

葡萄花油田黑帝庙油层葡浅16井区产
能建设工程项目
竣工环境保护验收调查表

建设单位：大庆黑帝庙稠油试采技术开发有限公司

编制单位：黑龙江永青环保科技有限公司

2025 年 7 月

编 制 单 位：黑龙江永青环保科技有限公司

法 人 代 表：李 丹

技 术 负 责 人：韩玉涛

项 目 编 写 人：胡毓婕

编 制 人 员：杨立伟

监 测 单 位：黑龙江永青环保科技有限公司

参 加 人 员：何燕燕、郭雪等

编制单位：黑龙江永青环保科技有限公司

电话：0459-8989973

地址：黑龙江省大庆高新区科技路 97 号

邮编：163000

目 录

表一 项目总体情况	1
表二 调查范围、因子、目标、重点	6
表三 验收执行标准	14
表四 工程概况	20
表五 环境影响评价回顾	98
表六 环境保护措施执行情况	106
表七 环境影响调查	114
表八 环境质量及污染源监测	131
表九 环境管理状况及监测计划	177
表十 调查结论与建议	184
建设项目竣工环境保护“三同时”验收登记表	189
附图 1：地理位置图	错误！未定义书签。
附图 2：井位分布图	错误！未定义书签。
附图 3：注汽站场区平面图	错误！未定义书签。
附图 4：调查范围及保护目标分布图	错误！未定义书签。
附图 5：开发区周边环境状况图	错误！未定义书签。
附图 6：监测点位图	错误！未定义书签。
附件 1：环评批复：	错误！未定义书签。
附件 2：应急预案：	错误！未定义书签。
附件 3：排污许可	错误！未定义书签。
附件 4：含油污泥、防渗布、废砂处置协议、资质	错误！未定义书签。
附件 5：钻井泥浆处理后泥渣监测报告	错误！未定义书签。
附件 6：含油污泥处理后泥渣监测报告	错误！未定义书签。
附件 7：钻井泥浆、废压裂液的拉运记录	错误！未定义书签。
附件 8：占地补偿证明	错误！未定义书签。
附件 9：复垦方案	错误！未定义书签。
附件 10：监测报告	错误！未定义书签。

表一项目总体情况

建设项目名称		葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目					
建设单位		大庆黑帝庙稠油试采技术开发有限公司					
法人代表		张福坤		联系人		郑立伟	
通信地址		大庆黑帝庙稠油试采技术开发有限公司					
联系电话		18944580202		传 真	—	邮 编	163517
建设地点		黑龙江省大庆市大同区老山头乡境内					
项目性质		改、扩建		行业类别	陆地石油开采/B0711		
环境影响报告表名称		葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区钻井工程、葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设地面工程					
环境影响评价单位		中圣环境科技发展有限公司					
初步设计单位		大庆油田有限责任公司采油工程研究院					
环境影响评价审批部门		大庆市生态环境局	文号	庆环审〔2020〕46 号、庆环承诺审〔2020〕126 号		时间	2020 年 4 月 8 日、2020 年 12 月 30 日
环境保护设施设计单位		大庆油田有限责任公司采油工程研究院、大庆油田设计院有限公司					
环境保护设施施工单位		大庆油田钻探工程公司、大庆油田创业腾飞建筑工程安装有限公司第二工程处					
环境保护设施监测单位		黑龙江永青环保科技有限公司					
投资总概算（万元）		9861.64	其中：环境保护投资（万元）	465.55		环境保护投资占总投资比例（%）	4.72
实际总投资（万元）		8980.5	其中：环境保护投资（万元）	453.67			5.05
设计生产能力		0.45×10 ⁴ t/a		建设项目开工日期	钻井：2020 年 05 月 地面：2022 年 01 月		
实际生产能力		0.35×10 ⁴ t/a		投入试运行日期	钻井：2020 年 12 月 地面：2024 年 11 月		
调查经费		/					
验收监测依据	1.《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号，2017.10.1）； 2.《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4 号，环境保护部，2017.11.22）； 3.《建设项目竣工环境保护验收技术规范-生态影响类》（HJ/T394-2007）；						

	4.《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）； 5.《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； 6.《关于印发《污染影响类建设项目重大变动清单（试行）》的通知》（环办环评函〔2020〕688 号）； 7.《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）； 8.《建设项目竣工环境保护技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）； 9.《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）； 10.《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）； 11.《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）； 12.《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）； 13.《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）； 14.《中华人民共和国噪声污染防治法》（2021 年 12 月 24 日通过，2022 年 6 月 5 日施行）； 15.《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日起施行）； 16.《关于葡萄花油田 2022 年黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程初步设计的批复》（庆油设审发〔2022〕95 号）； 17.《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）；
--	---

	18.《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2022 年 3 月 1 日起施行）； 19.《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）； 20.《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〕41 号）； 21.《基本农田保护条例》《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》（环保厅函〔2018〕284 号）； 22.《葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区钻井工程项目建设项目环境影响报告表》（中圣环境科技发展有限公司，2020.3）； 21.《关于葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区钻井工程项目环境影响报告表的批复》（庆环审〔2020〕46 号，2020.4.8）； 22.《葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设地面工程项目建设项目环境影响报告表》（中圣环境科技发展有限公司，2020.12）； 23.《关于葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设地面工程项目环境影响报告表的批复》（庆环承诺审〔2020〕126 号，2020.12.30）。
项目建设过程简述（项目立项至试运行）	2020 年 2 月 18 日，大庆油田有限责任公司规划计划部以庆油项审发(2020)17 号发布《关于葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设地面工程方案的批复》。 2021 年 7 月 13 日，大庆油田有限责任公司规划计划部以庆油设审发(2021)70 号发布《关于对头台油田公司葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程初步设计审查的批复》。 中圣环境科技发展有限公司编制了《葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区钻井工程项目环境影响报告表》；2020 年 4 月 8 日，大庆市生态环境局对该报告表进行了批复，批复号为庆环审〔2020〕46 号。《葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区钻井工程》共新钻油井 21 口，其中直井 16 口，水平井 5 口，井深最大为 1050m，钻井总进尺为 9923m。 2020 年 12 月，中圣环境科技发展有限公司编制了《葡萄花油田黑帝庙油

	层葡浅 16 井区产能建设地面工程项目建设项目环境影响报告表》；2020 年 12 月 30 日，大庆市生态环境局对该报告表进行了批复，批复号为庆环承诺审〔2020〕126 号。 本项目基建油井 13 口，均为单井，另有 9 口老井恢复开采，采用蒸汽吞吐转蒸汽驱的开发方式（共 22 口油井，前 4 年采用蒸汽吞吐开发，4 年后其中 6 口油井转蒸汽驱开发），本项目新增产能 $0.35 \times 10^4 \text{t/a}$。 本项目钻井工程于 2020 年 5 月开钻，2020 年 12 月完钻，地面工程于 2022 年 1 月施工，2024 年 11 月投产，目前运行情况正常。 通过企业提供的资料和现场勘查得出，本项目涉及的场站、井场、管线及道路等已建设完成，环保设施正常运行，参照《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）及《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）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”。本项目不属于重大变动，可以开展项目验收调查工作。 根据《建设项目环境保护条例》第十七条，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。 受大庆黑帝庙稠油试采技术开发有限公司（注：大庆黑帝庙稠油试采技术开发有限公司隶属于大庆头台油田开发有限责任公司）的委托，由黑龙江永青环保科技有限公司承担葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目竣工环境保护验收调查工作。 接受委托后，调查单位按照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》规定的程序、内容及方法，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）、《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指南污染影响类》（生态环境部公告 2018 年第 9 号）的有关规定，调查单位对葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目所在区域进行了详细的现场勘查；黑龙江永青环保科技有限公司对本工程的污染物排放状况、环保设施治理效果及工程所在区域的土壤、空气、地表水、地下水、声环境、包气带等环境要素进行了监测。在完成上述工作的基础上，结合工程有关资料，编制完成了《葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目竣工环境保护验收调查表》。
--	---

表二调查范围、因子、目标、重点

调查范围	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，本项目调查范围见表 2-1。		
	表 2-1 各环境要素调查范围一览表		
	序号	环境要素	验收调查范围
	1	环境空气	井场、注汽站边界外延 2.5km 范围的区域以及集输管线两侧 200m 范围
	2	地表水环境	区域内一五四泡、排涝干渠
	3	地下水环境	以区块为中心，下游各外扩 88.24m，下游各外扩 44.12m，长 3km、宽 3km 的 9km ² 矩形区域
	4	声环境	井场永久占地厂界向外 200m 及管道、道路中心线两侧各 200m 范围内的声环境
	5	土壤环境	新建、改造场站外扩 1km 范围内的土壤及管线两侧 200m 范围内土壤
调查范围	6	环境风险	环境空气：厂址周边 2500m 范围内，管线两侧 200m 范围内； 地表水：内陆水体下游 10km 范围； 地下水：以区块为中心，下游各外扩 88.24m，下游各外扩 44.12m，长 3km、宽 3km 的 9km ² 矩形区域
	7	生态环境	油田开发区域外延 1km 范围内及管线、道路两侧各 0.2km 带状区域的生态环境
			与环评时期环境调查范围一致
调查因子			与环评时期相比，道路、管线验收范围增加至管道中心线两侧 300m，验收范围增加主要是由于生态导则更新
	本项目调查因子见表 2-2。		
	表 2-2 项目验收调查一览表		
	序号	调查内容	调查因子名称
现状调查因子	1	环境空气	NO ₂ 、SO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃
	2	地下水	pH、总硬度、耗氧量、石油类、氨氮、氟化物、挥发性酚类、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、菌落总数、总大肠菌群、溶解性总固体、铁、汞、锰、砷、铅、镉、六价铬、钡、总氰化物、硫酸盐、氯化物、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻
	3	包气带	pH、汞、砷、铅、总铬、石油类

		4	土壤	建设用地: pH、As、Cd、Cr（六价）、Cu、Pb、Hg、Ni、CCl ₄ 、氯仿、氯甲烷、1, 1-二氯乙烷、1, 2-二氯乙烷、1, 1-二氯乙烯、顺-1, 2-二氯乙烯、反-1, 2-二氯乙烯、二氯甲烷、1, 2-二氯丙烷、1, 1, 1, 2-四氯乙烷、1, 1, 2, 2-四氯乙烷、四氯乙烯、1, 1, 1-三氯乙烷、1, 1, 2-三氯乙烷、三氯乙烯、1, 2, 3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1, 2-二氯苯、1, 4-二氯苯、乙苯、氯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并 [a] 蒽、苯并 [a] 芘、苯并 [b] 荧蒽、苯并 [k] 荧蒽、蒽、二苯并 [a、h] 荧蒽、茚并 [1, 2, 3-cd] 芘、萘、石油烃（C10-C40）、石油烃（C6-9）、石油类 农用地: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C10-C40）、石油烃（C6-9）			
		5	声	等效连续 A 声级			
		6	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			
	污染物调查因子	1	大气污染物	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、烟气黑度、非甲烷总烃			
		2	含油污水	含油量、悬浮物固体、粒径中值			
		3	噪声	等效连续 A 声级			
		4	固体废物	废砂、废离子交换树脂、含油污泥、落地油、废含油废防渗布、清管废渣、生活垃圾			
	环境敏感目标	经调查, 本项目区域内无国家、省、市级自然保护区、文物古迹名胜等重要保护目标, 环境敏感目标具体变化情况详见表 2-3~表 2-5。本项目与周围敏感目标位置关系图见附图 4。					
		表 2-3 大气环境保护目标一览表					
		名称	中心坐标 经纬度	保护对象	保护内容	环境功能区	方位、距离
大坝屯		45.85238, 124.65630	村屯	50 户, 约 150 人	二类	葡浅 28-12 井西侧 1792m	与环评一致
孔家屯		45.83873, 124.69918	村屯	45 户, 约 135 人	二类	葡浅 29-15 井东南侧 1671m	与环评一致
孙碗铺		45.85896, 124.68660	村屯	70 户, 约 210 人	二类	葡浅 23-21 井东北侧 120m, 天然气管线北 40m	与环评一致
孙车铺		45.85802, 124.69503	村屯	50 户, 约 150 人	二类	葡浅 26-22 井东北侧 178m	与环评一致
永龙村		45.84097, 124.68258	村屯	60 户, 约 180 人	二类	葡浅 28-12 井东南侧 640m	与环评一致

东南山屯	45.87899, 124.65245	村屯	50 户,约 150 人	二类	葡浅 16-平 15 井西北侧 3302m	与环评一致
双庆村	45.89594, 124.69545	村屯	66 户,约 200 人	二类	供气管线北侧 2080m	与环评一致
小姜围子	45.88808, 124.68407	村屯	52 户,约 160 人	二类	供气管线北侧 1480m	与环评一致
西南山屯	45.88095, 124.62406	村屯	20 户,约 60 人	二类	黑 1 转油站西北 2900m	与环评一致
三星村	45.85415, 124.63520	村屯	66 户,约 230 人	二类	黑 1 转油站西南 1600m	实际调查居 民人数约为 210 人,较环 评时减少 20 人

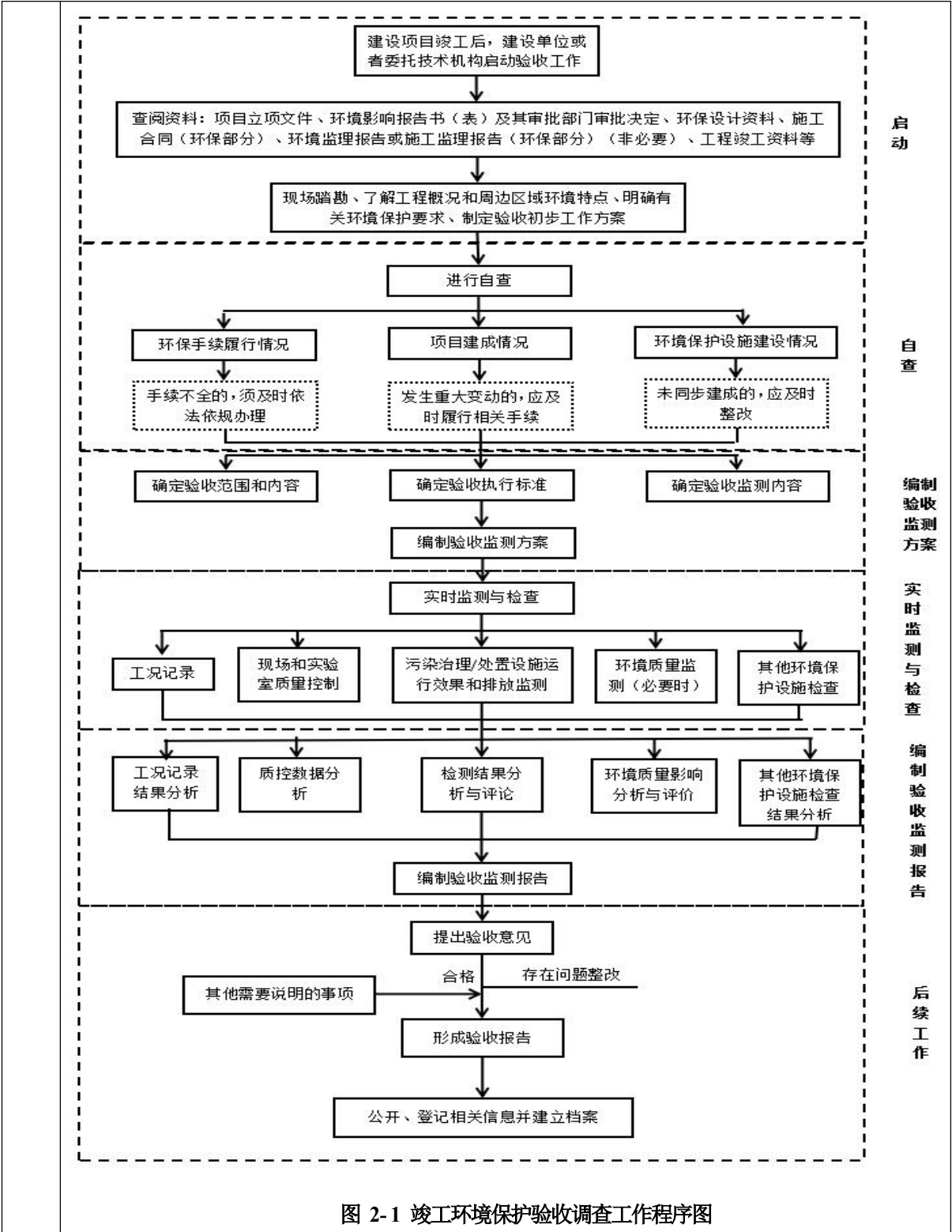
表 2-4 地下水、地表水、生态、土壤、声环境主要保护目标一览表					
环境要素	保护目标	方位及距离	规模/环境特征	保护标准及保护级别	备注
地下水环境	大坝屯水井	葡浅 28-12 井西侧 1850m	有 1 口承压水井位于村西北角,井深约 100m,供西南山屯及本村用水,总供水人数约 150 人;另外,村中约有 20 口潜水水井,用于灌溉、喂养牲畜等,井深 20~30m。	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类	实际调查村中共有 19 口潜水水井,较环评少 1 口
	孔家屯水井	葡浅 29-15 井东南侧 1780m	有 1 口承压水井位于村西北角,井深约 100m,供本村用水,总供水人数约 150 人;村中约有 18 口潜水水井,用于灌溉、喂养牲畜等,井深 15m~30m。		与环评一致
	孙碗铺水井	葡浅 23-21 井东北侧 320m,天然气管线北 190m	约有 5 口潜水水井,用于灌溉、喂养牲畜等,井深 15m~30m,饮用水由永龙村承压水井供给。		与环评一致
	孙车铺水井	葡浅 26-22 井东北侧 360m	30 口潜水水井分散在村民家中,井深 26m,用于浇地和养殖,饮用水由永龙村承压水井供给。		实际调查村中共有 29 口潜水水井,较环评少 1 口

		永龙村水井	距葡浅 28-12 井 南侧 792m	有 1 承压水井, 供全村人及孙车铺、孙碗铺饮用。18 口潜水水井分散在村民家中, 井深 28m 左右, 用于饮用和灌溉。		与环评一致
		黑 1 转油站	注汽站西 北侧 2100m	深水井 1 口, 井深约 100m, 承压水, 主要用于工业用水及员工 饮用, 供水人数约 10 人		与环评一致
地表水环境	一五四泡	葡浅 24-16 西侧 350m	天然泡沼, 水深 0.2-1.1m, 水体 面积 0.34km ²	无功能区, 不 执行标准	与环评一致	
	排涝干渠	管线跨域	/		与环评一致	
声环境	孙碗铺	葡浅 23-21 井东北侧 120m,天然气管线北 40m		《声环境质量 标准》(GB3096 —2008) 中 1 类区标准	与环评一致	
	孙车铺	葡浅 26-22 井东北侧 178m			与环评一致	
生态环境	土壤、植被		油田开发区域外延 1km 范围内 及管线、道路两侧各 300m 带状 区域的生态环境		施工结束后 临时占地进 行平整、恢 复, 恢复地表 植被形态	与环评时期 相比, 道路、 管线验收范 围增加至管 道中心线两 侧 300m, 验 收范围增加 主要是由于 生态导则更 新
	孙车铺东泡湿地		葡浅 26-22 东侧 2.4km		保护级别为 一般, 保护区 域内生态环 境	根据《黑龙 江省湿地名 录》(2022 年), 环评 阶段占地的 “孙车铺东泡 湿地”“西大 海甸子 14 号湿地”不 再是湿地
	西大海甸子 14 号湿地		供气管道北 250m			
土壤环境	新建、改造场站外扩 1km 范围内的土壤及管线两侧 200m 范围内土壤				《土壤环境质 量 农用地土 壤污染风险管 控标准》 (GB15618-20	与环评一致

			18)			
表 2-5 环境风险敏感目标一览表						
类别	环境敏感性					备注
环境 空气	厂址周边 2500m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位、距离		保护内容	
	1	大坝屯	葡浅 28-12 井西侧 1792m		居民 50 户，约 150 人	
	2	孔家屯	葡浅 29-15 井东南侧 1671m		居民 45 户，约 135 人	
	3	孙碗铺	葡浅 23-21 井东北侧 120m，天然气管线北 40m		居民 70 户，约 210 人	
	4	孙车铺	葡浅 26-22 井东北侧 178m		居民 50 户，约 150 人	
	5	永龙村	葡浅 28-12 井东南侧 640m		居民 60 户，约 180 人	
	6	双庆村	供气管线北侧 2080m		居民 66 户，约 200 人	
	7	小姜围子	供气管线北侧 1480m		居民 52 户，约 160 人	
	8	西南山屯	黑 1 转油站西北 2900m		居民 20 户，约 60 人	
	9	三星村	黑 1 转油站西南 1600m		居民 66 户，约 230 人	
	管线两侧 200m 范围内					
	1	孙碗铺	天然气管线北 40m		居民 70 户，约 280 人	
地表 水	内陆水体下游 10km 范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	相对方位、距离		环境敏感特征	
	1	一五四泡	葡浅 24-16 西侧 350m		天然泡沼，水深 0.2-1.1m，水体面积 0.34km²	
	2	排涝干渠	管线跨域		/	
地下	序号	敏感目标	相对方位、距	环境敏感	水质目标	包气带防污性能

水		名称	离	特征		
	1	大坝屯水井	葡浅 28-12 井 西侧 1850m	G3	III类	D2
	2	孔家屯水井	葡浅 29-15 井 东南侧 1780m			
	3	孙碗铺水井	葡浅 23-21 井 东北侧 320m			
	4	孙车铺水井	葡浅 26-22 井 东北侧 360m			
	5	永龙村水井	距葡浅 28-12 井南侧 792m			
	6	黑 1 转油 站	新建注汽站 西北侧 2100m			
调查重点	根据现场调查及本项目环境影响因素、当地环境状况的特点，项目周围环境敏感目标分布情况，确定本项目调查重点如下： 本次调查重点是项目开发及运行期对生态、大气环境、水环境、声环境的影响，环境影响报告表及批复文件中提出的各项环保措施落实情况及其有效性，并根据调查结果提出环境保护补救措施。 （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）生态影响调查：重点调查油田开发区域本项目新建井场、管线敷设等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。 （3）大气环境影响调查：重点调查油田开发区域新建井场废气排放情况、处理设施运行效果；分析大气环境保护措施落实情况及其效果。 （4）水环境影响调查：重点调查本项目废水排放情况、处理设施运行效果，通过对含油污水处理站处理效果分析是否达标排放，对水环境是否造成影响；分析水环境保护措施落实情况及其效果。 （5）声环境影响调查：重点调查本项目新建井场、新建场站对周围环境敏感目标的影响；分析声环境保护措施落实情况及其效果。 （6）固体废物调查：重点调查固体废物产生及处理情况；废弃钻井泥浆、岩屑、废包装袋、生活垃圾、建筑垃圾等的处置情况；运行期含油污泥、落地油、废弃防渗布等固体废物的处置情况；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、排污许可执行情况。 本次竣工环境验收调查工作程序见下图。
--	--



表三验收执行标准

环境
质量
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。

1.环境空气质量标准

本项目所在地环境空气属二类功能区，其环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，非甲烷总烃采用《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m³ 小时标准，具体标准值见表 3-1。

表 3-1 环境空气质量标准

序号	污染物	取值时	标准限值	单位	标准来源
1	二氧化硫 SO ₂	年平均	60	μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 二级标准
		24 小时平均	150	μg/m³	
		1 小时平均	500	μg/m³	
2	二氧化氮 NO ₂	年平均	40	μg/m³	
		24 小时平均	80	μg/m³	
		1 小时平均	200	μg/m³	
3	一氧化碳 CO	24 小时平均	4	mg/m³	
		1 小时平均	10	mg/m³	
4	臭氧 O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m³	
		1 小时平均	200	μg/m³	
5	PM ₁₀	年平均	70	μg/m³	
		24 小时平均	150	μg/m³	
6	PM _{2.5}	年平均	35	μg/m³	
		24 小时平均	75	μg/m³	
7	非甲烷总 烃	--	2.0	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》

2.地下水环境

本次验收执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准，具体见表 3-2。

表 3-2 地下水质量标准

序号	项目	单位	标准值	标准来源
1	pH	/	6.5-8.5	《地下水质量标准》 （GB/T14848-2017）III
2	总硬度	mg/L	≤450	
3	耗氧量（COD _{Mn} ，以 O ₂ 计）	mg/L	≤3.0	

4	铅	mg/L	≤0.01	类标准
5	氨氮	mg/L	≤0.50	
6	氟化物	mg/L	≤1.0	
7	挥发酚类	mg/L	≤0.002	
8	硝酸盐氮	mg/L	≤20	
9	亚硝酸盐	mg/L	≤1.00	
10	菌落总数	CFU/mL	≤100	
11	总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0	
12	溶解性总固体	mg/L	≤1000	
13	氯化物	mg/L	≤250	
14	硫酸盐	mg/L	≤250	
15	铁	mg/L	≤0.3	
16	汞	mg/L	≤0.001	
17	砷	mg/L	≤0.01	
18	锰	mg/L	≤0.10	
19	镉	mg/L	≤0.005	
20	铬（六价）	mg/L	≤0.05	
21	氰化物	mg/L	≤0.05	
22	钠	mg/L	≤200	
23	钡	mg/L	≤0.70	
24	石油类	mg/L	≤0.05	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准

