玖拾陆万贰仟捌佰捌拾元整(小写:4962880);税率为%;含税处置服务费为人民币大写伍佰陆拾万捌仟零伍拾肆元肆角人民币(小写:5608054.40元人民币)。本合同处置服务费包括乙方完成本合同所有工作内容所发生的全部费用。

(2) 固定单价

本合同不含税暂定处置服务费为人民币大写:肆佰玖拾陆万贰仟捌佰捌拾元整(小写:4962880元);税率为13%;含税暂定处置服务费为人民币大写伍佰陆拾万捌仟零伍拾肆元肆角人民币(小写:5608054.40元人民币)。合同单价为_____陆佰贰拾元叁角陆分(小写:620.36元)/吨(不含税),除另有约定外,固定单价在合同期内不予调整。

(3) 其他:/。

4.2 支付方式按照下列第(1)种方式执行:

(1) 一次性支付

乙方完成本合同项下全部固体废物的处置并提供第3.3.9条约定的相关证明且经甲方审核确认后60日内支付全部实际发生的含税处置服务费。

(2) 定期支付

(a) 每第1个月的第1日支付一笔处置服务费,支付金额相当于/总处置服务费的%。

(b) 最后一个支付日为本合同终止之日;但如果本合同终止之日尚有进行中的处置的,则最后一个支付日为乙方完成该批次处置并提供第3.3.9条约定的相关证明之日。

(3) 按进度支付

(3.1) 进度支付计划:/;

(3.2) 最后一笔支付为/处置服务费的%,在乙方完成全部固体废物处置并提供第3.3.9条约定的相关证明后/日内支付。

(4) 按批次支付

乙方完成单批次固体废物处置并按照第3.3.9条的约定提供了相关证明之后/日内支付该批次/处置服务费。

(5) 其他约定:/。

4.3 履约担保

本合同生效后___/___日内,乙方应按照如下第/种方式向甲方提供一份履约担保:

(1) 乙方提供一份履约保函。履约保函的金额相当于第4.1条约定的含税/不含税处置服务费的___/___%。履约保函的有效期限应至乙方完全履行本合同项下全部义务之日,履约保函格式见附件二。

(2) 乙方向甲方支付相当于第4.1条约定的含税/不含税处置服务费___/___%的履约保证金。如乙方发生违约的,甲方有权根据因乙方违约行为而造成的损害扣除履约保证金,作为乙方应支付的违约金或对甲方的损害赔偿。履约保证金的余额在乙方完全履行本合同项下全部义务后内由甲方无息返还给乙方。如履约保证金不足以弥补甲方损失的,乙方应继续赔偿。



4.4 乙方收款账户信息如下:

收款人: 大庆市庆兴环保科技有限公司

开户行: 黑龙江肇源农村商业银行股份有限公司大兴支行

账 号: 550230122000012794

乙方应对上述账户信息的真实性、安全性、准确性负责。

4.5 每次付款前,乙方应提交符合甲方财务要求的增值税专用发票及经甲方确认的处置服务妥善完成的相关证明,否则甲方有权顺延付款,直至收到前述资料,且不承担违约责任。乙方开具发票所需甲方信息如下:

纳税人名称: 大庆油田有限责任公司第八采油厂

税务登记号: 230690X06336576

开户行名称: 中国工商银行油田支行

开户行账号: 0905060129221800808

税务登记地址: 大庆市大同区高平村

财务电话 4512080

其他: /

甲方应对上述信息的真实性、安全性、准确性负责。

5. 权利和义务

5.1 甲方权利和义务

除本合同其他条款约定以外,甲方还具有如下权利和义务:

5.1.1 有权不时审查乙方提供本合同项下服务所需的经营资质和能力,包括但不限于固体废物经营资质、危险废物经营资质;

5.1.2 有权审查乙方或其委托的第三方运输企业的危险废物运输资质;

5.1.3 告知乙方固体废物危害特性及安全注意事项;

5.1.4 为乙方提供与履行合同有关的工作便利;

5.1.5 按约定向乙方支付处置服务费用;

5.1.6 其他: /。

5.2 乙方权利和义务

除本合同其他条款约定以外,乙方还具有如下权利和义务:

5.2.1 有权根据本合同约定收取处置服务费。

5.2.2 在本合同有效期内,就本合同项下待处置固体废物的收集、贮存、处置、利用等任何服务,乙方始终具备相应的经营资质、持有符合本合同服务内容的《营业执照》,涉及危险废物的,还应当具有相应危险废物经营资质、持有相应危险废物经营许可证;乙方或其委托的第三方负责危险废物运输的,应具有危险废物运输资质及能力,并不得超越其经营许可范围。

5.2.3 应当根据待处置固体废物特性制定处置方案、事故应急预案及防范措施,并落



落实到位。

5.2.4 应当将待处置固体废物危害特性及安全注意事项告知其相关人员，并提供必要的安全防护措施。

5.2.5 合同履行过程中应及时处理、协调与其他相关方之间的工作关系，并按规定处理相关手续。

5.2.6 在进入甲方厂区时，应遵守甲方相关管理规定，并确保派来的接收人员充分做好自我防护工作，接收人员进入甲方厂区后的健康、安全责任由乙方承担。乙方委托第三方运输企业进行运输的，乙方应当促使其委托的第三方运输企业遵守本条约定。

5.2.7 协助甲方办理与本合同有关的审批、备案手续，包括但不限于为转移固体废物出省、自治区、直辖市行政区域贮存、处置或利用而需办理的审批或备案；跨省、自治区、直辖市转移危险废物而需办理的审批等。

5.2.8 在本合同签署之日属于依据国务院批准的中小企业划分标准确定的中小企业；本合同有效期内，如乙方企业类型依据届时适用的中小企业划分标准发生任何变更，乙方应在类型变更后10日内以书面方式通知甲方。

5.2.9 其他：该项服务价格为全成本价格，所产生的各类油（或含油污水）归油田所有。

6. 健康、安全生产及环境保护

双方应在签订本合同的同时，签订《2024年八厂与庆兴公司固体废物处置HSE合同（见附件一）》，作为本合同的组成部分。

7. 保密

7.1 双方同意，当事人一方对在订立和履行合同过程中知悉的另一方的商业秘密、技术秘密、其他商业、技术、管理及财务信息（“保密信息”）负有保密责任；未经同意，不得外泄或用于本合同以外的目的。一方泄露或者在本合同以外使用该保密信息给另一方造成损失的，应承担损害赔偿責任。

7.2 本合同约定的保密信息不包括以下信息：

(1) 在从对方获得前，已经掌握且对方不反对使用或披露的信息；

(2) 已经为公众所知的信息，但该等信息为公众所知是由于一方违反本合同约定除外；

(3) 一方按照有管辖权的法院或其他有权机关的合法要求而披露的信息；

(4) 依一方的书面授权而向第三方披露的信息。

7.3 本合同的无效、变更、解除、履行完毕等不影响本条款的效力，在发生上述情形下双方仍应履行保密义务。

7.4 保密期限为本合同有效期及本合同终止后5年。

8. 诚信合规

8.1 双方应坚持公平公正、诚实信用原则，严格遵守国家关于市场准入、安全环保质量管理、经营活动与市场竞争的法律法规，以及关于诚信、合规的各项规定，并严格执行合同文件。

8.2 一方在履行本合同以及因此开展的相关交易活动过程中，应确保其行为符合有关国家法律法规、监管要求、商业惯例、行业准则的规定，不得为谋取不正当利益违规行为包括但不限于：(1) 直接或间接给予另一方工作人员及其近亲属任何好处，包括但不限于给予现金及现金等价物、礼金、贵重物品等；(2) 擅自与另一方工作人员就处理服务费等进行私下商谈或者达成默契；(3) 以任何形式向另一方索要赞助、回扣、收受礼金、贵重物品等；(4) 在另一方报销任何应由其单位或个人支付的费用等。如发现另一方及其工作人员存在违规行为，应主动向另一方纪检监察部门报告。

8.3 如一方及其工作人员（“违规方”）未履行上述义务，另一方有权要求违规方整改，违规方应自行承担费用进行整改。因违规方违规行为产生的后果，违规方应自行承担相关损失、赔偿、费用、罚金和罚款等，并保证另一方免责；同时，另一方有权视违规



违规程度同时或单独采取不同救济措施,包括要求违规方停止违规行为、要求违规方支付含税处置服务费20%的违约金,解除合同等;违规方支付的违约金不足以弥补另一方损失的,还应继续承担另一方由此遭受的所有损失。

8.4 其他约定: /。

9. 不可抗力

9.1 不可抗力事件是指合同当事人不能预见,不能避免且不能克服的客观情况,包括但不限于地震、水灾、火灾(非人为)、雷击、雪灾、瘟疫、流行性疾病、海啸、风暴潮、台风、泥石流、滑坡等自然灾害;战争、骚乱、戒严、暴动、恐怖袭击、罢工、内乱等社会事件导致无法履行合同的情形。

9.2 由于不可抗力原因,使双方或任何一方不能履行合同义务时,受到不可抗力影响的一方应采取有效措施,尽量避免或减少损失,将损失降低到最低程度,在不可抗力发生后24小时内以书面形式通知对方,并在其后30日内向对方提供有效证明文件。一方未予通知义务或未采取措施避免、减少损失的,应就扩大的损失承担相应的赔偿责任。

9.3 因不可抗力无法按期履行或不能履行本合同的,根据不可抗力的影响,部分或全部免除责任,但法律另有规定的除外。如发生迟延履行,在迟延履行期间发生不可抗力事件导致迟延履行方无法履行其合同义务,迟延履行方不能就迟延履行期间的不可抗力事件免责。

9.4 在受不可抗力影响一方遵守法律规定以及本合同约定(包括但不限于第9.2条和第9.3条)的前提下,因不可抗力致使合同无法按期履行或不能履行所造成的损失由双方各自承担(为避免疑问,由于任何一方过错引起的损失除外)。

9.5 如果因不可抗力的影响致使本合同中止履行60日以上时,双方应就继续履行本合同进行协商,协商不成则双方均有权解除本合同。当一方因上述原因解除本合同时,应当以书面形式通知另一方。通知送达另一方时本合同终止。

10. 违约责任

10.1 甲方延迟支付处置服务费的,每逾期一日,应当承担含税延迟支付部分0.015%的违约金,但最多不超过含税处置服务费的3%。

10.2 乙方未按合同约定的期限接收、处置固体废物,每逾期一日,应当承担含税处置服务费0.015%的违约金。经甲方通知后7日,乙方仍未能接收固体废物的,甲方有权解除本合同或另行委托第三方处置,由此产生的额外费用应当由乙方承担。

10.3 乙方未按合同约定的标准、方式处置固体废物的,应当承担含税处置服务费30%的违约金,并按照本合同约定的标准、方式重新处置。乙方重新处置仍不能达到本合同约定的标准或无法按照本合同约定的方式处置的,甲方可以选择: (3)

(1) 要求乙方继续处置;

(2) 委托第三方按照本合同约定的标准、方式处置,相关费用由乙方承担;

(3) 解除本合同,乙方应承担含税处置服务费30%的违约金,并自费退回已接收的固体废物至甲方指定的地点。

10.4 未经甲方书面同意,乙方擅自转委托的,应当承担含税处置服务费30%的违约金。

10.5 任一方存在本条约定的其他违约行为的,另一方有权书面通知违约方立即停止并纠正违约行为;违约方在收到该书面通知后7日内仍未能纠正的,应当承担含税处置服务费30%的违约金,且另一方有权根据本合同第11条的约定解除本合同。

10.6 如乙方在接收、运输和处置废物过程中,因不可归责于甲方的原因造成环境污染或安全事故,导致任何第三方提出指控或诉讼的,乙方应负责交涉、应诉或协助甲方应诉,并承担由此发生的律师费、赔偿费等所有费用。如导致甲方受到政府监管部门处罚的,乙方应对此承担责任;包括但不限于行政处罚、治理污染等。

10.7 其他约定:甲方不定期抽检含油污泥处理后石油类指标,抽检结果为处理后渣土石油类 $>0.3\%$ 的,每发现一次,乙方应承担抽检当日工作量对应的含税处置费用



的10%违约金。。

11. 合同解除

11.1 出现下列情形之一的，一方可以解除本合同，但应向对方发出书面解除通知，合同解除并不影响各方依法应享有的权利和承担的义务：

11.1.1 乙方不再具备本合同项下服务内容相应的固体废物（视情况，含危险废物、危险货物运输等）经营资质或能力；

11.1.2 乙方给甲方造成损失拒不赔偿的；

11.1.3 乙方擅自转委托的；

11.1.4 甲方迟延支付乙方处置服务费，且经乙方催告后30个工作日内仍未支付的；

11.1.5 涉及固体废物跨省转移或危险废物跨省转移，但未能取得有关生态环境部门批准的；

11.1.6 其他根据本合同约定一方有权解除合同的；

11.2 一方行使解除权的，不影响该方对另一方有权主张的其他违约救济方式；

11.3 其他约定：/。

12. 通知

12.1 与合同有关的批准文件、通知、证明、证书、指示、指令、要求、请求、意见、确定和决定等，均应采用书面形式或合同双方确认的其他形式，并应在合同约定的期限内送达接收人。

12.2 除非本合同另有约定，本合同项下双方之间的一切通知均可通过传真、邮递、快递、电子邮件或双方同意的其他方式送达以下地址：

(1) 大庆油田有限责任公司

联系人：牛磊

联系电话：18745901333

传真号码：/

通讯地址：大庆市大同区高台子镇第八采油厂

邮政编码：163514

电子邮件：niuleicy8@petrochina.com.cn

(2) 大庆市庆兴环保科技有限公司

联系人：袁静

联系电话：15845927090

传真号码：/

通讯地址：黑龙江省大庆市肇源县大兴乡联结村

邮政编码：163000

电子邮件：/

12.3 通知在下列日期视为送达被通知方：

(1) 由挂号信邮递，发出通知一方持有的挂号信回执所示日；

(2) 由传真传送，收到成功发送确认后的第一个工作日；

(3) 由特快专递发送，以收件人签收日为送达日，收件人未签收的，以寄出日后第



四个工作日为送达日；

(4) 由电子邮件发送，以发出通知一方邮件系统显示已成功投递对方服务器（包括但不限于收到被通知一方阅后自动回扰）的当日。

12.4 双方的通讯地址可作为法院、仲裁庭送达诉讼、仲裁文书的地址，一方的通讯地址或联系方式如发生变动，应立即书面通知对方，因未及时通知而造成的损失由通讯地址或联系方式变动方自行承担。

12.5 双方应及时签收对方送达至约定地点和指定接收人的来往信函；如确有充分证据证明一方无正当理由拒不签收的，视为拒绝签收一方已签收。

12.6 甲方指定艾峥奇为本合同履行负责人，甲方授权其代表甲方在合同履行过程中交付、接收相关资料及在相关履行资料上签字，如无甲方书面明确授权，其他任何人无权代表甲方履行上述职责。

13. 法律适用及争议解决

13.1 本合同适用中华人民共和国法律并依照其进行解释。

13.2 因本合同引起的或与本合同有关的任何争议，双方应通过协商解决，协商开始后30日内仍无法达成一致的，按以下第(1)种方式解决：

- (1) 向甲方所在地有管辖权的人民法院提起诉讼。
- (2) 提交/仲裁委员会，按照申请仲裁时该会现行有效的仲裁规则在/进行仲裁。仲裁语言为中文。仲裁裁决是终局的，对双方均有约束力。
- (3) 提交双方共同上级协调解决。

13.3 在诉讼/仲裁/协调期间，本合同不涉及争议部分的条款仍须履行，双方均不得以解决争议为由拒不履行其在本合同项下的任何义务。

14. 合同效力及其他约定

14.1 本合同经双方法定代表人（负责人）或委托代表签字并加盖合同专用章或公章后生效。

14.2 本合同未尽事宜，由双方另行协商。对于本合同项下的任何修改、补充及变更，均应由双方协商一致并以书面形式做出，经双方法定代表人（负责人）或授权代表签字并加盖合同专用章或公章后方为有效。该等修改、补充及变更的书面协议将构成本合同的组成部分，与本合同具有同等法律效力。

14.3 本合同有效期为 183 天，即于自 2024 年 7 月 1 日始至 2024 年 12 月 31 日终止。如发生第 11.1.1 条约定之情形的，本合同于该情形发生之日起自动解除。

14.4 本合同一式6份，甲方执4份，乙方执2份，每份文本均具有同等法律效力。

14.5 以下附件作为本合同的组成部分：

- (1) 附件一 固体废物处置 HSE 合同
- (2) 附件二 履约保函格式

14.6 其他约定：

【以下无正文】
【本页为编号为_____的《固体废物处置合同》签署页】

甲方：大庆油田有限责任公司
(公章或合同专用章)
法定代表人/授权代表签字或盖名章：_____



乙方：大庆市联兴环保科技有限公司
(公章或合同专用章)





危险废物 经营许可证

编号: 304222113

发证机关: 大庆市生态环境局

发证日期: 2021年7月8日

法人名称: 大庆市庆兴环保科技有限公司

法定代表人: 郑玉峰

住所: 黑龙江省大庆市肇源县大兴乡联结村

经营设施地址: 大庆市肇源县大兴乡联结村东侧3km处

核准经营方式: 收集、贮存、利用

核准经营规模: HW08 (071-001-08, 071-002-08, 072-001-08) 20000吨/年; HW08 (251-001-08, 251-002-08, 251-003-08, 251-004-08) 20000吨/年; 含油污泥和HW08 (900-249-08) 1; HW49 (900-041-49) 10000吨/年; HW08 (900-214-08, 900-217-08, 900-218-08, 900-219-08) 50000吨/年

核准经营类别: HW08废矿物油与含矿物油废物 (071-001-08, 071-002-08, 072-001-08, 251-001-08, 251-002-08, 251-003-08, 251-004-08, 900-214-08, 900-217-08, 900-218-08, 900-219-08, 900-249-08) HW49 (900-041-49)含油污泥

有效期限 自 2021年7月8日 至 2026年7月7日

初次发证日期: 2021年7月8日



报审序号：2023-18829

合同编号：DQYT-0508003-2023-CL-3655

固体废物处置合同

2023年八厂与兰溪谷公司含油防渗布等危险废物处理承揽合同

大庆油田有限责任公司

与

黑龙江兰溪谷环保科技有限公司

2023年12月5日签署



本固体废物处置合同（“本合同”）由以下双方在第八采油厂签订。

委托方（简称“甲方”）：大庆油田有限责任公司
住所：黑龙江省大庆市让胡路区龙南
企业（法人）统一社会信用代码：91230607716675409L
法定代表（负责）人：朱国文

受托方（简称“乙方”）：黑龙江兰溪谷环保科技发展有限公司
住所：黑龙江省绥化市安达市万宝山镇长山村
企业（法人）统一社会信用代码：91231281744418696Q
法定代表（负责）人：邱利民

甲方和乙方以下合称“双方”，简称“一方”。

根据《中华人民共和国民法典》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等有关法律法规的规定，本着自愿、平等、公平和诚实信用的原则，双方就本合同项下固体废物处置事宜，协商一致，签订本合同。