3.地表水环境质量标准

本项目附近地表水主要为一五四泡，《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），一五四泡无水体功能划分。

4.声环境质量标准

本项目油井开发区域执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类区标准；周边村屯执行 1 类区标准，详见表 3-3。

表 3-3 声环境质量标准 单位：dB（A）

项 目	昼 间	夜 间
《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准	60	50
《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准	55	45

5.土壤环境质量标准

本项目区域内建设用地土壤采用《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（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准。详见表 3-4，区域内永久占地外的土壤采用《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 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准（草地参照执行），详见表 3-5。

表 3-4 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	监测项目	第二类用地筛选值	序号	监测项目	第二类用地筛选值
1	砷	60	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	铬（六价）	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1,2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1,4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间&对-二甲苯	570
11	1,1-二氯乙烷	9	34	邻-二甲苯	640
12	1,2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1,1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	37	2-氯苯酚	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	54	38	苯并(a)蒽	15
16	二氯甲烷	616	39	苯并(a)芘	1.5
17	1,2-二氯丙烷	5	40	苯并(b)荧蒽	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	41	苯并(k)荧蒽	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	42	蒽	1293
20	四氯乙烯	53	43	二苯并(a,h)蒽	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	840	44	茚并(1,2,3-cd)芘	15
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	45	萘	70
23	三氯乙烯	2.8	46	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	4500

表 3-5 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
		pH>7.5
1	砷	25
2	镉	0.6
3	铬	250
4	铜	100
5	铅	170
6	汞	3.4

	7	镍	190
	8	锌	300
污 染 物 排 放 标 准	根据项目实际建设情况,结合环评报告及批复的意见,确定项目验收监测评价标准: 1.大气污染物排放标准 本项目施工期扬尘执行《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,见表 3-6。		
	表 3-6 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	
		监控点	浓度 (mg/m ³)
	颗粒物	周界外浓度最高点	1.0
	运营期井场厂界、葡浅 6 注汽站、葡三联合站、黑 1 转油站厂界无组织排放的非甲烷总烃执行《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,具体见表 3-7。		
	表 3-7 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准		
	污染物	监控点	浓度限值 (mg/m ³)
	非甲烷总烃	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝析的天然气处理厂、储油库边界	4.0
	运营期葡浅 6 注汽站、葡三联合站、黑 1 转油站、6 号计量间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 3-8 厂区内 VOCs 无组织排放限值		
	污染物项目	排放限值	限值含义
	NMHC	10	监控点处 1h 平均浓度值
		30	监控点处任意一次浓度值
	无组织排放监控位置		
	依托的联合站加热炉执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)锅炉大气污染物排放浓度限值,具体指标见表 3-9。		
	表 3-9 锅炉大气污染物排放标准		
	标准	污染物	最高允许排放浓度 (mg/Nm ³)
	2014 年 7 月 1 日前锅炉	烟尘	30
		二氧化硫	100
		氮氧化物	400

	黑度 (级)	≤1
2014 年 7 月 1 日后锅炉	烟尘	20
	二氧化硫	50
	氮氧化物	200
	黑度 (级)	≤1
燃气锅炉烟囱不低于 8 米		

2. 污水排放标准

本项目生产废水（采油废水、作业废水）由葡三联含油污水处理站处理达标后回注，不外排。本项目依托污水站注水水质标准执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中大庆油田油藏水驱注水水质主要控制指标，具体指标见表 3-10。

表 3-10 大庆油田油藏水驱注水水质主要控制指标

项目	空气渗透率 0.1~0.31μm
悬浮物颗粒直径中值, μm	≤2.0
悬浮固体含量, mg/L	≤5.0
含油量, mg/L	≤10.0

3. 噪声排放标准

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中规定的排放限值，具体见表 3-11。

表 3-11 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位: dB(A)

昼间	夜间
70	55

运行期噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，与环评阶段一致，具体见表 3-12。

表 3-12 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位: dB(A)

序号	标准值 dB (A)		声环境功能区类别	标准来源
	昼间	夜间		
1	60	50	2	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)

4. 固体废物标准

(1) 施工期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）。

(2) 项目施工期产生的废防渗布、废包装袋等属于一般工业固体废物，参照执行《一

般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中要求。

（3）项目运行期产生的含油防渗布、含油污泥、落地油均属于危险废物，执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求。

（4）运行期产生含油污泥处理后执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中表 1 中各项污染控制指标标准限值，具体见表 3-13。

表 3-13 含油污泥执行标准

序号	控制项目	控制限值
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 值	6.5-9
11	含水率（质量百分比）	≤40

总量控制指

本项目依托的黑 1 转油站加热炉产生的燃烧烟气为分担量，不纳入本项目排污量核算。本工程主要为注汽站新增注汽锅炉、采暖炉排放量。

本项目产能运行过程包括蒸汽吞吐阶段和蒸汽驱阶段，本次验收期间本项目处理于蒸汽吞吐阶段，环评时期蒸汽吞吐阶段的废气排放量为：SO₂ 排放量 0.843/a、NO_x 排放量为 3.65t/a、颗粒物排放量 0.43t/a、非甲烷总烃 8.79t/a。

表四工程概况

项目名称	葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目
项目地理位置 (附地理位置图)	黑龙江省大庆市大同区老山头乡境内，地理位置图见附图 1。
一、主要工程内容及规模： 1.建设规模 (1) 环评阶段 钻井工程：《葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区钻井工程》共新钻油井 24 口，其中直井 18 口，水平井 6 口，井深最大为 486m，钻井总进尺约为 15500m。 地面工程：本项目位于大庆市大同区老山头乡境内，基建油井 13 口（水平井 3 口，直井 10 口），另有 9 口老井恢复开采，均采用蒸汽吞吐转蒸汽驱的开发方式（共 22 口油井，预计前 4 年采用蒸汽吞吐开发，4 年后其中 6 口油井转蒸汽驱开发），13 口新建井建成产能 $0.45 \times 10^4 \text{t/a}$。 9 口老井集输工艺由原来的单井拉油工艺调整为掺水工艺，新老井全部采用“双管掺水集油工艺”，新建集油掺水管道 22.2km，新建计量间 1 座，改扩建转油站 1 座、新建注汽站 1 座，并配套建设天然气供气工程、水源井系统工程、给排水消防系统工程、供配电工程、道路工程等。 (2) 验收阶段 钻井工程：本次项目新钻油井 21 口，其中直井 16 口，水平井 5 口，井深最大为 1050m，钻井总进尺为 9923m。 地面工程：本项目位于大庆市大同区老山头乡境内，基建油井 13 口（水平井 3 口，直井 10 口），另有 9 口老井恢复开采，均采用蒸汽吞吐转蒸汽驱的开发方式（共 22 口油井，前 4 年采用蒸汽吞吐开发，4 年后其中 6 口油井转蒸汽驱开发），新增产能 $0.35 \times 10^4 \text{t/a}$。 9 口老井集输工艺由原来的单井拉油工艺调整为掺水工艺，新老井全部采用“双管掺水集油工艺”，新建集油掺水管道 22.1km，新建计量间 1 座，改扩建转油站 1 座、新建注汽站 1 座，并配套建设天然气供气工程、水源井系统工程、给排水消防系统工程、供配电工程、道	

路工程等。

本项目永久占地新增永久占地面积 5.3446hm²，新增临时占地面积 40.73hm²。

建设内容与环评阶段建设内容具体变化详见表 4-1、表 4-2。

表 4-1 钻井工程项目组成对比表

工程类别	工程名称	数量	环评及批复建设内容	实际建设内容	变化情况
主体工程	井场	24 座	井场 40m×30m，各井场地面平整夯实，井场占地形成永久占地。	经调查，新建钻井场 17 座，井场地面平整，目前已形成永久占地。	葡浅 21-15、葡浅 24-平 22、葡浅 26-18，3 口油井未钻，建成 2 个 3 口油井井场，15 个单井井场，共建设 17 座井场
	井架基础	24 座	撬装式钢制基础，43.3m×11.7m，用于架设钻井井架。	新建 43.3m×11.7m 撬装式钢制基础 17 座，用于架设钻井井架。	实际建设 17 座井场
	钻井工程	24 口	钻井 24 口，包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻进、录井、测井、固井、完井等。	新钻油井 21 口，主要工程内容包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井等。	3 口油井未建设
辅助工程	射孔工程	16 口	本项目共新钻 24 口井，其中 18 口直井完井方式为射孔完井，废弃射孔液等废弃物暂存于井场泥浆槽中形成废弃泥浆，本项目施工结束后井场泥浆槽中的废弃泥浆由罐车拉运至撬装废弃泥浆处理装置。	本项目共新钻 21 口井，其中 16 口直井完井方式为射孔完井，废弃射孔液等废弃物暂存于井场泥浆槽中形成废弃泥浆，运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站进行处理。	废弃射孔液由拉运至撬装废弃泥浆处理装置变为运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站进行处理
	泥浆循环罐区	1 项/井场	设 4 个泥浆循环罐，有效容积 40m³/个。	设 3 个泥浆循环罐，有效容积 40m³/个，目前已拆除，并进行场地平整。	实际建设 17 座井场，泥浆循环罐减少 1 个
	水罐区	1 项/井场	设钢制水罐 1 个，存储新鲜水，有效容积 50m³/个。	每座井场新建水罐 1 处，共 17 处，位于井场内部，目前已拆除。	实际建设 17 座井场，水罐区减少 5 处
	柴油罐区	2 座/井	钢制柴油罐 2 个/井场，占地面积 20m²，单罐容积 30m³，储量合计约 50t 柴油。底部重点防渗处理，配备泡沫	每座井场设置了 2 座柴油罐区，共设置 34 座柴油罐区，场地夯实，铺设人工材	实际建设 17 座井场，油罐区减少 14 处

葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目竣工环境保护验收调查表

			灭火器。	料防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-10} cm/s$ ，目前已拆除。	
	施工便道	1 条/井场	设置通往井场的施工便道，长约 200m，宽度为 4m。	本项目施工期每个场设置 1 条通往井场的施工便道，长 200m，宽度为 4m，场地目前已恢复。	施工便道数减少 3 条
	放喷坑	1 个	容量约 30m ³ ，做好防腐、防酸处理，内壁采用耐火砖砌。	本项目施工期共设置放喷坑 1 个，场地目前已恢复	与环评一致
公用工程	生活区	1 项	包括活动房 12 幢，有综合房、值班房、材料房、发电机房、井控房、旱厕等。	包括活动房 10 幢，生活区包括综合房、值班房、材料房、发电机房、井控房、旱厕等，目前已拆除。	3 口油井未建设，生活区域设施减少
	供水工程	1 项	生产用水由水罐车运到水罐区，生活用水使用桶装水，运到生活区。	经调查，施工期生产用水由水罐车运到水罐区；生活用水采用桶装水。	与环评一致
	排水工程	1 项	施工期生活污水排入营地设置的临时防渗旱厕内，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）。	经调查，施工期生活污水已排入井场防渗旱厕，且施工结束后进行了卫生填埋。	与环评一致
	供电工程	1 项	柴油发电机 1 台。	经调查，施工期用电由 1 台柴油发电机供给。	与环评一致
	气源房	1 座/井场	占地面积 30m ² ，供应压缩空气，给钻机刹车提供动力。	每个井场设置了 1 座气源房，目前已拆除。	井场设置气源房数较环评时减少 7 座
环保工程	井场泥浆槽	1 个/井场	每口井井场设置容积 50m ³ 的泥浆槽，暂存钻井岩屑、废弃钻井液、钻井废水、废弃射孔液，做一般防渗处理，底部及四周夯实，铺设人工材料防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ ，在防渗工程施工时候留存影像资料。	每座井场新建了 50m ³ 的钢制泥浆槽 1 座，暂存钻井岩屑、废弃钻井液、钻井废水、废弃射孔液，做一般防渗处理，底部及四周夯实，铺设人工材料防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ ，目前已拆除。	井场泥浆槽数量较环评时减少 7 个

葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目竣工环境保护验收调查表

	防渗旱厕	1 个/井场	单井井场设置容积为 4m ³ 的防渗旱厕，用于收集生活污水，做一般防渗处理，底部及四周夯实，铺设人工材料防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 Mb≥1.5m、K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s，在防渗工程施工时候留存影像资料。	每个单井井场设置容积为 4m ³ 的防渗旱厕，用于收集生活污水，做一般防渗处理，底部及四周夯实，铺设人工材料防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 Mb≥1.5m、K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s。目前临时占地已进行了平整及生态恢复。	防渗旱厕数量较环评时减少 7 个
	柴油罐区围堰	1 个/储罐	每个井场柴油罐区设置围堰，围堰高度约为 0.4m。	经调查，钻井期井场柴油罐区设置围堰，围堰高度 0.4m。	与环评一致
	柴油罐区防渗	1 项	柴油罐区地面及围堰做重点防渗处理，场地夯实，铺设人工材料防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 Mb≥6.0m、K≤1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s，在防渗工程施工时候留存影像资料。	经调查，钻井期井场柴油罐区设置围堰，柴油罐区做重点防渗处理，场地夯实，铺设人工材料防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 Mb≥6.0m、K≤1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s，目前临时占地已进行了平整及生态恢复。	与环评一致
	固废处置	1 项	本项目产生的废弃钻井泥浆、污水及岩屑暂存于泥浆槽，由罐车拉运至撬装废弃泥浆处理站进行压滤处理；废防渗布及属一般固废的包装袋运至大庆第七采油厂工业固废填埋场；废弃 KOH 包装袋统一收集后委托有资质单位处置；生活垃圾运至大同区生活垃圾填埋场卫生填埋。	经调查，本项目钻井期产生的废弃钻井泥浆、污水及岩屑全部暂存于钢制泥浆槽，由罐车及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站进行处理，施工期无废弃钻井液落地；废防渗布及属一般固废的包装袋运至大庆第七采油厂工业固废填埋场；钻井过程中 KOH 使用配置好的溶液，直接拉运至井口使用，施工现场不产生 KOH 废包装袋；生活垃圾填埋场处置。	废弃钻井泥浆、污水及岩屑由拉运至撬装废弃泥浆处理装置变为运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站进行处理；钻井过程中 KOH 使用配置好的溶液，直接拉运至井口使用，施工现场不产生 KOH 废包装袋
	扬尘处置	1 项	井场洒水消尘，表土及建材堆放设置挡风板、上覆盖遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。	经调查，施工场地采用了洒水抑尘，表土及建材堆放上覆盖遮盖材料的措施，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布	与环评一致

葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目竣工环境保护验收调查表

				的等。	
	生态恢复	1 项	临时占用土地进行表土留存，分层回填，整平翻松，播撒草籽，进行植被恢复；对永久占地根据占一补一原则补偿。永久占用土地进行补偿，对临时占地进行等质等量恢复。	经调查，临时占用土地进行表土留存，分层开挖，分层堆放，施工结束后分层回填，目前已进行复耕，草地采取平整土地等措施，目前植被恢复良好，永久占地已按照进行占一补一的原则进行补偿。	与环评一致
	地下水跟踪监测	1 项	在区块上、内、下游设置 3 口地下水监测井。	依据地下水流向，地下水监测井依托井场附近村屯的设置地下水跟踪监测井 3 口，区域上游设置 1 口背景监测井（养殖散户水井 45.86503 124.70222），在区块内设置 1 口跟踪监测井（孙车铺水井 45.85635 124.69392），区块下游布设 1 口跟踪监测井（永龙村水井 45.84085 124.68211），满足依托要求。	与环评一致
依托工程	撬装废弃钻井泥浆处理装置	1 项	工程钻井产生的钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液依托《永乐油田源 1552 区块葡萄花油层开发试验区钻井产能建设地面工程》中新建的撬装废弃钻井泥浆处理装置处置，该装置建在源二联合站站内，日处理能力为 500 m ³ /d，能够满足本项目需求。	经调查，钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液全部暂存于钢制泥浆槽，由罐车及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站进行处理，施工期无废弃钻井液落地。该站于 2020 年 11 月完成自主验收。装置主要采取“药剂均质+压滤”工艺，将泥浆进行固液相分离。废弃泥浆处理装置设计处理能力为 500m ³ /d，目前实际处理量为 300m ³ /d。	钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液处置单位由源二联合站撬装废弃钻井泥浆处理装置处置变为拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理
	源二联污水处理站	1 项	废弃钻井液无害化处理装置产生的污水进入源二联合油污水处理站进行处理，源二联合油污水处理站设计	钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液由罐车及时拉运至大庆钻探运输二公	未依托

			能力共 1500m³/d, 目前实际处理 900m³/d, 负载率 60%。 可以满足本次新增产能的需求。	司废弃泥浆无害化处理三站进行处理， 泥浆脱水后的污水暂存在清水罐内，由 罐车运至龙一联含油污水站处理合格后 回注目的油层，未依托源二联污水处理 站。	
	采油七厂工业 固废填埋场	1 项	采油七厂工业固废填埋场（环评批复文号：庆环建字 （2009）23 号；验收批复文号：庆环验 [2013]12 号）设 计容纳能力为 14000t, 目前实际容纳 7700t, 剩余能力满 足本工程新增固废处理要求。	废防渗布及属一般固废的包装袋运至大 庆第七采油厂工业固废填埋场；经调查， 第七采油厂工业固体废物填埋场于 2013 年取得环评验收批复（庆环验[2013]）12 号，填埋场总容量为 14000m³，目前填 埋总量约为 9050m³，剩余填埋量约为 4950m³。	与环评一致
临时工 程	钻井施工营地	1 项	钻井施工各井场沿周边设置临时场地和临时便道，用 于摆放生活区活动房，停放钻井施工设备，设置车辆 回车场地。临时场地为临时占地，施工结束后进行生 态恢复。	钻井施工各井场沿周边设置临时场地和 临时便道，施工结束后，营地已拆除， 目前已完成生态恢复。	与环评一致

表 4-2 地面工程项目组成对比表

工程 类别	项目名称	环评及批复建设内容	实际建设内容	备注
----------	------	-----------	--------	----

主体工程	原油集输工程	新建 13 口油井, 另有 9 口老井恢复蒸汽吞吐方式开采, 9 口老井集输工艺由原来的单井拉油工艺调整为掺水工艺, 新老井全部采用“双管掺水集油工艺”, 新建集油掺水管道 22.2km, 新建计量间 1 座 (6 号计量间), 计量间内设沉降罐 2 座、外输螺杆泵 2 台; 单井计量采用称重转子式油井产量计量装置。产液经 6 号计量间进入黑 1 转油站后进入葡三联脱水站, 分离的含油污水由葡三联含油污水处理站处理。	本项目新建 13 口油井, 另有 9 口老井恢复蒸汽吞吐方式开采, 9 口老井集输工艺由原来的单井拉油工艺调整为掺水工艺, 新老井全部采用“双管掺水集油工艺”, 新建集油掺水管道 22.1km, 新建 6 号计量间位于葡浅 16 注汽站内, 计量间内设沉降罐 2 座、外输螺杆泵 2 台; 单井计量采用称重转子式油井产量计量装置。产液经 6 号计量间进入黑 1 转油站后进入葡三联脱水站, 分离的含油污水由葡三联含油污水处理站处理。	集油掺水管道较环评时减少 0.1km
	采油工程	新建 10 口直井采用 CYJ×3-2.1-13HF 型抽油机开采、新建 3 口水平井采用 CYJY6-2.5-26HB 型抽油机开采; 更新 3 口老井机采设备 (葡浅 27-17、葡浅 27-19、葡浅 25-19)。	经调查, 本项目新建 10 口直井采用 CYJ×3-2.1-13HF 型抽油机开采、新建 3 口水平井采用 CYJY6-2.5-26HB 型抽油机开采; 更新 3 口老井机采设备 (葡浅 27-17、葡浅 27-19、葡浅 25-19)。其余 6 口油井利用原有抽油机。	无变化
	转油站改造	黑 1 转更新已建泵 3 台, 其中包括外输螺杆泵 (Q=100m³/h H=150m) 2 台, 掺水泵 (Q=35m³/h H=200m) 1 台 (更新后的掺水泵作为新区块和已建 3 号间的专用泵); 调整站内工艺管线, 将该站已建 1 台掺水泵作为本次产能区块专用泵, 同时新老区块互为备用掺水泵 1 台, 新建掺水泵变频装置 1 台; 扩建集油掺水阀组 1 套 (DN200 和 DN100)。	经调查, 黑 1 转更新已建泵 3 台, 其中包括外输螺杆泵 2 台, 掺水泵 1 台 (更新后的掺水泵作为新区块和已建 3 号间的专用泵); 调整站内工艺管线, 将该站已建 1 台掺水泵作为本次产能区块专用泵, 同时新老区块互为备用掺水泵 1 台, 新建掺水泵变频装置 1 台; 扩建集油掺水阀组 1 套。	无变化
辅助工程	油井清防蜡	本次产能区域抽油机井进行热洗, 热洗强度 20m³/h, 温度 75℃, 洗井时间 2.5~3h, 热洗水随集油管道进系统。	经调查, 本项目运行时间较短, 暂未进行油井清防蜡作业。	无变化

	注汽系统工程	新建固定注汽站 1 座（葡浅 16 注汽站），分二期工程建设，本项目为一期工程，建设 1 套 11.5t/h 橇装式注汽锅炉及配套橇装式水处理装置（12t/h）、排放扩容装置，预留 1 套位置作为二期工程。注汽站相关配套的主厂房、注汽管道、供气管道、水源井、配电、道路等系统按 2 套注汽锅炉一次建成，新建 3m ² 危险废物暂存间 1 座。 该注汽站最大耗气量为 1.99×10 ⁴ m ³ /d。	经调查，本项目新建葡浅 16 注汽站，分二期工程建设，本项目为一期工程，建设 1 套 11.5t/h 橇装式注汽锅炉及配套橇装式水处理装置（12t/h）、排放扩容装置。注汽站配套建设主厂房、注汽管道、供气管道、水源井、配电、道路等系统按 2 套注汽锅炉一次建成，新建 3m ² 危险废物暂存间 1 座。 该注汽站最大耗气量为 1.99×10 ⁴ m ³ /d。	无变化
	天然气供气工程	新建Φ168×5 供气管道共 2.8km，从葡浅 16 注汽站至葡浅 6 注汽站，配套建设干气调压、交接计量设施，新建防盜测泄漏装置 1 套。	经调查，本项目新建Φ168×5 供气管道共 2.8km，从葡浅 16 注汽站至葡浅 6 注汽站，配套建设干气调压、交接计量设施，新建防盜测泄漏装置 1 套。	无变化
	水源井系统工程	为新建注汽站配套建设水源井 1 口，供注汽站内注汽锅炉用水，采用橇装建设模式，单井设计流量为 32m ³ /h，同时利旧区域已建水源井 1 口，流量为 32m ³ /h。新建低压水管道 Φ114.3×4-0.35km，管道材质为防腐钢管。	经调查，本项目注汽站配套建设水源井 1 口，供注汽站内注汽锅炉用水，同时利旧水源井 1 口。新建低压水管道 Φ114.3×4-0.35km，管道材质采用防腐钢管。	无变化
	道路工程	新建 4m 宽低洼地通井路 2.6km，站间水泥砼进站路 0.1km；改造井区通往 3 号计量间的土路为路面宽 3.5m 的砂石路，路基宽 6.5m，长 2.3km。	经调查，本项目新建 4m 宽低洼地通井路 2.6km，站间水泥砼进站路 0.1km；改造井区通往 3 号计量间的土路为路面宽 3.5m 的砂石路，路基宽 6.5m，长 2.3km。	无变化
公用工程	给水工程	施工期生活用水采用桶装水用水量约 60t，试压用水来自黑 1 转油站水源井，用水量约 100.66t； 运营期葡浅 16 注汽站新建水源井 1 口，利旧一口，新建清水供水泵（1m ³ /h，20m）2 台，供注汽站内注汽锅炉用水，黑 1 转油站、葡三联脱水站等依托场站无新增劳动定员，无新增生	经调查，本项目施工期生活用水为桶装水用水，试压用水来自黑 1 转油站水源井； 葡浅 16 注汽站新建水源井 1 口，利旧一口，新建清水供水泵（1m ³ /h，20m）2 台，供注汽站内注汽锅炉用水，黑 1 转油站、葡三联脱水站	无变化

葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目竣工环境保护验收调查表

		活用水，新增注汽站采用桶装水供水。	等依托场站无新增劳动定员，无新增生活用水，新增注汽站采用桶装水供水。	
	排水工程	施工期管线试压废水排放量为 95.6t，由罐车拉运至葡三联污水处理站处理；施工期生活污水 48t，排入井场设置的临时防渗旱厕内，施工结束清掏用作农家肥后，进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。 运营期注汽站生产排水主要为注汽锅炉启停高温排水、水处理设备反洗水及注汽站排污，日均排水约为 55m³/d，新建 200m³污水池 1 座，新建污水泵（3m³/h，90m）2 台，管输至新建 6 号计量间回油管线，与采出液混输至葡三联脱水站进行处理；站内新建化粪池 1 座，定期清掏外运堆肥。	经调查，本项目施工期生活污水排入施工营地的临时防渗旱厕，已进行了卫生填埋；试压废水已管输至葡三联含油污水站处理达标后回注地下油层。 运营期注汽站生产废水管输至新建 6 号计量间回油管线，与采出液混输至葡三联脱水站进行处理；站内新建化粪池 1 座，站内生活污水进入站内新建化粪池，定期清掏拉运至西巷卸水点，经管网进入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。	生活污水环评时期站内新建化粪池 1 座，定期清掏外运堆肥，实际建设时站内生活污水进入站内新建化粪池，定期清掏拉运至西巷卸水点，经管网进入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。
	供电工程	新建 13 口油井，每口井配套 5.5kW 单速单功率电机 1 台；新建井场配电变压器（30kVA）13 座；新建注汽站（与地下水处理站，计量间，水源井合建）配电，新增总运行负荷 462kW，新建 2×400kVA 站用变 1 座，规划后站用变负载率 47.5%。电源引自附近已建 6kV 线路； 黑 1 转油站已建站用变能够满足新增负荷的需求，规划后站用变负载率 37.6%； 新建 6kV 电力线路 2.8km；新建高压计量装置 5 套。	经调查，本项目新建 13 口油井，每口井配套电机 1 台；新建井场配电变压器 13 座；新建注汽站新增总运行负荷 462kW，新建 2×400kVA 站用变 1 座； 黑 1 转油站已建站用变能够满足新增负荷的需求； 新建 6kV 电力线路 2.8km；新建高压计量装置 5 套。	无变化
	消防工程	注汽站新建消防水泵两台，设计消防水量 15L/s，消防用水量来自站内新建 300m³清水罐，新建地下式室外消火栓 4 个，消防水管道Φ114.4×4~0.3km。 另根据《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140-2005 在建筑及场区内配备灭火器。	经调查，本项目注汽站新建消防水泵两台，新建 300m³清水罐，新建地下式室外消火栓 4 个，消防水管道Φ114.4×4~0.3km。 场区内按标准配备灭火器。	无变化

依托工程	黑 1 转油站	黑 1 转油站采用“四合一”处理工艺，设计处理能力 2400t/d，实际负荷 92.3%，本次新增产能后，最大处理量约 2335t/d，处理负荷为 97.29%，满足需求，依托可行。	经调查，黑 1 转油站设计处理能力 2400t/d，本项目投产后实际处理量为 1100t/d，负荷率为 45.83%，目前该站正常平稳运行。	无变化
	第七采油厂葡三联合站	经黑 1 转油站初步处理后的含水油输至第七采油厂葡三联合站（黑 1 转油站西侧 620m）进行脱水处理，站内采用电化学 2 段脱水处理工艺，一段脱水处理能力为 15000t/d，二段脱水处理能力为 3400t/d，现葡三联合站处理负荷为 67%，新井产液进入后，葡三联脱水站处理负荷为 78.2%，处理能力满足要求，无需扩建。 含油污水输至第七采油厂葡三联含油污水处理站进行处理，站内采用“两级沉降+两级过滤”的主处理工艺，含油污水处理站设计处理能力为 13000m³/d，目前负荷率为 65.87%，能够接受本项目 22 口油井产生的含油污水和注汽站产生的生产废水共计 175.8t/d，处理能力满足需求，依托可行。	经调查，本项目经黑 1 转油站初步处理后的含水油输至第七采油厂葡三联合站进行脱水处理。葡三联脱水站一段游离水脱除器，二段电脱水器的脱水工艺流程，一段设计规模为 15000t/d，现实处理量为 13000t/d，二段设计规模为 3400t/d，现实处理量为 2300t/d，目前该站正常平稳运行，处理能力满足需求。 含油污水输至第七采油厂葡三联含油污水处理站进行处理，葡三联含油污水处理站设计规模 13000m³/d，工艺为“两级沉降+两级过滤”目前实际处理量为 10400m³/d，负荷率为 80%，该站正常平稳运行，处理能力满足需求。	无变化
	第七采油厂葡萄花含油污泥处理站	位于第七采油厂葡北 9#站西侧，设计规模 5m³/h，每年工作 180 天，每天 24 小时连续运行，年处理量为 2.16×10t/a，目前负荷率 70%。主要通过预处理、调质、离心分离等工序将含油污泥进行深度处理，本项目预计产生 12t/a，满足需求，依托可行。	该站建于 2014 年，站内主要工艺采用“预处理、调质、离心分离”的处理工艺进行含油污泥处理。该站设计规模 5m³/h（年运行 180 天，每天 24 小时，年最大处理量 18000m³），目前实际处理量为 12600m³/a，剩余处理量为 5400m³/a，在该站处理后的污泥委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司进一步处理，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中污染控	含油污泥由葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置满足现行标准要求。

葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目竣工环境保护验收调查表

			制指标要求，用于井场铺垫或油田道路铺设。	
环保工程	废气治理措施	施工现场及时洒水、车辆采取密闭措施；原油集输采用密闭流程。 运营期新建注汽站新建加热装置采用清洁能源天然气，产生的燃烧废气经 8m 高烟囱排放。	经调查，施工期场地及运输道路定期进行洒水抑尘，施工期运输车辆均加盖了苫布；运营期采用密闭集输工艺，新建注汽站新建加热装置采用清洁能源天然气，产生的燃烧废气经 8m 高烟囱排放。	无变化
	废水治理措施	施工期产生的生活污水进入防渗旱厕，施工结束后卫生填埋；运营期油田采出液处理后产生的含油污水管输至葡三联含油污水站进行处理，出水满足“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注地下；注汽站产生的生产废水管输至新建 6 号计量间回油管线，与采出液混输至葡三联脱水站进行处理，生活污水排入化粪池，定期清掏外运堆肥。	经调查，施工期生活污水排入施工营地的临时防渗旱厕，已进行了卫生填埋；试压废水均管输至葡三联含油污水站处理达标后回注地下油层。 运营期注汽站生产废水管输至新建 6 号计量间回油管线，与采出液混输至葡三联脱水站进行处理；生活污水进入站内新建化粪池，定期清掏拉运至西巷卸水点，经管网进入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。	实际建设时，生活污水进入站内新建化粪池，定期清掏拉运至西巷卸水点，经管网进入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理
	固废治理措施	施工期生活垃圾统一收集，运至大同区生活垃圾填埋场处理；拆除的拉油罐、更换的抽油机运至资产回收库，清罐废渣统一送至第七采油厂葡萄花含油污泥处理站。 运营期井下作业产生的落地油及依托场站产生的油泥（砂）统一收集送第七采油厂葡萄花含油污泥处理站。经过处理后的污泥含油小于 2%，含水小于 40%，用于铺设油田路。生活垃圾至大同区生活垃圾填埋场处理；井下作业产生的废防渗布及注汽站产生的废离子交换树脂，委托资质单位定期处理；计量间废砂外委资质单位进行处理。	施工期生活垃圾均已拉运至生活垃圾填埋场进行填埋处理；运营期井下作业产生的落地油及依托场站产生的油泥（砂）统一收集送第七采油厂葡萄花含油污泥处理站处理后运至大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司进一步处理，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中污染控制指标要求，用于井场铺垫或油田道路铺设。 老井井场拉油罐未拆除，未产生清罐废渣。	①老井井场拉油罐未拆除，未产生清罐废渣。目前，采出液含砂量较大时在拉油罐中暂存，待油井运行稳定，采出液中含砂量降低时将拉油罐拆除。②依据《国家危险废物名录（2021 年版）》废

			暂未进行井下作业产生未产生废防渗布，产生后由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司转运处置；注汽站产生的废离子交换树脂，由厂家回收处理；计量间废砂委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司进行处理。生活垃圾由油田物业统一收集处理。	离子交换树脂已不属于危险废物，产生后由厂家回收处理。
	噪声治理措施	井场电机、抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；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；定期对井场进行巡检，发现异常响动及时处理；依托场站新增机泵设备均安装在室内，并且设置减振基础、隔声门窗等。	运营期间，建设单位制定了相关油水井巡检计划，未发生异常响动；依托场站采用了隔声门窗、泵房隔声等措施。	无变化
	生态治理措施	本工程施工临时占地 25hm ² ，其中低洼草地 20.74hm ² ，耕地（非基本农田）4.26hm ² ，施工结束后进行生态恢复；永久占地 3.2746hm ² ，其中低洼草地 3.1466hm ² ，耕地（非基本农田）0.128hm ² ，对永久占用的低洼草地、耕地按照标准进行补偿。	本工程施工临时占地 24.99hm ² ，其中低洼草地 20.74hm ² ，耕地（非基本农田）4.25hm ² ，施工结束后已进行生态恢复；永久占地 3.2746hm ² ，其中低洼草地 3.1466hm ² ，耕地（非基本农田）0.128hm ² ，经调查，项目占用耕地、草地，目前已进行复耕，草地采取平整土地等措施，目前植被恢复良好，按照标准进行补偿。	集油掺水管道较环评时减少 0.1km，临时占用草地减少 0.01hm ²
拆除工程		已建 9 口井井场拉油罐及 3 口老井现有抽油机设备进行拆除，回收至资产回收库。	本工程 3 口老井更换的抽油机设备已运至资产回收库，9 口井井场拉油罐暂未拆除。	目前，采出液含砂量较大时在拉油罐中暂存，待油井运行稳定，采出液中含砂量降低时将拉油罐拆除。拉油罐拆除时将进行清淤，清罐废渣产生约为 0.6t，与场站产生的泥

			(砂)一起处置
临时工程	管道和道路施工时不设置施工营地和料场,新建井场、场站施工时需设置塔吊、焊机房和小型料场。	本项目管道和道路施工时未设置施工营地及料场。新建井场、场站施工时设置塔吊、焊机房和小型料场。经调查,现施工期临时占用的土地已恢复原貌。	无变化

2.钻井工程

(1) 钻井井位

根据企业提供资料及现场调查,本项目实际新钻了 21 口油井,实际累计进尺 9923m。主要工艺包括钻前准备工作、钻井、录井、测井、固井、完井(射孔完井),钻井工程于 2020 年 05 月开钻,2020 年 12 月完钻,其中 13 口油井完成地面工程建设,8 口油井未完成地面工程建设,井口坐标及井深见表 4-3,实际建设较环评规划少钻 3 口油井。

表 4-3 本项目实际井位完钻情况

序号	井场	井号	X 坐标	Y 坐标	实际井深 (m)	实际进尺 (m)	实际钻井情况	井别	井型	占地类型	地面工程
1	单井	葡浅 23-21	5081073.176	42398035.148	480	511	已钻	油井	直井	草地	已完成
2	单井	葡浅 24-20	5080957.756	42398017.801	486	496	已钻	油井	直井	草地	已完成
3	单井	葡浅 27-13	5080306.028	42397627.071	479	499	已钻	油井	直井	草地	已完成
4	单井	葡浅 27-21	5080784.779	42398280.465	477	491	已钻	油井	直井	耕地	已完成
5	单井	葡浅 28-12	5080168.926	42397600.904	460	476	已钻	油井	直井	耕地	已完成
6	单井	葡浅 28-16	5080404.936	42397923.972	466	480	已钻	油井	直井	草地	已完成

葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目竣工环境保护验收调查表

7	单井	葡浅 28-20	5080644.492	42398259.181	482	506	已钻	油井	直井	耕地	已完成
8	单井	葡浅 26-22	5080912.963	42398304.296	467	487	已钻	油井	直井	耕地	已完成
9	单井	葡浅 29-15	5080268.758	42397899.841	484	498	已钻	油井	直井	草地	已完成
10	单井	葡浅 29-19	5080501.357	42398233.788	485	503	已钻	油井	直井	耕地	已完成
11	单井	葡浅 24-平 18	5080850.990	42398142.867	483	1003	已钻	油井	水平井	草地	已完成
12	单井	葡浅 26-平 15	5080884.227	42397870.946	485	1050	已钻	油井	水平井	草地	已完成
13	单井	葡浅 28-平 13	5080456.745	42397796.840	476	970	已钻	油井	水平井	草地	已完成
14	平台	葡浅 24-平 14	5080929.868	42397588.485	480	990	已钻	油井	水平井	耕地	未完成
		葡浅 23-17	5080867.879	42397720.238	483	498	已钻	油井	直井	草地	未完成
		葡浅 22-16	5080889.314	42397575.953	486	510	已钻	油井	直井	草地	未完成
15	平台	葡浅 23-13	5080625.251	42397386.914	468	492	已钻	油井	直井	草地	未完成
		葡浅 22-14	5080770.422	42397411.383	475	500	已钻	油井	直井	草地	未完成
		葡浅 23-15	5080750.100	42397552.708	470	485	已钻	油井	直井	草地	未完成
16	单井	葡浅 26-12	5080327.387	42397484.785	478	498	已钻	油井	直井	草地	未完成
17	单井	葡浅 28-平 18	5080850.990	42398142.867	483	1003	已钻	油井	水平井	草地	未完成

(2) 井身结构

本项目井身结构图见图 4-1。

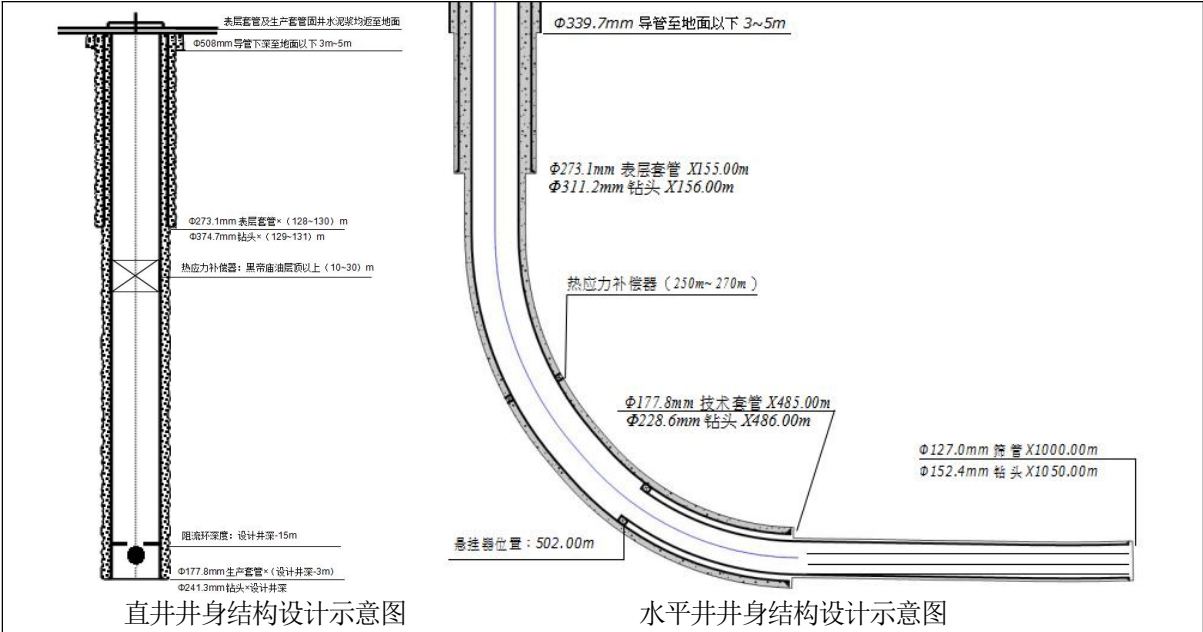


图 4-1 井身结构图

(3) 钻机及钻井配套设备

本项目钻井实际使用 ZJ-15/900 型钻机，与环评时期一致。

(4) 钻井液

本工程钻井一开采用膨润土混浆，二开、三开采用钾盐共聚物钻井液体系，单井钻井液材料用量表见表 4-4、表 4-5，与环评时期一致。

表 4-4 直井钻井液材料用量表

开 钻 次 序	一 开		二 开	
钻头尺寸 mm	374.7		241.3	
井段 m~m	0~（129~131）		（129~131）~486	
井筒容积 m³	19		30	
地面循环量 m³	40		40	
钻井液损耗量 m³	4		11	
钻井液总量 m³	63		81	
钻井液体系	膨润土浆		钾盐共聚物	
钻井液材料 名称和用量	材料名称	材料用量 t	材料名称	材料用量 t
	膨润土	3.0	膨润土	/
	纯碱	0.3	纯碱	0.3
	重晶石粉	27	WDYZ-1	0.4
	/	/	HX-D	0.4
	/	/	JS-1	1.0

	/	/	JS-2	1.3
	/	/	NH4-HPAN-2	1.1
	/	/	SPNH	1.0
	/	/	DYFT-1	1.3
	/	/	KOH	0.1
	/	/	超细碳酸钙	3.0
	/	/	重晶石粉	17

注 1: 表中基本数据和材料用量, 一开按最大井深 131m, 二开按最大井深 486m, 钻井液密度按 1.34g/cm³ 计算。

注 2: 单井储备重晶石粉至少 20t。

表 4-5 水平井钻井液材料用量表

开 钻 次 序	一 开		二 开		三 开
钻头尺寸 mm	311.2		228.6		152.4
井段 m~m	0~ (156~160)		(156~160) ~ (476~486)		(476~486) ~1050
井筒容积 m ³	16		34		30
地面循环量 m ³	40		60		60
钻井液损耗量 m ³	5		15		22
钻井液总量 m ³	61		109		112
钻井液体系	膨润土浆		高性能水基		
钻井液材料名称和用量	材料名称	材料用量 t	材料名称	材料用量 t	
	膨润土	3.0	膨润土	6.5	
	纯碱	0.3	纯碱	0.3	
	重晶石粉	22	氢氧化钾	0.5	
	/	/	强包被抑制剂	2.5	
	/	/	钻井液降滤失剂- I	6.4	
	/	/	钻井液降失水剂- II	3.8	
	/	/	增粘剂	0.5	
	/	/	铵盐	3.8	
	/	/	钻井液封堵剂- I	6.5	
	/	/	钻井液封堵剂- II	2.5	
	/	/	液体润滑剂	15.2	
	/	/	固体润滑剂	6.4	
	/	/	降粘剂	1.9	
	/	/	聚合醇	5.1	
	/	/	超细碳酸钙	6.4	
	/	/	抑制剂	3.8	
	/	/	JT-D05	7.6	

	/	/	纳米封堵剂	2.5
	/	/	消泡剂	1.0
		/	重晶石粉	55

注：本井储备重晶石粉至少 20t。

(5) 井控及固井

本项目钻井过程中均已采取了井控措施：

①一开井口装置

井口导管深度 3m~5m，导管中心与转盘中心偏差不大于 20mm，倾斜度小于 0.5°。一开井口装置设计见图 4-2。

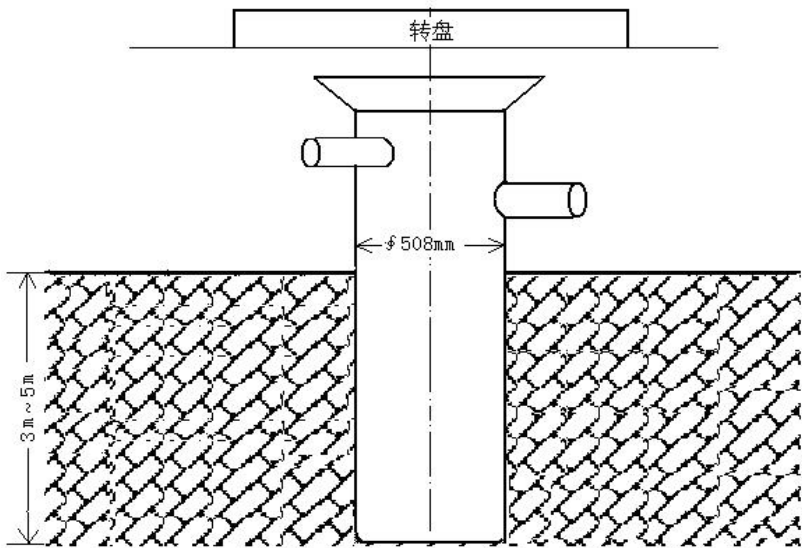


图 4-2 一开井口装置设计示意图

②二开、三开井口装置

二开、三开井口装置图 4-3。

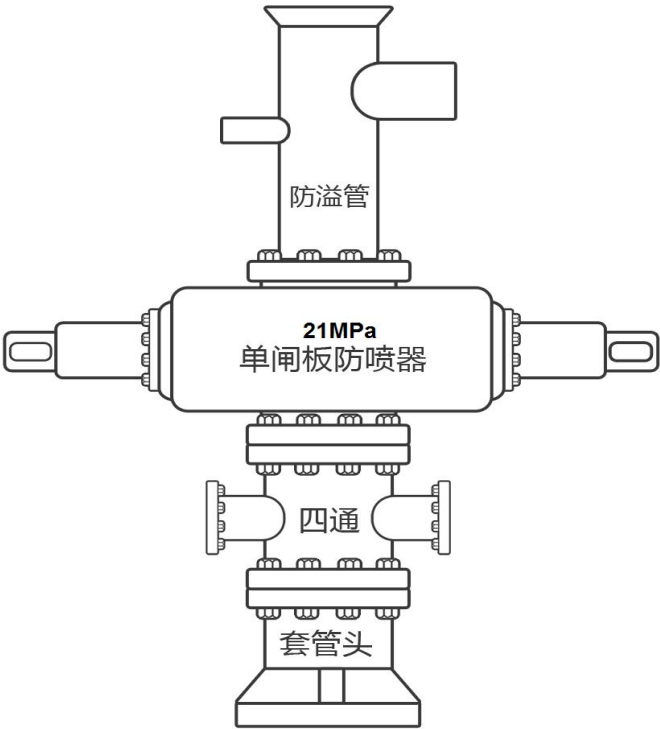


图 4-3 二开（三开）井口装置设计示意图

③二开、三开节流及压井管汇

二开、三开节流管汇及压井管汇见图 4-4。

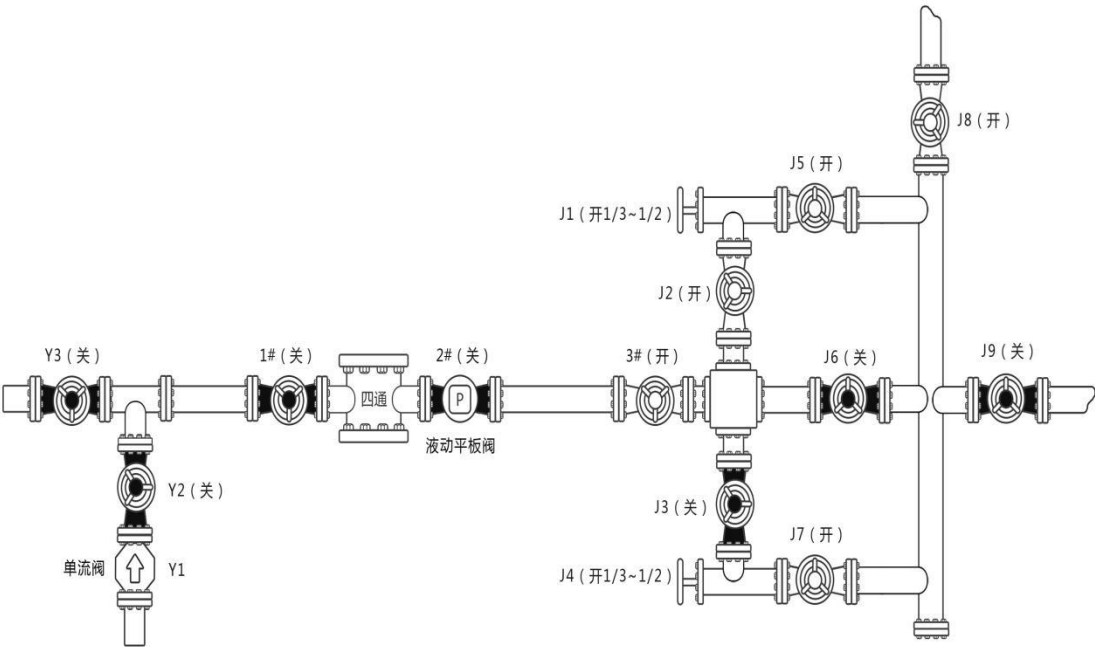


图 4-4 二开（三开）节流管汇及压井管汇设计示意图

固井作业全过程保持井内压力平衡，防止因井漏、注水泥候凝失重造成井内压力失衡而

导致井喷。

注水泥浆时发生溢流，停止注水泥浆作业，替出井内水泥浆实施压井；固井顶替时发生溢流，先继续完成替量，然后关闭井口水泥头，关井。

(6) 完井

直井完井方式为射孔完井、水平井完井方式为筛管完井，完井用水泥封固井口，并安装防盗井口帽子。

3.集输工程

本项目新建 13 口油井，与 9 口老井全部采用“双管掺水集油工艺”，22 口油井采出液均进入新建 6 号计量间，双管掺水集油工艺流程见图 4-5。

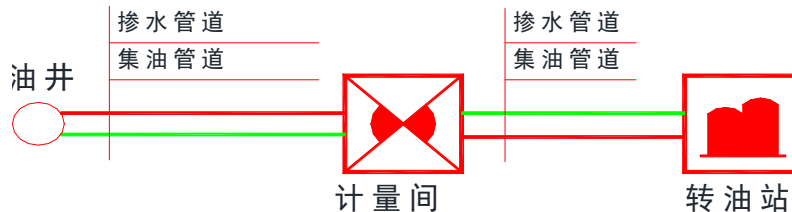


图 4-5 双管掺水集油工艺流程图

站外系统共新建集油掺水管道 22.1km；新建 6 号计量间位于葡浅 16 注汽站内，计量间内设沉降罐 2 座、外输螺杆泵 2 台；单井计量采用“称重转子式油井产量计量装置”。