1. 固体废物处置的内容、标准和方式

乙方应根据甲方的委托，按照本条约定的内容、标准和方式处置有关固体废物。

1.1 处置内容：

待处置固体废物名称：含油防渗布等危险废物；

暂估固体废物数量：300吨；

该数量为暂估数量，实际处置量应按照本合同第3.3.2条确定。

1.2 处置标准

1.2.1 乙方处置本合同项下的固体废物，应遵循以下标准：

含油防渗布等危险废物交付后，乙方应按 DB23/T1413-2022《油田含油污泥综合利用污染控制标准》等有关技术规范及标准制定处置方案和相应措施进行妥善处置，禁止二次拉运处理，发生私自处置、掩埋、倒卖、安全事故、环境污染事件或受到政府监管部门处罚的，由乙方承担全部责任；

1.2.2 如果第1.2.1条约定标准在本合同有效期内发生修订、废止、替代等情形，或出现新的应当适用于本合同固体废物处置工作的标准，则乙方应执行最新适用的标准；若各标准之间就同一事项要求不一致，则应执行技术要求最高的标准。

1.3 处置方式综合利用及处置。

2. 固体废物处置的期限、地点

2.1 处置期限：2023年12月5日至2023年12月31日。

2.2 处置地点：黑龙江兰溪谷环保科技发展有限公司。

3. 固体废物的接收、运输和处置

3.1 固体废物的接收

3.1.1 在合同有效期内，甲方有权在任何时间向乙方发出书面通知，要求乙方接收待处置固体废物（接收需求通知）。接收需求通知应当载明必要的信息以便乙方进行接收，这些信息包括：

- (1) 待处置固体废物的名称；
- (2) 待处置固体废物的数量/质量/体积；
- (3) 待处置固体废物的物理形态；
- (4) 待处置固体废物的包装或容器情况；
- (5) 待处置危险废物的名录代码；
- (6) 本次接收事宜的甲方经办人信息；
- (7) 其他： / 。



3.1.2 乙方应当在收到接收需求通知后3日内对需接收内容予以确认,并以书面形式告知甲方其派车接收的相关信息,包括:

(1) 人员信息,包括人员数量、人员名称、人员联系方式等;

(2) 车辆信息,包括出车时间、到达时间、出车数量、车辆种类、车辆载重、使用年限、车牌号等;

(3) 委托第三方运输的,还应包括受托的第三方运输单位的名称、运输资质等。

3.1.3 如乙方对需接收内容有异议的,就无异议部分,乙方应当按照本条约定进行接收;就有异议部分,乙方应在第3.1.2条约定的期限内书面通知甲方,双方应就有异议部分及时协商,共同确认。

3.1.4 除非双方另有约定,乙方应当在完成第3.1.2条约定的书面确认后10日内完成接收。

3.1.5 乙方应在黑龙江兰溪谷环保科技有限公司或接收需求通知中另行指定的地点接收待处置固体废物。

3.1.6 甲方负责待处置固体废物在接收地点的过磅计量工作(“出场过磅”),乙方应根据甲方的要求提供协助。过磅单/装运单/或确认装车情况的其他单证和危险废物转移联单应当依据出场过磅结果填写,但双方另行协商确定的除外。

3.1.7 如出场过磅结果与双方根据第3.1.2条和第3.1.3条确认的结果有差异的,应当以出场过磅结果为准,但双方另行协商确定的除外。

3.1.8 如甲方交付的待处置固体废物不符合本合同约定的,由乙方就不符合约定部分重新提出报价方案交甲方。如双方对新报价方案协商达成一致的,由乙方按照协商结果处置;如无法协商一致的,乙方应当将已由乙方接收的待处置固体废物退回甲方,退回费用由甲方承担。

3.2 固体废物的运输

本合同项下待处置废物的运输责任执行3.2.2条规定。

3.2.1 本合同项下待处置废物由乙方安排运输。

(1) 运输方式为道路运输/水路运输/铁路运输/其他方。乙方可以自行运或也可以委托具有相应运输资质的第三方运输企业代其运输。委托第三方运输企业运输的,乙方应自行承担运费,且应确保并促使其委托的第三方运输企业遵守本第3.2.1条的约定。

(2) 甲方应在接收地点将待处置固体废物交付给乙方或其委托的第三方运输企业,乙方负责将待处置固体废物从接收地点运至处置地点,并负责卸车工作。

(3) 交付的时点为乙方或其委托的第三方运输企业在接收地点开始装车之时,甲方有权派遣人员跟车。待处置固体废物交付前,任何与待处置固体废物(包括包装或容器)相关的环境、安全、健康义务和责任由甲方承担。待处置固体废物交付后,任何与待处置固体废物(包括包装或容器)相关的环境、安全、健康义务和责任由乙方承担。在装车、运输、卸车等活动中,乙方或其委托的第三方运输企业应当严格遵守《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《中华人民共和国道路运输条例》、《道路危险货物运输管理规定》、《国内水路运输管理条例》、《船舶载运危险货物安全监督管理规定》、《铁路安全管理条例》、《铁路危险货物运输安全监督管理规定》等有关法律法规的规定,并承担装车、运输或卸车过程中发生的有关环保、安全、交通事故的责任。运输危险废物的,乙方或其委托的第三方运输企业应当根据废物特性,采用符合相应标准的包装物、容器和运输工具。

(4) 乙方或其委托的第三方运输企业应当在完成运输后___/___日内将待处置固体废物的运输情况书面告知甲方。

(5) 其他约定: _____。

3.2.2 本合同项下待处置废物由甲方安排运输。

3.2.3 其他约定: ___/___。

3.3 固体废物的处置



3.3.1 乙方应负责待处置固体废物在处置地点进行的过磅计量工作（“入库过磅”），甲方有权全过程参与监督。乙方在完成入库过磅后3日内立刻向甲方提供书面计量结果，甲方有权派遣人员参与入库过磅。过磅单或确认入库情况的其他单证和危险废物转移联单应当依据出场过磅结果填写，但双方另行协商确定的除外。

3.3.2 乙方在本合同项下实际处置的固体废物的数量（“实际处置量”）为入库过磅结果所示数量；但是，如果入库过磅结果与出场过磅结果有差异的，除非双方另有约定，实际处置量应当按照如下第（4）种方式确定：

（1）以/为准。

（2）以入库过磅结果为准。

（3）如果过磅误差不超过1%（含）的，以计量结果较低者为准；如果过磅误差超过1%（不含）的，乙方应当在入库过磅完成/日内通知甲方进行诚信协商，并以经双方协商后最终确认的结果为准。

（4）其他：当只进行“出场过磅”时，以“出场过磅”结果为准；当只进行“入库过磅”时，以“入库过磅”结果为准；当“出场过磅”与“入库过磅”不符时，以计量数量小的称重数据为准。

3.3.3 对于需要以浓度或含量来计价的固体废物，以双方交接时在接收地点现场取样的浓度或含量为准，该样本送至双方认可、具有合格资质的机构进行检测。

3.3.4 乙方应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等法律法规以及本合同第1条约定的方式、标准妥善处置待处置固体废物；如本合同任何约定与适用的法律法规或国家/环境/行业标准不一致的，应当以较严格者为准。

3.3.5 乙方收集、贮存、运输、利用及处置固体废物过程中，应遵守《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求，并根据固体废物的成份和特性，严格依法按照环评批复处置，防止扬散、流失、渗漏和其他污染，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物。

3.3.6 乙方应当自行处置本合同项下待处置固体废物，乙方不得将未经处理的固体废物及其附属物直接转卖。

3.3.7 乙方应按照本合同第2条约定的地点和期限处置甲方交付的固体废物。

3.3.8 乙方应在完成处置后7日内以书面形式向甲方提供已妥善处置固体废物相关证明，包括危险废物处理后经具备环境检验检测资质的第三方机构进行检测的合格检测报告、处置过程相关影响资料及相关产物的数量及去向。甲方应在收到前述相关妥善处置固体废物的证明后7日内进行审核确认。

3.3.9 乙方完成处置后，甲方有权利要求对处置成果进行采样检测分析，乙方应当配合。检测分析结果不符合第1.2条约定的标准的，双方应按照第10.3条的约定处理。

3.3.10 乙方完成处置后，油、废水等处置产物全部由甲方回收。检测分析结果符合第1.2条约定的标准的渣土，按以下比例由甲乙双方回收，且按建设项目环境影响评价文件批复处置利用：甲方回收0%，乙方回收100%。

4. 费用及支付

4.1 本合同项下处置服务费采用以下第（1）种计价方式，在本合同履行期间，若国家税率政策发生变更调整的，本合同的执行税率也随之进行相应的调整。

（1）固定总价

本合同含税处置服务费为人民币大写：壹拾伍万伍仟元整（小写：155000元）；税率为13%；含税处置服务费为人民币大写壹拾伍万伍仟元整人民币（小写：155000.00元人民币）。本合同处置服务费包括乙方完成本合同所有工作内容所发生的全部费用。

（2）固定单价

本合同含税固定处置服务费为人民币大写：/（小写：/）；税率为13%；含税固定处置服务费为人民币大写壹拾伍万伍仟元整人民币（小写：155000.00元人民币）。合同单价为/（小写：/）元，除另有约定外，固定单价在合同期内不予调



整。

(3) 其他: /。

4.2 支付方式按照下列第(1)种方式执行:

(1) 一次性支付

乙方完成本合同项下全部固体废物的处置并提供第 3.3.9 条约定的相关证明且经甲方审核确认后 60 日内支付全部含税处置服务费。

(2) 定期支付

(a) 每第/个月的第/日支付一笔处置服务费, 支付金额相当于/总处置服务费的/%。

(b) 最后一个支付日为本合同终止之日; 但如果本合同终止之日尚有进行中的处置的, 则最后一个支付日为乙方完成该批次处置并提供第 3.3.9 条约定的相关证明之日。

(3) 按进度支付

(3.1) 进度支付计划: /;

(3.2) 最后一笔支付为/处置服务费的/%, 在乙方完成全部固体废物处置并提供第 3.3.9 条约定的相关证明后/日内支付。

(4) 按批次支付

乙方完成单批次固体废物处置并按照第 3.3.9 条的约定提供了相关证明之后/日内支付该批次/处置服务费。

(5) 其他约定: /。

4.3 履约担保

本合同生效后 / 日内, 乙方应按照如下第 / 种方式向甲方提供一份履约担保:

(1) 乙方提供一份履约保函。履约保函的金额相当于第 4.1 条约定的含税/不含税处置服务费的 / %。履约保函的有效期应至乙方完全履行本合同项下全部义务之日。履约保函格式见附件二。

(2) 乙方向甲方支付相当于第 4.1 条约定的含税/不含税处置服务费 / % 的履约保证金。如乙方发生违约的, 甲方有权根据因乙方违约行为而造成的损害扣除履约保证金, 作为乙方应支付的违约金或对甲方的损害赔偿。履约保证金的余额在乙方完全履行本合同项下全部义务后内由甲方无息返还给乙方。如履约保证金不足以弥补甲方损失的, 乙方应继续赔偿。

4.4 乙方收款账户信息如下:

收款人: 黑龙江兰溪谷环保科技发展有限公司

开户行: 中国农业银行股份有限公司安达支行

账号: 08405101040006246

乙方应对上述账户信息的真实性、安全性、准确性负责。

4.5 每次付款前, 乙方应提交符合甲方财务要求的增值税专用发票及经甲方确认的处置服务妥善完成的相关证明, 否则甲方有权顺延付款, 直至收到前述资料, 且不承担违约责任。乙方开具发票所需甲方信息如下:

纳税人名称: 大庆油田有限责任公司第八采油厂

税务登记号: 230690X06336576

开户行名称: 中国工商银行油田支行

开户行账号: 0905060129221800808

税务登记地址: 大庆市大同区高平村

财务电话: 0459-4512080

其他: /



甲方应对上述信息的真实性、安全性、准确性负责。

5. 权利和义务

5.1 甲方权利和义务

除本合同其他条款约定以外，甲方还具有如下权利和义务：

5.1.1 有权不时审查乙方提供本合同项下服务所需的经营资质和能力，包括但不限于固体废物经营资质、危险废物经营资质；

5.1.2 有权审查乙方或其委托的第三方运输企业的危险废物运输资质；

5.1.3 告知乙方固体废物危害特性及安全注意事项；

5.1.4 为乙方提供与履行合同有关的工作便利；

5.1.5 按约定向乙方支付处置服务费用；

5.1.6 其他：/。

5.2 乙方权利和义务

除本合同其他条款约定以外，乙方还具有如下权利和义务：

5.2.1 有权根据本合同约定收取处置服务费。

5.2.2 在本合同有效期内，就本合同项下待处置固体废物的收集、贮存、处置、利用等任何服务，乙方始终具备相应的经营资质、持有符合本合同服务内容的《营业执照》，涉及危险废物的，还应当具有相应危险废物经营资质、持有相应危险废物经营许可证；乙方或其委托的第三方负责危险废物运输的，应具有危险废物运输资质及能力，并不得超越其经营许可范围。

5.2.3 应当根据待处置固体废物特性制定处置方案、事故应急预案及防范措施，并落实到位。

5.2.4 应当将待处置固体废物危害特性及安全注意事项告知其相关人员，并提供必要的安全防护措施。

5.2.5 合同履行过程中应及时处理、协调与其他相关方之间的工作关系，并按规定办理相关手续。

5.2.6 在进入甲方厂区时，应遵守甲方相关管理规定，并确保派来的接收人员充分做好自我防护工作，接收人员进入甲方厂区后的健康、安全责任由乙方承担。乙方委托第三方运输企业进行运输的，乙方应当促使其委托的第三方运输企业遵守本条约定。

5.2.7 协助甲方办理与本合同有关的审批、备案手续，包括但不限于为转移固体废物出省、自治区、直辖市行政区域贮存、处置或利用而需办理的审批或备案；跨省、自治区、直辖市转移危险废物而需办理的审批等。

5.2.8 在本合同签订之日属于依据国务院批准的中小企业划分标准确定的中小企业；本合同有效期内，如乙方企业类型依据届时适用的中小企业划分标准发生任何变更，乙方应在类型变更后10日内以书面方式通知甲方。

5.2.9 其他：乙方承诺：（1）严格按照文件规定的要求进行处置；（2）不随意倾倒或抛弃含油防渗布等危险废物，在装卸过程中保持现场整洁，做好防渗措施防止油污污水落地。

6. 健康、安全生产及环境保护

双方应在签订本合同的同时，签订《2023年八厂与兰溪谷公司含油防渗布等固体废物处置HSE合同》（见附件一），作为本合同的组成部分。

7. 保密

7.1 双方同意，当事人一方对在订立和履行合同过程中知悉的另一方的商业秘密、技术秘密、其他商业、技术、管理及财务信息（“保密信息”）负有保密责任；未经同意，不得对外泄露或用于本合同以外的目的。一方泄露或者在本合同以外使用该保密信息给另一方造成损失的，应承担损害赔偿责任。

7.2 本合同约定的保密信息不包括以下信息：

（1）在从对方获得前，已经掌握且对方不反对使用或披露的信息；



(2) 已经为公众所知的信息，但该等信息为公众所知是由于一方违反本合同约定的除外；

(3) 一方按照有管辖权的法院或其他有权机关的合法要求而披露的信息；

(4) 依一方的书面授权而向第三方披露的信息。

7.3 本合同的无效、变更、解除、履行完毕等不影响本条款的效力，在发生上述情形下，双方仍应履行保密义务。

7.4 保密期限为本合同有效期及本合同终止后1年。

8. 诚信合规

8.1 双方应坚持公平公正、诚实信用原则，严格遵守国家关于市场准入、安全环保质量管理、经营活动与市场竞争的法律法规，以及关于诚信、合规的各项规定，并严格执行合同文件。

8.2 一方在履行本合同以及因此开展的相关交易活动过程中，应确保其行为符合有关国家法律法规、监管要求、商业惯例、行业准则的规定，不得为谋取不正当利益违规行为，包括但不限于：(1) 直接或间接给予另一方工作人员及其近亲属任何好处，包括但不限于给予现金及现金等价物、礼金、贵重物品等；(2) 擅自与另一方工作人员就处置服务费等进行私下商谈或者达成默契；(3) 以任何形式向另一方索要赞助、回扣、接受礼金、贵重物品等；(4) 在另一方报销任何应由其单位或个人支付的费用等。如一方发现另一方及其工作人员存在违规行为，应主动向另一方纪检监察部门报告。

8.3 如一方及其工作人员(“违规方”)未履行上述义务，另一方有权要求违规方整改，违规方应自行承担费用进行整改。因违规方违规行为产生的后果，违规方应自行承担相关损失、赔偿、费用、罚金和罚款等，并保证另一方免责；同时，另一方有权视违规方违规程度同时或单独采取不同救济措施，包括要求违规方停止违规行为、要求违规方支付含税处置服务费20%的违约金、解除合同等；违规方支付的违约金不足以弥补另一方损失的，还应继续承担另一方由此遭受的所有损失。

8.4 其他约定：/。

9. 不可抗力

9.1 不可抗力事件是指合同当事人不能预见、不能避免且不能克服的客观情况，包括但不限于地震、水灾、火灾(非人为)、雷击、雪灾、瘟疫、流行性疾病、海啸、风暴潮、台风、泥石流、滑坡等自然灾害；战争、骚乱、戒严、暴动、恐怖袭击、罢工、内乱等社会事件导致无法履行合同的情形。

9.2 由于不可抗力原因，使双方或任何一方不能履行合同义务时，受到不可抗力影响的一方应采取有效措施，尽量避免或减少损失，将损失降低到最低程度，在不可抗力发生后48小时内以书面形式通知对方，并在其后15日内向对方提供有效证明文件。一方未尽通知义务或未采取措施避免、减少损失的，应就扩大的损失承担相应的赔偿责任。

9.3 因不可抗力无法按期履行或不能履行本合同的，根据不可抗力的影响，部分或全部免除责任，但法律另有规定的除外。如发生迟延履行，在迟延履行期间发生不可抗力事件导致迟延履行方无法履行其合同义务，迟延履行方不能就迟延履行期间的不可抗力事件免责。

9.4 在受不可抗力影响一方遵守法律规定以及本合同约定(包括但不限于第9.2条和第9.3条)的前提下，因不可抗力致使合同无法按期履行或不能履行所造成的损失由双方各自承担(为避免疑问，由于任何一方过错引起的损失除外)。

9.5 如果因不可抗力的影响致使本合同中止履行7日以上时，双方应就继续履行本合同进行协商，协商不成则双方均有权解除本合同。当一方因上述原因解除本合同时，应当以书面形式通知另一方。通知到达另一方时本合同终止。

10. 违约责任

10.1 甲方延迟支付处置服务费的，每逾期一日，应当承担含税延迟支付部分0.015%的违约金，但最多不超过含税处置服务费的 3 %。



10.2 乙方未按合同约定的期限接收、处置固体废物的，每逾期一日，应当承担含税处置服务费0.015%的违约金。经甲方通知后7日，乙方仍未能接收固体废物的，甲方有权解除本合同或另行委托第三方处置，由此产生的额外费用应当由乙方承担。

10.3 乙方未按合同约定的标准、方式处置固体废物的，应当承担含税处置服务费15%的违约金，并按照本合同约定的标准、方式重新处置。乙方重新处置仍不能达到本合同约定的标准或无法按照本合同约定的方式处置的，甲方可以选择：(1)

(1) 要求乙方继续处置；

(2) 委托第三方按照本合同约定的标准、方式处置，相关费用由乙方承担；

(3) 解除本合同，乙方应承担含税/不含税处置服务费3%的违约金，并自费退回已接收的固体废物至甲方指定的地点。

10.4 未经甲方书面同意，乙方擅自转委托的，应当承担含税处置服务费30%的违约金。

10.5 任何一方存在本合同约定的其他违约行为的，另一方有权书面通知违约方立即停止并纠正违约行为；违约方在收到该书面通知后7日内仍未能纠正的，应当承担含税处置服务费15%的违约金，且另一方有权根据本合同第11条的约定解除本合同。

10.6 如乙方在接收、运输和处置废物过程中，因不可归责于甲方的原因造成环境污染或安全事故，导致任何第三方提出指控或诉讼的，乙方应负责交涉、应诉或协助甲方应诉，并承担由此发生的律师费、赔偿费等所有费用。如导致甲方受到政府监管部门处罚的，乙方应对此承担责任，包括但不限于行政罚款、治理污染等。

10.7 其他约定：/。

11. 合同解除

11.1 出现下列情形之一的，一方可以解除本合同，但应向对方发出书面解除通知，合同解除并不影响各方依法应享有的权利和承担的义务：

11.1.1 乙方不再具备本合同项下服务内容相应的固体废物（视情况，含危险废物、危险货物运输等）经营资质或能力；

11.1.2 乙方给甲方造成损失拒不赔偿的；

11.1.3 乙方擅自转委托的；

11.1.4 甲方迟迟支付乙方处置服务费，且经乙方催告后30个工作日内仍未支付的；

11.1.5 涉及固体废物跨省转移或危险废物跨省转移，但未能取得有关生态环境部门批准的；

11.1.6 其他根据本合同约定一方有权解除合同的；

11.2 一方行使解除权的，不影响该方对另一方有权主张的其他违约救济方式；

11.3 其他约定：/。

12. 通知

12.1 与合同有关的批准文件、通知、证明、证书、指示、指令、要求、请求、意见、确定和决定等，均应采用书面形式或合同双方确认的其他形式，并在合同约定的期限内送达接收人。

12.2 除非本合同另有约定，本合同项下双方之间的一切通知均可通过传真、快递、电子邮件或双方同意的其他方式送达以下地址：

(1) 大庆油田有限责任公司

联系人：牛磊

联系电话：18745901333

通讯地址：黑龙江省大庆市大同区第八采油厂机关2号楼207室

邮政编码：163514

电子邮件：niuleicy8@petrochina.com.cn

(2) 黑龙江兰溪谷环保科技发展有限公司

联系人：邱利民



甲方：大庆油田有限责任公司
(公章或合同专用章)
法定代表人/授权代表签字或盖名章：



乙方：黑龙江兰溪谷环保科技发展有限公司
(公章或合同专用章)
法定代表人/授权代表签字或盖名章：



附件 3：危废转移联单

危险废物转移联单 (省内)



联单编号: 20240300000001
 联单生成日期: 2024-03-01 10:00:00

第一联: 危险废物产生单位

单位名称: 大庆市某某石油化工有限公司
 注册地址: 黑龙江省大庆市某某区某某街某某号
 法定代表人: 张三
 联系电话: 13800000000
 环保负责人: 李四
 环保联系电话: 13800000000
 统一社会信用代码: 91230000XXXXXXXXXX
 危险废物经营许可证编号: 黑环危废字[2023]第XXXX号
 危险废物贮存场所(设施)名称: 危险废物暂存库
 贮存场所(设施)地址: 黑龙江省大庆市某某区某某街某某号
 贮存场所(设施)容量: 1000立方米
 贮存场所(设施)现状: 正常

第二联: 危险废物接收单位

单位名称: 大庆市某某石油化工有限公司
 注册地址: 黑龙江省大庆市某某区某某街某某号
 法定代表人: 张三
 联系电话: 13800000000
 环保负责人: 李四
 环保联系电话: 13800000000
 统一社会信用代码: 91230000XXXXXXXXXX
 危险废物经营许可证编号: 黑环危废字[2023]第XXXX号
 危险废物贮存场所(设施)名称: 危险废物暂存库
 贮存场所(设施)地址: 黑龙江省大庆市某某区某某街某某号
 贮存场所(设施)容量: 1000立方米
 贮存场所(设施)现状: 正常

序号	危险废物名称	危险废物代码	危险废物数量	危险废物形态	危险废物包装形式	危险废物包装数量	危险废物包装重量	危险废物包装体积	危险废物包装规格
1	废矿物油	251-018-08	10	液体	铁桶	10	100	1000	200L

危险废物转移联单 (省内)



联单编号: 20240300000001
 联单生成日期: 2024-03-01 10:00:00

第一联: 危险废物产生单位

单位名称: 大庆市某某石油化工有限公司
 注册地址: 黑龙江省大庆市某某区某某街某某号
 法定代表人: 张三
 联系电话: 13800000000
 环保负责人: 李四
 环保联系电话: 13800000000
 统一社会信用代码: 91230000XXXXXXXXXX
 危险废物经营许可证编号: 黑环危废字[2023]第XXXX号
 危险废物贮存场所(设施)名称: 危险废物暂存库
 贮存场所(设施)地址: 黑龙江省大庆市某某区某某街某某号
 贮存场所(设施)容量: 1000立方米
 贮存场所(设施)现状: 正常

第二联: 危险废物接收单位

单位名称: 大庆市某某石油化工有限公司
 注册地址: 黑龙江省大庆市某某区某某街某某号
 法定代表人: 张三
 联系电话: 13800000000
 环保负责人: 李四
 环保联系电话: 13800000000
 统一社会信用代码: 91230000XXXXXXXXXX
 危险废物经营许可证编号: 黑环危废字[2023]第XXXX号
 危险废物贮存场所(设施)名称: 危险废物暂存库
 贮存场所(设施)地址: 黑龙江省大庆市某某区某某街某某号
 贮存场所(设施)容量: 1000立方米
 贮存场所(设施)现状: 正常

序号	危险废物名称	危险废物代码	危险废物数量	危险废物形态	危险废物包装形式	危险废物包装数量	危险废物包装重量	危险废物包装体积	危险废物包装规格
1	废矿物油	251-018-08	10	液体	铁桶	10	100	1000	200L

危险废物转移联单 (省内)



联单编号: 23010300000001
 联单有效期: 2023年03月01日至2023年03月31日

转移类别: 危险废物转移
 转移日期: 2023年03月01日

序号	废物名称	数量(吨)	危险废物类别	危险特性	转移方式	转移单位	接收单位	接收地址	接收电话	接收人
1	废有机溶剂	271.2515	71	易燃	公路	吉林	吉林	吉林省危险废物处置中心	0431-82500000	王XX

第一联: 转移人
 转移人: 吉林合壹环保科技有限公司
 法定代表人: 王XX
 联系电话: 0431-82500000
 地址: 吉林省长春市南关区...
 邮编: 130000

第二联: 接收人
 接收人: 吉林省危险废物处置中心
 法定代表人: 王XX
 联系电话: 0431-82500000
 地址: 吉林省长春市南关区...
 邮编: 130000

序号	废物名称	数量(吨)	危险废物类别	危险特性	转移方式	转移单位	接收单位	接收地址	接收电话
1	废有机溶剂	271.2515	71	易燃	公路	吉林	吉林省危险废物处置中心	吉林省长春市南关区...	0431-82500000

危险废物转移联单 (省内)



联单编号: 23010300000001
 联单有效期: 2023年03月01日至2023年03月31日

转移类别: 危险废物转移
 转移日期: 2023年03月01日

序号	废物名称	数量(吨)	危险废物类别	危险特性	转移方式	转移单位	接收单位	接收地址	接收电话	接收人
1	废有机溶剂	271.2515	71	易燃	公路	吉林	吉林	吉林省危险废物处置中心	0431-82500000	王XX

第一联: 转移人
 转移人: 吉林合壹环保科技有限公司
 法定代表人: 王XX
 联系电话: 0431-82500000
 地址: 吉林省长春市南关区...
 邮编: 130000

第二联: 接收人
 接收人: 吉林省危险废物处置中心
 法定代表人: 王XX
 联系电话: 0431-82500000
 地址: 吉林省长春市南关区...
 邮编: 130000

序号	废物名称	数量(吨)	危险废物类别	危险特性	转移方式	转移单位	接收单位	接收地址	接收电话
1	废有机溶剂	271.2515	71	易燃	公路	吉林	吉林省危险废物处置中心	吉林省长春市南关区...	0431-82500000

危险废物转移联单 (省内)



转移联单编号: 2304C00001131
 接收单位编号: 2304C00001131

第一联: 危险废物产生单位

单位名称: 黑龙江合壹环保科技有限公司
 组织机构代码: 91230100MA11111111
 法定代表人: 王强

危险废物名称: 废有机溶剂
 危险废物代码: 9001-01-01
 产生日期: 2023-04-01
 产生量: 1000 kg

序号	接收单位名称	接收单位地址	接收单位电话	接收单位联系人	接收单位资质	接收日期	接收量	接收方式	接收人姓名	接收人电话
1	黑龙江合壹环保科技有限公司	哈尔滨市南岗区	12345678	张三	危险废物经营许可证	2023-04-01	1000 kg	自行处置	张三	12345678

第二联: 危险废物接收单位

单位名称: 黑龙江合壹环保科技有限公司
 组织机构代码: 91230100MA11111111
 法定代表人: 王强

危险废物名称: 废有机溶剂
 危险废物代码: 9001-01-01
 接收日期: 2023-04-01
 接收量: 1000 kg

序号	产生单位名称	产生单位地址	产生单位电话	产生单位联系人	产生日期	产生量	转移方式	转移人姓名	转移人电话
1	黑龙江合壹环保科技有限公司	哈尔滨市南岗区	12345678	张三	2023-04-01	1000 kg	自行处置	张三	12345678

危险废物转移联单 (省内)



转移联单编号: 2304C00001131
 接收单位编号: 2304C00001131

第一联: 危险废物产生单位

单位名称: 黑龙江合壹环保科技有限公司
 组织机构代码: 91230100MA11111111
 法定代表人: 王强

危险废物名称: 废有机溶剂
 危险废物代码: 9001-01-01
 产生日期: 2023-04-01
 产生量: 1000 kg

序号	接收单位名称	接收单位地址	接收单位电话	接收单位联系人	接收单位资质	接收日期	接收量	接收方式	接收人姓名	接收人电话
1	黑龙江合壹环保科技有限公司	哈尔滨市南岗区	12345678	张三	危险废物经营许可证	2023-04-01	1000 kg	自行处置	张三	12345678

第二联: 危险废物接收单位

单位名称: 黑龙江合壹环保科技有限公司
 组织机构代码: 91230100MA11111111
 法定代表人: 王强

危险废物名称: 废有机溶剂
 危险废物代码: 9001-01-01
 接收日期: 2023-04-01
 接收量: 1000 kg

序号	产生单位名称	产生单位地址	产生单位电话	产生单位联系人	产生日期	产生量	转移方式	转移人姓名	转移人电话
1	黑龙江合壹环保科技有限公司	哈尔滨市南岗区	12345678	张三	2023-04-01	1000 kg	自行处置	张三	12345678

危险废物转移联单 (省内)



转移联单号: 202202000001
 申报日期: 2022-02-08 14:22:29

第一联: 危险废物产生单位

单位名称: 大庆市合壹环保科技有限公司
 注册地址: 黑龙江省大庆市让胡路区

联系人: 王强
 联系电话: 13945941111

序号	危险废物名称	危险废物代码	危险特性	产生量	转移量	转移日期	接收单位	接收单位地址	接收单位电话
1	废矿物油	251-001-08	T2	100kg	100kg	2022-02-08	大庆市合壹环保科技有限公司	黑龙江省大庆市让胡路区	13945941111

第二联: 危险废物接收单位

单位名称: 大庆市合壹环保科技有限公司
 注册地址: 黑龙江省大庆市让胡路区

联系人: 王强
 联系电话: 13945941111

接收日期: 2022-02-08

接收量: 100kg

接收日期: 2022-02-08

接收单位地址: 黑龙江省大庆市让胡路区

接收单位电话: 13945941111

序号	危险废物名称	危险废物代码	危险特性	产生量	转移量	转移日期	接收单位	接收单位地址	接收单位电话
1	废矿物油	251-001-08	T2	100kg	100kg	2022-02-08	大庆市合壹环保科技有限公司	黑龙江省大庆市让胡路区	13945941111

危险废物转移联单 (省内)



转移联单号: 202202000001
 申报日期: 2022-02-08 14:22:29

第一联: 危险废物产生单位

单位名称: 大庆市合壹环保科技有限公司
 注册地址: 黑龙江省大庆市让胡路区

联系人: 王强
 联系电话: 13945941111

序号	危险废物名称	危险废物代码	危险特性	产生量	转移量	转移日期	接收单位	接收单位地址	接收单位电话
1	废矿物油	251-001-08	T2	100kg	100kg	2022-02-08	大庆市合壹环保科技有限公司	黑龙江省大庆市让胡路区	13945941111

第二联: 危险废物接收单位

单位名称: 大庆市合壹环保科技有限公司
 注册地址: 黑龙江省大庆市让胡路区

联系人: 王强
 联系电话: 13945941111

接收日期: 2022-02-08

接收量: 100kg

接收日期: 2022-02-08

接收单位地址: 黑龙江省大庆市让胡路区

接收单位电话: 13945941111

序号	危险废物名称	危险废物代码	危险特性	产生量	转移量	转移日期	接收单位	接收单位地址	接收单位电话
1	废矿物油	251-001-08	T2	100kg	100kg	2022-02-08	大庆市合壹环保科技有限公司	黑龙江省大庆市让胡路区	13945941111

危险废物转移联单 (省内)



转移联单编号: 2024032000000001
 接收单位名称: 2024032000000001

第一联: 危险废物产生单位

单位名称: 大庆市合壹环保科技有限公司
 组织机构代码: 91230100MA11111111
 注册地址: 黑龙江省大庆市让胡路区
 联系人: 张经理
 联系电话: 13904591111

序号	废物名称	废物代码	数量	规格	包装形式	包装日期	包装数量	危险废物类别	备注
1	废矿物油	9001-01-08	10	桶装	铁桶	2024-03-20	10	HW08 废矿物油	符合国家危险废物贮存标准

第二联: 危险废物接收单位

单位名称: 大庆市合壹环保科技有限公司
 组织机构代码: 91230100MA11111111
 注册地址: 黑龙江省大庆市让胡路区
 联系人: 张经理
 联系电话: 13904591111

序号	废物名称	废物代码	数量	规格	包装形式	包装日期	包装数量	危险废物类别	备注
1	废矿物油	9001-01-08	10	桶装	铁桶	2024-03-20	10	HW08 废矿物油	符合国家危险废物贮存标准

危险废物转移联单 (省内)



转移联单编号: 2024032000000001
 接收单位名称: 2024032000000001

第一联: 危险废物产生单位

单位名称: 大庆市合壹环保科技有限公司
 组织机构代码: 91230100MA11111111
 注册地址: 黑龙江省大庆市让胡路区
 联系人: 张经理
 联系电话: 13904591111

序号	废物名称	废物代码	数量	规格	包装形式	包装日期	包装数量	危险废物类别	备注
1	废矿物油	9001-01-08	10	桶装	铁桶	2024-03-20	10	HW08 废矿物油	符合国家危险废物贮存标准

第二联: 危险废物接收单位

单位名称: 大庆市合壹环保科技有限公司
 组织机构代码: 91230100MA11111111
 注册地址: 黑龙江省大庆市让胡路区
 联系人: 张经理
 联系电话: 13904591111

序号	废物名称	废物代码	数量	规格	包装形式	包装日期	包装数量	危险废物类别	备注
1	废矿物油	9001-01-08	10	桶装	铁桶	2024-03-20	10	HW08 废矿物油	符合国家危险废物贮存标准

危险废物转移联单 (省内)



单据编号: 2024123000000001
 单据日期: 2024123000000001

第一联: 危险废物转移联单

产生单位: 大庆市某某石油化工有限公司
 接收单位: 大庆市某某石油化工有限公司

序号	废物名称	废物代码	产生量	单位	接收单位名称	接收地址	接收日期	接收数量	接收单位签字	接收日期
1	废矿物油	251-001-08	10	吨	大庆市某某石油化工有限公司	大庆市某某石油化工有限公司	20241230	10	接收人签字	20241230

第二联: 危险废物转移联单

产生单位: 大庆市某某石油化工有限公司
 接收单位: 大庆市某某石油化工有限公司

第三联: 危险废物转移联单

产生单位: 大庆市某某石油化工有限公司
 接收单位: 大庆市某某石油化工有限公司

序号	废物名称	废物代码	产生量	单位	接收单位名称	接收地址	接收日期	接收数量	接收单位签字	接收日期
1	废矿物油	251-001-08	10	吨	大庆市某某石油化工有限公司	大庆市某某石油化工有限公司	20241230	10	接收人签字	20241230

附 4：排污许可证

排污许可证

证书编号：912306217336497473001W

单位名称：大庆模范屯油田有限责任公司

注册地址：黑龙江省大庆市肇州县新福乡保产村

法定代表人：王健

生产经营场所地址：

黑龙江省大庆市肇州县新福乡保产村，东至宋朝路，西至大广高速路，南至大肇路，北至同昌路

行业类别：陆地石油开采，锅炉，工业炉窑，水处理通用工序

统一社会信用代码：912306217336497473

有效期限：自2024年11月28日至2029年11月27日止



发证机关：（盖章）大庆市生态环境局

发证日期：2024年11月28日

附件 5：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

企业事业单位突发环境事件应急预案备案表

单位名称	大庆油田有限责任公司第八采油厂	机构代码	91230607716675409L
法定代表人	王健	联系电话	0459-4511255
联系人	牛磊	联系电话	18745901333
传真	/	电子邮箱	niuleicy8@petrochina.com.cn
地址	黑龙江省大庆市		
预案名称	大庆油田有限责任公司第八采油厂突发环境事件应急预案		
风险级别	一般[一般-大气(Q1-M1-E3)+一般-水(Q1-M1-E2)]		
<p>本单位于2023年5月29日签署发布了突发环境事件应急预案，备案条件具备，备案文件齐全，现报送备案。</p> <p>本单位承诺，本单位在办理备案中所提供的相关文件及其信息均经本单位确认真实，无虚假，且未隐瞒事实。</p> <p style="text-align: right;">预案制定单位：大庆油田有限责任公司第八采油厂</p>			
预案签署人	王健	报送时间	2023年6月15日

突发环境事件应急预案备案文件目录	1、突发环境事件应急预案备案表； 2、环境应急预案（签署发布文件、环境应急预案文本）； 3、编制说明（编制过程概述、重点内容说明、征求意见及采纳情况说明、评审情况说明）； 4、环境风险评估报告； 5、环境应急资源调查报告； 6、环境应急预案评审意见。		
备案意见	该单位的突发环境事件应急预案备案文件已于2023年6月15日收讫，文件齐全，予以备案。 <div style="text-align: right;">  备案受理部门（公章） 2023年6月15日 </div>		
备案编号	230621-2023-010-L		
报送单位	大庆油田有限责任公司第八采油厂		
受理部门负责人	刘岩峰	经办人	蔡大鵬