(1) 站外管道建设情况

本次产能共新建单井集油掺水管道 17km（其中 DN50~8.5km、DN65~8.5km）；新建站间集油掺水管道 5.1km（其中 DN200~2.5km、DN100~2.6km），新建跨渠钢过桥 2 处。

(2) 新建计量间建设情况

本次计量间内集油掺水阀组数量按 33 口油井一次性建成，并为未来产能预留 17 套预留头。

因稠油含砂量高，站内需建沉降罐 2 台（ $\Phi 3 \times 9.6$ 、常压），并配套储砂池 1 座；建设双螺杆外输泵（ $Q=30\text{m}^3/\text{h}$ ； $H=120\text{m}$ ）2 台，将计量间产液升压输送至黑 1 转。

计量间工艺流程如下：

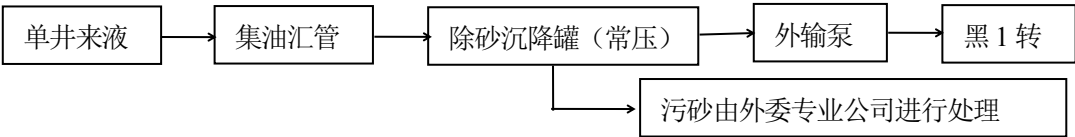


图 4-6 计量间工艺流程图

(3) 站外系统工程量

站外系统工程量见表 4-6。

表 4-6 站外系统工程量表

序号	项目名称	单位	环评预 计数量	实际建设 数量	备注
1	单井集油管道 泡沫黄夹克管道				
1)	φ60×3.5（设计压力 P=2.5MPa）	km	8.5	8.5	/
2)	φ76×4.5（设计压力 P=2.5MPa）	km	8.5	8.5	/
2	站间管道 泡沫黄夹克管道				
1)	φ219×6（设计压力 P=2.5MPa）	km	2.6	2.6	/
2)	φ114×4.5（设计压力 P=2.5MPa）	km	2.6	2.6	/
3	新建计量间（整体为苯板结构）	座	1	1	/
1)	新建集油掺水阀组（φ76 和φ60）	套	50	50	/
2)	阀组及外输泵房撬	座	1	1	/
3)	称重转子式油井产量计量装置	套	2	2	/
4)	除砂沉降罐 3m×9.6m（常压）	座	2	2	/
5)	双螺杆外输泵（Q=30m3/h；H=120m）	台	2	2	/
6)	储砂池 7.6m×3.5m×1.9m 暗覆膜式	座	2	1	增加废砂 转运频 次，建设 储砂池 1 座
7)	新建钢板网围栏 1.8m	m	170	170	/
8)	新建场区内道板	m ²	300	300	/
4	公路穿越	处	15	15	/
5	新建跨渠过桥	座	2	2	/

(4) 站外集油系统布局示意图

计量站分布示意图见图 4-7，站外集油系统布局示意图见图 4-8。

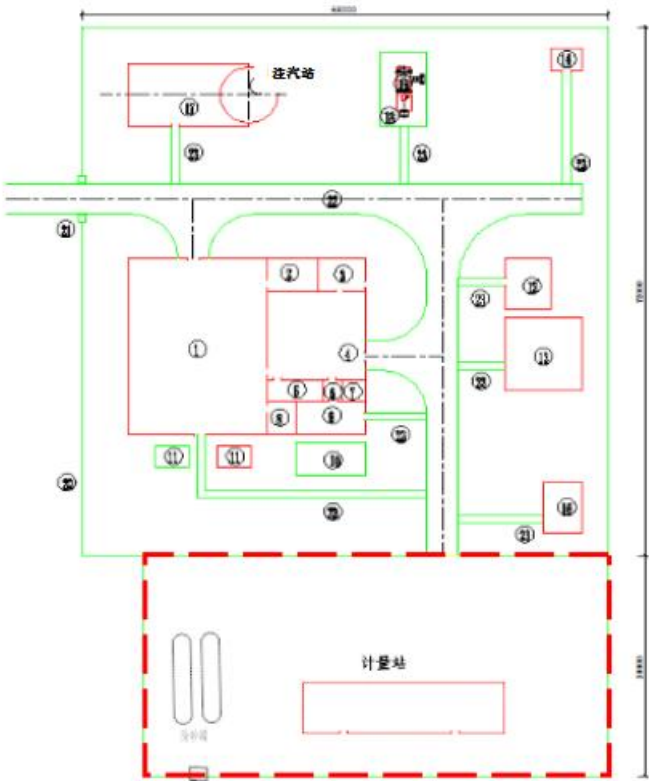


图 4-7 计量站分布示意图



图 4-8 站外集油系统布局示意图



葡浅 24-平 14、葡浅 23-17、葡浅 22-16



葡浅 23-13、葡浅 22-14、葡浅 23-15



葡浅 26-12



葡浅 26-18

以上 8 口油井完成钻井工程，未完成地面工程



葡浅 23-21



葡浅 27-13



葡浅 27-19



葡浅 26-20



葡浅 27-21



葡浅 28-20



葡浅 29-19



葡浅 24-16



葡浅 25-15



葡浅 26-14



葡浅 25-17



葡浅 26-平 15



葡浅 23-21



葡浅 24-20



葡浅 26-22



葡浅 28-16



葡浅 29-15



集油管道



穿越道路集油管道



跨渠过桥集油管道



6 号计量间



6 号计量间内部



外输泵



外输泵



沉砂罐



储砂池

4. 转油站改造

黑 1 转更新已建泵 3 台，其中包括外输螺杆泵（ $Q=100\text{m}^3/\text{h}$ $H=150\text{m}$ ）2 台，掺水泵（ $Q=35\text{m}^3/\text{h}$ $H=200\text{m}$ ）1 台（更新后的掺水泵作为新区块和已建 3 号间的专用泵）；调整站内工艺管线，将该站已建 1 台掺水泵作为本次产能区块专用泵，同时新老区块互为备用掺水泵 1 台，新建掺水泵变频装置 1 台；扩建集油掺水阀组 1 套（DN200 和 DN100）。



黑 1 转油站三台更新泵

5. 注汽及供热工程

(1) 注汽工程

1) 注汽系统

新建固定注汽站 1 座（葡浅 16 注汽站），分二期工程建设，本项目为一期工程，建设 1 套 11.5t/h 撬装式注汽锅炉及配套撬装式水处理装置（12t/h）、排放扩容装置，预留 1 套位置作为二期工程。注汽站相关配套的主厂房、注汽管道、供气管道、水源井、配电、道路等系统按 2 套注汽锅炉一次建成，新建 3m² 危险废物暂存间 1 座。

生水经水处理装置软化除氧后送至注汽锅炉柱塞泵，经加压送至套管预热器预热后，再送至注汽锅炉。注汽锅炉生产干度 80% 饱和蒸汽，再通过注汽管网送至注汽井口。注汽锅炉设置启、停排放装置，排放蒸汽和高温水至排放扩容器内。再排至污水池。

注汽系统设计压力为 17.2MPa，设计温度为 353℃，蒸汽干度为 80%。

注汽工艺流程如下：

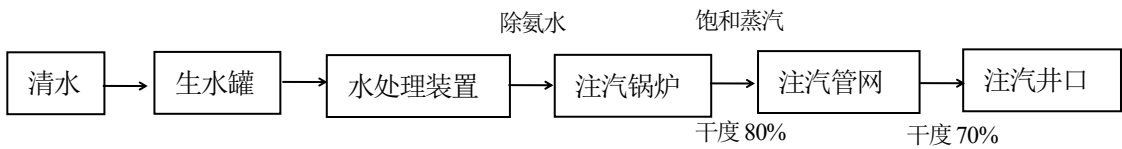


图 4-9 注汽工艺流程图

2) 注汽管道

注汽站出口建设 DN80 注汽管线（按 2 台注汽锅炉容量建设），架空敷设至南侧已建 DN65 架空敷设注汽管线，采用管径 DN80 三通 T 型分配接入已建管网，利用截断阀将注汽管网分成南北两支，每支各带 11 口油井进行蒸汽吞吐。

新建固定注汽管道材料采用 20G。弯头采用热压或锻制弯头，材质与管道相同。本工程利旧部分已建注汽管线（ $\phi 76 \times 10$ ）约 1km，新建固定注汽管线 2.4km。同时配套建设活动保温注汽管线 $\phi 76 \times 10$ 约 0.32km。

固定注汽管网平面布置见图 4-10。

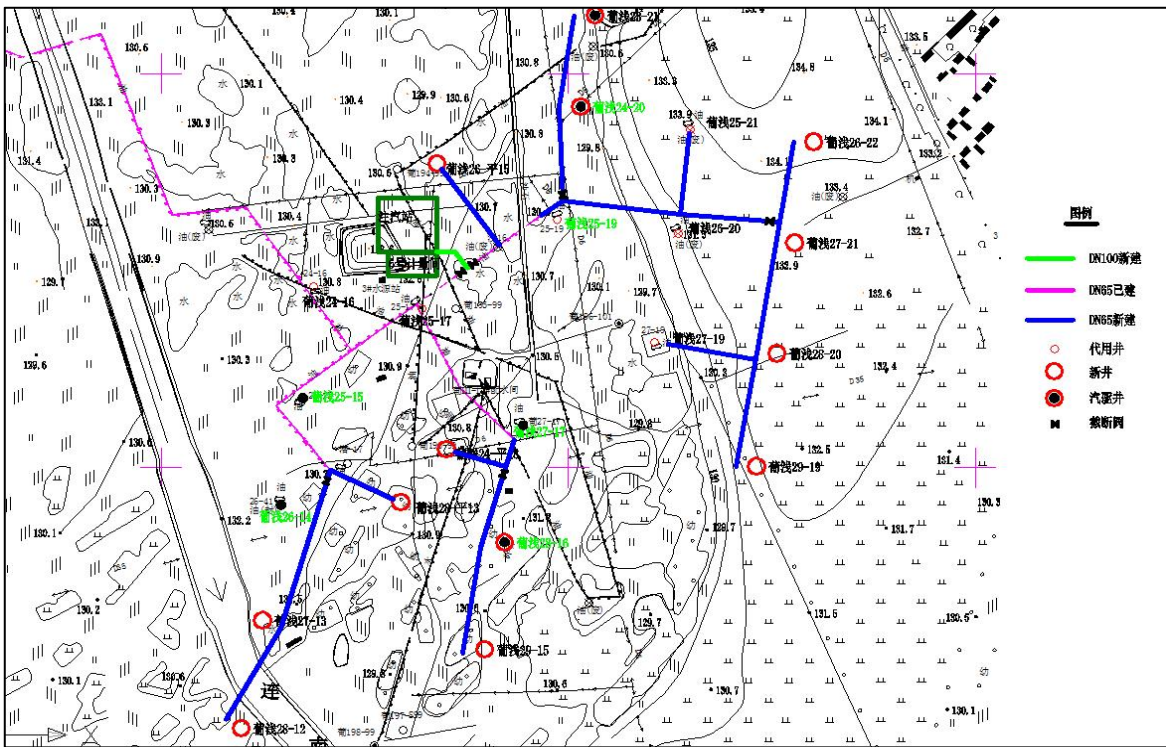


图 4-10 注汽工艺流程图

(2) 水处理设备

为满足锅炉给水硬度要求，采用双级钠离子交换软化水质，为保证注汽锅炉连续运行，设 2 组双级钠离子罐，一组运行，一组备用。

(3) 总图布置

新建注汽站布置在葡浅 16 井区中心偏西位置，葡浅 24-16、葡浅 25-17 与葡浅 26-平 15 井之间，临近该区域原临时注汽站位置。该位置所在区域地势较高，障碍物较少，南侧有已建水源井，本工程利旧已建水源井 1 口；临近已建管径 DN65 架空敷设的注汽管线，利旧部分注汽管线，长度约 1km。注汽站占地 72m×68m。

注汽站一期建设主厂房 1 座、注汽锅炉排放扩容器 1 套、300m³ 清水罐兼消防水罐 1 座、消防水及清水泵房（15.6m×8.4m）1 座、污水池（10m×10m）1 座、污水提升泵房（7.0m×6.0m）1 座、水源井泵房（4.0m×3.0m）1 座，天然气调压装置 1 套及真空加热炉 1 台。

注汽站场区平面及厂房平面图见图 4-11。

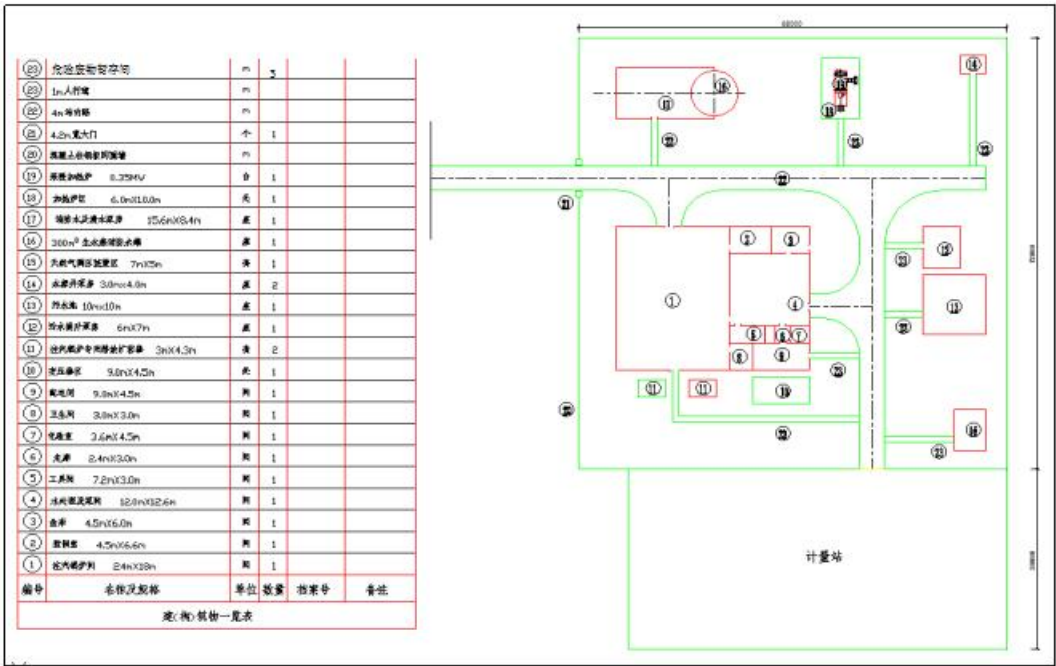


图 4-11 注汽站场区平面图



架空注气管道

(4) 供热系统

注汽站建有主厂房、消防水及清水泵房和污水提升泵房，除控制室、配电室和机柜间采用电采暖外，其余房间均采用热水采暖。

注汽站采暖热负荷为 165kW，污水池伴热负荷 15kW，总供热负荷为 180kW。注汽站新建 1 台 0.35MW 真空加热炉及配套设施。

注汽及供热系统主要工程量见表 4-7。

表 4-7 注汽及供热系统主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
(一)	注汽站			
1	橇装式注汽锅炉 17.2MPa 11.5t/h 压力 17.2MPa 温度 353℃ 饱和蒸汽干度 80% 附：热风型燃烧器、鼓风机、消音器、注塞泵、节能器、 仪表控制系统、电控柜、变频柜等	套	1	P=140kW
2	橇装式水处理装置 出力：12t/h 包括全自动软化水装置（二极钠罐处理）、全自动加除	套	1	P=10kW

	氧剂装置、生水泵、控制系统等			
3	注汽锅炉排放扩容器（橇装）	套	1	
4	危险废物暂存间	座	1	3m ²
(二)	注汽管网			
1	固定注汽管线 无缝钢管 φ89×12 20G	m	60	
2	固定注汽管线 无缝钢管 φ76×10 20G	m	2400	
3	活动保温注汽管线φ76×10 21MPa 15CrMoG	件	40	L=8m/根
4	活动注汽管线万向补偿器	件	6	
(三)	供热系统			
1	真空加热炉 350kW 软化水/-0.01MPa	套	1	
	天然气 卧式整体 燃气 1.0MPa			
2	循环水泵 Q=8.8~16.3 m ³ /h H=33~30m	台	2	
3	软水箱 1 m ³ 1100×1100×1100	个	1	
4	立式直通除污器 PN16 DN80	台	2	



主体厂房



200m³污水池



锅炉水处理装置



300m³清水罐



撬装式注汽锅炉



350KW 采暖炉

6.天然气工程

新建 $\Phi 168\times 5$ 供气管道共 2.8km, 从葡浅 16 注汽站至葡浅 6 注汽站, 配套建设干气调压、交接计量设施, 新建防盜测泄漏装置 1 套。

本项目蒸汽吞吐阶段新建葡浅 16 注汽站设 1 台 11.5t/h 撬装注汽锅炉, 1 台 350KW 采暖加热炉。

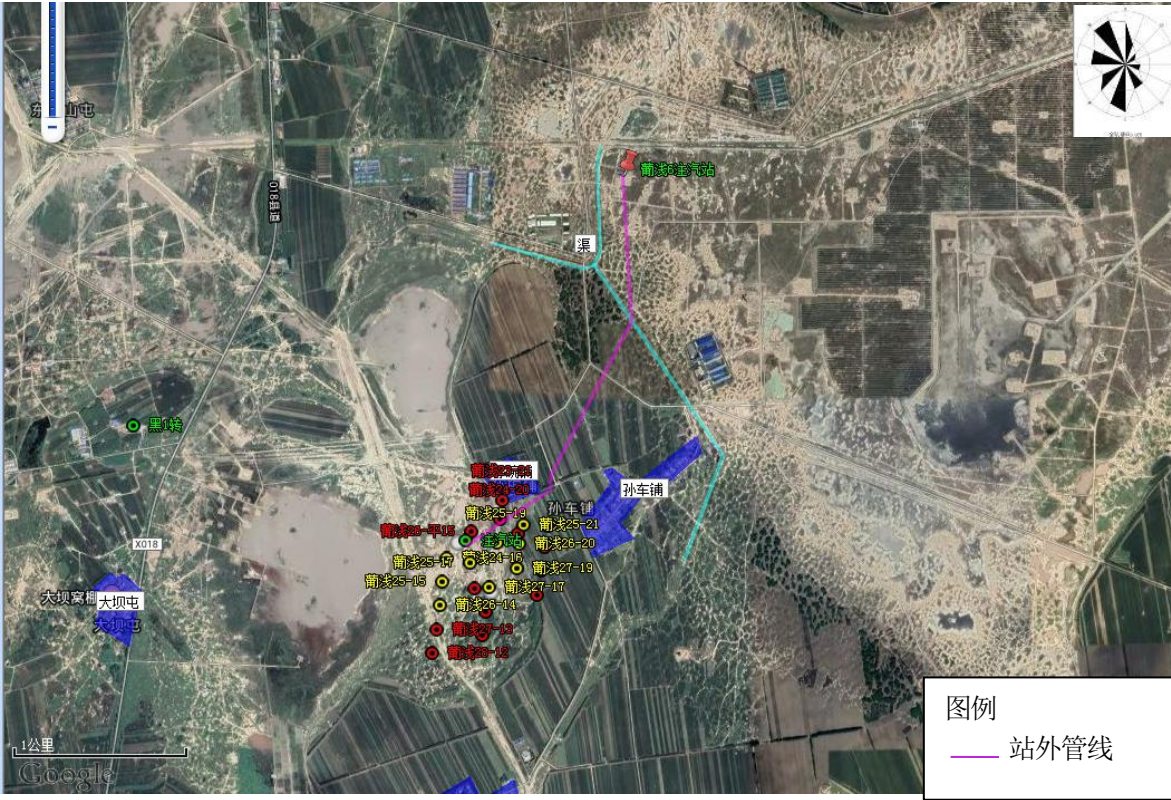


图 4-12 站外供气管线走线图

天然气集输系统主要工程内容见表 4-8。

表 4-8 天然气集输工程主要工程量表

序号	项目内容	单位	数量	备注
1	站外埋地干气无缝钢管Φ168×5-20	km	2.8	/
2	绝缘接头 L=500mm1.6MPa 20 DN150	个	2	/
3	全通径球阀 DN150	个	2	/
4	旋进漩涡流量计(流量 50000Nm³/D)接管规格 DN150	台	1	/
5	自力式调节阀 PN16 接管规格 DN150	台	1	/
6	跨渠钢栈桥长 30m 宽 1m	座	2	/
7	公路穿越钢顶螺旋焊缝钢管 DN250 的 L=20 米	处	3	/
8	公路穿越钢开螺旋焊缝钢管 DN250 的 L=15 米	处	3	/
9	阴极保护系统 (含恒电位仪一台和一套组合式钛合金神经阳极地床)	套	1	/
10	安全警示带	km	2.8	/
11	氮气置换	km	2.8	站外管道
12	新老管线（埋地）穿越 DN150	处	50	/
13	热煨弯管 PN16 R=5D 接管规格Φ168×5-20	个	6	SY/T5257
14	防盜测泄漏装置一套（光缆+主机）	套	1	/



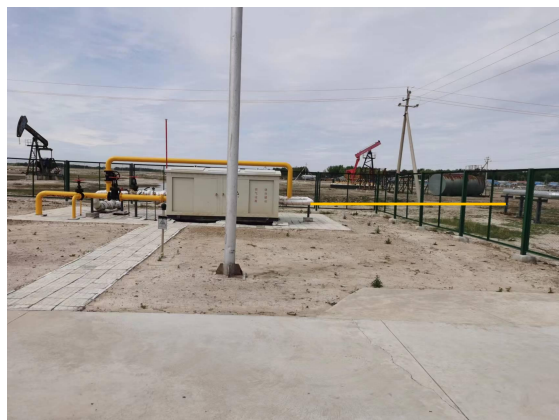
燃气调压箱



计量装置



干气调压装置



天然气可燃气体报警器



天然气管道

天然气管道

7.水源井系统工程

本项目为新建注汽站配套建设水源井 1 口,采用撬装建设模式,单井设计流量为 $32\text{m}^3/\text{h}$,同时利旧区域已建水源井 1 口,流量为 $32\text{m}^3/\text{h}$ 。水源井已办理用水许可证,取水量 1.7 万立方米/a,主要用于锅炉用水,已经过论证对地下水无不良影响,企业对锅炉水质进行监测。新建低压水管道 $\Phi 114.3 \times 4-0.35\text{km}$,管道材质为防腐钢管。水源井平面位置见图 4-13。

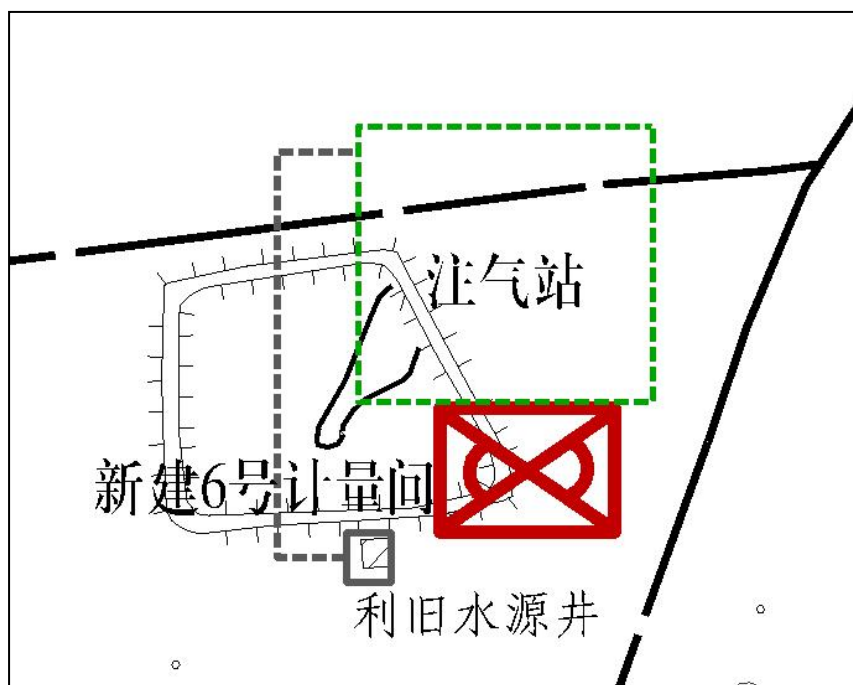


图 4-13 水源井平面位置



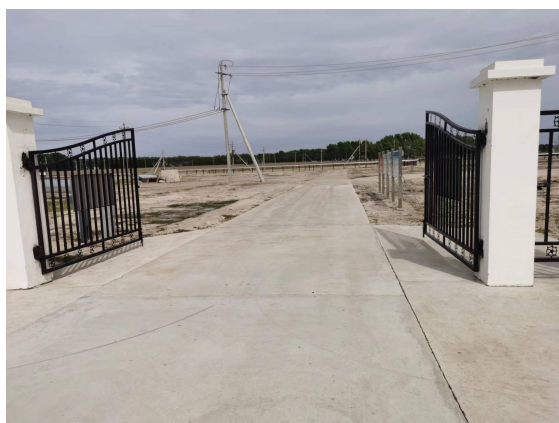
新建撬装水源井

8.道路工程

本次产能新建油井 13 口、注汽站 1 座及稠油计量间 1 座，均位于低洼地内。本项目将井区到通往 3 号计量间的土路改造成路面宽 3.5m 的砂石路，路基宽 6.5m，长 2.3km。井排道路建成后为 13 口新井建设 4m 宽的低洼地井通井路 2.6km，为注汽站和稠油计量间建设路面宽 4m 的水泥砼进站路 0.1km。