注：备案编号由企业所在地县级行政区划代码、年份、流水号、企业环境风险级别（一般 L、较大 M、重大 H）及跨区域（T）表征字母组成。例如，河北省永年县**重大环境风险非跨区域企业环境应急预案 2015 年备案，是永年县环境保护局当年受理的第 26 个备案，则编号为：130429-2015-026-H；如果是跨区域的企业，则编号为：130429-2015-026-HT。

大庆市环境保护局文件

庆环建字〔2011〕171 号

关于第八采油厂工业固废填埋场工程 环境影响报告书的批复

大庆泊口有限责任公司第八采油厂：

你单位报送的《第八采油厂工业固废填埋场工程环境影响报告书》（以下简称《报告书》）收悉，经我局审批领导小组研究后，现批复如下：

一、该项目建设性质属于新建，按一般工业固废处置场 II 类场设计、建设，地点位于大庆市肇州县新福乡双龙山北侧 1.8km，乐业村东南 1.05km，第八采油厂 303 队 9 号计量间东南 180m，芳 117 井排路北侧。位置坐标为东经 125° 07′ 21″，北纬 45° 54′ 20″。项目新建工业固废填埋场一座，永久占地 1.91hm²，场内设施主要包括填埋坑、集液坑、门卫室和休息室及环保厕所等。填埋坑总容量为 11624m³，年处理能力为 581.2m³/a，合 700t/a，服

-1-

务年限 20 年，服务范围为第十采油厂、第八采油厂地区。项目工程内容主要有：填埋系统、渗滤液收集系统、集液坑、导气系统、监测系统及公用工程等。总投资 1032.44 万元，环保投资 477.36 万元。

我局同意该项目按照《报告书》所列建设项目的性质、规模、地点、建设内容和环境保护对策措施进行项目建设。

二、在项目施工期和运行期应做好以下工作

1. 加强施工期间的环境管理工作，防止水土流失，减少和减轻施工扬尘和噪声污染，杜绝夜间施工，施工厂界噪声要满足《建筑施工场界噪声限值》（GB12523-1990）中规定的标准限值要求。建筑垃圾集中堆放，统一运送至市政部门指定地点进行填埋。施工现场封闭施工，湿法作业。施工产生的泥浆水等废水经过沉淀池澄清处理后，回用于施工场地。旱厕及时清掏外运处置。

2. 运营期填埋坑产生渗滤液要及时收集、统一外运至宋二联台站处理达标后回注地下，不外排。

3. 运营期产生的硫化氢、氨等气体的排放满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中的二级新建标准限值要求。

4. 运营期要严格按照工业固废入场要求（不易燃、无爆炸性和不含油），只允许废弃岩棉板、废气黄夹克和分子筛三类固废进场处置，禁止生活垃圾和危险废物进场处置。

5. 严格按照要求，做好封场期的环境管理。选择适宜的覆盖植被并维护管理；保持良好的排水系统，及时排出降水；保持渗

滤液收集系统和处理设备的正常运转直至渗滤液监测达到稳定化；长期监测地下水，直至水质稳定为止。

6. 生活垃圾和其他固体废弃物要按照“资源化、减量化、无害化”处置原则，合理安全处置。

7. 制定有效的风险防范和应急预案，加强管理和监控，防止渗滤液泄露造成地下水污染事故。

8. 应建立健全环保组织机构，制定可行的规章制度和规范的环保档案，加强建设期和运营期的环境管理，把环境保护工作落到实处。

三、本项目建设完成后，投入生产前，应向我局总量减排科提出验收申请，经验收合格方能投入正式运行。

四、由大庆市环境监察支队、肇州县环保局负责该项目施工二期、运营期的环境监察和日常环境监督管理工作。

二〇一一年十一月二十二日

主题词：环保 建设项目 固体废物治理 报告书 批复

抄送：大庆市环境监察支队、市环保局局总量减排科、肇州县环保局。

大庆市环境保护局办公室

2011年11月22日印发

共印10份。

-3-

大庆市环境保护局

庆环验〔2014〕38号

关于第八采油厂工业固废处置场工程 竣工环境保护验收意见的函

大庆油田有限责任公司第八采油厂：

你单位报送的《第八采油厂工业固废处置场工程竣工环境保护验收申请》及相关验收资料收悉。我局组织了相关专家对该项目进行了竣工环境保护验收现场检查。经研究，现函复如下：

一、项目基本情况

本项目位于大庆市肇州县新福乡双龙山村北侧 1.8km，乐业村东南 1.05km，第八采油厂 303 队 9 号计量间东南 180m，芳 117 井排路北侧；项目周围村屯主要有乐业屯、张家围子屯、双龙山屯、陈家店屯、姜洪波屯和采油八厂三矿。其中距离最近的村屯为乐业屯，距离为 1.05km。新建的填埋场容量为 11624m³，年处理能力为 581.2m³，合 700t/a，服务年限 20 年。主要工程内容包括填埋坑、集液坑、门卫和休息室。工程计划总投资 1032.44 万元，全部为环保投资。

- 1 -

二、项目采取的主要环保措施

该项目执行了环境影响评价制度和“三同时”管理制度，按环评及其批复要求进行了建设，采取了相关环保措施。

三、验收调查结果

本项目竣工环境保护验收调查报告表明：

1、大气：采油八厂工业固废填埋场厂界无组织排放的非甲烷总烃、硫化氢和扬尘（TSP）均符合《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）新污染源大气污染物无组织排放监控浓度限值的要求；厂界无组织排放恶臭浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-1993）二级标准新扩改建项目标准浓度限值的要求。

2、渗滤液：采油八厂工业固废填埋场中填埋的废弃岩棉被、废弃黄夹克和分子筛基本不产生渗滤液，集液坑中的水全部为雨水，目前水深近 2.0m，用于养鱼。集液坑中的水质满足《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）新污染源三级标准。

3 噪声：工业固废填埋场厂界噪声昼间、夜间范围均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类区标准要求。

四、环境管理措施落实情况

该公司制定了相关环保规章制度，经现场核实，环评报告表及批复提出的环境管理措施已基本落实，达到预期效果。

五、验收意见

该项目建设和运营过程中，采取的污染防治措施有效，基

本落实了环境影响报告提出的环境保护治理措施,满足环评报告及其批复的要求,基本具备竣工环境保护验收条件,同意通过项目竣工环境保护验收。

六、工程投运后应做好以下工作:

1、加强填埋场的运行管理,定期检查维护堤、坝、挡土墙、导流渠等设施,发现有损坏可能或异常,应及时采取必要措施,以保障正常运行,并对入场的一般工业固体废物的种类和数量等进行记录存案,严格执行设计的填埋要求。

2、严格遵守填埋技术操作规程,填埋过程中应及时覆土,服务期满后认真封场、绿化,防止和减少扬尘产生。

3、服务期满后落实封场方案。

七、由市环境监察支队、市危险废物监督中心负责该项目运营期的环境保护监督管理工作。

2014年8月8日

抄送:市环境监察支队、市环保局环境影响评价科、市危险废物监督中心
大庆市环境保护局办公室

2014年8月8日印发

肇州县环境保护局文件

州环发[2020]17号

关于第八采油厂三矿危险废物暂存项目报告表的批复

大庆第八采油厂有限责任公司：

你单位报送的《第八采油厂三矿危险废物暂存项目报告表》（以下简称《报告表》）收悉，经审查研究后，现将审批意见复函如下：

一、该项目拟建于黑龙江省大庆市肇州县境内，第八采油厂三矿拟投资 20.0 万元新建 5000m³ 含油污泥暂存池 1 座、200m² 危废暂存间 1 间和其他配套设施。环保投资比例合适。

二、该项目在全面落实报告表提出的各项生态保护和污染防治措施，并做好沿线规划控制前提下，该工程建设对环境不利影响可以得到缓解和控制。因此，我局原则同意环境影响报告表中所列建设项目的地点、性质、规模和拟采取的环境保护措施。

三、项目建设和运行管理中应重点做好的工作：

(一) 加强施工期间环境保护管理，采取有效措施防止噪声、扬尘对周围环境的不良影响，杜绝夜间施工，施工场界噪声要满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中规定的标准限值要求。现场施工应封闭进行，施工废水沉淀后回用施工现场降尘。

(二) 合理进行施工布置，精心组织施工管理，严格控制施工作业带范围，尽量减小施工影响区域。

(三) 项目运行期，危废暂存间、污泥暂存池，危废暂存间换气经活性炭吸附过滤净化处理后排放；污泥暂存池设置活动钢框盖板，减少非甲烷总烃排放。满足硫酸雾排放浓度 $\leq 1.2\text{mg}/\text{m}^3$ ；铅排放浓度 $\leq 0.006\text{mg}/\text{m}^3$ ；非甲烷总烃 $\leq 4\text{mg}/\text{m}^3$ 。设备安装减振垫，车辆限速禁鸣，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2类标准。危废暂存间和污泥暂存池内地面、墙面和顶棚材料全部做相应防腐防渗和硬化处理，满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001) (2013年修订)。建设 100m^3 事故放空池防渗，尺寸为 $10\text{m}\times 5\text{m}\times 2\text{m}$ 。建设6口地下水跟踪监测井。满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准。

四、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、同时投入使用的环境保护“三同时”制度。你单位在正式投入生产或使用之前应按照《建设项目环

境保护管理条例》中针对竣工环保验收的有关要求，按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对项目进行验收后，方可正式投入使用。

五、该报告表经批准后，建设项目性质、规模、地点和生产工艺等发生重大变化的，建设单位应向我局重新报批项目环境影响报告表，自批准之日5年后，方开工建设的，建设单位应将该报告表报我局重新审核。

六、本批复仅说明该项目应符合的环境保护相关要求，项目建设单位在项目开工建设前应依法取得其他相关部门的合法批件，确保项目的建设实施符合相关法律法规的规定。

七、由县环境监察大队负责该项目施工期、运行期的环境监察工作。

二〇二〇年七月二十四日

主题词：采油八厂 危废暂存项目 报告表 批复
肇州县环境保护局 2020年7月24日

共印4份

大庆市大同生态环境局文件

同环建字〔2021〕6号

关于黑龙江省大庆市采油八厂废弃钻井液集中处理站项目环境影响报告表的批复

吉林油田多源实业集团有限责任公司：

你单位报送的《黑龙江省大庆市采油八厂废弃钻井液集中处理站项目环境影响报告表》（以下简称《报告表》）收悉，经专家技术审查、我局行政审批会议研究，现批复如下：

一、该项目建设性质属于新建，位于大庆市大同区祝三乡大庆油田第八采油厂第一矿区东侧 1 公里处。主要建设内容：①建设废弃钻井液集中处理站处理废弃钻井液，设计处理能力为 45 万 m³/a（其中，废弃水基泥浆 30 万 m³/a，盐水泥浆 15 万 m³/a）；②建设一座 3000m³水基泥浆缓存池，一座 1500m³盐水泥浆缓存池，一座 500m³回用重浆池，一座 400m³滤液水缓存池，一座 67m³清水池；③建设配套厂房和生活区；④建设储运配套设施；⑤建设泥饼存放区，面积为 12000m²。总投资 1200 万元，其中环保投资 35 万元。我局同意你单位

按照《报告表》所列建设项目的性质、规模、地点、建设内容和环境保护对策措施进行项目建设。

二、该项目在建设和运营中要重点做好并达到以下要求：

(一)加强施工期间的环境管理工作，施工场地扬尘通过采取洒水抑尘、设围挡，运输物料车辆加盖苫布等措施，能够满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放浓度限值要求；施工期噪声经合理安排施工时间、距离衰减等措施后满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中标准限值要求。

(二)运营期泥浆处理后有残留的泥渣附着在设备上，风干产生的扬尘在厂房内通过人工洒水的方式降低扬尘浓度，消除对环境产生影响；泥饼存储区覆盖防尘网，防止扬尘的产生，存储区扬尘满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放限值；食堂油烟经油烟净化装置处理后排放，满足《饮食业油烟排放标准》(GB18483-2001)排放限值。

(三)生活污水排入防渗旱厕，定期清运用作农家肥；泥浆处理产生的废水部分用于配制药剂，剩余部分送往大庆油田第八采油厂一矿区徐三联合站集中处理，做好拉运交接记录。

(四)选用低噪声设备，设备噪声采取距离衰减、基础减震、墙体隔声等措施，厂界噪声应满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准。

(五) 运营期生活垃圾由当地环卫部门负责清运，日产日清，不外排；废包装袋统一收集后外售综合利用；泥饼统一收集后转运至大庆油田采油八厂指定地点，作为油田铺路、铺垫井场、修井间防火墙及回填等综合利用；废机油（危险废物）暂存于危废暂存间，定期交由有危险废物处置资质的机构进行无害化处理。固体废物做到“资源化、减量化、无害化”合理处置。

(六) 建立环保组织机构，制定可行的规章制度和规范的环保档案，编制突发环境事件应急预案，把环境保护工作落到实处。

三、项目建设必须严格执行配套的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。项目建成后，应按规定程序实施竣工环境保护验收，经验收合格后，方可正式投产运行。

四、自本批复文件发布之日起，如果该项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，建设单位应当重新报批建设项目的环境影响评价文件。自本批复文件发布之日起超过五年，方决定该项目开工建设的，其环境影响评价文件应当报环保部门重新审核。

五、由大庆市大同生态环境局开展该项目建设期及运营期的环境监察工作。



主题词：废弃钻井液集中处理 新建 报告表 批复
大庆市大同生态环境局 2021年3月11日印发

黑龙江省大庆市采油八厂废弃钻井液集中处理站项目

竣工环境保护验收意见

2022年7月17日，吉林油田多源实业集团有限责任公司根据《黑龙江省大庆市采油八厂废弃钻井液集中处理站项目竣工环境保护验收监测报告表》并对照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》，严格依照国家有关法律法规、《建设项目竣工环境保护验收技术指南 污染影响类》、本项目环境影响评价报告表和审批部门审批决定等要求组织专家对本项目进行验收，提出意见如下：

一、工程建设基本情况

（一）建设地点、规模、主要建设内容

黑龙江省大庆市采油八厂废弃钻井液集中处理站项目位于大庆市大同区祝三乡大庆油田第八采油厂第一矿区东侧1公里处，本项目占地面积29988m²。

本项目建设内容为：①建设废弃钻井液集中处理站处理废弃钻井液，处理能力为45万m³/a（其中，废弃水基泥浆30万m³/a，盐水泥浆15万m³/a）；②建设一座230m³水基泥浆缓存池，一座114m³盐水泥浆缓存池，一座210m³盐水泥浆应急池，一座500m³水基泥浆应急池，2座固体药剂溶药池，一座液体药剂溶药池，5座210m³加药搅拌均质池，一座420m³重浆池，一座360m³滤液池（水基），一座210m³滤液池（盐水），一座150m³雨水收集池；③建设配套厂房和生活区；④建设储运配套设施；⑤建设泥饼存放区，面积为5600m²。

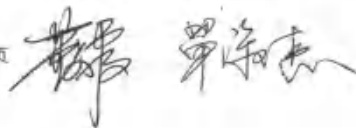
（二）建设过程及环保审批情况

2021年02月，黑龙江环盛环保科技开发有限公司编制完成了《黑龙江省大庆市采油八厂废弃钻井液集中处理站项目环境影响报告表》；2021年03月11日，该建设项目获得了大庆市大同生态环境局的批复同环建〔2021〕6号。2021年05月开工建设；2022年06月投入生产。

（三）投资情况

项目实际总投资1203万元，实际环保投资38万元，占总投资的3.16%。

第1页



(四) 验收范围

项目主体工程及其配套的附属设施和环保设施。

二、工程变动情况

本次验收项目为新建项目，本项目实际建设内容与环评阶段相比，变化内容为：本项目实际运行时未建设食堂，员工用餐采用订餐方式。

对照“《污染影响类建设项目重大变更清单（试行）》（环办环函〔2020〕688号）”，本项目建设性质、规模、地点、采用的生产工艺和环境保护措施与环评相比，均未发生重大变动，项目总体上不存在不利环境影响的加重，项目无重大变更。

三、环境保护设施建设情况

(一) 废水

(1) 生产废水

本项目泥浆处理产生的压滤液送运至大庆油田第八采油厂一矿区徐三联合站污水处理系统经处理后回注。

(2) 生活污水

本项目生活污水排入防渗旱厕，定期清运堆肥。

(二) 废气

本项目生产过程中产生的废气主要为泥浆处理和泥饼暂存过程中产生的颗粒物。

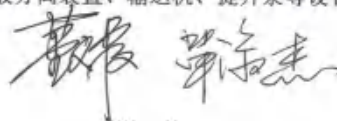
本项目原料为泥浆，泥浆处理后有残留的泥渣附着在设备上，风干后容易形成扬尘。本项目在封闭厂房内进行生产，厂房内采用换气扇进行换气，采取人工洒水的方式降低扬尘浓度，不会散逸在大气中，对环境产生影响。

本项目生产产生的泥饼存放在泥饼暂存区（露天），其间由于水分蒸发会导致部分粉尘颗粒脱离泥饼遇风产生扬尘。本项目在泥饼暂存区覆盖防尘网，防止扬尘的产生。

(二) 噪声

本项目噪声主要由自筛分装置、强制固液分离装置、输送机、提升泵等设备

第 2 页



产生，噪声源强为 70~85dB (A)。本项目设备采取了合理布局，生产设备设置于独立设备间内，选择低噪声设备、泵与基座之间设置减振垫等降噪措施。

(三) 固体废物

本项目运行期间固体废物有：工作人员生活垃圾以及生产时产生的废弃药品包装袋、泥饼。

本项目产生的生活垃圾、药剂由编织袋包装由环卫部门统一收集后处置；水基泥浆处置过程产生泥饼、岩屑，各项监测结果均符合 DB23/T693-2000《废弃钻井液处理规范》中控制指标要求。用于油田铺路、铺垫井场、修井间防火墙及回填等。

四、污染物排放情况

(一) 废水

验收监测期间：生产废水滤水最大日均值浓度，pH 值 7.7~7.9，SS 为 44mg/L、石油类 0.67~0.69mg/L，满足大庆油田第八采油厂—矿区徐三联合站污水接收标准要求。

(二) 废气

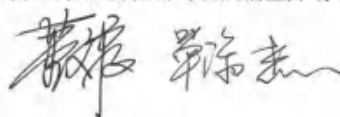
验收监测期间：厂界无组织颗粒物排放浓度在 0.191~0.246mg/m³ 之间，监测结果均符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 无组织排放标准要求。

(三) 噪声

验收监测期间，厂界噪声昼间监测结果在 50.7~53.1dB (A) 之间，厂界噪声夜间监测结果在 41.7~44.5dB (A) 之间，监测结果均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类区标准要求。

(三) 固体废物

本项目产生的生活垃圾、药剂由编织袋包装由环卫部门统一收集后处置；水基泥浆处置过程产生泥饼、岩屑浸出液各项监测结果均符合 DB23/T693-2000《废弃钻井液处理规范》控制指标要求。用于大庆油田有限责任公司组织铺垫井场、



铺井场路由昆仑集团环保分公司综合利用做烧结等。本项目暂未产生废机油、产生后委托有资质单位处理。

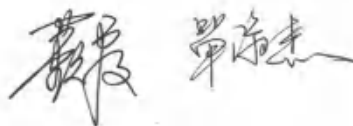
五、验收结论

本项目环境保护审批手续齐全，管理制度规范，对照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》，并结合验收监测报告表的结论及现场检查情况，该项目执行了环境影响评价和“三同时”管理制度，基本按照环境影响评价文件及批复要求配套建设了相应的废气、噪声和固体废物污染防治设施。本项目从立项至调试过程中无环境投诉、违法或处罚记录。本项目正在开展排污许可证申报工作。该企业制定有《吉林油田多源实业集团有限责任公司突发环境事件风险应急预案》并于2022年6月在大庆市大同生态环境局完成备案。

按照验收监测要求，验收期间废水、废气、噪声、固体废物满足建设项目竣工环境保护验收监测要求，本项目产生的生活垃圾、药剂由编织袋包装由环卫部门统一收集后处置；水基泥浆处置过程产生泥饼、岩屑，满足固相（泥饼）主要控制指标。暂存于泥饼暂存区，用于大庆油田有限责任公司组织铺垫井场、铺井场路由昆仑集团环保分公司综合利用做烧结等。同意通过建设项目竣工环境保护设施验收。

六、后续要求

- (1) 加强环保设施的日常维护和运行管理，确保设施稳定运行。
- (2) 严格控制环境风险，定期开展环境风险应急演练，避免发生环境污染事故。
- (3) 企业严格按照排污许可证要求排放污染物。



七、验收人员信息

验收人员信息表

序号	成员	姓名	单位	职务/职称	联系电话
1	专家组	张海东	吉林油田	教授	18645915815
2		李俊	吉林油田	主任	13190591536
4	验收单位				
5	建设单位				
6	监测单位				

吉林油田多源实业集团有限责任公司

2022年7月17日



正本

DQWE-QR3-002

检测报告

TESTING REPORT



任务名称： 2023年6月第八采油厂工业固废填埋场渗滤液收集池废水监测

报告编号： DQWE-RE1-2306-047

委托单位： 第八采油厂

发送日期： 2023年6月16日

大庆石油管理局环境监测中心站
Environmental Monitoring Central Station of DPAB

检测报告

报告编号: DQWE-RE1-2306-047

共3页 第1页

一、基本情况			
任务名称	2023年6月第八采油厂工业固废填埋场渗滤液收集池废水监测		
委托单位	第八采油厂	地址	大庆市大同区
		联系人/电话	牛磊/18745901333
采样人	苏立刚、张为民	采样日期	2023.6.8
送样人	—	送样日期	—
收样人	赵晓娟	收样日期	2023.6.8
样品数量	500mL×8、1000mL×1	检测日期	2023.6.8~2023.6.14
检测结论	<p>本次检测以 HJ 700-2014《水质 65种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法》等方法作为样品检测依据, 以GB 8978-1996《污水综合排放标准》表1 第一类污染物最高允许排放浓度、表4第二类污染物最高允许排放浓度(二级标准)标准作为样品限值参考标准, 共检测8项水质指标。</p> <p>检测结果见本报告第3页。</p> <div style="text-align: right;">  </div>		
备注			
编制人:	马晓亮	审核人:	李夏
授权签字人:	刘明华	签发日期:	2023.6.16

检测报告

报告编号: DQWE-RE1-2306-047

共3页 第2页

二、样品信息					
序号	样品名称	样品编号	样品状态	样品类型	备注
1	工业固废填埋场渗滤液收集池水样	WW2306B009	液体微浑, 无色、无味, 水面无油	污水	—
三、检测项目方法来源及仪器信息					
序号	检测项目	检测方法名称及标准号	仪器型号、名称及编号	检出限	
1	总镉	《水质 65种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法》 HJ 700-2014	Agilent 7900电感耦合等离子体质谱仪 (JP15050669)	5×10^{-5} mg/L	
2	总铅	《水质 65种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法》 HJ 700-2014	Agilent 7900电感耦合等离子体质谱仪 (JP15050669)	9×10^{-5} mg/L	
3	pH	《水质 pH值的测定 电极法》HJ 1147-2020	pH7310P 酸度计 (C224105012)	—	
4	五日生化需氧量	《水质 五日生化需氧量 (BOD ₅)的测定 稀释与接种法》 HJ 505-2009 《水质 溶解氧的测定 电化学探头法》 HJ 506-2009	TS606/3-i 生化培养箱 (11290003) Oxi7310 溶解氧测定仪 (19491761)	0.5mg/L	
5	化学需氧量	《水质 化学需氧量的测定 重铬酸盐法》HJ 828-2017	HCA-102 标准COD 消解器 (081508037)	4mg/L	
6	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》HJ 1226-2021	DR6000紫外可见分光光度计 (1455091)	0.01mg/L	
7	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》HJ 535- 2009	DR3900Q可见分光光度计 (1859019)	0.025mg/L	
8	粪大肠菌群	《水质 粪大肠菌群测定 多管发酵法》15管法 HJ 347.2-2018 9.1.1	GHP-9080N隔水式培养箱(150615969) SGSP-02电热恒温隔水式培养箱(402)	20MPN/L	
备注: 1.检测结果低于方法检出限时, 用“ND”表示未检出。 2.检测标准对结果表示有特殊规定的, 执行标准规定。 3.粪大肠菌群采用方法为 HJ347.2-2018 9.1.1检测方法结果计量单位为MPN/L, 而限值参考标准中单位为个/L, 检测结果与标准限值计量单位不一致, 特此说明。					

检测报告

报告编号: DQWE-RE1-2306-047

共3页 第3页

四、检测结果					
样品名称		工业固废填埋场渗滤液收集池水样		样品编号	
				WW2306B009	
序号	检测项目	计量单位	限值参考标准 GB8978-1996 表1、表4二级标准	检测结果	备注
1	总镉	mg/L	≤0.1	ND	—
2	总铅	mg/L	≤1.5	ND	—
3	pH	—	6-9	8.0	22.2℃
4	五日生化需氧量	mg/L	≤30	5.0	—
5	化学需氧量	mg/L	≤150	42	—
6	硫化物	mg/L	≤1.0	ND	—
7	氨氮	mg/L	≤25	0.22	—
8	粪大肠菌群	MPN/L	≤1000个/L	ND	—
备注: 1.粪大肠菌群采用方法为 HJ347.2-2018 9.1.1检测方法结果计量单位为MPN/L, 而限值参考标准中单位为个/L, 检测结果与标准限值计量单位不一致, 特此说明。					
以下空白					

检测报告归档记录清单

编号: DQWE-QR3-008

第 1 页 共 1 页

任务名称:	2023年6月18日新河心同水质检测分析结果报告(采水地点:新河心)
报告编号	DQWE-RE1-2306-047
委托合同/委托协议书/任务单	(1) 份, 共 (1) 页
采样记录	(1) 份, 共 (2) 页
现场监测原始记录	(1) 份, 共 (1) 页
样品接收登记表	(1) 份, 共 (1) 页
样品制样处理记录	(1) 份, 共 (1) 页
处置样品交接记录	(1) 份, 共 (1) 页
样品检验通知单	(1) 份, 共 (9) 页
检测原始记录	共 (7) 份, 包括 (8) 个参数
其中, 理化组原始记录	(1) 份, 包括 (1) 个参数
分光组原始记录	(1) 份, 包括 (1) 个参数
光谱组原始记录	(2) 份, 包括 (3) 个参数
色谱组原始记录	(1) 份, 包括 (1) 个参数
生化组原始记录	(2) 份, 包括 (3) 个参数
检测报告审核记录	(1) 份, 共 (1) 页
检测报告副本	(1) 份, 共 (4) 页
归档人: 马晓亮	归档日期: 2023.6.18
归档审核: 李亚	审核日期: 2023.6.18

检测报告审核记录

编号: DQWE-QR3-007

第 1 页 共 1 页

客户名称: <u>2023年哈尔滨市河长制办公室</u>		报告编号: <u>DQWE-RE1-2306-047</u>
二级审核 (报告审核) 审核内容	审核情况	修改意见
检测报告依据原始记录数据资料是否完整、正确? (包括委托协议、采样记录、样品接收登记表、样品检测通知单、检测原始记录等)	✓	
检测报告内容是否完整、正确 (包括委托方信息、样品信息、检测时间范围、检测结论等)?	✓	
检测方法依据和判定规则标准文本是否有效, 标准选用是否正确? 是否超范围使用标准?	✓	
主要仪器设备是否有效, 仪器设备选取是否正确?	✓	
结果有效数字是否规范、正确?	✓	
是否使用法定计量单位?	✓	
关联检测项目检测值之间的相关性和合理性?	✓	
CMA/CNAS 标识是否正确使用?	✓	
检测报告编号是否规范、唯一?	✓	
检测结论是否规范、正确?	✓	
是否报告了不确定度?	/	
如报告不确定度是否规范、正确?	/	
审核人: <u>李超</u>	审核日期: <u>2023.6.15</u>	
二级审核 (授权签字人) 审核内容	审核情况	修改意见
检测报告内容的完整性。	✓	
检测依据标准的正确性。	✓	
检测报告数据结果和检测结论的准确性。	✓	
CMA 和/或 CNAS 标识使用的合法性。	✓	
报告审核结论: <input checked="" type="checkbox"/> 同意 <input type="checkbox"/> 退回修改 <p style="text-align: right; margin-right: 50px;">批准人 (授权签字人): <u>胡臣</u> 审核日期: <u>2023.6.16</u></p>		

注: 1. 该审核记录随检测报告进行审核及批准签发, 报告批准签发后随全部原始记录存档。
 2. 如审核结论为“同意”即授权签字人同意批准签发该报告, 批准人对检测数据和结果具有真实性、客观性、准确性、可追溯性负责。否则为“退回修改”, 并返回编制人修改报告。

委托样品检测任务单

编码：DQWE-QR1-030

任务名称	2023年6月份第八采油厂工业固废填埋场渗滤液收集池废水监测		委托人	牛磊	
委托方(甲方)	第八采油厂		电话	18745901333	
检测方(乙方)	<input checked="" type="checkbox"/> 大庆石油管理局环境监测中心站		联系人	袁野	
	<input type="checkbox"/> 大庆油田水务环保研究院		电话	13054208866	
样品说明	样品来源	<input checked="" type="checkbox"/> 采样(采样依据标准《污水监测技术规范》HJ 91.1-2019)			
		<input type="checkbox"/> 送样(<input type="checkbox"/> 样品符合运输及保存条件; <input type="checkbox"/> 样品不符合运输及保存条件,甲方坚持按照样品现状开展检测,检测仅对样品本身负责)			
	样品名称	见采样记录			
	样品编号	W2023-6-8 W202306B009			
	样品类型	废水	特性描述:见采样记录		
检测结果 综合性要求	<input type="checkbox"/> 按限值标准判定; <input type="checkbox"/> 提供限值标准供参考,不判定; <input type="checkbox"/> 仅提供数据结果				
	<input checked="" type="checkbox"/> 限值标准:《《污水综合排放标准》GB8978-1996表1、表4二级标准》				
资质要求	<input checked="" type="checkbox"/> CMA标志		<input type="checkbox"/> CNAS标识		<input type="checkbox"/> 不出具资质标识
序号	检测项目	检测方法	序号	检测项目	检测方法
1	pH	HJ 1147-2020			
2	化学需氧量	HJ 828-2017			
3	五日生化需氧量	HJ 505-2009			
4	氨氮	HJ 535-2009			
5	硫化物	HJ 1226-2021			
6	总铝	HJ 700-2014			
7	总镉	HJ 700-2014			
8	粪大肠菌群数	HJ 347.2-2018 9.1.1			
	以下空白				
任务下达人:	袁野		任务领取人:	袁野	
时 间:	2023年6月8日		时 间:	2023年6月8日	
备注					

1.本任务单适用于非一次性完成的委托合同、监测计划的单次任务分解;单次委托检测以“委托检测协议书”作为任务来源。

污水采样原始记录

编号: DQWE-QR1-003

第 1 页 共 2 页

监测任务名称	2023年6月份第八采油厂工业固废填埋场渗滤液收集池废水监测				
委托单位	第八采油厂	地址	大庆市大同区		
		联系人/电话	牛磊/18745901333		
生产单位	工业固废填埋场	地址	大庆市肇州县		
		联系人/电话	牛磊/18745901333		
污染源信息	地点分类: <input type="checkbox"/> 城市 <input type="checkbox"/> 乡村 <input checked="" type="checkbox"/> 郊区 <input type="checkbox"/> 生态区 <input type="checkbox"/> 远离城乡				
	污水种类: <input checked="" type="checkbox"/> 工业 <input type="checkbox"/> 生活 <input type="checkbox"/> 医院 <input type="checkbox"/> 其他()				
	排放去向: <input type="checkbox"/> 管道 <input type="checkbox"/> 渠道 <input type="checkbox"/> 泵站 <input type="checkbox"/> 入河(渠、泡) <input type="checkbox"/> 污水处理设施 <input checked="" type="checkbox"/> 其它()				
	排放规律: <input type="checkbox"/> 连续 <input checked="" type="checkbox"/> 不连续 <input type="checkbox"/> 均匀 <input checked="" type="checkbox"/> 不均匀 <input type="checkbox"/> 其它()				
	污水处理装置设施: <input type="checkbox"/> 无 <input type="checkbox"/> 有 运转情况:				
采样标准	污水监测技术规范 HJ 91.1-2019				
限值标准	《污水综合排放标准》GB8978-1996 表 1、表 4 二级标准				
采样地点	收集池	样品名称	工业固废填埋场渗滤液收集池水样		
样品编号	WU2306B009	采样时间	2023.6.8 15:47	样品状态	做油、无油、无油
监测项目	pH、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、硫化物、总铅、总镉、粪大肠菌群数				
样品瓶编号	分瓶监测项目	样品数量/体积	样品容器	保存剂种类、添加量	保存方式
WU2306B009-1	pH	1×500ml	G	不添加	常温、避光
WU2306B009-2	化学需氧量	1×500ml	G	不添加	常温
WU2306B009-3	氨氮	1×500ml	G	0-4℃ 暗处、冷藏	2-5℃ 冷藏、避光
WU2306B009-4	硫化物	1×500ml	G	每100ml水样加0.3ml 1mol/L的乙酸锌溶液和0.6ml 1mol/L.氢氧化钠溶液	避光
WU2306B009-4 总铅、总镉	硫化物	1×500ml	G	每100ml水样加0.3ml 1mol/L的乙酸锌溶液和0.6ml 1mol/L.氢氧化钠溶液	避光
备注: 1. G 为硬质玻璃瓶; P 为聚乙烯瓶(桶)					

采样人: 李亚刚, 张妮

监督人: 张妮

污水采样原始记录

编码: DQWE-QR1-003

第 2 页 共 2 页

监测任务名称	2023年6月份第八采油厂工业固废填埋场渗滤液收集池废水监测				
委托单位	第八采油厂	地址	大庆市大同区		
		联系人/电话	牛磊/18745901333		
生产单位	工业固废填埋场	地址	大庆市肇州县		
		联系人/电话	牛磊/18745901333		
污染源信息	地点分类: <input type="checkbox"/> 城市 <input type="checkbox"/> 乡村 <input checked="" type="checkbox"/> 郊区 <input type="checkbox"/> 生态区 <input type="checkbox"/> 远离城乡				
	污水种类: <input checked="" type="checkbox"/> 工业 <input type="checkbox"/> 生活 <input type="checkbox"/> 医院 <input type="checkbox"/> 其他()				
	排放去向: <input type="checkbox"/> 管道 <input type="checkbox"/> 渠道 <input type="checkbox"/> 泵站 <input type="checkbox"/> 入河(渠、泡) <input type="checkbox"/> 污水处理设施 <input checked="" type="checkbox"/> 其它()				
	排放规律: <input type="checkbox"/> 连续 <input checked="" type="checkbox"/> 不连续 <input type="checkbox"/> 均匀 <input checked="" type="checkbox"/> 不均匀 <input type="checkbox"/> 其它()				
	污水处理装置设施: <input checked="" type="checkbox"/> 无 <input type="checkbox"/> 有 运转情况:				
采样标准	污水监测技术规范 HJ 91.1-2019				
限值标准	《污水综合排放标准》GB8978-1996 表 1、表 4 二级标准				
采样地点	收集池	样品名称	工业固废填埋场渗滤液收集池水样		
样品编号	WWS20230607	采样时间	2023.6.8 15:47 样品状态 做总磷、总氮、氨氮、COD		
监测项目	pH、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、硫化物、总铅、总镉、粪大肠菌群数				
样品瓶编号	分瓶监测项目	样品数量/体积	样品容器	保存剂种类、添加量	保存方式
WWS20230607-1	总磷、总氮	1×500ml	G	磷酸(1+1)酸化至 pH<2	常温、避光
WWS20230607-2	总磷、总氮	1×500ml	G	磷酸(1+1)酸化至 pH<2	常温、避光
WWS20230607-3	粪大肠菌群数	1×500ml	灭菌瓶 G	每 500ml 容积加入硫代硫酸钠溶液 0.4ml	10℃ 以下 冷藏
WWS20230607-4	五日生化需氧量	1×1000ML	G	不添加	0-4℃ 暗处、冷藏
WWS20230607-5	WJ-空白				
备注: 1. G 为硬质玻璃瓶; P 为聚乙烯瓶(桶)					

采样人: 王利 张帆

监督人: 牛磊

样品接收登记表

编码: DQWE-QR1-010

样品编号	样品名称	特性描述	样品数量	检验项数
WW2306B009	工业固废填埋场渗滤液收集池水样	微浑、无色、无味、水面无油	500mL×8 1000mL×1	8
以下空白				
任务名称	2023年6月第八采油厂工业固废填埋场渗滤液收集池废水监测	地址	大庆市大同区	
委托单位	第八采油厂	联系人/电话	牛磊/18745901333	
采样地点	收集池	采样日期	2023.6.8	
采样人	苏立刚、张为民	送样人	—	
收样人	李晓明	收样日期	2023.6.8	
备注				

pH值 电极法 检测原始记录

编码: DQWE-QR2-007

样品类型	污水		分析日期	2023. 6. 8	
酸度计型号/电极编号/仪器编号	<input type="checkbox"/> SevenMulti/51340288/1226517203仪器检定有效期: 2024年3月5日 <input checked="" type="checkbox"/> pH7310P/C224105012/16390513仪器检定有效期: 2024年3月5日 <input type="checkbox"/> SevenExcellence/C204466716/51340242仪器检定有效期: 2024年1月8日				
缓冲液pH值/水温℃	<input type="checkbox"/> 4.01/25℃ <input checked="" type="checkbox"/> 7.00/25℃ <input checked="" type="checkbox"/> 10.01/25℃				
第一个缓冲液复测值	7.02	复测值与标准值之差	0.02	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否 ≤0.05	
仪器校准斜率 (mV/pH或%)	-58.3				
检测方法依据	HJ 1147-2020《水质 pH值的测定 电极法》				
检测结果					
样品编号	pH值	水温 (°C)	样品编号	pH值	水温 (°C)
WW 2306 B009	9.6	21.0			
以下空白					
质量控制					
平行样测定	样品编号	WW 2306 B009			
	测定值	9.6		9.6	
	测定结果	取第一次测定值			
	差值	9.6			
	判定依据	pH在6~9之间时, 允许差为±0.1个pH单位; pH≤6或pH≥9时, 允许差为±0.2个pH单位			
	是否合格	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否			
质控样测定	标样编号	GSB 07-3159-2014 0201113			
	测定值	7.4			
	标准值	7.37			
	不确定度	0.05			
	判定依据	结果在标准值不确定度范围内			
	是否合格	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否			