通井路



葡浅 16 注汽站站间路



通往 3 号计量间的砂石路

9.公用工程

(1) 给水系统

本项目给水对象主要为新建注汽站，本次新建供水泵（ $1\text{m}^3/\text{h}$ ， 20m ）2 台，为注汽站供水，水源来自站内新建清水罐，生活用水采用桶装水。

本项目注汽站新建水源井 1 口，利旧水源井 1 口，供注汽站内注汽锅炉用水。

(2) 排水系统

注汽站内新建防渗化粪池一座，生活污水排入防渗化粪池，定期清掏，定期清掏拉运至西巷卸水点，经管网进入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

注汽站生产排水主要为注汽锅炉启停高温排水、水处理设备反洗水及注汽站排污，日均排水为 $55\text{m}^3/\text{d}$ ，将生产污水管输至新建 6 号计量间回油管线，与采出液混输至葡三联脱水站进行处理，站内新建 200m^3 污水池 1 座，新建污水泵（ $3\text{m}^3/\text{h}$ ， 90m ）2 台。

10.供电工程

(1) 井场变配电

本次产能建设区块内新油井 13 口，均为独立井。每口井配套 5.5kW 单速单功率电机 1 台。井口供配电采用单变压器对单井方式。共新建井场配电变压器 13 座，均为 30kVA 。

(2) 新建注汽站（与地下水处理站，计量间，水源井合建）配电

本项目新建注汽站 1 座（与计量间，水源井合建），二级负荷，新增总运行负荷 462kW ，其中二级以上负荷 380kW ，新建 $2\times 400\text{kVA}$ 站用变 1 座。电源引自附近已建 6kV 线路。

(3) 扩建黑 1 转油站配电

本项目扩建黑 1 转油站，站内更新外输泵 2 台，2 台外输泵(1 运 1 备)均由 37kW 增至 75kW ，新增运行负荷 38kW ，站内已建 $2\times 250\text{kVA}$ 站用变 1 座，运行负荷 150kW ，已建站用变能够满足新增负荷的需求。改造部分低压配电回路。

(4) 6kV 线路

新建区块电源可引自葡三联变电所已建出线 7316 及 7325 线，已建线路采用 LGJ-120 型导线。为新建站场及油井提供电源，新建 6kV 电力线路 2.8km，其中 1.1 km 为干线，采用 LGJ-120 型导线，其余 1.7km 为支线，采用 LGJ-50 型导线。新建高压计量装置 5 套。

(5) 本项目产能建设供电工程量详见表 4-9。

表 4-9 本区块供电工程主要工程量汇总表

序号	项 目 名 称	单位	数量
1	外附式变电站 2×400kVA	座	1
2	新建低压配电盘	面	6
3	改造低压配电盘	面	4
4	柱上变电站	座	13
5	6kV 线路 3×（LGJ-120）	km	1.1
6	6kV 线路 3×（LGJ-50）	km	1.7
7	各类低压电力电缆	km	2.4
8	高压计量装置	套	5



配电柜



变压器



柱上变



柱上变

11. 依托工程

本项目钻井产生的钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液依托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处置。废防渗布及属一般固废的包装袋运至大庆第七采油厂工业固废填埋场。

本项目基建油井 13 口，9 口老井开采，原油集输系统依托黑 1 转油站，脱水依托葡三联脱水站，污水输送至葡三联含油污水处理站。

(1) 大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站

大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站，位于大庆市大同区采油七厂（葡北一路南侧，庆葡街东侧），中心坐标为 E124.67037，N45.93268，由黑龙江省大庆洁宇环保科技有限公司运营维护，2020 年 10 月 30 日大同区环境保护局以同环建字〔2020〕6 号对建有泥浆处理间、生活及办公用房、堆泥场两座 8000m²，泥浆应急池 24433.5m³，建设水基泥浆处理生产线一条，处理规模为 500m³/d，现实际处理规模约为 300m³/d。其《黑龙江省大庆洁宇环保科技有限公司 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理项目环境影响报告表》于 2020 年 10 月 31 日通过大同区环境保护局审批（同环建字〔2020〕6 号），并于 2020 年 11 月 15 日通过自主验收。

处理后泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）规定的第 I 类一般工业固体废物标准和《黑龙江省废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）用于铺设道路；滤液水运输至葡二联含油污水处理站进行处理。

本项目钻井工程于 2020 年 5 月开钻，2020 年 12 月完钻，钻井产生的废弃钻井泥浆、污水、岩屑共计 1375m³ 暂存于泥浆槽，由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理，该公司处理规模满足本项目需求。该项目生产工艺流程及产污环节详见图 4-14。

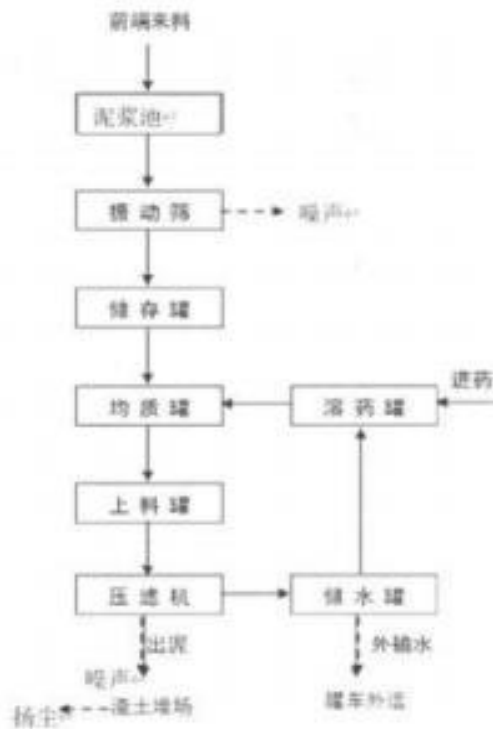


图 4-14 撬装废弃泥浆处理站工艺流程图



大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站现状图片

(2) 黑 1 转油站

黑 1 转油站建于 1996 年，采用“四合一”处理工艺，含水油输至葡三联合站。目前该站辖计量间 5 座、已建注采井 176 口，其中正常生产井 146 口。本次产能新增油井 22 口，新增油井后，该站共管辖油井 198 口。本站设计处理能力 2400t/d，经调查，现实处理量为 1100t/d，负荷率为 45.83%，满足需求，依托可行。

工艺流程图见图 4-15。

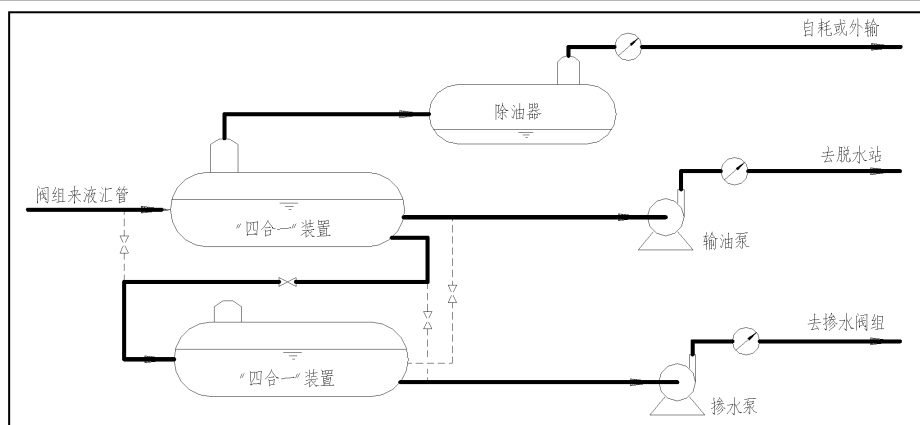


图 4-15 黑 1 转油站内工艺流程示意图



四合一



泵房

黑 1 转油站现状图

(3) 葡三联脱水站

葡三联脱水站建于 1984 年，位于葡三联合站内，于 2019 年 4 月通过自主验收，站内采用电化学的两段脱水工艺，一段设计规模为 15000t/d，现实际处理量为 13000t/d，二段设计规模为 3400t/d，现实际处理量为 2300t/d，目前该站正常平稳运行，处理能力满足需求处理能力满足依托需求，葡三联脱水站工艺流程见图 4-16。

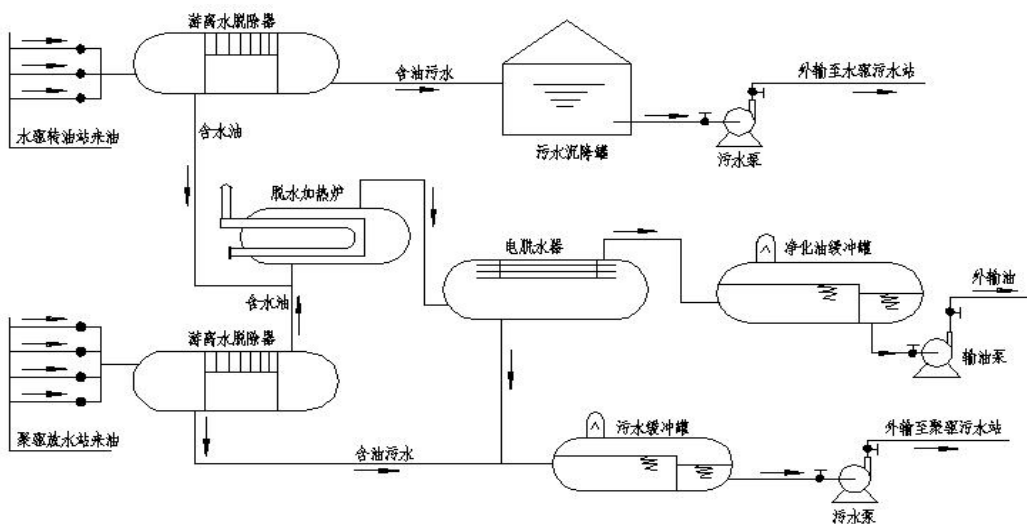


图 4-16 葡三联脱水站工艺流程图



电脱水器



沉降罐



加热炉



泵房

葡三联脱水站现状图

(4) 含油污水处理站

葡三联含油污水处理站位于葡三联合站内，于 2019 年 4 月通过自主验收，葡三联含油污水处理站设计规模 13000m³/d，工艺为“两级沉降+两级过滤”。经调查，目前实际处理量为

10400m³/d，负荷率为 80%，该站正常平稳运行，处理能力满足需求。



污水罐



加药间

葡三联含油污水处理站现状图

(5) 第七采油厂葡萄花含油污泥处理站

该站建于 2012 年，站内主要工艺采用“机械调质+超声分离+离心”的处理工艺进行含油污泥处理。该站设计规模 5m³/h（年运行 150 天，每天 24 小时，年最大处理量 18000m³）。经调查，目前实际处理量为 12600m³/a，剩余处理量为 5400m³/a，在该站处理后的污泥委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司进一步处理，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中污染控制指标要求，用于井场铺垫或油田道路铺设。

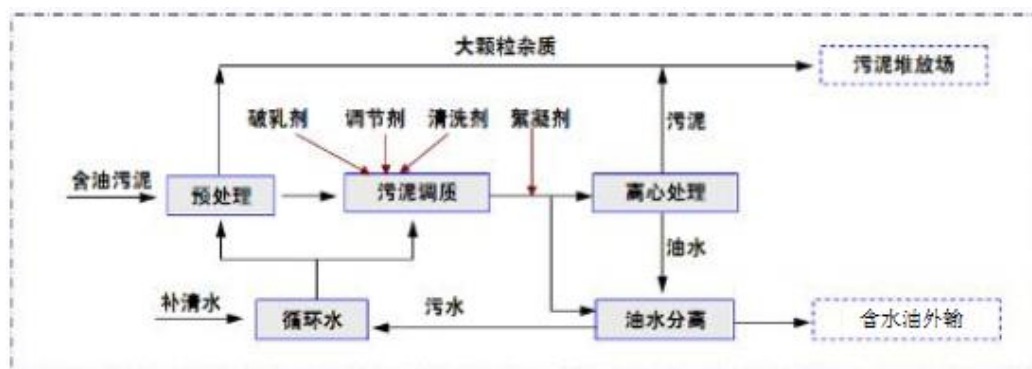


图 4-17 葡萄花含油污泥处理站工艺流程图



葡萄花含油污泥处理站现状图

(6) 大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司

本工程产生的含油污泥送大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司进行处理。该站采用预处理+密闭旋转蒸馏炉工艺，设计规模为 $8\text{m}^3/\text{h}$ （年运行 180 天，每天 24 小时，年最大处理量为 36000t）。经调查，目前实际处理量约 $1.5 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，负荷率为 41.7%，本工程运行至今尚未产生含油污泥，环评预计落地油产生量为 0.53t/a ，能够满足本工程需求。

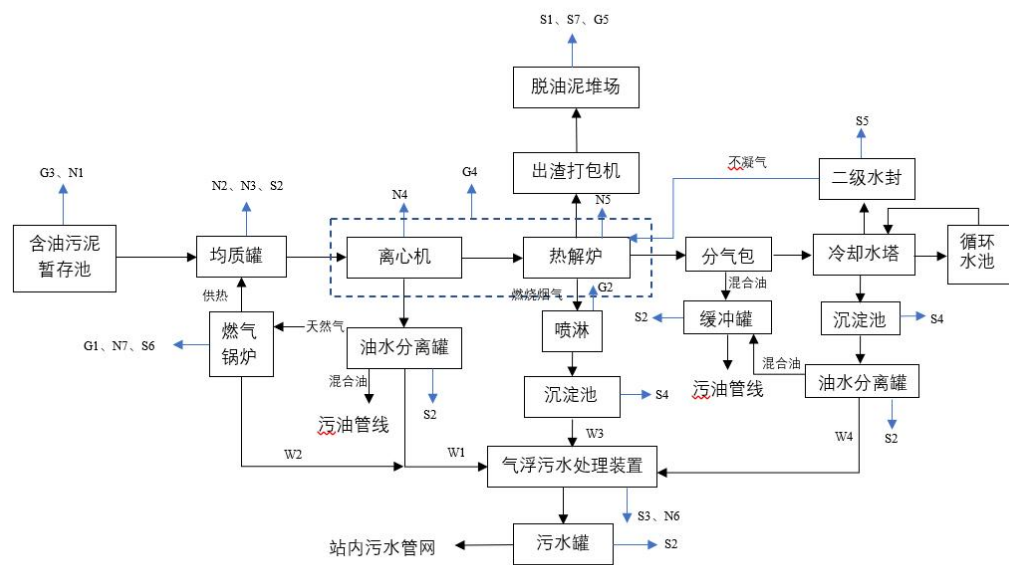


图 4-18 含油污泥处理工艺



大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司现状图

(7) 第七采油厂工业固体废物填埋场

第七采油厂工业固体废物填埋场建于 2013 年，第七采油厂工业固体废物填埋场于 2013 年取得环评验收批复（庆环验[2013]12 号），位于大同区老山头乡康家围子泡东岸，填埋场总容量为 14000m³，目前填埋总量约为 9100m³，剩余填埋量约为 4900m³。主要处理的工业固体废物包括：废弃岩棉被、废弃黄夹克、分子筛等。服务年限为 20 年。



第七采油厂工业固体废物填埋场现场图

本项目依托工程环保手续履行情况见表 4-10。

表 4-10 项目依托场站环保手续一览表

项目	建设或改造工程环评文件名称	审批文号	验收情况
葡三联脱水站	葡南油田九、十、十一断块加密及葡 552 区块产能建设工程	庆环审〔2016〕106 号	2019 年 4 月自主验收通过
葡三联含油污水处理站			
黑 1 转油站	葡萄花油田葡浅 12 区块黑帝庙油层外扩布井区块产能建设工程	庆环审[2018]244 号	2020 年 10 月自主验收通过
葡萄花油田含油污泥处理站	葡北油田二断块井网二次加密调整区块产能建设工程	庆环建字〔2012〕196 号	庆环验〔2014〕33 号
大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司	黑龙江省大庆市肇源县晨晰含油污泥无害化处理项目	庆环审〔2021〕40 号	2021.8 月通过环评验收
大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站	《黑龙江省大庆洁宇环保科技有限公司 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理项目环境影响报告表》	同环建字〔2020〕6 号	2020 年 11 月 15 日完成自主验收
第七采油厂工业固体废物填埋场	《第七采油厂工业固废处置场工程》	庆环建字〔2009〕23 号	庆环验〔2013〕12 号

由以上分析可以看出，目前与项目有关的场站，验收时的负荷满足依托要求，说明与项目有关的场站均可以满足正常生产的需要。

12.劳动定员

本项目葡浅 6 注汽站劳动定员为 10 人，其他依托场站不新增劳动定员。

13.实际产能

根据现场调查及建设单位提供的油田运行资料，本项目 2025 年实际新增产油量、产液量、综合含水率情况与预测指标比较结果见表 4-11。

表 4-11 本项目 2025 年新增产能统计表

项目	单位	计划值	实际值（折算全年）	变化情况
年产油量	10 ⁴ t/a	0.43	0.35	-0.08
年产液量	10 ⁴ t/a	3.59	2.90	-0.69
综合含水	%	87.89	87.93	0.04

二、实际工程量及工程建设变化情况，说明工程变化原因

表 4-12 项目变更情况统计表

类别	环评计划建设内容	实际建设内容	变化情况
性质	改扩建	改扩建	无变化
规模	钻井工程：新钻油井 24 口； 地面工程：基建油井 13 口（水平井 3 口，直井 10 口），另有 9 口老井恢复开采，新增产能 0.45×10 ⁴ t/a	钻井工程：新钻油井 21 口； 地面工程：基建油井 13 口（水平井 3 口，直井 10 口），另有 9 口老井恢复开采，新增产能 0.35×10 ⁴ t/a	钻井工程：新钻油井 21 口； 葡浅 21-15、 葡浅 24-平 22、葡浅 26-18，3 口油井未钻； 地面工程：基建油井 13 口（水平井 3 口，直井 10 口），另有 9 口老井恢复开采，建成新增产能减少 0.1×10 ⁴ t/a
地点	大庆市大同区老山头乡境内	大庆市大同区老山头乡境内	无变化
建设内容	钻井工程：新钻油井 24 口； 地面工程：9 口老井集输工艺由原来的单井拉油工艺调整为掺水工艺，新老井全部采用“双管掺水集油工艺”，新建集油掺水管道 22.2km，新建计量间 1 座，改扩建转油站 1 座、新建注汽站 1 座，并配套建设天然气供气工程、水源井系统工程、给排水消防系统工程、供配电工程、道路工程等。	钻井工程：新钻油井 21 口； 地面工程：9 口老井集输工艺由原来的单井拉油工艺调整为掺水工艺，新老井全部采用“双管掺水集油工艺”，新建集油掺水管道 22.1km，新建计量间 1 座，改扩建转油站 1 座、新建注汽站 1 座，并配套建设天然气供气工程、水源井系统工程、给排水	集油掺水管道较环评时减少 0.1km

			消防系统工程、供配电工程、道路工程等。	
生产工艺		钻井工程：钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井； 地面工程：双管掺水集油工艺	钻井工程：钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井； 地面工程：双管掺水集油工艺	无变化
环保措施	钻井工程	废水：钻井废水依托《永乐油田源 1552 区块葡萄花油层开发试验区钻井产能建设地面工程》中新建的撬装废弃钻井泥浆处理装置处置，该装置建在源二联合站内；生活污水排入井场防渗旱厕，施工结束后卫生填埋。	经调查，本项目钻井期产生的废弃钻井泥浆、污水及岩屑全部暂存于钢制泥浆槽，由罐车及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处置，施工期无废弃钻井液落地。	钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液处置单位由源二联合站撬装废弃钻井泥浆处理装置处置变为拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理
			施工期生活污水已排入井场防渗旱厕，且施工结束后进行了卫生填埋。	无变化
		废气：井场洒水消尘，表土及建材堆放设置挡风板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。	经调查，施工场地采用了洒水抑尘，表土及建材堆放上覆遮盖材料的措施，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布的等。	无变化
		噪声：强化噪声控制管理，尽量选用低噪声的施工机械，避免多台高噪声设备同时施工，合理安排施工时段和运输时间。	经调查，施工期制定了施工计划，合理安排了施工进度；除钻进外，其它施工严格未在夜间进行；施工路线尽量避开居民区，且施工设备进行了定期维护，降低了噪声源强。	无变化
		固体废物：废弃钻井泥浆、污水及岩屑暂存于泥浆槽，由罐车拉运至撬装废弃泥浆处理站进行压滤处理；废防渗布及属一般固废的包装袋运至大庆第七采油厂工业固废填埋场；废弃 KOH 包装袋统一收集后委托有资质单位处置；生活垃圾运至大同区生活垃圾填埋场卫生填埋。	经调查，施工期产生的钻井岩屑、废弃钻井液暂存于场设置的钢制泥浆槽，已由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理；目前井场已进行平整。	钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液处置单位由源二联合站撬装废弃钻井泥浆处理装置处置变为拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理
			废弃防渗布、包装袋为一般固体废物，已由钻井队统一运至大庆第七采油厂工业固废填埋	钻井过程中 KOH 使用配置好的溶液，直接拉运至井口使用，

			场处理;未产生KOH 废包装袋。	施工现场不产生 KOH 废包装袋
			生活垃圾已全部收集后运至生活垃圾填埋场卫生填埋处理。	无变化
		地下水: 在区块上、内、下游设置 3 口地下水监测井;	跟踪监测井依托周边村屯, 本次验收对其进行了监测	无变化
		柴油罐区地面及围堰做重点防渗处理, 场地夯实, 铺设人工材料防渗层, 防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-10} cm/s$ 。	经调查, 施工井场进行分区防渗, 柴油罐区做重点防渗处理, 场地夯实, 铺设人工材料防渗层, 防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-10} cm/s$	无变化
		泥浆槽做一般防渗处理, 底部及四周夯实, 铺设人工材料防渗层, 防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。	钻井井场泥浆循环罐区、泥浆槽区、泥浆无害化处理装置区、临时旱厕进行一般防渗, 采用天然或人工材料构筑防渗层, 防渗层的厚度应相当于渗透系数 $1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 和厚度 1.5m 的粘土层的防渗性能。	
		单井井场设置容积为 $4m^3$ 的防渗旱厕, 用于收集生活污水, 做一般防渗处理, 底部及四周夯实, 铺设人工材料防渗层, 防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。	目前临时占地已进行了平整及生态恢复。	
		生态: 临时占用土地进行表土留存, 分层回填, 整平翻松, 播撒草籽, 进行植被恢复; 对永久占地根据占一补一原则补偿。永久占用土地进行补偿, 对临时占地进行等质等量恢复。	生态: 对永久占地根据占一补一原则进行补偿; 对临时占用土地进行表土留存, 分层回填, 整平翻松, 恢复植被, 恢复临时占用耕地。	无变化
		风险: 柴油罐区地面及围堰做重点防渗处理, 场地夯实, 铺设人工材料防渗层, 防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-10} cm/s$, 每个井场柴油罐区设置围堰, 围堰高度约为 0.4m。	井场采取了分区防渗, 部分设备设置了围堰, 施工期未发生风险事故情况。	无变化

地面工程	废水：①施工期产生的生活污水进入防渗旱厕，施工结束后卫生填埋； ②运营期油田采出液处理后产生的含油污水管输至葡三联含油污水站进行处理，试压完毕后的废水拉运至葡三联含油污水处理站处理，出水满足“含油量$\leq 10.0\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”标准后回注地下；注汽站产生的生产废水管输至新建 6 号计量间回油管线，与采出液混输至葡三联脱水站进行处理；生活污水排入化粪池，定期清掏外运堆肥。	经调查，①施工期生活污水排入施工营地的临时防渗旱厕，已进行了卫生填埋；②试压废水均由罐车拉运至葡三联含油污水站处理达标后回注地下油层。②运营期采出液处理后产生的含油污水管输至葡三联含油污水站进行处理，注汽站生产废水管输至新建 6 号计量间回油管线，与采出液混输至葡三联脱水站进行处理；站内生活污水进入站内新建化粪池，定期清掏拉运至西巷卸水点，经管网进入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。	实际建设时，生活污水进入站内新建化粪池，定期清掏拉运至西巷卸水点，经管网进入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理
	废气：①施工现场及时洒水、车辆采取密闭措施；②原油集输采用密闭流程。运营期新建注汽站新建加热装置采用清洁能源天然气，产生的燃烧废气经 8m 高烟囱排放。	①经调查，施工期场地定期进行洒水抑尘，临时土方、建筑材料等加盖苫布等遮盖物，且运输车辆均加盖了苫布；②项目运营期油气集输采用密闭集输工艺。新建葡浅 16 注汽站，依托场站黑 1 转油站、葡三联脱水站加热装置采用清洁能源天然气，产生的燃烧废气经 8m 高烟囱排放。	无变化
	噪声：井场电机、抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；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；定期对井场进行巡检，发现异常响动及时处理；依托场站新增机泵设备均安装在室内，并且设置减振基础、隔声门窗等。	运营期间，建设单位制定了相关油井巡检计划，未发生异常响动；依托场站采用了隔声门窗、泵房隔声等措施。	无变化
	固体废物：①施工期生活垃圾统一收集，运至大同区生活垃圾填埋场处理；拆除的拉油罐、更换的抽油机运至资产回收库，清罐废渣统一送至第七采油厂葡萄花含油污泥处理站。	①施工期生活垃圾均已拉运至大同区生活垃圾填埋场进行填埋处理；老井拉油罐未拆除。②运行期目前未进行油水井作业，无落地油、含油防渗布产	①环评预计含油污泥由罐车拉运至第七采油厂葡萄花含油污泥处理站进行无害化处理，实际建

	②运营期井下作业产生的落地油及依托场站产生的油泥(砂)统一收集送第七采油厂葡萄花含油污泥处理站。经过处理后的污泥含油小于 2%，含水小于 40%，用于铺设油田路。生活垃圾至大同区生活垃圾填埋场处理；③井下作业产生的废防渗布及注汽站产生的废离子交换树脂，委托资质单位定期处理；计量间废砂外委资质单位进行处理。	生。如产生，清罐污泥由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站处理后，再由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)中污染控制指标要求，用于井场铺垫或油田道路铺设。③含油防渗布暂未产生，如产生委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理。注汽站产生的废离子交换树脂由厂家回收处置；计量间废砂委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司进行处理。运营期生活垃圾由油田物业统一收集处理。	设时含油污泥由第七采油厂葡萄花含油污泥处理站处理后，再委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司进一步处置；目前实际处理量约 1.5×10^4 t/a，负荷率为 41.7%。本工程新增污泥处理量为 0.53t/a，处理能力满足需求。②老井配备的拉油罐暂未拆除，采出液含砂量较大时在拉油罐中暂存，待油井运行稳定，采出液中含砂量降低时将拉油罐拆除。③依据《国家危险废物名录(2021 年版)》废离子交换树脂已不属于危险废物，产生后由厂家回收处理。
	生态：对临时占用的耕地、草地进行植被恢复。	经调查，项目占用的耕地、草地已进行平整，恢复。	无变化

根据上表可知，①本项目建成产能减少 0.1×10^4 t/a；②本项目环评预计建设 24 口油井，均为单井井场，实际建设 21 口油井，共 17 座井场，其中 2 个 3 口油井井场，15 个单井井场，永久占地较环评时减少 0.81 hm^2 ，临时占地较环评时减少 6.27 hm^2 ；③集油掺水管道较环评时减少 0.1km；④环评预计含油污泥由罐车拉运至第七采油厂葡萄花含油污泥处理站进行无害化处理，实际建设时含油污泥由第七采油厂葡萄花含油污泥处理站处理后，再委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司进一步处置；⑤老井配备的拉油罐暂未拆除，采出液含砂量较大时在拉油罐中暂存，待油井运行稳定，采出液中含砂量降低时将拉油罐拆除。⑥环评预计葡浅 6 注汽站建设 2 座储砂池，实际建设时增加废砂转运频次，建设 1 座储砂池。⑦依据《国家危险废物名录(2021 年版)》废离子交换树脂已不属于危险废物，产生后由厂家回收处理。⑧钻井过程中 KOH 使用配置好的溶液，直接拉运至井口使用，施工现场不产生 KOH 废包装袋。⑨站内生活污水环评预计排入化粪池，定期清掏外运堆肥，实际建时生活污水

水进入站内化粪池，定期清掏拉运至西巷卸水点，经管网进入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。以上变动减少了建设单位污染物的排放，对周围环境影响变小。

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）、《关于印发《污染影响类建设项目重大变动清单（试行）》的通知》（环办环评函〔2020〕688号）、《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）第十七条有关规定，项目无对环境不利影响加重的问题存在，不存在主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低情形，无重大变更。

三、生产工艺流程（附流程图）

1、施工期工艺流程

建设项目施工期主要包括钻井工程、储层改造工程及产能地面建设工程。

（1）钻井

钻井工艺包括：钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井。

1) 钻前准备

- ①钻前整理场地，并保证全套钻井设备达到相关的安装标准；
- ②在钻机安装的过程中，注意保护井口设备；
- ③要求天车、转盘、井口三点成一条铅垂线，误差小于 10mm；确保在施工过程中不偏磨井口套管及井控设备；
- ④设备运转正常，安全装置灵活好用，各种仪器仪表准确灵敏好用；
- ⑤高压循环系统试压，钻机试压 20.0MPa，运转 30min 以上，所有管线不渗不漏，油气水路畅通；
- ⑥钻具在入井前必须用 $\phi 48\text{mm}$ 通径规通径，以保证陀螺仪器下入；
- ⑦对所有的下井钻具进行外观检查和超声波探伤，准确丈量钻具，钻具记录上注明内外径、扣型，特殊工具要画草图。

2) 钻进

钻进主要是利用钻头高效率地破碎岩石，钻头上面连接钻柱，钻柱把地面动力传给钻头；洗井主要是利用钻井液将钻进过程中产生的岩屑洗出至地面；接单根是指随着井不断加深钻杆也要随之加长，每次接入一根钻杆称之为接单根。起下钻主要为了更换磨损的钻头；

3) 录井

使用定量荧光技术及定量气测技术，记录、录取钻井过程中的各种相关信息。

4) 测井

当钻井达到设计井深后，下入测井电缆，由测井仪记录参数。一般在套管时进行裸眼仪器测井，主要测定井下油、气、水层的岩石物理性质，监测各油层的工作情况，检查开发井的技术状况等，是开发井采取作业措施和进行油田开发调整的重要依据，内容有饱和度测井、工程测井，测井过程中不产生污染物。

5) 固井

固井主要是为了保护井眼和各地层之间不致有事故情况出现，将套管下入井中，并在井眼与套管之间灌注固井水泥浆，封闭住地层，固井可有效保护地下水含水层不受破坏。

6) 完井

直井完井方式为射孔完井、水平井完井方式为筛管完井，完井用水泥封固井口，并安装防盗井口帽子。

本项目钻井施工主要工艺流程产污节点分析见图 4-19。

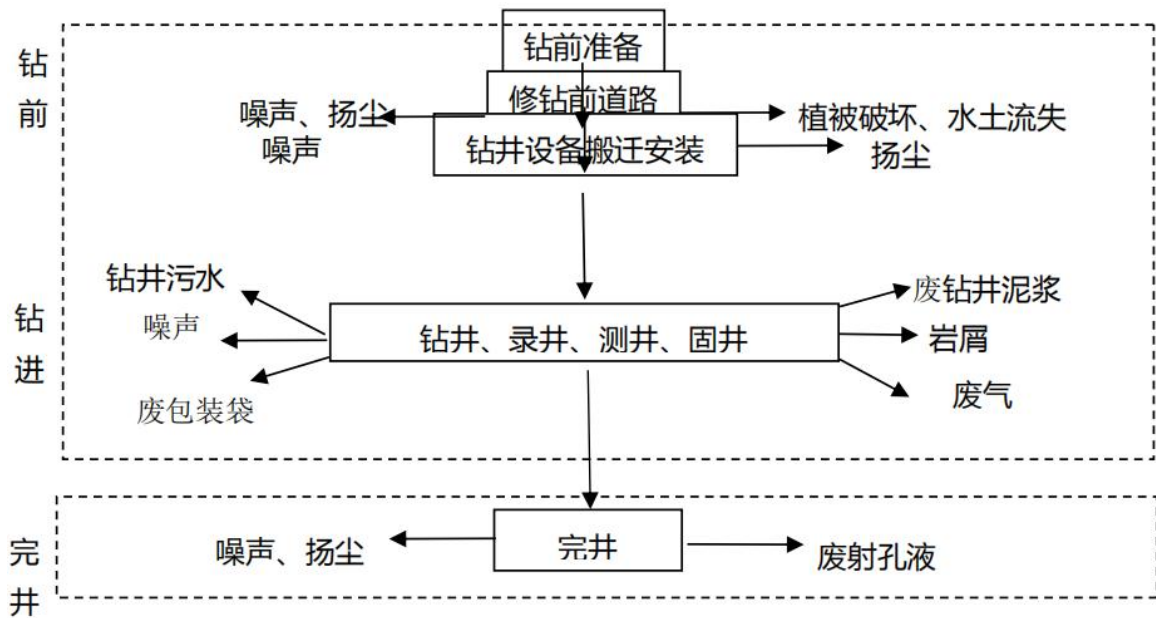


图 4-19 钻井施工主要工艺流程产污节点图

(2) 地面施工

地面建设内容包括井场地面工程建设、稠油集输工程、注汽系统工程、供电工程、道

路工程、站间新建及场站改造等。

工艺流程及产污节点见图 4-20。

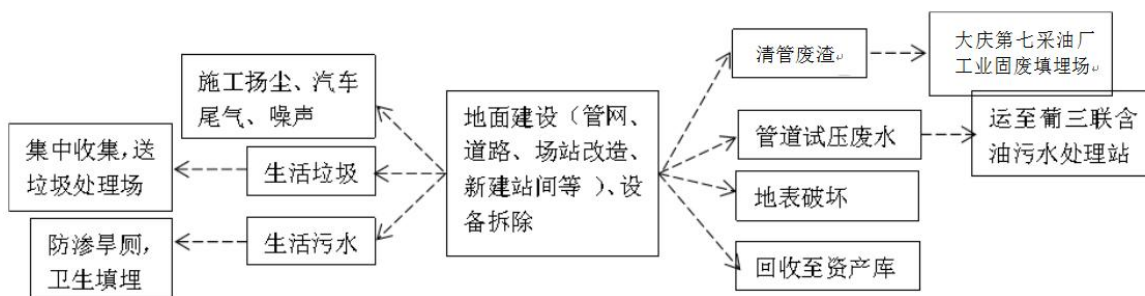


图 4-20 施工期工艺流程及产污节点图

1) 井场地面工程

本项目基建油井 13 口，均采用抽油机采油方式，葡浅 27-17、葡浅 27-19、葡浅 25-19 三口油井更新采油设备。

2) 管道施工

管道施工时，首先清理施工现场，并修建必要的施工道路。在完成管沟开挖、公路穿越、跨渠钢架等基础工作以后，按照施工规范，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤、防腐，然后下到管沟内。以上建设完成以后，对管道进行试压，然后覆土回填，清理作业现场，恢复地貌、恢复地表植被。

①施工作业带清理

管道施工初期，首先对施工作业带进行清理和平整，进行布管、开挖管沟及焊接等施工作业。

在场地清理过程中，施工带范围内的土壤、植被和农作物都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。本项目管线作业带按 10m 宽计，边坡坡度按 1:1 计。

②管沟敷设集油管道、供气管道采用沟埋方式敷设。开挖后，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤，然后下到管沟内。

③穿越工程

本项目新建管线穿越水泥路采用顶管穿越，套管顶的埋深约 2m，套管应伸出公路边沟外 2m，保护套管应采用钢筋混凝土套管。穿越土路采用大开挖方式穿越。穿越渠道采用钢

架桥方式。

④清管、试压、干燥

管道在下沟回填后应清管和试压。采用清管球（器）进行清管，清管次数不少于两次，以开口端不再排出杂物为合格。清管废渣产生量约 0.07t，送至第七采油厂工业固体废物填埋场处置，清管后用清水进行试压，严密性试验合格后进行使用。

⑤防腐及阴极保护

提高管道的防腐等级，采用熔结环氧粉末内防腐钢管；管道接头采用一次成型涂料新技术，使用寿命可达 30 年以上，并采用技术上成熟可靠的强制电流阴极保护法。

⑥管沟回填

开挖管沟时在耕植地开挖，将表层耕植土和下层土分别堆放。管沟回填土应高出地面 0.3m，在可耕植地回填时，先回填下层土，后回填表层耕植土。

管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后立即恢复地貌。

管道建设的施工过程见图 4-21，管道施工作业断面图见图 4-22。

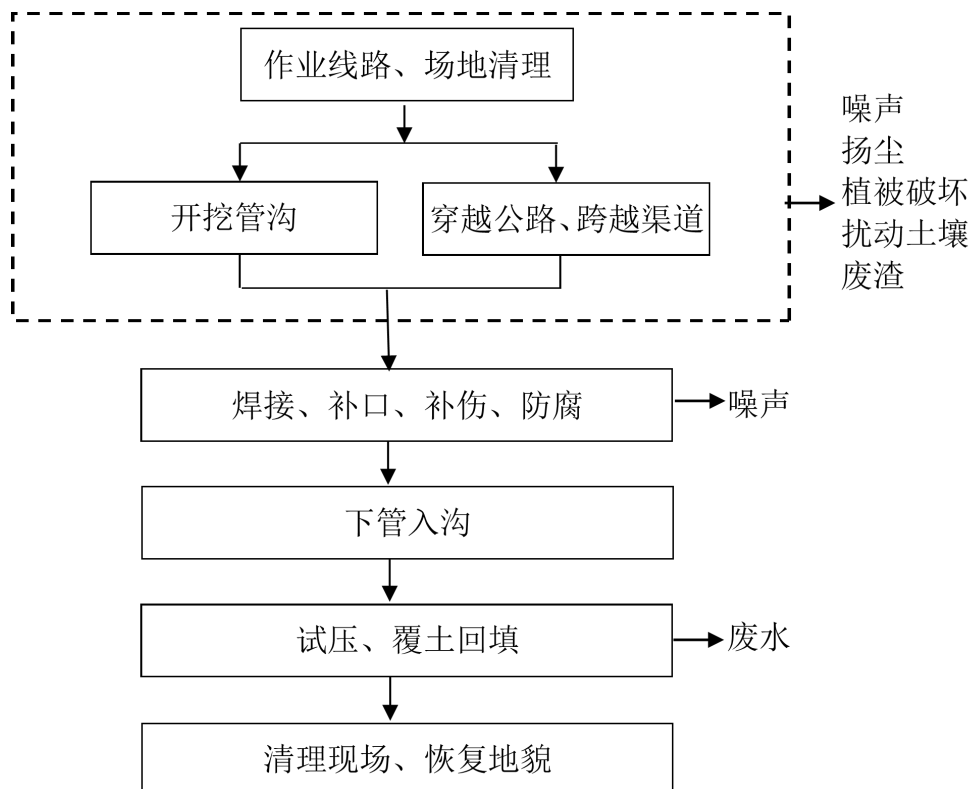


图 4-21 管线施工过程及环境影响示意图

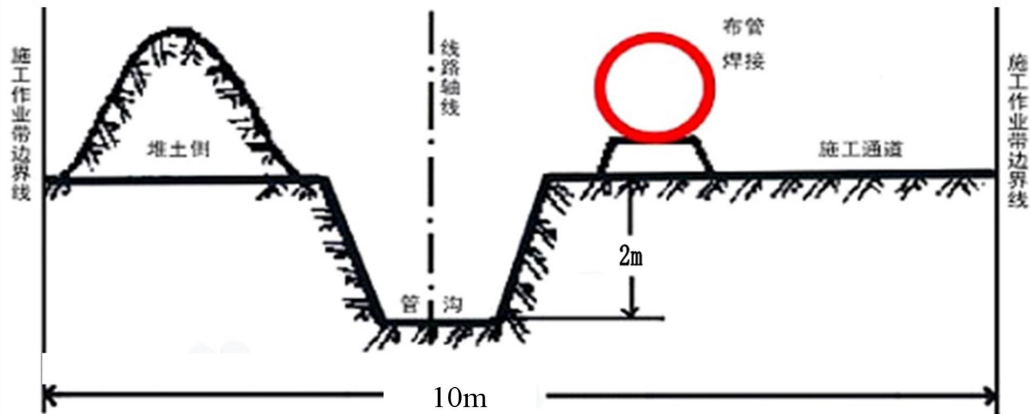


图 4-22 管道施工作业断面图

3) 道路施工

首先对通井线路地表 30cm 表土进行清理用于周围土地修复，平整地面，然后将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实，并进行铺设碎石或水泥地面。

2、运行期工艺流程

(1) 正常工况

本目前 4 年采用蒸汽吞吐方式开采，蒸汽吞吐采油是一种单井作业，主要包括注蒸汽、焖井和开井生产三个连续过程。在 1 口井中注入高温高压湿饱和蒸汽（一般在几百吨以上），随后关井，让蒸汽与油藏岩石中稠油进行热交换，加热稠油，井口处稠油温度最高可达 100℃，然后再开井采出液相稠油，直至油井不能正常生产即完成一个吞吐周期。此过程可循环往复进行。

本项目建成 4 年后 6 口油井采油方式变更为蒸汽驱，蒸汽驱采油是稠油油藏经过蒸汽吞吐采油之后，为进一步提高采收率而采取的一项热采方法，因为蒸汽吞吐采油只能采出各个油井附近油层中的原油，在油井与油井之间还留有大量的死油区。蒸汽驱采油，就是由注入井连续不断地往油层中注入高干度的蒸汽，蒸汽不断地加热油层，从而大大降低了地层原油的粘度。注入的蒸汽在地层中变为热的流体，将原油驱赶到生产井的周围，并被采到地面上来。

稠油开采过程中使用的高温高压湿饱和蒸汽由新建葡浅 16 注汽站提供，利旧部分已建注汽管线（ $\phi 76 \times 10$ ）约 1km，新建固定注汽管线 2.4km。同时配套建设活动保温注汽管线 $\phi 76 \times 10$ 约 0.32km。

葡浅 16 注汽站新建水源井 1 口，利旧水源井 1 口，来水进入软化水系统软化，软水进入注蒸汽锅炉，受热蒸发为高温高压湿饱和蒸汽。

液相稠油采出，经计量间汇集至黑 1 转油站（输油管线采用掺水伴热，可使管线内稠油维温 40°C ，进站压力 $\leq 0.2\text{MPa}$ ），经转油站内“四合一”（加热、分离、沉降、缓冲游离水脱除）处理工艺初步处理后，含水油（含水量约 80%）输至第七采油厂葡三联合站（黑 1 转油站西侧 620m）进行脱水处理，含油污水（含油量约 1%）由掺水泵外输至计量间掺水阀组，含油污水输至第七采油厂葡三联含油污水处理站进行处理。

运行期总体工艺流程见图 4-23。

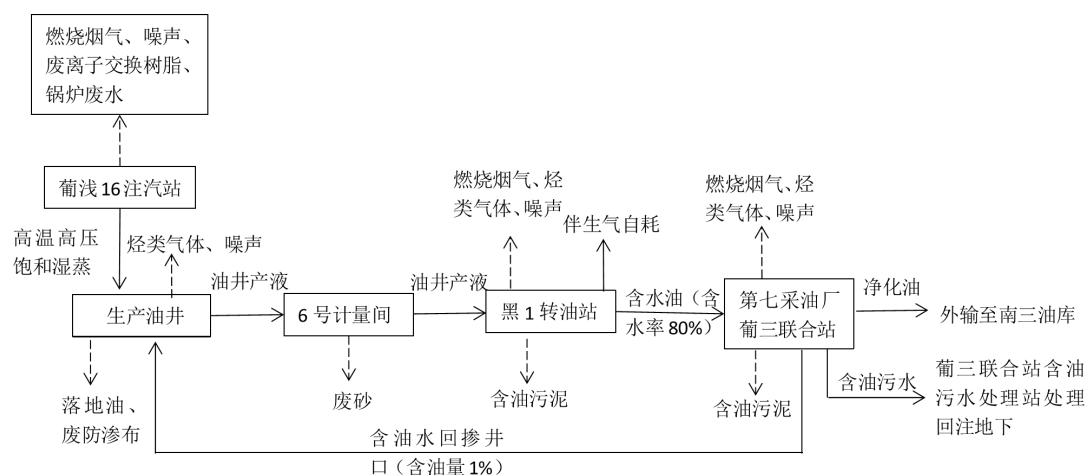


图 4-23 运行期总体工艺流程图

（2）非正常工况

项目运营过程中的非正常工况主要为油井作业产生的作业污水、落地油和含油废防渗布，运营期非正常工况工艺流程和产污节点图。

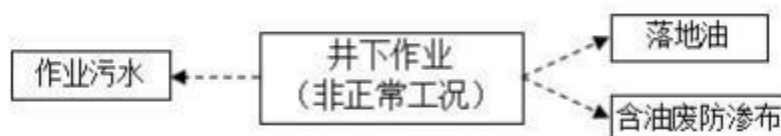


图 4-24 运营期非正常工况工艺流程和产污节点图

四、工程占地及平面布置（附图）

1.工程占地

本工程永久占地主要为井场、新建计量间、注汽站、道路占地及电力系统占地；临时占地主要为管线施工临时占地。地面工程占地包含钻井工程，故不重复计算。本次井场地面施工占地均在永久占地范围内，无新增井场占地。项目所占地类为耕地（非基本农田）、低洼草地，本项目主要工程占地分布情况见表 4-13、表 4-14。

（1）钻井工程

本项目施工期井场施工场地面积按单井 $100\text{m} \times 90\text{m} = 9000\text{m}^2$ 计算（包含永久占地），丛式井平台每增加 1 口井增加 240m^2 ；永久占地单井按 $30\text{m} \times 40\text{m} = 1200\text{m}^2$ 计算，丛式井平台每增加 1 口井增加永久占地 90m^2 。

本项目新钻 21 口油井，其中 3 口平台井场 2 个，15 个单井井场，撬装泥浆处理装置临时占地 1hm^2 ，井场临时占地为 15.74hm^2 ，新增永久占地共为 2.07hm^2 ，井场作业等临时及永久占地类型为基本农田及盐碱草地。钻井施工便道临时占地面积为 0.35hm^2 ，占地类型为基本农田及盐碱草地。

表 4-13 钻井工程占地情况一览表 单位： hm^2

建设内容	临时占地				永久占地			
	耕地（基本农田）		盐碱草地		耕地（基本农田）		盐碱草地	
	环评	验收	环评	验收	环评	验收	环评	验收
21 口井	3.6	2.46	18	12.93	0.48	0.33	2.4	1.74
施工便道	0.3	0.26	0.1	0.09	/	/	/	/
小计	3.9	2.72	19.1	13.02	0.48	0.33	2.4	1.74
合计	环评：22 验收：15.74				环评：2.88 验收：2.07			
总计	环评：24.88 验收：17.81							

（2）地面工程

表 4-14 地面工程占地情况一览表 单位: hm²

建设内容	临时占地				永久占地			
	低洼耕地（非基本农田）		低洼草地		低洼耕地（非基本农田）		低洼草地	
	环评	验收	环评	验收	环评	验收	环评	验收
管线	20.74	20.74	4.26	4.25	/	/	/	/
道路	/	/	/	/	2.467	2.467	0.128	0.128
电力系统	/	/	/	/	0.01	0.01	/	/
站间	/	/	/	/	0.6696	0.6696	/	/
小计	20.74	20.74	4.26	4.25	3.1466	3.1466	0.128	0.128
合计	环评：25 验收：24.99				环评：3.2746 验收：3.2746			
总计	环评：28.2746 验收：28.2646							

本项目建设内容主要为井场、注汽站、管线、道路等，项目总体布局与环评阶段总体一致。本项目井场平面布置见附图 2，注汽站平面布置见附图 3、开发区域布置图见附图 5。

2.取弃土情况调查

(1) 钻井工程

本项目临时占地主要为施工便道及井场临时占地，施工便道及井场临时占地表土单独保存，待临时占地恢复时回填，施工机械经过施工便道时进行压实，无弃土产生。

本项目土石方平衡见表 4-15。

表 4-15 土石方平衡表 单位: m³

项目	环评预计			实际建设			备注
	挖方量	填方量	弃方量	挖方量	填方量	弃方量	
施工便道	1000	1000	0	882	882	0	施工场地范围内的表土堆场集中堆存，施工结束后覆土回填
井场	7200	7200	0	6300	6300	0	
合计	8200	8200	0	7182	7182	0	/