分析人: 黄旭

监督人: 高伟

第 1 页, 共 1 页

粪大肠菌群（多管发酵法 15管法）检测原始记录

编码：DQWE-QR2-063

第 1 页 共 1 页

样品类型	污水	分析日期	2023.6.13-6.14			
隔水式培养箱 型号/电热恒 温隔水式培养 箱型号	GHP-9080N	仪器编号	150615969	仪器校准 有效期	20240306	
	SGSP-02		402	仪器校准 有效期	20240306	
计算公式	$C=(MPN值 \times 100)/f$					
检测方法依据	HJ 347.2-2018《水质 粪大肠菌群的测定 多管发酵法》9.1.1 15管法 检出限： 20MPN/L					
样品编号	实际样品最 大接种量 f (mL)	样品接种 量 (mL)	阳性管数	证实试验 阳性管数	每100mL样品中粪 大肠菌群MPN值 (MPN/100ml)	样品中粪大肠菌群 数 (MPN / L)
7.2.1)	100	10.0	0		<2	ND
		1.0	0			
		0.1	0			
WW23061309	100	10.0	0		<2	ND
		1.0	0			
		0.1	0			
1.1.7.2.1)						
质控样测定	判定依据		同时满足无菌性检验为ND；阳性菌株测定值在标准值范围内；阴性菌株测定值为ND；即为合格。			
	无菌性检验 (MPN/L)		ND	是否合格	是 <input checked="" type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/>	
	阳性菌株编码		/	标准值 (MPN/L)	/	
	阳性菌株测定值 (MPN/L)		/	是否合格	是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/>	
	阴性菌株编码		/			
	阴性菌株测定值 (MPN/L)		/	是否合格	是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/>	
备注	检测结果低于方法检出限时，用“ND”表示（即“ND”代表未检出）					

分析人：王明

监督人：高磊

化学需氧量（重铬酸钾法）检测原始记录

编号: DQWE-QR2-067

第 1 页 共 1 页

样品类型	23 水					分析日期	2023.6.8			
标准COD消解器型号	HCA-102	标准COD消解器编号	081508037			沸腾时长 (h)	2			
计算公式	$C = C_0 \times 5.00 / V$ $\rho (\text{mg/L}) = [C \times (V_0 - V_1) \times 8000 / V_3] \times f$									
检测方法依据	HJ 828—2017《水质 化学需氧量的测定 重铬酸盐法》					方法检出限 (mg/L)	4			
硫酸汞用量计算公式	m[HgSO ₄]: m[Cl ⁻] ≥ 20:1		标准溶液	硫酸亚铁铵		重铬酸钾浓度 (1/6K ₂ Cr ₂ O ₇ , mol/L)	0.0250			
空白样品 (V ₀ , mL)	初读数	终读数	均值 (V ₀ , mL)			标液浓度标定				
	0.00	23.45	23.47			标定用量 (mL)	标定用量均值 (V, mL)	0.00505		
	0.00	23.45				24.90	24.88			
	0.00	23.50				24.85				
样品编号	取样体积 (V ₂ , mL)	稀释倍数 (f)	粗判氯离子含量				初读数	终读数	消耗量 (V ₁ , mL)	COD _{Cr} (mg/L)
			硝酸银用量 (滴)	水样用量 (mL)	质量浓度 (mg/L)	硫酸汞用量 (mL)				
WW2306B009	10.00	/	5	2.0	501	1.0	0.00	13.27	13.27	41.0
WW2306B009F05	10.00	/	5	2.0	501	1.0	0.00	13.00	13.00	42.1
WW2306B009F06	/	/	/	/	/	/	/	/	/	42
以下空白										
质控样测定	有证标准物质编号	/				样品编号	WW2306B009			
	测定值 (mg/L)	/				测定值 (mg/L)	41.0	42.1		
	标准值 (mg/L)	/				平行样测定	平均值 (mg/L)			
	是否合格	是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/>				相对偏差 (≤±10%)	1.3%			
		是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/>				是否合格	是 <input checked="" type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/>			

分析人: 刘莹

监督人: 葛忠

五日生化需氧量稀释接种法检测原始记录

编码: DQWE-QR2-073

第 1 页 共 1 页

样品类型	污水		分析日期	2023.6.8 至 2023.6.13		
生化培养箱型号	TS606(3-i)	生化培养箱编号	119003	培养箱校准有效期	20240601	
溶解氧测定仪型号	Oxi7310	溶解氧测定仪编号	19491761	溶解氧校准有效期	20240623	
空白前溶解氧浓度 ρ_3 (mg/L)	空白后溶解氧浓度 ρ_4 (mg/L)	空白差值	空白差值平均值 (mg/L)	是否合格		
8.06	7.77	0.19	0.23	<input checked="" type="checkbox"/> 稀释法 ≤ 0.5 mg/L <input type="checkbox"/> 非稀释接种法和稀释接种法 ≤ 1.5 mg/L		
8.10	7.81	0.27				
计算公式	$\rho = \frac{(\rho_1 - \rho_2) - (\rho_3 - \rho_4)f_1}{f_2}$					
检测方法依据	<input checked="" type="checkbox"/> HJ505-2009《水质 五日生化需氧量 (BOD ₅) 的测定 稀释与接种法》 <input type="checkbox"/> HJ506-2009《水质 溶解氧的测定 电化学探头法》 <input type="checkbox"/> CJ/T 51-2018 12《城镇污水水质标准检测方法》 CJ/T 51-2018 12《五日生化需氧量 (BOD ₅) 的测定 稀释与接种法》 <input type="checkbox"/> HJ506-2009《水质 溶解氧的测定 电化学探头法》					
样品编号	稀释倍数	培养前溶解氧浓度 ρ_1 (mg/L)	培养后溶解氧浓度 ρ_2 (mg/L)	稀释水所占比例 f_1	原样品所占比例 f_2	BOD ₅ ρ (mg/L)
WW2306B09 以下9日	2	6.48	2.84	0.5	0.5	5.0
平行样测定			质控样测定			
样品编号	WW2306B09		有证标准物质编号	/		
BOD ₅ (mg/L)	8.88	8.19	BOD ₅ (mg/L)			
平均值 (mg/L)	8.5		平均值 (mg/L)			
相对偏差 ($\leq 10\%$)	4.0%		标准值 (mg/L)			
是否合格	是 <input checked="" type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/>		是否合格	是 <input type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/>		
方法检出限 (mg/L)	<input checked="" type="checkbox"/> HJ505-2009 检出限为0.5mg/L <input type="checkbox"/> CJ/T 51-2018 12测定下限为2mg/L					
备注						

分析人: 葛亮

监督人: 王树刚

地表水、地下水、海水和污水中硫化物检测原始记录

编码: DQWE-QR2-035

方法检出限	<input checked="" type="checkbox"/> 0.01mg/L (1cm比色皿) <input type="checkbox"/> 0.003mg/L (3cm比色皿)				
实验室空白样测定	吸光度A <input checked="" type="checkbox"/> 1cm <input type="checkbox"/> 3cm	0.00	测定值ρ (mg/L)	0.00	
	是否小于方法检出限	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否			
全程序空白样测定	样品编号	0.00			
	吸光度A	0.00		测定值ρ (mg/L)	
	是否小于方法检出限	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否			
平行双样测定	样品编号	WW 2306BWP			
	1次测定值ρ(mg/L)	0.003			
	2次测定值ρ(mg/L)	0.003			
	判定依据	相对偏差应在30%以内			
	相对偏差 (%)	0			
	是否合格	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否			
标准曲线中间点检测	标准溶液编码			标准溶液浓度 (mg/L)	
	标准曲线中间点浓度 (mg/L)				
	判定依据	相对误差应在±10%以内			
	吸光度A			测定值ρ (mg/L)	
	是否合格	<input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否			
加标回收率测定	标准溶液编码			标准溶液浓度 (mg/L)	
	标准使用溶液浓度 (mg/L)			加标量	
	样品编号				
	样品测定值(mg/L)				
	加标样测定结果	吸光度A	稀释倍数	加标样测定值(mg/L)	
	回收率 (%)				
	判定依据	加标回收率应在60%-120%			
是否合格	<input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否				
备注	检测结果低于方法检出限时, 用“ND”表示 (即“ND”代表未检出)				

分析人: 杨丽娜

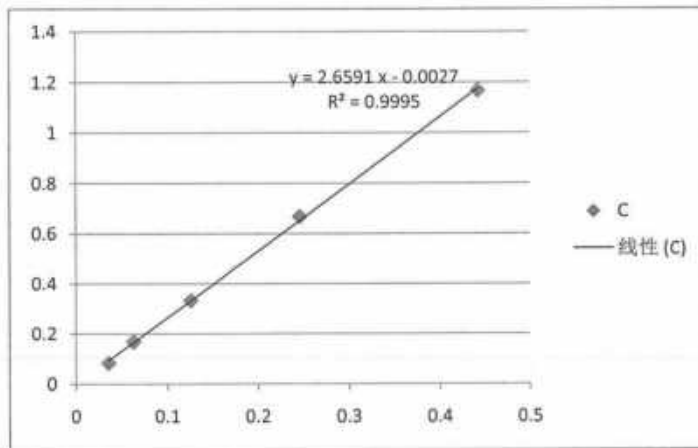
监督人: 李亚楠

第 2 页, 共 3 页

硫化物标准曲线

配制时间：2023年4月19日

吸光值	0.036	0.063	0.126	0.246	0.443
浓度 (mg/L)	0.083	0.167	0.333	0.667	1.167



配制人：杨丽娜

3/3

地表水、地下水和污水中氨氮检测原始记录

编码: DQWE-QR2-039

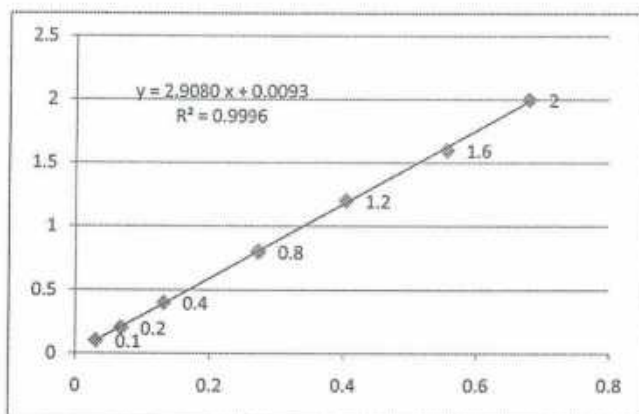
样品类型	污水	分析日期	2023.6.8	仪器名称及型号	可见分光光度计 DR 3900Q
仪器编号	1859019	测定波长	420nm	仪器校准/检定 有效期	2024.1.8
检测依据	HJ 535-2009 《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》			比色皿规格	2cm
校准曲线	曲线方程	C=2.9080A+0.0093		相关系数	0.9996
	配制日期	2023.03.31		有效期至	2023.06.30
计算公式	$\rho = C \times n$ ρ : 水样中氨氮浓度 C: 试剂中氨氮浓度 n: 稀释倍数				
样品编号	水样体积V (mL)	稀释倍数n	吸光度A	C (mg/L)	ρ (mg/L)
UM2306B009 以下空白	50.0	—	0.074	0.22	0.22

分析人: 苏敏

监督人: 康顺

第 1 页, 共 2 页

氨氮	污水	2cm						配制日期: 2023.03.31
A	0.031	0.068	0.131	0.274	0.404	0.556	0.68	
C	0.1	0.2	0.4	0.8	1.2	1.6	2	



林敏

3/3

编号: DQWE-QR2-101

地表水、地下水和污水中金属元素检测原始记录 (ICP-MS法)

样品类型		分析日期			
地表水		2023.6.14		2024.04.23	
仪器名称及型号	电感耦合等离子体质谱仪 Agilent 7900	仪器编号	JP15050669	仪器校准/检定有效期	
仪器条件	四级杆真空度 1.77E-5kpa 内部温度 30.5°C	载气流速 1.09 L/min	RF射频功率 1550W	入口温度 27.5°C	检测模式 <input type="checkbox"/> No Gas <input checked="" type="checkbox"/> He
检测方法依据					
HI 700-2014 《水质 65种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法》					
校准曲线	锡: R= y= x+ 铊: R= y= x+ 铋: R= y= x+ 铟: R= y= x+ 铊: R= y= x+ 铋: R= y= x+ 铟: R= y= x+	银: R= y= x+ 镉: R= y= x+ 铊: R= y= x+ 铋: R= y= x+ 铟: R= y= x+	铅: R= 0.9998 y= 5.59x10 ⁻³ x+ 5.85x10 ⁻⁴ 镉: R= y= x+ 铊: R= y= x+ 铋: R= y= x+ 铟: R= y= x+	铜: R= 0.9999 y= 3.78x10 ⁻² x+ 1.29x10 ⁻² 镉: R= y= x+ 铊: R= y= x+ 铋: R= y= x+ 铟: R= y= x+	
检测项目	<input type="checkbox"/> 铁 <input type="checkbox"/> 锰 <input type="checkbox"/> 铜 <input type="checkbox"/> 锌 <input type="checkbox"/> 铅 <input type="checkbox"/> 镉 <input type="checkbox"/> 镍 <input type="checkbox"/> 钒 <input type="checkbox"/> 铊 <input type="checkbox"/> 铋 <input type="checkbox"/> 铟 <input type="checkbox"/> 硼	<input type="checkbox"/> 总铁 <input type="checkbox"/> 总锰 <input checked="" type="checkbox"/> 总铜 <input type="checkbox"/> 总锌 <input checked="" type="checkbox"/> 总铅 <input checked="" type="checkbox"/> 总镉 <input type="checkbox"/> 总镍 <input type="checkbox"/> 总钒 <input type="checkbox"/> 总铊 <input type="checkbox"/> 总铋 <input type="checkbox"/> 总铟 <input type="checkbox"/> 总硼			
方法检出限 (µg/L)	0.82 0.12 0.08 0.67 0.09 0.05 1.15 0.04 0.06 0.20 0.02 0.04 0.06 0.03 0.08 1.25	8.2×10 ⁻⁴ 1.2×10 ⁻⁴ 8×10 ⁻⁵ 6.7×10 ⁻⁴ 9×10 ⁻⁵ 5×10 ⁻⁵ 1.15×10 ⁻³ 4×10 ⁻⁵ 6×10 ⁻⁵ 2.0×10 ⁻⁴ 2×10 ⁻⁵ 4×10 ⁻⁵ 6×10 ⁻⁵ 3×10 ⁻⁵ 8×10 ⁻⁵ 1.25×10 ⁻⁴			
样品编号	检测结果				
WW230609	测定结果 (µg/L)	4.34	0.00	0.01	
	单位换算 (mg/L)	4.34x10 ⁻³	ND	ND	
WW230609	测定结果 (µg/L)	4.36	0.00	0.01	
	单位换算 (mg/L)	4.36x10 ⁻³	ND	ND	
平均值	测定结果 (µg/L)	4.35	0.00	0.01	
	单位换算 (mg/L)	4.35x10 ⁻³	ND	ND	
小恒白	测定结果 (µg/L)				
	单位换算 (mg/L)				

分析人: 李首昇

监督人: 陈伟

第 1 页 共 6 页

编号: DQWE-QR2-101

地表水、地下水和污水中金属元素检测原始记录 (ICP-MS法)

质量控制项目	铁		锰		铜		镍		钴		铝		总铝		银		镉		总镉		钨		铊		铋		铟		铊		铊		铊	
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
实验室空白编号					BK				BK																									
检测结果 (µg/L)					0.00				0.00																									
方法检出限 (µg/L)	0.82	0.12	0.08	0.67	0.09	0.05	1.15	0.04	0.06	0.20	0.02	0.04	0.06	0.02	0.04	0.06	0.03	0.08	1.25															
是否小于方法检出限	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
全程空白编号			BK1		BK1	BK1																												
检测结果 (µg/L)			0.00		0.00	0.00																												
方法检出限 (µg/L)	0.82	0.12	0.08	0.67	0.09	0.05	1.15	0.04	0.06	0.20	0.02	0.04	0.06	0.02	0.04	0.06	0.03	0.08	1.25															
是否小于方法检出限	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
平行样品编号			www306 B009		www306 B009	www306 B009																												
测定值1 (µg/L)			4.34		0.00	0.01																												
测定值2 (µg/L)			4.36		0.00	0.01																												
相对偏差最大允许值 (%)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
相对偏差 (%)			0.23		0	0																												
是否合格	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
备注	检测结果低于方法检出限时, 用“ND”表示 (即“ND”表示未检出)																																	

分析人: 李国翠

监督人: 陈伟

第 2 页 共 6 页

地表水、地下水和污水中金属元素检测原始记录 (ICP-MS法)