(2) 产能工程

本项目涉及土方工程主要包括管道开挖、站间、道路垫高，借方量约 12114m³，全部向有资质的单位进行外购。挖方施工分层开挖，分层堆放，施工结束后分层回填，开挖土方均原地回填。详见表 4-16。

表 4-16 土石方平衡表 单位：m³

项目	环评预计				实际建设				备注
	挖方量	填方量	弃方量	借方量	挖方量	填方量	弃方量	借方量	
管道开挖	500000	0	500000	0	500000	0	500000	0	弃方用于场地平整
道路	0	2070	2070	0	0	2070	2070	0	低洼地通井路、站间填筑高度 0.5~1.5m
站间	0	10044	10044	0	0	10044	10044	0	
合计	500000	12114	512114	0	500000	12114	512114	0	/

五、工程投资及环保投资明细

钻井工程:

《葡葡花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区钻井工程》环评预计共钻 24 口油井，环保投资 312.85 万元，总投资 4712.64 万元。本工程实际钻井 21 口，环保投资共 301.47 万元，总投资 3832 万元，占总投资的 7.87%。

具体环评阶段与实际运行投资情况见表 4-17。

表 4-17 钻井工程项目环保投资对比表

序号	项目	设 施	环评投资 (万元)	实际投资 (万元)	备注
1	废气	洒水设备、车辆运输遮盖苫布、物料苫盖。	2	1.75	未产生 KOH 废包装，减少 3 口油井各项环境保护投资减少
2	废水	生活污水排入防渗旱厕，定期清掏外运堆肥；钻井废水拉运至源二联内废弃泥浆处理装置处理。	0.6	0.525	
3	噪声	柴油机排气管安装消声器。	1	0.875	
4	固体废物	废弃钻井液、岩屑、射孔液拉运至撬装废弃泥浆处理装置处置；KOH 废包装袋施工结束后交由有资质单位处理。	2	1.75	

5	环境风险	柴油罐区设置围堰，高度约为 0.4m。	2	1.75	
6	地下水	柴油罐区地面、围堰、井场泥浆槽做防渗。结合项目所在整个油田区域，在区域上游、区域内、区域下游各布设一口井，共布设 3 口跟踪监测井对区域地下水进行跟踪监测（依托村屯潜水井）。	6	5.25	
7	生态	临时用地恢复与补偿 22hm ² ，包括井场施工占用的基本农田及草地；永久占地补偿 2.88hm ² ，为基本农田及草地。	299.25	289.57	
总计			312.85	301.47	/

地面工程:

地面工程环评预计环保投资 152.7 万元，总投资 5149 万元，环保投资所占比例为 2.97%，

实际环保投资 152.5 万元，总投资 5148.5 万元，环保投资所占比例为 2.96%，环保投资估算情况见表 4-18。

表 4-18 地面工程项目环保投资对比表

项目		措施内容	环评投资 (万元)	实际投资 (万元)	备注
施工期	废气治理	洒水抑尘、设置挡风板、覆盖遮盖材料等	2.5	2.5	一致
	废水处理	罐车拉运至第七采油厂葡三联含油污水处理站处理后回注地下	2.2	2.2	一致
	噪声治理	施工噪声安装隔声减振等降噪措施	3	3	一致
	生态	植被恢复	120	119.5	临时占地减少，减少 0.5 万元
运行期	固体废物	落地油及油泥（砂）	10	10	一致
		废防渗布	2	2	一致
	环境风险	培训员工风险防范措施及应急演练	3	3	一致
		环保风险应急物资	10	10	一致
合计	/	/	152.7	152.2	一致

六、与项目有关的生态破坏和污染物排放、主要环境问题及环境保护措施

1、生态破坏恢复调查

本工程施工期的生态环境影响调查主要从植被类型、生物多样性、生态格局、生态系统功能及其动态等方面考察油田开发建设对自然环境的影响情况，以及本工程施工的临时占地的恢复情况。本工程对项目区植被的影响主要发生在项目施工期，其中钻井对植被影响较大，临时占地植被基本得到恢复。



施工生态保护措施

经调查，本工程实际新钻了 21 口油井，2 个 3 口油井井场，15 个单井井场。本项目实际永久占地面积 5.3446hm²，临时占地面积 40.73m²。

永久占地对地貌造成永久性影响。临时占地对周围生态环境影响主要体现在井场、管线施工过程中，施工营地、材料堆场、施工设备等占地，施工期间机械、运输车辆对植被的碾压、人员践踏、材料占地、土壤翻出堆放地表等活动对工程周围的地表环境造成暂时性破坏，对地面植被会造成一定的破坏。

本项目在施工结束后进行土地平整，通过勘查，目前大部分管线临时占地区域植被恢复现状良好，植被会恢复到施工前状态。耕地施工避开了农作物耕种季节，避开大风及强降水季节，临时占用的农田，现已全部由当地农民进行了复垦。临时占用的草地主要采取自然恢复的方式，草地生长旺盛，草地已恢复至与周围植物群落十分相似。对永久占用的耕地、草地进行了占地补偿，现植被正在恢复中，恢复情况见图 4-25。



葡浅 28-20 井场及管线占地恢复情况



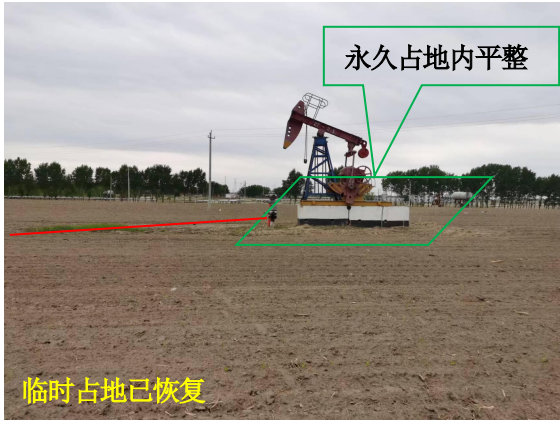
葡浅 23-21 井场及管线占地恢复情况



葡浅 27-13 井场及管线占地恢复情况



葡浅 27-19 井场及管线占地恢复情况



葡浅 27-21 井场及管线占地恢复情况



葡浅 26-14 井场及管线占地恢复情况



井场路临时占地恢复情况



集油管线临时占地恢复情况



架空注蒸汽管线临时占地恢复情况

图 4-25 植被恢复现状

2、施工期污染物产生量及处理情况

本工程施工期对大气环境的影响主要是施工车辆、机械等排放的尾气，钻井时柴油机排放

的烟气，道路、站场、管道施工产生的扬尘。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。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。



图 4-26 井场重晶石粉等易起尘物料加盖遮盖物

(2) 废水

经调查，施工期间废水主要为钻井污水、管线试压废水、生活污水。

① 钻井废水

本项目钻井污水主要来自 21 口油井钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备等产生的废水，主要含有钻井液和岩屑等。根据建设单位提供资料，钻井污水的产生量随井深的钻井周期变化，平均每钻进 1m，排放钻井污水 0.02m³，钻井污水产生量为 195m³。钻井污水进入井场泥浆罐中沉淀澄清，上清液自然蒸发，沉淀物与废弃泥浆、岩屑完井后一同由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理。

② 生活污水

据调查，本项目在井人数 17 人，施工期共 120d，生活污水产生量为 76m³。地面建设施工人员 50 人，施工期 30 天，地面建设累计产生生活污水 48m³。施工期生活污水进入施工营地暂设的旱厕，施工结束后已清掏并卫生填埋。

③ 试压废水

本项目新建集油掺水管道 22.1km，共产生试压废水为 100m³，主要污染因子为 SS。试压废水经罐车拉运至葡三联含油污水处理站处理达标后回注葡萄花油层。

表 4-19 施工期水污染物排放量表

序号	污染物名称	排放量		主要污染物	去向及措施
		环评阶段	实际建设		
1	钻井废水	310m ³	195m ³	SS、COD、NH ₃ -N	由施工单位拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理
2	生活污水	76.8t	65t	COD、NH ₃ -N	施工场地设置临时防渗旱厕，定期清掏用作农肥；施工结束清掏后进行清理并回填
3	管线试压废水	100.66t	100t	SS	由罐车拉运至葡三联含油污水处理站处理达标后回注葡萄花油层
4	生活污水	48t	48t	COD、NH ₃ -N、SS	施工场地设置临时防渗旱厕，施工结束清掏后进行清理并回填

钻井时期施工场地进行了分区防渗：

本工程施工期柴油储罐区属于重点防渗区，铺垫人工防渗层等设施，铺设 2.0mm 厚高密度聚乙烯膜渗透系数为 1.0×10⁻¹⁰cm/s 的黏土层的防渗性能，同时钻井井场设置 0.4m 高围堰，井场材料房、一般工业固体废物暂存间、井场内泥浆槽及防渗旱厕为一般防渗区域，防渗层的防渗性能 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10⁻⁷ cm/s 的黏土层的防渗性能或采用人工防渗布铺设。施工影像情况见图 4-27，施工期分区防渗图见图 4-28。





图 4-27 施工期分区防渗情况

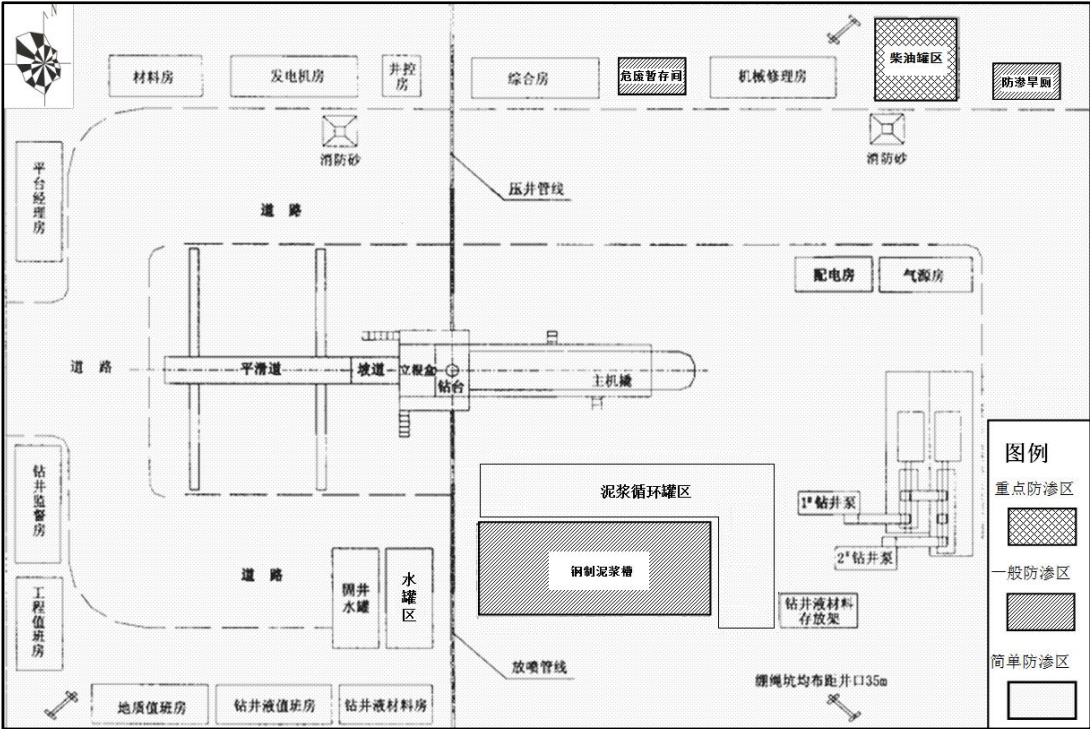


图 4-28 施工期分区防渗图

(3) 噪声污染源及污染物分析

项目施工期间噪声源主要为井场钻机、柴油发电机组、推土机、挖掘机、吊装机、泥浆循环泵等设备噪声。项目采用了低噪声设备，合理安排噪声设备的开启时间，加强对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，合理布局施工场地。

表 4-20 施工期噪声源统计表

设备名称	距声源 (m)	噪声值 dB (A)
钻井工程		
挖掘机	5	80~90
推土机	5	80~90
电焊机	5	60~70
提升机	5	60~70
柴油发电机组	5	80~90
大型钻机	5	80~90
搅拌机	5	65~75
地面工程		
液压挖掘机	5	80~85
推土机	5	85~92
轮式装载机	5	85~92
重型运输车	5	75~80
压路机	5	85~92
电焊机	5	70~75

(4) 固体废物

施工期产生的固体废弃物主要是钻井过程中产生的钻井岩屑、废钻井液、废射孔液、废防渗布和包装袋及生活垃圾等。

①废钻井液

本项目新钻井 21 口，根据建设单位提供资料，本项目废弃钻井液为 535m³，已由封闭罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理。

②钻井岩屑

经调查，本项目产生钻井岩屑为 911.4m³，已由封闭罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理。

③废射孔液

本项目油水井射孔作业过程中产生废射孔液，经调查，16 口直井进行射孔完井，共产生废射孔液 576m³，主要成分为泥浆及无机盐类废水，施工结束后，由封闭罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理。

④包装袋和防渗布

为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井污水等污染地面从而造成对土壤、地下水的影响，在钻井过程中在钻井平台附近、泥浆泵、泥浆槽、柴油罐区等位置铺设防渗布，产生量 1.37t；包装袋主要来自钻井泥浆组分膨润土、纯碱、重晶石粉等使用后的废弃包装袋，产生量约 0.32t，产生的废弃防渗布、废包装袋由钻井队统一收集后送采油七厂工业固废填埋场处理。钻井过程中 KOH 使用配置好的溶液，直接拉运至井口使用，施工现场不产生 KOH 废包装袋。



图 4-29 井口和钻井液循环池底部敷设防渗

⑤生活垃圾

据调查，本工程钻井期生活垃圾共产生 1.05t；地面建设施工人员大约为 30 人，施工期约 108 天，产生生活垃圾 0.42t，合计施工期产生生活垃圾共计 1.47t，已统一收集送生活垃圾填埋场进行处理，施工结束后场地无遗留。

表 4-21 固体废弃物产生量对比表

类别	环评阶段	实际建设	最终去向
废弃钻井液	332t	330t	由封闭罐车拉运至大庆钻探运输二公司废

钻井岩屑	1041.6t	911.4t	弃泥浆无害化处理三站处理
废射孔液	648m³	576m³	
防渗布	1.56t	1.37t	施工结束后送采油七厂工业固废填埋场处理，不外排
包装袋	0.36t	0.32t	
KOH 废包装袋	0.13t	0t	不产生 KOH 废包装袋
生活垃圾	1.65t	1.47t	生活垃圾填埋场处理

3、运行期污染物产生量及处理情况

本项目运行期正常工况下主要污染物为原油集输过程中挥发的烃类气体；依托场站加热炉的燃烧烟气、集输系统依托场站处理设施清淤产生的油泥（砂）、井场以及依托场站机泵产生的噪声。非正常工况下主要污染物为油井作业产生的作业废水和落地油等。具体产污环节见图 4-30，具体污染物产生及处理情况见表 4-22。

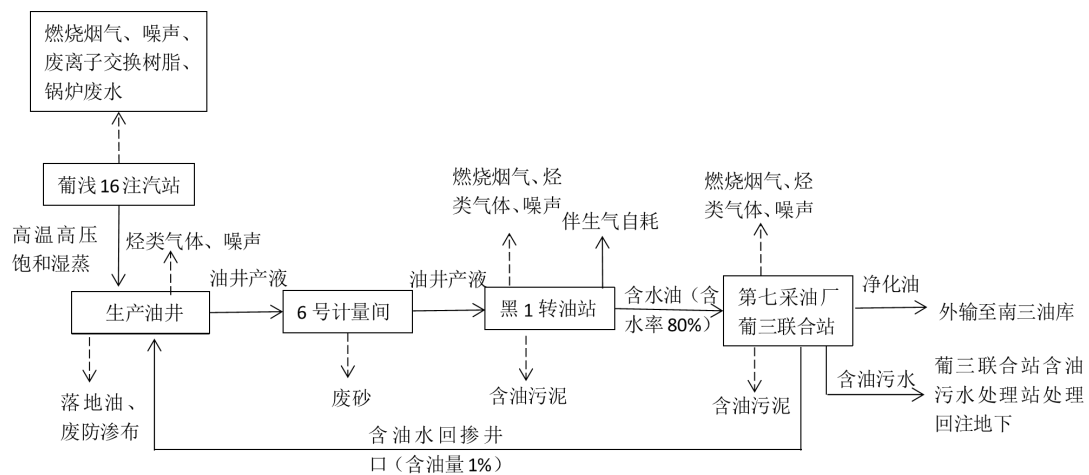


图 4-30 运行期工艺流程图

1) 废水

①采出液分离水

油井井场采出液经黑 1 转油站初步处理后进入葡三联脱水站进行脱水，经调查本工程 13 口油井投产后新增污水量 $3.15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，9 口老井含油污水约 $1.26 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，本项目采出液分离出的含油污水共 $4.41 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，分离出的含油污水进入葡三联含油污水处理站处理后回注葡萄花油层，不外排。

②生活污水

本工程新建葡浅 16 注汽站，新增劳动定员 10 人，生活污水产生量为 105.6t/a，注汽站在站内新建防渗化粪池一座，生活污水进入站内新建化粪池，定期清掏拉运至西巷卸水点，经管网进入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

③生产废水

注汽站生产排水主要为注汽锅炉启停高温排水、水处理设备反洗水及注汽站排污，日均排水为 55m³/d，生产污水管输至新建 6 号计量间回油管线，与采出液混输至葡三联脱水站进行处理。

运行期施工场地进行了分区防渗

（1）井场防渗措施

井场地面属于一般污染防治区，根据规范要求，一般污染防治区防渗层的防渗系数不能低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

（2）场站防渗措施

新建葡浅 16 注汽站地面属于简单防渗区，其防渗层采用一般地面硬化；加热炉及污水池基础属于重点防渗区，采用人工防渗布铺设，其防渗层的防渗性能不低于 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。除上述区域以外的其他区域为一般防渗区，其防渗层的防渗性能 1.5m 厚、渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

（3）管线防渗措施

集油及注水管线均埋于地面下，属于重点污染防治区，根据规范要求，采取以下防渗措施：

①管线均采用钢制防腐管线，管线内、外防腐满足《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）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，防止泄漏事故的发生。

②管道连接方式应采用焊接；

③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，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，进一步防止污染地下水。

（4）套管防渗措施

对使用双层套管技术进行清洁生产，使表层套管固井水泥浆必须返至井口，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；完井后对套管做固井质量验收。发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

本项目运行期可能对地下水产生影响的主要为新建场站（葡浅 16 注汽站）产生的生活污水；油气集输系统中的油井作业污水、落地油等。本项目场站产生的生活污水排入站内防渗旱厕，定期清掏不外排；油气集输系统中的油水井作业污水通过作业污油污水回收装置回收进系统；产生的落地油及时进行回收，回收率 100%。因此项目运行期正常情况下不会对地下水产生影响。葡浅 16 注汽站设备区进行一般防渗。

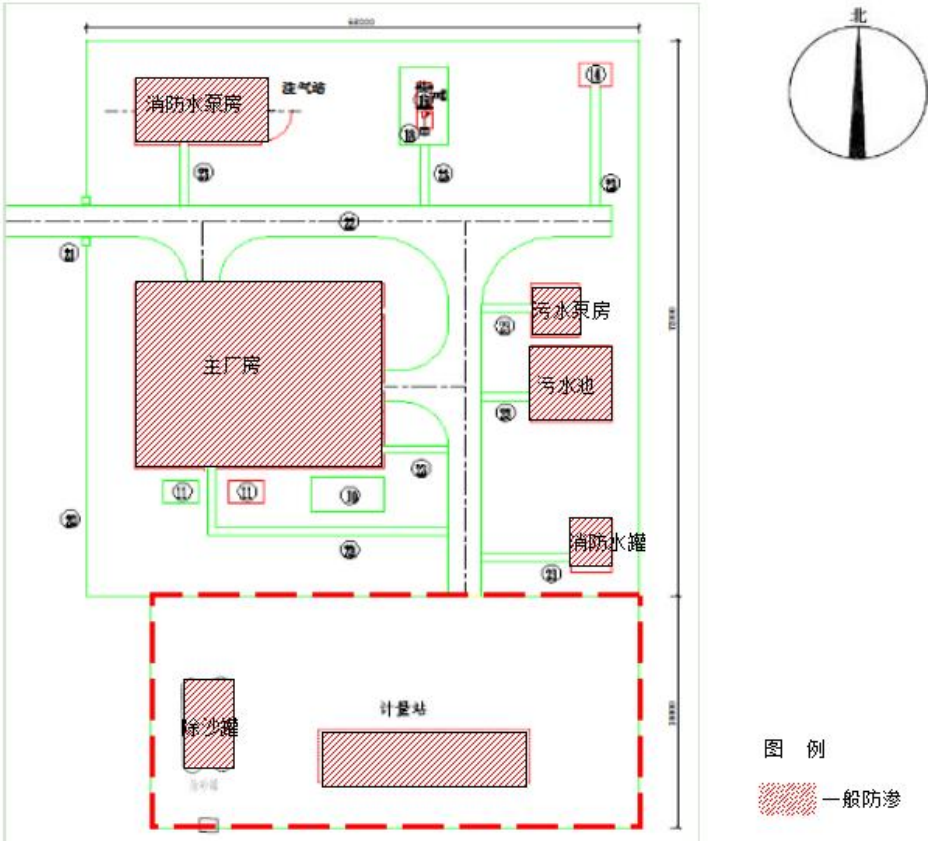


图 4-31 葡浅 16 注汽站厂区防渗示意图

(3) 废气

根据环评，运行期产生的废气主要为依托和新建场站加热装置产生的燃烧烟气及油气集输过程中产生的挥发性烃类。

1) 燃烧烟气

本项目依托的黑 1 转油站加热炉产生的燃烧烟气为分担量，不纳入本项目排污量核算。

本项目油井产液在集输过程中需要伴热，葡浅 16 注汽站新建注汽锅炉、采暖炉增加了加热炉烟气排放量。

根据新建和依托场站加热装置的监测结果，加热炉烟气中各污染物的排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建锅炉标准限值要求。

本项目产能运行过程包括蒸汽吞吐阶段和蒸汽驱阶段，本次验收期间本项目处于蒸汽吞吐阶段，本次验收对蒸汽吞吐阶段的废气排放量进行核算。

表 4-22 葡浅 16 注汽站锅炉新增废气排放情况

名称	污染源名称	新增燃气量万 m³/a	烟气量万 m³/a	污染物排放 t/a		
				SO ₂	NO _x	颗粒物
葡浅 16 注汽站	11.5t/h 注汽锅炉 1 台	245.7	2773.95	0.61	2.64	0.312

	350KW 采暖炉 1 台	19.89	224.6	0.049	0.21	0.023
合计		265.59	2998.55	0.659	2.85	0.335

表 4-23 葡浅 16 注汽站锅炉新增燃烧烟气污染物对比情况

名称	污染源名称	新增燃气量万 m ³ /a		烟气量万 m ³ /a		污染物排放量 t/a					
		环评阶段	验收阶段	环评阶段	验收阶段	SO ₂		NO _x		颗粒物	
						环评阶段	验收阶段	环评阶段	验收阶段	环评阶段	验收阶段
葡浅 16 注汽站	11.5t/h 注汽锅炉 1 台	315	245.7	3556.35	2773.95	0.78	0.61	3.38	2.64	0.4	0.312
	350KW 采暖炉 1 台	25.5	19.89	287.9	224.6	0.063	0.049	0.27	0.21	0.03	0.023
合计		340.5	265.59	3844.25	2998.55	0.843	0.659	3.65	2.85	0.43	0.335

2) 无组织挥发烃类气体

由于本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程, 烃类气体的排放主要是井场与依托场站产生的挥发性烃类。环评阶段给出的计划产油量为本项目基建 13 口油井, 环评预计新增原油产能 $0.45 \times 10^4 \text{t/a}$, 9 口老井恢复生产, 产能 $0.17 \times 10^4 \text{t/a}$, 本次产能非甲烷总烃总挥发量约为 8.79t/a 。本项目实际基建 13 口油井, 建成后实际原油产能 $0.35 \times 10^4 \text{t/a}$, 9 口老井恢复生产, 实际产能 $0.17 \times 10^4 \text{t/a}$, 非甲烷总烃挥发量为 7.37t/a 。具体见表 4-24。

表 4-24 本项目烃类气体排放情况

原油量	环评	$0.62 \times 10^4 \text{t/a}$
	实际	$0.52 \times 10^4 \text{t/a}$
非甲烷总烃挥发量	环评	8.79t/a
	实际	7.37t/a

(4) 噪声

本项目噪声源主要是井场抽油机、新建和依托场站站内机泵运行产生的噪声。主要声源强度见表 4-25。

表 4-25 本项目运行期主要声源强度统计表

序号	噪声源	发声源	噪声源强度 (dB (A))
1	采油井	抽油机泵	65~80
2	依托场站	输油泵、转输泵等机泵	65~90
3	依托场站	加热装置	65~75