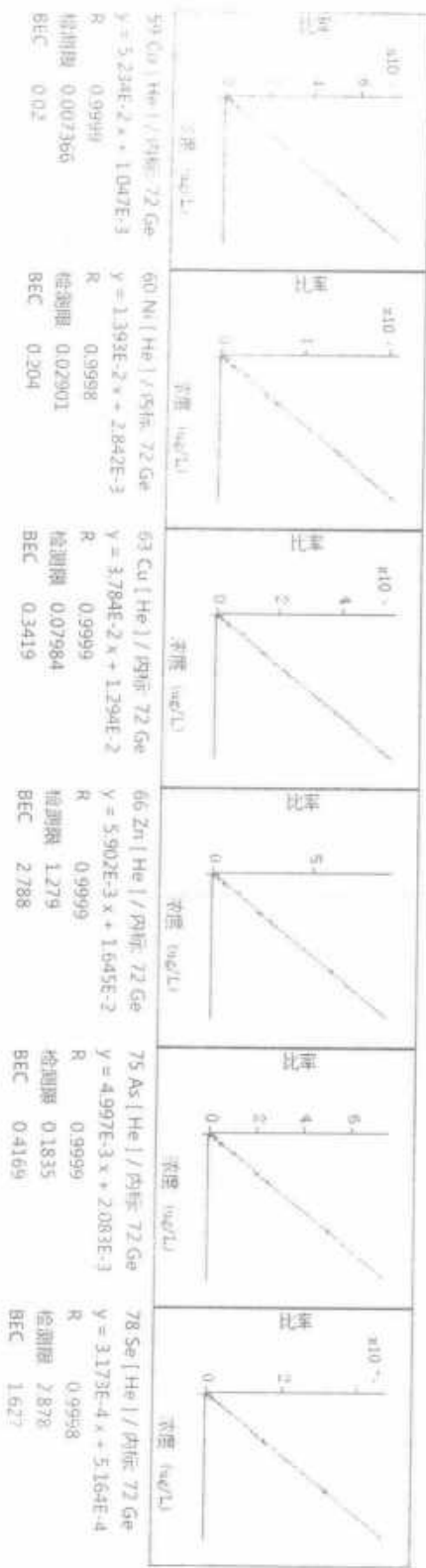
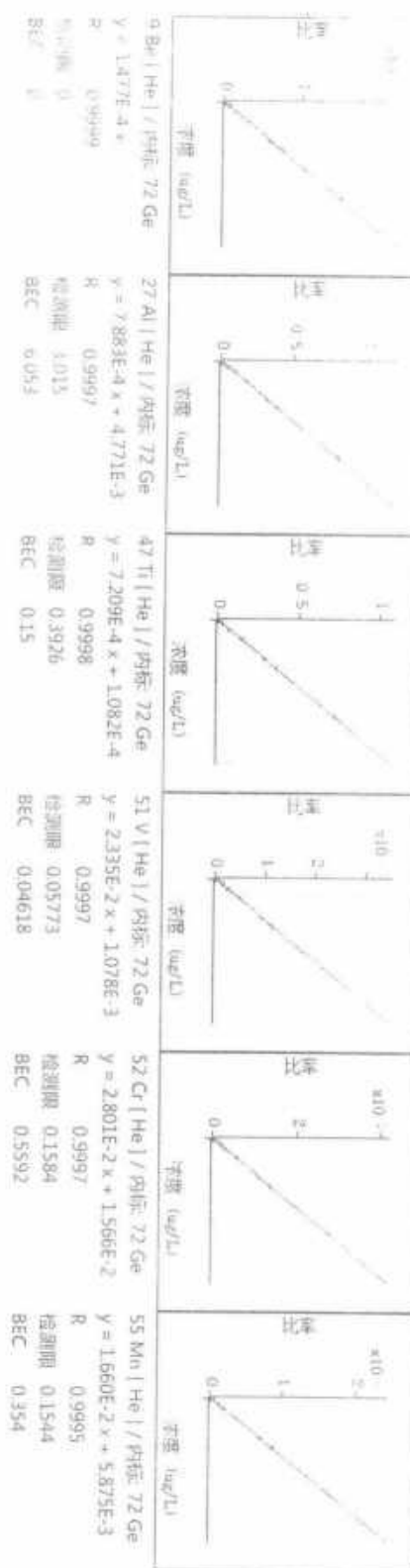
项量控制项目	铁		锰		铜		锌		铅		镉		铝		钼		镍		钒		钴		钨		钼		钨	
	□ 总铁	□ 总锰	□ 总铜	□ 总锌	□ 总铅	□ 总镉	□ 总铝	□ 总钼	□ 总镍	□ 总钒	□ 总钴	□ 总钨	□ 总钼	□ 总钨	□ 总钼	□ 总钨	□ 总钼	□ 总钨	□ 总钼	□ 总钨	□ 总钼	□ 总钨	□ 总钼	□ 总钨	□ 总钼	□ 总钨	□ 总钼	□ 总钨
校准曲线 中间浓度点	标准物质编号				NCS 149142				NCS 149142	NCS 149142																		
	实际浓度值 (µg/L)				400				400	400																		
	测定值 (µg/L)				426				432	427																		
	相对偏差最大允许值 (%)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
相对偏差 (%)					6.50				8.00	6.75																		
是否合格	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否
基体加标	整体加标样品编号				W02306 B009				W02306 B009	W02306 B009																		
	标准物质编号				NCS 149142				NCS 149142	NCS 149142																		
	样品测定值 (µg/L)				434				0.00	0.01																		
	加标测定值 (µg/L)				54.1				57.1	51.4																		
加入标准物质的浓度 (µg/L)				500				50.0	50.0																			
加标回收率 (%)				100				114	103																			
是否合格	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否	□ 是 □ 否
备注	检测结果如下方法检出限时, 用“ND”表示 (即“ND”表示未检出)																											

分析人: 李蔚

监督人: 陈伟

采集日期时间	样品名称	63 Cu [He]			111 Cd [He]			208 Pb [He]		
		浓度 [ug/L]	CPS	比率	浓度 [ug/L]	CPS	比率	浓度 [ug/L]	CPS	比率
2023/6/14 9:32	0	0	1932.42	0.0129389	0	13.3466667	4.66E-06	0	1878.893333	0.000585
2023/6/14 9:46	5.0	5.169775309	33719.72	0.2085757	5.465315753	9897.813333	0.00281	5.202069987	104479.1767	0.029658
2023/6/14 9:48	10.0	10.75442681	64996.4	0.4199124	11.01630864	19157.813333	0.005659	11.12357037	212479.294	0.062753
2023/6/14 9:51	20.0	20.95151371	121404.4767	0.8057949	21.2228954	35945.38	0.010899	21.40544044	396527.6367	0.120217
2023/6/14 9:54	50.0	52.72660682	301264.0067	2.0460837	53.76257414	88498.273333	0.027601	54.44220711	977461.47	0.304856
2023/6/14 9:56	100	101.3495888	605978.38	3.8482528	105.1514636	183680.22	0.053978	98.51316196	1875543.643	0.551163
2023/6/14 9:59	200	206.598308	1197358.907	7.8311193	213.3954803	369869.1333	0.109539	199.063643	3757485.713	1.113128
2023/6/14 10:02	400	405.5588474	2215373.42	15.360268	416.4268401	687515.9367	0.213754	392.0729407	7050262.047	2.191834
2023/6/14 10:05	500	490.1324392	2640079.683	18.560738	508.186956	817508	0.260854	484.8095923	8492955.26	2.710129
2023/6/14 10:07	1000	1001.041589	5042796.243	37.894777	985.91573	1512819.797	0.506089	1010.83851	16895652.36	5.650043
2023/6/14 11:56	BK1	<0.000	1020.073333	0.0077134	0.000319347	16.68333333	5.48E-06	<0.000	937.7466667	0.000308
2023/6/14 11:59	BK	<0.000	950.0633333	0.0070642	<0.000	13.34666667	4.27E-06	<0.000	1074.576667	0.000344
2023/6/14 12:32	WW2306B009	4.337217295	23244.79667	0.1770697	0.011259603	30.03333333	1.04E-05	<0.000	1361.59	0.000472
2023/6/14 12:41	WW2306B009	4.360850523	23800.05333	0.177964	0.006535083	23.36	8.02E-06	<0.000	1234.756667	0.00042
2023/6/14 12:59	曲线中间点	426.0031139	2080266.81	16.133929	426.7372981	677483.6067	0.219046	431.9905921	7469345.647	2.414929
2023/6/14 13:08	基体加标(WW2306B009)	54.06829678	252773.46	2.0590142	51.42961845	78483.74	0.025403	57.11901131	950485.2067	0.319816

4/6
李可豪



5/6 张

元素	峰号	峰名	浓度 (ug/L)	R	检测限	BEC
88 Sr [He]	72	Ge				
			$y = 2.759E-2x + 1.238E-2$	0.9996	0.2366	0.4489
95 Mo [He]	72	Ge				
			$y = 2.201E-2x + 1.966E-3$	0.9994	0.02828	0.08935
107 Ag [He]	103	Rh				
			$y = 3.054E-3x + 1.950E-3$	0.9999	0.2097	0.6364
111 Cd [He]	103	Rh				
			$y = 5.133E-4x + 4.660E-6$	0.9997	0.03234	0.009079
118 Sn [He]	103	Rh				
			$y = 1.201E-3x + 1.761E-3$	0.9997	0.7548	1.466
137 Ba [He]	103	Rh				
			$y = 6.240E-4x + 3.498E-4$	0.9996	0.2353	0.5605

元素	峰号	峰名	浓度 (ug/L)	R	检测限	BEC
208 Pb [He]	103	Rh				
			$y = 7.830E-4x + 5.335E-4$	0.9995	0.0125	0.04256
208 Pb [He]	103	Rh				
			$y = 5.589E-3x + 5.846E-4$	0.9998	0.04542	0.1046

6/6 杨航



报告编号: JRD-BG-202407099



检测报告

报告名称 : 大庆市庆兴环保科技有限公司检测报告
委托单位 : 大庆市庆兴环保科技有限公司
检测类别 : 委托检测
样品类型 : 固体废物



黑龙江省合壹环保科技有限公司

说 明

- 1、本报告未加盖本公司检测报告专用章、骑缝章、计量认证章及无本公司防伪标识视为无效。
- 2、本报告无审核人及授权签字人签字无效，涂改、增删、部分复印无效。
- 3、委托检测结果仅对当时工况及环境状况负责，委托单位自行送样仅对送检样品检测结果负责，不对样品来源负责。
- 4、本报告未经同意不得用于商业宣传。
- 5、对本报告如有异议，请于收到报告之日起十日内向本公司查询，来函来电请注明报告编号，逾期不予受理。

黑龙江省吉瑞达检测科技有限公司
地址：黑龙江省大庆市高新区安萨路9-1
邮政编码：163000
联系电话：13836766965
联系人：宋喜晶

一、检测信息

委托方: 大庆市庆兴环保科技有限公司

受检单位: 大庆市庆兴环保科技有限公司

地址: 大庆市肇源县大兴乡

联系人: 袁静

联系电话: 15845927090

接样时间: 2024年07月28日

接样人员: 于爽

样品分析时间:
2024年07月28日-08月10日

分析人员: 盛雪源、梁安琪、于爽、
徐畅

二、检测内容

1、固体废物

检测项目: pH值、含水率、石油类、铜、锌、铅、镉、六价铬、砷、汞、镍;

样品数量: 1个。

三、质量保证

为保证本次检测分析数据的准确性、科学性,本次检测采取了相关质控措施,合格率为100%。分析中所使用的各类器皿及仪器,均经国家认可的计量检定部门检定,且检定合格。

四、检测项目、分析及分析仪器

检测项目、分析及分析仪器信息见表1。

表1 检测项目、分析及分析仪器信息

类别	检测项目	分析方法名称及方法标准号	分析仪器、型号及编号
固体废物	pH值	土壤 pH 值的测定 电位法 HJ 962-2018	精密酸度计 pHS-2F JRD-006
	水分 (含水率)	土壤 干物质和水分的测定 重量法 HJ 613-2011	电子天平 FA2004 JRD-010
	镉、铅	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	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
	砷	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第2部分: 土壤中总砷的测定 GB/T 22105.2-2008	原子荧光光度计 RGF-6800 JRD-015
	铜、锌、镍	土壤质量 重金属测定 王水回流消解原子吸收法 NY/T 1613-2008	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128

汞	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第1部分:土壤中总汞的测定 GB/T 22105.1-2008	原子荧光光度计 RGF-6800 JRD-015
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 OIL450 JRD-018
六价铬	固体废物 六价铬的测定 碱消解/火焰原子吸收分光光度法 HJ 687-2014	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128

五、检测结果

检测结果见表2。

表2 固体废物检测结果表

检测项目	单位	检测结果	《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》DB 23/T3104-2022 中表1 标准
水分(含水率)	%	1.0	≤40%
石油类	mg/kg	8.24×10 ²	≤3000
pH值	无量纲	8.11	6.5~9
铜	mg/kg	71.2	≤150
锌	mg/kg	1.68×10 ²	≤600
铅	mg/kg	99.6	≤375
镉	mg/kg	1.72	≤3
六价铬	mg/kg	4.0	≤5
砷	mg/kg	8.98	≤30
汞	mg/kg	1.92	≤0.8
镍	mg/kg	68.0	≤150

注: 1、当测定结果在检出限以上时, 报实际测定结果值。

以下无正文

报告编写人: 
审核人: 
授权签字人: 
签发日期: 2024年8月10日





报告编号: JRD-BG-202409160



检测报告

报告名称 : 2022 年宋芳屯油田芳 11 (自营) 区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目
检测报告

委托单位 : 大庆油田有限责任公司第八采油厂

检测类别 : 委托检测

样品类型 : 有组织废气、无组织废气、环境空气、
土壤、包气带、地下水、噪声

黑龙江省吉瑞达检测科技有限公司



说 明

- 1、本报告未加盖本公司检测报告专用章、骑缝章、资质认证章及无本公司防伪标识视为无效。
- 2、本报告无审核人及授权签字人签字无效，涂改、增删，部分复印无效。
- 3、委托检测结果仅对当时工况及环境状况负责，委托单位自行送样仅对送检样品检测结果负责，不对样品来源负责。
- 4、本报告未经同意不得用于商业宣传。
- 5、对本报告如有异议，请于收到报告之日起十日内向本公司查询，来函来电请注明报告编号，逾期不予受理。

黑龙江省吉瑞达检测科技有限公司

地址：黑龙江省大庆市高新区安萨路 9-1

邮政编码：163000

联系电话：13836766965

联系人：宋喜品

一、检测信息

委托方: 大庆油田有限责任公司第八采油厂	
受检单位: 大庆模范屯油田有限责任公司	
地址: 大庆市肇州县	
联系人: 牛磊	联系电话: 18745901333
采样时间: 2024年09月04-05日	采样人员: 王树山、王云鑫
样品状态: 地下水: 无色透明液体 包气带: 微黄透明液体 土壤: 黑色固体	分析地点: 黑龙江省吉瑞达检测科技有限公司实验室
样品分析时间: 2024年09月04-25日	分析人员: 高德宇、徐杨、刘珊珊、陈雨欣、于爽、盛雪源、李金琦、梁安琪、郭艳玲、于洪瑶

二、检测内容

- 1、有组织废气
 - (1) 检测点位: 芳 507 转油站;
检测项目: 颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度;
检测频次: 检测 2 天, 3 次/天。
- 2、无组织废气
 - (1) 检测点位: 芳 507 转油站厂界上风向 1#-4#, 1#平台井场厂界上风向 1#-4#, 共计 8 个点位;
检测项目: 非甲烷总烃;
检测频次: 检测 2 天, 3 次/天。
 - (2) 检测点位: 芳 507 转油站厂区内加热炉处;
检测项目: 非甲烷总烃;
检测频次: 检测 2 天, 3 次/天(1 小时均值)。
- 3、环境空气
 - 检测点位: 小围子;
检测项目: 总悬浮颗粒物(日均值);
检测频次: 检测 2 天, 1 次/天。
- 4、土壤
 - (1) 检测点位: 20#平台井场永久占地内;
检测项目: pH 值、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、三氯甲烷、四氯化碳、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、

顺式-1,2-二氯乙烯、反式-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,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)荧蒹、苯并(k)荧蒹、二苯并(ab)蒽、蒽、即并(1,2,3-cd)芘、萘、石油烃(C₆-C₉)、石油烃(C₁₀-C₄₀)；

检测频次: 检测1天, 1次/天。

- (2) 检测点位: 20#平台井场永久占地外10m、20#平台井场永久占地外20m、20#平台井场永久占地外30m、20#平台井场永久占地外50m, 共计4个点位;

检测项目: pH值、石油烃(C₆-C₉)、石油烃(C₁₀-C₄₀)；

检测频次: 检测1天, 1次/天。

- (3) 检测点位: 20#平台井场永久占地外200m耕地；

检测项目: pH值、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃(C₆-C₉)、石油烃(C₁₀-C₄₀)；

检测频次: 检测1天, 1次/天。

5、包气带

检测点位: 108队太东104-斜128(0-20cm)、108队太东104-斜128(20-40cm)、对照点2#(0-20cm)、对照点2#(20-40cm), 共计4个点位；

检测项目: pH值、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、六价铬、石油类、挥发酚；

检测频次: 检测1天, 1次/天。

6、地下水

检测点位: 1#东升村潜水含水层水井(依托)(背景监测井)、3#王殿坤潜水含水层水井(新建)(跟踪监测井), 共计2个点位；

检测项目: pH值、钙和镁总量(总硬度)、溶解性总固体、氯化物(Cl⁻)、亚硝酸盐(NO₂⁻)、硝酸盐(NO₃⁻)、硫酸盐(SO₄²⁻)、铁、锰、挥发酚、高锰酸盐指数(耗氧量)、氨氮、铅、汞、砷、镉、六价铬、氟化物、氰化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类、钾、钠、钙、镁、硬度(HCO₃⁻、CO₃²⁻)、硫化物、钡；

检测频次: 检测2天, 2次/天。

7、噪声

检测点位: 董义屯、宋显围屯、小围子屯、老江身村、盛广和屯、芳507转油站厂界四周, 共计6个点位；

检测项目: 环境噪声、厂界噪声;
 检测频次: 检测 2 天, 昼夜各 1 次。

三、检测项目、分析方法及分析仪器

检测项目、分析方法及分析仪器信息见表 1。

表 1 检测项目、分析方法及分析仪器信息

类别	检测项目	分析方法名称及方法标准号	分析仪器、型号及编号
有组织废气	低浓度颗粒物	固定污染源废气低浓度颗粒物的测定 重量法 HJ 836-2017	电子天平 PT-104/55SY JRD-011
	烟气黑度	《固定污染源排放烟气黑度的测定林格曼 烟气黑度图法》 HJ/T 398-2007	林格曼烟气黑度图
	氮氧化物	固定污染源废气 氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ 693-2014	大流量烟尘(气)测试仪 YQ-3000D JRD-127
	二氧化硫	固定污染源废气 二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ 57-2017	大流量烟尘(气)测试仪 YQ-3000D JRD-127
无组织废气	非甲烷总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ 604-2017	气相色谱仪 GC9600 JRD-019
环境空气	非甲烷总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ 604-2017	气相色谱仪 GC9600 JRD-019
	总悬浮颗粒物	环境空气 总悬浮颗粒物的测定 重量法 HJ1263-2022	电子天平 PT-104/55SY JRD-011
土壤	pH 值	土壤 pH 值的测定 电位法 HJ 962-2018	精密酸度计 pHS-2F JRD-006
	砷	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第 2 部分: 土壤中总砷的测 定 GB/T 22105.2-2008	原子荧光光度计 RGF-6800 JRD-015
	铅、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	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
	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 A3AFG-12 JRD-128
	铜、镍、锌	土壤质量 重金属测定 王水回流消解原子吸收法 NY/T 1613-2008	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
	汞	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第 1 部分: 土壤中总汞的测 定 GB/T 22105.1-2008	原子荧光光度计 RGF-6800 JRD-015

三氯甲烷	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 7890A-5975C JRD-025
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 7890A-5975C JRD-025
氯甲烷	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025
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 7890A-5975C JRD-025
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 7890A-5975C JRD-025
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 7890A-5975C JRD-025
顺式-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 7890A-5975C JRD-025
反式-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 7890A-5975C JRD-025
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 7890A-5975C JRD-025
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 7890A-5975C JRD-025
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 7890A-5975C JRD-025
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 7890A-5975C JRD-025
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 7890A-5975C JRD-025

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 7890A-5975C JRD-025
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 7890A-5975C JRD-025
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 7890A-5975C JRD-025
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 7890A-5975C JRD-025
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 7890A-5975C JRD-025
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 7890A-5975C JRD-025
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 7890A-5975C JRD-025
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 7890A-5975C JRD-025
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 7890A-5975C JRD-025
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 7890A-5975C JRD-025
间,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 7890A-5975C JRD-025
邻基苯	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025
苯胺	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025
2-氯酚	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025
苯并(a)葱	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025
苯并(a)芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025

	苯并(b)芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025	
	苯并(k)芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025	
	二苯并(ah)芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025	
	蒽、萘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025	
	菲并(1,2,3-cd)芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪 7890A-5975C JRD-025	
	石油烃(C ₆ -C ₆)	土壤和沉积物 石油烃(C ₆ -C ₆)的测定 吹扫捕集/气相色谱法 HJ 1020-2019	气相色谱仪 8860 JRD-140	
	石油烃(C ₁₀ -C ₄₁)	土壤和沉积物 石油烃(C ₁₀ -C ₄₁)的测定 气相色谱法 HJ 1021-2019	气相色谱仪 8860 JRD-140	
	铬	土壤和沉积物铜、锌、铅、镉、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 A3AFG-12 JRD-128	
	包气带	pH值	水质 pH值的测定 电极法 HJ 1147-2020	精密酸度计 pHS-2F JRD-006
		汞、砷	水质 汞、砷、硒、铋和锡的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	原子荧光光度计 RF-6800 JRD-015
铅、镉		水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB 7475-87	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128	
铬		水质 铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 757-2015	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128	
铜、锌		水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB 7475-87 第一部分直接法	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128	
镍		水质 镍的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11912-89	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128	
六价铬		水质 六价铬的测定 二苯砷酸二胍分光光度法 GB 7467-87	紫外可见分光光度计 752 JRD-017	
石油类		水质 石油类和动植物油脂类的测定 红外分光光度法 HJ 637-2018	红外分光测油仪 OIL450 JRD-018	

	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	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
	pH值	水质 pH值的测定 电极法 HJ 1147-2020	便携式pH计 pHB-4 JRD-056
	钙和铁总量 (总硬度)	水质 钙和镁总量的测定 EDTA滴定法 GB 7477-87	滴定管 25mL
	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 第4部分:感官性状和物理指标 (11.1 溶解性总固体称量法) GB/T 5750.4-2023	电子天平 FA2004 JRD-145
	氯化物 (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 IC-8618 JRD-016
	亚硝酸盐 (NO 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 IC-8618 JRD-016
	硝酸盐 (NO ₃ ⁻)	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 IC-8618 JRD-016
	硫酸盐 (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 IC-8618 JRD-016
地下水	铁、锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11911-89	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
	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	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
	高锰酸盐指数 (耗氧量)	水质 高锰酸盐指数的测定 GB 11892-89	滴定管 25mL
	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
	汞、砷	水质 汞、砷、硒、铊和铋的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	原子荧光光度计 RGF-6800 JRD-015
	铅、镉	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB 7475-87 第二部分螯合萃取法	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
	六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB 7467-87	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
	氟化物	水质 氟化物的测定 离子选择电极法 GB 7484-87	离子计 PXSJ-270F JRD-149

氟化物	氟化物的测定 容量法和分光光度法 (方法 2 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法) HJ 484-2009	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
总大肠菌群	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 DH1P-360型 JRD-003
细菌总数	水质 细菌总数的测定 平皿计数法 HJ 1009-2018	电热恒温培养箱 DH1P-360型 JRD-003
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 752 JRD-017
钾、钠	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB 11905-89	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
钙、镁	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB 11905-89	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
碱度 (CO ₃ ²⁻ , HCO ₃ ⁻)	碱度 酸碱指示剂滴定法《水和废水监测分析方法》(第四版)国家环境保护总局(2002年)	滴定管 25mL
硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法 HJ 1226-2021	紫外可见分光光度计 752 JRD-017
钡	水质 钡的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 HJ 602-2011	原子吸收分光光度计 A3AFG-12 JRD-128
噪声	环境噪声	声环境质量标准 GB 3096-2008
	厂界噪声	工业企业厂界环境噪声排放标准 GB 12348-2008

五、检测结果

检测结果见表 2—表 9。

表 2 有组织废气检测结果表

采样日期	检测点位	检测项目	检测结果		
			第一次	第二次	第三次
2024.09.04	芳 507 转油站	废气排放量(Nm ³ /h)	2341	2541	2442
		实测低浓度颗粒物排放浓度(mg/m ³)	11.0	11.3	10.9
		折算后低浓度颗粒物排放浓度(mg/m ³)	16.7	17.0	16.7
		实测 SO ₂ 排放浓度(mg/m ³)	3L	3L	3L

		折算后 SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	/	/	/
		实测 NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	84	86	87
		折算后 NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	128	130	134
		O ₂ 含量 (%)	9.5	9.4	9.6
		烟温 (℃)	120.1	120.4	120.3
		气压 (kPa)	100.1	100.0	100.1
		烟气黑度 (级)	<1	<1	<1
		2024.09.05	芳 507 转油站	废气排放量(Nm ³ /h)	2304
实测低浓度颗粒物排放浓度(mg/m ³)	10.5			10.9	10.7
折算后低浓度颗粒物排放浓度(mg/m ³)	15.4			15.8	15.9
实测 SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	3L			3L	3L
折算后 SO ₂ 排放浓度 (mg/m ³)	/			/	/
实测 NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	80			79	86
折算后 NO _x 排放浓度 (mg/m ³)	118			114	128
O ₂ 含量 (%)	9.1			8.9	9.2
烟温 (℃)	130.1			133.4	130.9
气压 (kPa)	99.0			100.0	100.1
烟气黑度 (级)	<1			<1	<1

注: 1、当测定结果在检出限以上时, 报实际测定结果值;
2、当测定结果低于检出限时, 报所用方法的检出限值, 并加标志“L”。

表 3 无组织废气检测结果表

采样日期	检测项目	检测结果			
		芳 507 转厂界上风向 1#	芳 507 转厂界下风向 2#	芳 507 转厂界下风向 3#	芳 507 转厂界下风向 4#
2024.09.04	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.64	0.86	0.75	0.86
		0.66	0.79	0.79	0.83

		0.63	0.84	0.80	0.90
采样日期	检测项目	检测结果			
		1#平台井场厂界上风向 1#	1#平台井场厂界下风向 2#	1#平台井场厂界下风向 3#	1#平台井场厂界下风向 4#
2024.09.04	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.66	0.75	0.81	0.93
		0.62	0.74	0.85	0.96
		0.65	0.79	0.89	0.94
采样日期	检测项目	检测结果			
		芳 507 转厂界上风向 1#	芳 507 转厂界下风向 2#	芳 507 转厂界下风向 3#	芳 507 转厂界下风向 4#
2024.09.05	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.63	0.74	0.85	0.82
		0.65	0.79	0.83	0.79
		0.62	0.74	0.81	0.84
采样日期	检测项目	检测结果			
		1#平台井场厂界上风向 1#	1#平台井场厂界下风向 2#	1#平台井场厂界下风向 3#	1#平台井场厂界下风向 4#
2024.09.05	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.64	0.82	0.91	0.91
		0.63	0.86	0.95	0.88
		0.66	0.84	0.94	0.85

表 4 无组织废气检测结果表

采样日期	检测项目	采样频次	检测结果
			芳 507 转油站
2024.09.04	非甲烷总烃 (mg/m ³)	第一次	0.84
		第二次	0.88
		第三次	0.85
		第一次 1 小时均值	0.86

2024.09.05	非甲烷总烃 (mg/m ³)	第一次	0.87
		第二次	0.93
		第三次	0.85
		第二次 1小时均值	0.88
		第一次	0.86
		第二次	0.88
		第三次	0.86
		第三次 1小时均值	0.87
		第一次	0.87
		第二次	0.92
		第三次	0.88
		第一次 1小时均值	0.89
		第一次	0.90
		第二次	0.93
第三次	0.84		
第二次 1小时均值	0.89		
第一次	0.85		
第二次	0.92		
第三次	0.96		
第三次 1小时均值	0.91		

表 5 环境空气检测结果表

采样日期	检测点位	检测项目	检测结果
2024.09.04	小围子	总悬浮颗粒物 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	239
2024.09.05	小围子	总悬浮颗粒物 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	249

表 6 土壤检测结果表

采样日期	检测项目	单位	检测结果
			20#平台井场永久占地内
2024.09.04	pH值	无量纲	8.17
	砷	mg/kg	3.56
	镉	mg/kg	1.76
	六价铬	mg/kg	未检出
	铜	mg/kg	17.6
	铅	mg/kg	18.8
	汞	mg/kg	0.393
	镍	mg/kg	25.0
	三氯甲烷	μg/kg	未检出
	四氯化碳	μg/kg	未检出
	氯甲烷	μg/kg	未检出
	1,1-二氯乙烷	μg/kg	未检出
	1,2-二氯乙烷	μg/kg	未检出
	1,1-二氯乙烯	μg/kg	未检出
	顺式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	未检出
	反式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	未检出
	二氯甲烷	μg/kg	未检出
	1,2-二氯丙烷	μg/kg	未检出
	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	未检出
	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	未检出
四氯乙烯	μg/kg	未检出	

1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	未检出
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	未检出
三氯乙烯	μg/kg	未检出
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	未检出
氯乙烯	μg/kg	未检出
苯	μg/kg	未检出
氯苯	μg/kg	未检出
1,2-二氯苯	μg/kg	未检出
1,4-二氯苯	μg/kg	未检出
乙苯	μg/kg	未检出
苯乙烯	μg/kg	未检出
甲苯	μg/kg	未检出
间,对-二甲苯	μg/kg	未检出
邻-二甲苯	μg/kg	未检出
硝基苯	mg/kg	未检出
苯胺	mg/kg	未检出
2-氯酚	mg/kg	未检出
苯并(a)蒽	mg/kg	未检出
苯并(a)芘	mg/kg	未检出
苯并(b)荧蒹	mg/kg	未检出
苯并(k)荧蒹	mg/kg	未检出
二苯并(ah)蒽	mg/kg	未检出
蒽	mg/kg	未检出

	茚并 (1,2,3-cd) 芘	mg/kg	未检出			
	萘	mg/kg	未检出			
	石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	未检出			
	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₁)	mg/kg	139			
采样日期	检测项目	单位	检测结果			
			20#平台井 场永久占 地外 10m	20#平台井 场永久占 地外 20m	20#平台井 场永久占 地外 30m	20#平台井 场永久占 地外 50m
2024.09.04	pH 值	无量纲	7.25	7.26	7.24	7.24
	石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	未检出	未检出	未检出	未检出
	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	110	53	36	36
采样时间	检测项目	单位	检测结果			
			20#平台井场永久占地外 200m 耕地			
2024.09.04	pH 值	无量纲	9.42			
	砷	mg/kg	3.13			
	镉	mg/kg	0.29			
	铬	mg/kg	37			
	铜	mg/kg	16.1			
	铅	mg/kg	20.9			
	汞	mg/kg	0.424			
	镍	mg/kg	19.9			
	锌	mg/kg	40.0			
	石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	未检出			
	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	93			

注: 1、当测定结果在检出限以上时, 报实际测定结果值;

2、当测定结果低于检出限时,报“未检出”。

表 7 包气带检测结果表

采样日期	检测项目	单位	检测结果			
			108 队太东 104-斜 128 (0-20cm)	108 队太东 104-斜 128 (20-40cm)	对照点 2# (0-20cm)	对照点 2# (20-40cm)
2024.09.04	pH 值	无量纲	7.3	7.4	7.3	7.2
	砷	($\mu\text{g/L}$)	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
	镉	(mg/L)	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
	铬	(mg/L)	0.16	0.16	0.19	0.19
	铜	(mg/L)	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
	铅	(mg/L)	5.3	5.5	5.3	5.1
	汞	($\mu\text{g/L}$)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
	镍	(mg/L)	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
	锌	(mg/L)	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
	六价铬	(mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
	石油类	(mg/L)	0.11	0.17	0.18	0.19
	挥发酚	(mg/L)	0.0037	0.0025	0.0042	0.0020

注: 1、当测定结果在检出限以上时,报实际测定结果值;

2、当测定结果低于检出限时,报所用方法的检出限值,并加标志“L”。

表 8 地下水检测结果表

采样日期	检测项目	检测结果			
		1#东升村潜水含水层水井(依托)		3#王殿坤潜水含水层水井(新建)	
		DX240904 V0101	DX240904 V0102	DX240904 V0103	DX240904 V0104
2024.09.04	pH 值 (无量纲)	7.5	7.6	7.6	7.5
	钙和镁总量 (总硬度, mg/L)	360	348	352	350
	溶解性固体总量 (mg/L)	517	525	535	541

氯化物 (Cl ⁻ , mg/L)	13.2	13.6	10.6	10.4
亚硝酸盐 (NO ₂ ⁻ , mg/L)	0.607	0.768	0.816	0.791
硝酸盐 (NO ₃ ⁻ , mg/L)	3.17	3.04	2.60	2.44
硫酸盐 (SO ₄ ²⁻ , mg/L)	4.64	4.45	3.51	3.49
铁 (mg/L)	0.12	0.10	0.12	0.12
锰 (mg/L)	0.05	0.04	0.05	0.06
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
高锰酸盐指数 (耗氧量, mg/L)	2.4	2.0	1.8	2.2
氨氮 (mg/L)	0.390	0.392	0.299	0.288
铅 (μg/L)	10L	10L	10L	10L
汞 (μg/L)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷 (μg/L)	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
镉 (μg/L)	1L	1L	1L	1L
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
氟化物 (mg/L)	0.956	0.950	0.468	0.543
氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
总大肠菌群 (MPN/L)	<3	<3	<3	<3
细菌总数 (CFU/ml)	50	40	40	30
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
钾 (mg/L)	1.13	1.16	1.15	1.14
钠 (mg/L)	31.9	30.0	29.0	32.2
钙 (mg/L)	41.1	43.9	43.9	44.2
镁 (mg/L)	14.2	15.3	13.8	13.4

	碱度 (CO ₃ ²⁻ , mg/L)	0	0	0	0
	碱度 (HCO ₃ ⁻ , mg/L)	276	271	252	260
	硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
	钡 (μg/L)	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L
采样日期	检测项目	检测结果			
		1#东升村潜水含水层水井 (依托)		3#王殿坤潜水含水层水井 (新建)	
		DX240905 V0101	DX240905 V0102	DX240905 V0103	DX240905 V0104
2024.09.05	pH值 (无量纲)	7.3	7.4	7.3	7.5
	钙和镁总量 (总硬度,mg/L)	348	344	336	328
	溶解性固体总量 (mg/L)	536	521	509	524
	氯化物 (Cl ⁻ , mg/L)	13.5	13.6	10.2	10.4
	亚硝酸盐 (NO ₂ ⁻ , mg/L)	0.977	0.942	0.953	0.900
	硝酸盐 (NO ₃ ⁻ , mg/L)	2.98	2.98	2.34	2.34
	硫酸盐 (SO ₄ ²⁻ , mg/L)	4.41	4.36	3.32	3.37
	铁 (mg/L)	0.12	0.11	0.10	0.11
	锰 (mg/L)	0.05	0.06	0.06	0.05
	挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
	高锰酸盐指数 (耗氧量, mg/L)	2.3	2.1	1.9	2.3
	氨氮 (mg/L)	0.387	0.398	0.323	0.326
	铅 (μg/L)	10L	10L	10L	10L
	汞 (μg/L)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
	砷 (μg/L)	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
	镉 (μg/L)	1L	1L	1L	1L

六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
氟化物 (mg/L)	0.695	0.778	0.566	0.572
氯化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
总大肠菌群 (MPN/L)	<3	<3	<3	<3
细菌总数 (CFU/ml)	40	30	50	40
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
钾 (mg/L)	1.14	1.15	1.16	1.16
钠 (mg/L)	29.4	29.1	29.2	29.8
钙 (mg/L)	43.9	45.8	41.6	43.6
镁 (mg/L)	13.5	14.0	13.5	13.4
碱度 (CO ₃ ²⁻ , mg/L)	0	0	0	0
碱度 (HCO ₃ ⁻ , mg/L)	278	281	267	277
硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
钡 (μg/L)	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L

注: 1、当测定结果在检出限以上时, 报实际测定结果值;
2、当测定结果低于检出限时, 报所用方法的检出限值, 并加标志“L”。

表 9 噪声检测结果表

单位: dB (A)

检测点位	检测结果							
	2024.09.04				2024.09.05			
	时间	测量值	时间	测量值	时间	测量值	时间	测量值
芳 507 转厂界 东侧外 1m	08:24	58	22:14	43	08:19	58	22:12	44
芳 507 转厂界 南侧外 1m	08:34	55	22:26	45	08:24	54	22:24	42
芳 507 转厂界 西侧外 1m	08:39	53	22:38	44	08:41	56	22:49	45

芳 507 转厂界 北侧外 1m	08:45	55	22:49	43	08:57	57	22:58	43
董文屯	09:30	51	23:08	43	09:24	52	23:36	42
宋显围屯	10:27	53	00:13	41	10:29	52	00:20	40
小围子屯	11:42	51	01:19	40	11:35	53	01:27	41
老江身村	12:27	52	01:59	42	12:51	51	02:10	43
盛广和屯	13:41	53	02:31	43	13:29	52	02:56	42

以下无正文

报告编写人: 

审核人: 

授权签字人: 

签发日期: 2024年9月25日

附件 11：工程质量验收记录

**宋芳屯油田芳11自营区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设
集油注水及配电系统工程
单位（子单位）工程质量验收记录**

TY-28

工程名称	宋芳屯油田芳11自营区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设集油注水及配电系统工程			分部工程数	3
施工单位	大庆油田建设集团有限责任公司油田工程事业部第八工程部	技术负责人	王冬升	开工日期	2022年07月26日
项目经理	杨焕丽 (yang huanli8c)	项目技术负责人	王冬升 (wangdongsheng8c)	交工日期	2025年08月13日
设计单位设计人	元福香				
序号	项目	验收记录		验收结论	
1	分部工程	共3分部，经查3分部符合标准及设计要求3分部		合格	
2	质量控制资料	共3项，经审查符合要求3项，经核定符合规范要求3项		合格	
3	预试运情况	合格		合格	
验收单位	施工单位	设计单位	监理单位	建设单位	质量监督机构
	验收意见： 同意 单位盖章：	验收意见： 同意 单位盖章：	验收意见： 同意 单位盖章：	验收意见： 同意 单位盖章：	验收意见： 单位盖章：





建设项目工程竣工环境保护“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）：*杨*

项目经办人（签字）：*杨*

建设项目	项目名称		2022 年宋芳屯油田芳 11（自营）区块葡萄油层加密与注采系统调整产能建设工程项目				项目代码		--		建设地点		大庆市大同区祝三乡境内										
	行业类别（分类管理名录）		石油开采/B0711				建设性质		<input type="checkbox"/> 新建 <input checked="" type="checkbox"/> 改扩建 <input checked="" type="checkbox"/> 技术改造														
	设计生产能力		4.72×10 ⁴ t/a				实际生产能力		4.72×10 ⁴ t/a		环评单位		大庆经略环保科技有限公司										
	环评文件审批机关		大庆市生态环境局				审批文号		庆环审[2022]194 号		环评文件类型		环境影响报告书										
	开工日期		2023 年 1 月				竣工日期		2025 年 8 月		排污许可证申领时间		2021-5										
	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		大庆油田工程建设有限公司油田工程事业部		本工程排污许可证编号		912306217336497473001W										
	验收单位		大庆油田有限责任公司第八采油厂				环保设施监测单位		黑龙江省吉瑞达检测科技有限公司		验收监测时工况		正常运行										
	投资总概算（万元）		32429.3				环保投资总概算（万元）		665		所占比例（%）		2.05										
	实际总投资（万元）		32205.5				实际环保投资（万元）		637		所占比例（%）		1.98										
	废水治理（万元）		38		废气治理（万元）		100		噪声治理（万元）		118		固体废物治理（万元）		30		绿化及生态（万元）		298		其他（万元）		53
新增废水处理设施能力		--				新增废气处理设施能力		--				年平均工作时		--									
运营单位			大庆油田有限责任公司第八采油厂				运营单位社会统一信用代码（或组织机构代码）				91230607716675409L				验收时间		2025.10						
污染物排放达总量控制（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)	本期工程自身削减量(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”削减量(8)	全厂实际排放总量(9)	全厂核定排放总量(10)	区域平衡替代削减量(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													0									
	烟尘													0									
	工业粉尘																						
	氮氧化物													0									
	工业固体废物																						
与项目有关的其他特征污染物		非甲烷总烃					66.91	66.91															

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。