葡浅 27-13 抽油机减震基础



葡浅 29-19 抽油机减震基础



6 号计量间隔声门窗



葡浅 6 注汽站机泵减震基础



黑 1 转油站隔声门窗



葡三联污水处理站机泵减震基础

图 4-32 本项目噪声防治措施

(5) 固体废物

经调查，本项目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等、锅炉水处理装置产生的废离子交换树脂、新建场站定员生活垃圾。

①含油泥（砂）

根据现场调查及建设单位提供的资料，本项目建成后 22 口油井产能为 0.52×10^4 t/a，场

站分离器等清淤含油污泥产生量为 12t/a。本项目场站分离器等清淤产生油泥拉运至第七采油厂葡萄花含油污泥处理站进行减量化处理，处理后油泥委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理。

②废离子交换树脂

新建葡浅 16 注汽站，为满足锅炉给水硬度要求，采用双级钠离子交换软化水质，产生废离子交换树脂 0.2t/a，依据《国家危险废物名录（2021 年版）》废离子交换树脂已不属于危险废物，产生后由厂家回收处理。

③废砂

因稠油含砂量高，本项目新建 6 号计量间建沉降罐 2 台（Φ3×9.6 常压），并配套储砂池 1 座，产出的废砂 5t/a，储砂池清理由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司直接处理。

④清管废渣

本项目清管，试压过程产生的清管废渣产生量约 0.07t，送至第七采油厂工业固体废物填埋场处置。

⑤生活垃圾

本项目新建葡浅 16 注汽站，新增劳动定员 10 人，生活垃圾产生量约 1.63t/a，由油田物业统一收集处理。本项目运行期固体废物产生量详见表 4-26。

表 4-26 本项目运营期固体废物排放量表

类别	环评阶段	实际建设	最终去向
场站分离器等清淤油泥（砂）	12t	12t	集中收集后，拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置
废离子交换树脂	0.2t	0.2t	危废暂存间暂存后由厂家回收处理
废砂	5m ³	5m ³	委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理
清管废渣	/	0.07t	送至第七采油厂工业固体废物填埋场处置
生活垃圾	1.65t	1.63t	由油田物业统一收集处理

4、非正常工况

非正常工况下主要污染物为油水井作业产生的作业废水和落地油等。

（1）作业废水

经调查，项目暂未进行油水井作业，无作业废水产生，如产生，经罐车拉运至葡三联含油污水处理站处理，不外排。

(2) 洗井污水

本工程油井作业周期 1.5 年，作业污水产生量 $10\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，本项目基建油井 13 口，恢复 9 口油井蒸汽吞吐方式开采，作业污水量约 $146.7\text{m}^3/\text{a}$ ，主要污染物为石油类和悬浮物；经调查，项目暂未进行洗井作业，无洗井污水产生，如产生，经罐车拉运至敖联含油污水处理站处理，不外排。

(3) 落地油

一般每口井作业期间产生的落地油可按 $50\text{kg}/\text{井}\cdot\text{次}$ ，作业频率一般 1.5 年，落地油回收率为 100%。本工程共 22 口油井，产生落地油 $0.53\text{t}/\text{a}$ 。目前未进行油水井作业，无落地油产生。如产生由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站处理后，再由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中污染控制指标要求，用于井场铺垫或油田道路铺设。



图 4-33 作业现场污水回收装置及污油污水收集槽

(4) 含油防渗布

油水井作业期间，为防止含油污水渗入地下污染地下水，建设单位在井场铺设防渗布。每次修井塑料布使用量约为 $10\text{kg}/\text{口}$ ，修井周期一般为 1.5 年，本项目的 22 口油井每年修井废防渗布产生量约 $0.15\text{t}/\text{a}$ 。在作业结束后，委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置；本项目运营期间未进行油井作业，无废防渗布产生。

(5) 排污许可证

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,大庆黑帝庙稠油试采技术有限公司已重新申请排污许可证,申领时间为 2025 年 7 月 3 日,许可证号为 91230606606551990K001Y,具体见附件 3。

表五环境影响评价回顾

建设项目环境影响报告表主要结论及审批部门审批决定

钻井工程:

2020 年 3 月,中圣环境科技发展有限公司编制了《葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区钻井工程项目环境影响报告表》,报告表主要环境影响结论如下:

一、环境质量现状评价结论

1、环境空气质量现状

根据环境质量公报统计结果,SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、O₃、CO 可以满足国家《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单中的二级标准,根据监测报告,特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 标准要求。说明评价区域内大气环境质量较好,未受油田开发影响。

2、地表水环境质量现状

根据监测结果,一五四泡水体中 COD 超标,不满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) V 类水质标准,超标原因可能是周边耕地采用农家肥,受地表径流影响导致 COD 超标,特征污染物石油类未超标,说明本项目附近地表水未受到油田开发的影响。

3、地下水环境质量现状

根据监测结果,区域地下水质量满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准。本项目特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) I 类标准,说明本项目附近地下水未受到油田开发的影响。

4、土壤环境质量现状

本项目区域现状油井井场内土壤评价采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)表 1(基本项目)中第二类用地筛选值标准,以及表 2(其他项目)中第二类用地筛选值标准。根据项目区域内土壤监测结果,项目区域内土壤满足标准要求。

5、声环境质量现状

区内各敏感点的声环境均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准。

二、环境影响分析及防治措施有效性

1、在开发施工期，钻机柴油机排放的污染物呈面源污染形式扩散，钻机排放的空气污染物对钻井井场周围环境虽有一定的影响，但影响范围较小且是短暂的，随着钻井工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

施工扬尘采取洒水降尘、禁止大风天施工等措施，降低施工扬尘对周围环境空气的影响，同时项目涉及的井场分布较为分散，故对大气影响较小。

场地扬尘通过采取施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布、控制车速、施工场地设置围挡、井场设置料棚、表土及钻井材料上覆盖防尘网等措施，可以防止刮风扬尘弥漫，降低钻井扬对区域空气环境的影响，产生的场界扬尘可降至 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）排放限值要求，对大气影响较小。

2、钻井污水进入泥浆罐循环利用，最终剩余泥浆由罐车拉运至源二联内撬装废弃泥浆处理装置进行压滤处理；生活污水进入营地防渗旱厕，定期清掏外运做农肥，本项目产生的废水不会对周边地表水产生影响。

3、本项目产生的废弃钻井液、钻井岩屑、废射孔液暂存于泥浆槽，用罐车拉运至源二联内撬装废弃泥浆处理装置进行压滤处理，撬装废弃泥浆处理装置产生的基土暂存于处理后泥饼临时存储区，用于黑帝庙油田井场铺路；施工过程中井队人员产生的生活垃圾统一收集后，拉运至大同区生活垃圾填埋场卫生填埋；泥浆添加剂包装袋（除 KOH），拉运至采油七厂工业固废填埋场；KOH 废包装袋施工结束后委托有资质的单位进行处置，因此固体废物对周围环境影响较小。

4、施工期噪声源主要来自施工机械钻机、推土机、吊装机、柴油发电机组和施工车辆噪声，通过选用低噪声设备、将柴油机、空压机等噪声源强较大的设备安装在活动板房内，机座安装减振垫降噪措施，柴油机、空压机配套安装消声器。可达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间 70dB，夜间 55dB 的要求，距离村庄较近的井场施工场界要设置硬质围挡，且禁止夜间施工作业，对附近村民不会产生较大影响，所以施工期噪声对周围的声环境影响较小。

5、本项目临时占地施工结束后需及时进行恢复，农田进行复垦。

6、本项目存在的主要环境风险类型包括井喷诱发火灾爆炸、套损、井漏环境污染事件，

一旦出现上述环境风险事故，将对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以降低工程发生环境风险事故概率，可将环境风险事故概率控制在 1×10^{-7} 次/a 以下，达到环境风险可接受水平。

地面工程：

2020 年 12 月，中圣环境科技发展有限公司编制了《葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设地面工程项目环境影响报告表》，报告表主要环境影响结论如下：

一、环境质量现状评价结论

1、环境空气质量现状

根据大庆市生态环境局 2020 年 6 月 5 日公布的《2019 年大庆市生态环境状况公报》，2019 年城区环境空气质量达标；根据近期现状监测，项目特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准要求，说明评价区域内大气环境质量较好，油田开发对环境空气影响较小。

2、地下水

本项目所在区域地下水环境质量指标满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准的要求。

本工程特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I 类标准，说明本工程附近地下水未受到油田开发的影响。

3、声环境

本项目所在区域声环境质量状况良好，符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类区标准限值。

4、土壤

根据监测结果，本工程所在地及调查范围内建设用地土壤监测因子能够满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 及表 2“建设用

地土壤污染风险筛选值和管制值(基本工程)”和“建设用土壤污染风险筛选值和管制值(其它项目)”第二类用地筛选值标准,农用地土壤监测因子能够满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中“农用地土壤污染风险筛选值(基本项目)”标准。

二、环境影响分析及防治措施有效性

1、大气环境

施工期废气包括井场、管线、站间施工扬尘以及各种车辆排气等,废气中主要污染物为非甲烷总烃、NO_x、SO₂、TSP、CO 等,对周边环境影响较小。

通过类比调查可知虽然施工中产生的污染源强较大,主要是管沟开挖和通井路建设产生的扬尘,通过采取相应的控制措施,工程施工过程对周围环境不会产生大的不利影响。运行期各依托站场的加热炉烟气排放浓度均可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中燃气锅炉的标准要求,对周围环境空气质量很小,基本不会改变区域现有环境空气质量。

2、地表水环境影响结论

施工期废水为施工人员的生活污水。施工期生活污水均排放于井场的防渗旱厕内,施工结束后及时清掏填埋或用作农家肥。

3、地下水环境影响结论

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无影响,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治措施及应急措施落实到位的情况下,地下水环境影响可接受。

4、声环境影响结论

施工期噪声源主要为施工机械噪声及车辆噪声。施工厂界噪声可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)要求。

5、固体废物环境影响结论

施工期固体废物主要为施工人员产生的生活垃圾，运行期固体废物主要有含油泥（砂）、落地油、废防渗布、生活垃圾等。

施工期生活垃圾统一收集后，拉运至大同区生活垃圾填埋场处理。本项目施工期固体废物经妥善处理，不会产生二次污染。

含油泥（砂）及落地油送第七采油厂葡萄花含油污泥处理站处理，废防渗布送有资质单位处理。

6、生态环境影响

本项目建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。通过采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响该项目油田开发对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的。

7、环境风险分析

本项目的主要环境风险为套管破损，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，并定期演习，避免重大污染事故的发生。

环境保护行政主管部门的批复意见

钻井工程

2020 年 4 月 8 日，大庆市生态环境局以“庆环审〔2020〕46 号”文件对《葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区钻井工程项目环境影响报告表》予以批复，批复内容如下：

大庆黑帝庙稠油试采技术开发有限公司：

你单位的《葡萄花油田黑油 16 区井工程环境影响报告表》（以下简称《报告表》）收悉，经我局行政审批会议研究，现批复如下：

该项目建设性质于改扩建，项目代码为 2020-230606-07-03-000157 建设地点位大市大同

区老山头乡境内，总占地面积 24.88hm²，包括永久占地 2.88hm²，临时占地 22hm² 本项新油 24 口，主要由钻前准备、钻进、录井、测井，固井和射孔完，不包括地面工程，总投资 4712.64 万元，环保投资 312.85 万元，

在全面落实《报告表》提出的各项生态保护和污染防治措施的前提下，该工程建设对环境的不利影响可以得到缓解和控制我局原则同意《报告表》中所列的项目性质规模，地点建设内容、环境风险防范措施和环境保护对策进行项目建设。

二、在项目施工期应做好以下工作

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

（二）落实大气污染防治措施，施工期，施工场界颗粒物无组织排放监控浓度限值应符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求。

（三）落实废水污染防治措施，废弃钻井液无害化处理装置产生的污水进入源二联污水站进行处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ639-2015）中限值后回注油层不外排。

（四）落实噪声污染防治措施、施工期、强化噪声控制管理、尽量选用低噪声的施工机械，避免多个高噪声设备同时施工，合理安排施工时段和运输时间，施工场界噪声应符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，

（五）落实固体废物处理处置措施，废弃纯碱和膨润土包装袋属于一般固体废物，送至第七采油厂工业废物填埋场进行填处理：废氢氧化钾包装袋（HW49）属于危险废物，须委托资质单位处理：钻井废水、废弃泥浆、废射孔液和岩屑拉至源二联合站弃钻井泥浆处理装置，处理后用于建设井场路。

（六）落实地下水和土壤防治措施，采取分区防渗措施，加强防渗设施的日常维护，对出现破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，根据重点污染防治区平面布置，地下水流向和保护目标，合理设置地下水和土壤监测点，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。

（七）加强环境风险防范采用先进的生产工艺，设备和管理体系，降低工程的环境影响和环境风险，加强维护管理，建立应急管理组织机构，健全完善突发环境事件应急预案，加强风险防控预警体系建设，定期开展应急演练，防止污染事故发生。

三、建设项目需要配套建设的环境保护设施，必须与主体工程同时设计，同时施工，同时投产使用，项目建成后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，经验收合格后，方可正式投入运行。

自本批复文件发布之日起，建设项目的性质，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我局重新审核。

四、由大庆市环境监察支队开展该项目的“三同时”监督检查和管理工作。

大庆市生态环境局

2020 年 4 月 8 日

地面工程

2020 年 12 月 30 日，大庆市生态环境局以“庆环承诺审〔2020〕126 号”文件对《葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设地面工程项目环境影响报告表》予以批复，批复内容如下：

大庆黑帝庙稠油试采技术开发有限公司：

你单位报送的《关于审批葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设地面工程环境影响报告表的请示》收悉，根据中圣环境科技发展有限公司编制的《葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设地面工程环境影响报告表》的结论，在全面落实报告表提出的各项防治生态破坏和环境污染措施的前提下，工程建设对环境的不利影响能够得到缓解和控制我局原则同意该项目环境影响报告表中所列建设项目的性质，规模、地点以及拟采取的环境保护措施。

你单位应当严格落实环境影响报告表提出的防治环境污染和防止生态破坏的措施，严格执行配套建设的环保设施与主体工程同时设计、同时施工，同时投产的环保“三同时”制度项目竣工后，应按规定开展竣工环境保护验收经验收合格后，项目方可正式投入生产或者使用。

自本批复文件发布之日起，建设项目的性质，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我局重新审核

由大庆市生态环境保护综合执法局开展该项目的“三同时”监督检查和管理工作。

大庆市生态环境局

2020 年 12 月 30 日

表六环境保护措施执行情况

表 6-1 环境影响报告表中要求环境保护措施执行情况

项目		环境影响保护报告表及审批文件中要求的环境保护措施	环境保护措施的落实情况	落实情况
阶段				
施 工 期	生态影响	生态保护措施: 环评文件要求: 1、充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时进井通道； 2、恢复土地生产能力，提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm-30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复植被。 3、本工程钻井施工选在秋冬季，可最大限度降低对地表植被的影响；缩短临时占地时间，施工完毕后立即恢复植被。 4、施工过程中，应尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物； 5、及时落实生态补偿和恢复措施，对临时占用的耕地进行整平翻松，对临时占用的耕地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于耕地的恢复及补偿。 防沙治沙措施: 环评文件要求: 1、施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。 2、施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。	生态保护措施: 1、经调查，本项目施工期间充分利用现有道路，未开辟新的临时进井通道； 2、施工期间，先挖表土层（20 cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，根据现场情况，现已恢复土地原貌； 3、钻井施工多数选在了秋冬季，避开植物生长季节，施工完毕后立即恢复植被，根据现场走访，本项目临时占用的草地植被恢复良好； 4、施工期间规范作业面积和行车路线，未发现随意践踏、碾压施工区范围之外植被的情况； 5、对永久占地已进行土地补偿，临时占地进行表土留存，分层回填，整平翻松，现已恢复良好。 防沙治沙措施 1、本项目施工结束后，井场、管道临时占地已进行平整，调查阶段植被已基本恢复。 2、施工时保护了原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，未开辟新路。 3、施工作业没有在大风天施工。 4、路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。 5、根据当地实际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建	本项目已严格执行了环评提出的环保措施，临时占地恢复情况较好

	3、施工作业避免在大风天施工。 4、路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和 道路安全运行。 5、根据当地实际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，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。 环评批复要求： 做好生态保护工作，加强施工管理，施工活动控制在占地范围内，临时占地离表层熟土，施工结束后，恢复临时占地表土及植被，补偿占用基本农田，对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意抛撒，防治污染土壤。	立了乔、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。 符合环评及批复提出的要求。	
污染影响	大气环境影响措施： 环评文件要求： 1、施工钻井液辅料、固井水泥运输车辆加盖篷布，井场道路、井场施工场地定期洒水降尘并清理车辆泥土； 2、大风天禁止施工作业，位于村屯及城区内的管线施工过程中采用挡风板，加强回填土方堆放场的管理，要制定土方表层压实、覆盖、喷淋保湿等措施； 3、车辆及施工机械在施工过程中应尽量避免扰动原始地面、碾压周围植被，不得随意开辟便道，严禁车辆下道行驶； 4、运输车辆应规定配置防洒装备，装载不宜过满，保证运输过程中不散落；并规划好运输车辆的运行路线与时间。 落实大气污染防治措施，施工期，施工场界颗粒物无组织排放监控浓度限值应符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求。 环评批复要求： 落实大气污染防治措施，施工期，施工场界颗粒物无组织	大气环境影响措施落实： 1、经现场调查，本项目施工钻井材料上覆盖加盖篷布，场地干燥时适当洒水抑尘；防止扬尘； 2、本项目未在大风天进行施工，施工场地设置了围挡，建材、物料进行了定点堆放，对于居民点一侧，设置了挡风板、物料上遮盖了材料，同时采取了覆盖、洒水等抑尘措施。 3、施工过程严格控制施工作业面，规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，充分利用现有道路 4、运输车辆已按规定配置防洒装备，未出现装载过满的情况；且规划好运输车辆的运行路线与时间。 5、污染物随施工期结束而消失，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。 符合环评及批复提出的要求。	本项目已严格执行了环评及批复提出的环保措施，施工期没有对环境造成的污染在可接受范围之内。

	排放监控浓度限值应符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求。 地表水环境影响措施： 环评文件要求： 1、钻井井场生活设施产生的少量生活污水排入防渗旱厕，清掏处置。 2、柴油储罐区基础防渗按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中环墙式罐基础防渗层设计要求构筑，避免柴油储罐区因渗透作用造成地下水污染。 3、钻井废水由泥浆槽收集，用罐车拉运至源二联内撬装废弃泥浆处理装置进行压滤处理。 4、试压完毕后的废水拉运至葡三联含油污水处理站处理。 环评批复要求： 落实废水污染防治措施，废弃钻井液无害化处理装置产生的污水进入源二联污水站进行处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ639-2015）中限值后回注油层不外排。 声环境影响措施： 环评文件要求： 1、施工中加强管理，避免不合理噪声，文明施工，合理安排施工进度，降低对周围环境的影响。 2、注意对设备的维护和保养，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。 3、尽可能选用声功率小的发声设备。 4、运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。 环评批复要求： 落实噪声污染防治措施、施工期、强化噪声控制管理、尽量选用低噪声的施工机械，避免多个高噪声设备同时施工，合理安排施工时段和运输时间，施工场界噪声应符合《建	地表水环境影响措施落实： 1、经调查，施工期人员生活污水进入施工营地暂设的防渗旱厕，施工结束后已进行清理并回填。 2、经调查，柴油罐区地面及围堰做重点防渗处理，场地夯实，铺设人工材料防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-10} cm/s$。 3、经调查，钻井泥浆采用无毒无害的水基泥浆，产生的钻井废水与废钻井液、岩屑、废射孔液一并由罐车及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理。 4、新建管线试压废水经罐车拉运至葡三联含油污水处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求，回注地下。 符合环评及批复提出的要求。 声环境影响措施落实： 1、根据建设单位提供资料和走访调查，本项目合理安排施工进度除钻井期外，地面工程建设均在昼间施工，没有在夜间进行施工； 2、对设备定期进行维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度； 3、施工机械均选用了低噪声设备，定期维护，均在运行正常，没有产生异常噪声污染； 4、运输车辆在经过附近村屯时控制车速，禁止在村屯附近鸣笛。 符合环评及批复提出的要求。	钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液处置单位由源二联合站撬装废弃钻井泥浆处理装置处置变为拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理 已落实
--	--	--	--

	筑施工现场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求， 固体废物影响： 环评文件要求： 1、钻井岩屑、废钻井液及废射孔液采用钢制泥浆槽收集，及时用泥浆罐车运送至源二联内撬装废弃泥浆处理装置处置。 2、施工期产生废弃防渗布及纯碱、重晶石粉包装袋送采油七厂工业固废填埋场处理，KOH 包装袋属于危险废物，需要单独送有资质的危废处理单位处理。 3、生活设施产生的生活垃圾集中运送至大庆市生活垃圾处理厂进行卫生填埋处置。 环评批复要求： 钻废水、废弃泥浆、废射孔液和岩屑拉至源二联合站弃钻井泥浆处理装置，处理后用于建设井场路。 地下水和土壤环境影响措施： 环评批复要求： 落实地下水和土壤防治措施，采取分区防渗设施，加强防渗设施的日常维护，对出现破的防渗设施应及时修复和加固，确保防控设施牢固安全，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，根据重点污染防治区平面布置，地下水流向和环境保护目标，合理设置地下水和土壤监测点，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。	固体废物影响措施落实： 1、经调查，钻井泥浆采用无毒无害的水基泥浆，产生的钻井废水与废钻井液、岩屑、废射孔液一并由罐车及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理。 2、经调查，施工期产生废弃防渗布及纯碱、重晶石粉包装袋送采油七厂工业固废填埋场处理，未产生 KOH 包装袋。 3、施工过程中井队人员产生的生活垃圾统一收集后，已拉运至生活垃圾填埋场处理，施工结束后场地无遗留。 符合环评及批复提出的要求。 地下水环境影响措施落实： 经调查，本项目加强了生态保护工作，落实了报告中提到的对重点污染防治区、一般污染防治区的分区防渗措施要求，对井场永久占地进行了夯实。 加强了钻井时期井场柴油罐区、井场泥浆槽、泥浆循环罐、防渗旱厕以及危险废物暂存库的地面防渗。 本工程施工期柴油储罐区属于重点防渗区，铺垫人工防渗层等设施，铺设 2.0mm 厚高密度聚乙烯膜渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，同时钻井井场设置 0.4m 高围堰，井场材料房、一般工业固体废物暂存间、井场内泥浆槽及防渗旱厕为一般防渗	①钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液处置单位由源二联合站撬装废弃钻井泥浆处理装置处置变为拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理②钻井过程中 KOH 使用配置好的溶液，直接拉运至井口使用，施工现场不产生 KOH 废包装袋 已落实
--	---	--	---

葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目竣工环境保护验收调查表

			区域，防渗层的防渗性能 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能或采用人工防渗布铺设。 本项目集油掺水管线采用了内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管。 符合环评及批复提出的要求。	
	社会影响	/	/	/
运行期	生态影响	生态保护措施: 环评文件要求: 1、严格控制油井作业施工的占地面积，井口安装作业尽量在井场永久占地范围内进行，不新增临时占地。 2、定期对井场进行维护，防止因风蚀等自然因素造成井场土壤沙化等情况的发生。 3、油井作业时严格执行环保措施，作业期间在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的原油进入周围环境，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。 4、回收落地油后，对井场夯实，减少土壤的剥离量。 5、加强管理，杜绝落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后做无害化处理，不散排。 6、发生管线泄漏时，及时采取应急措施，启动施工应急预案，减少泄漏量，并及时对泄漏的污染物进行清理，防止污染环境。	生态环境影响措施落实: 根据建设单位提供资料和现场走访调查，建设单位加强对井下作业队伍的管理，严格执行了占地标准，规范了行车路线，施工过程中人员、车辆充分利用已有的道路，杜绝“粗犷作业，野蛮碾压”，未对井场永久占地外地表植被进行破坏。本项目运行期间未进行油井作业，无落地油、废防渗布等污染物产生，对周围生态环境无影响。本项目集油掺水管线运行至今未发生油水管道穿孔、断裂等恶性事故的发生。井场工作人员能够定期巡视管线，未发生管线破损现象，厂区设置有完善的应急制度及设备，能够做到定期维护。 符合环评及批复提出的要求。	已落实
	污染影响	大气环境影响措施: 环评文件要求: 油气集输采用全密闭流程，运营期井场及黑 1 转油站无组织排放的非甲烷总烃厂界外满足《大气污染物综合排放标准》中标准值：4.0mg/m ³ 。 注汽站、黑 1 转油站及注汽站加热装置通过采取清洁燃料天然气，经烟囱排放后，燃烧烟气中各类污染物满足《锅炉大	大气环境影响措施落实: 根据调查，项目采用集输管道输油，油井井口全部密闭，设备阀门进行密封、防腐处理，原油抽出后经管道密闭集输至各场站，确保了油田特征污染物非甲烷总烃挥发量降至最低，根据本次验收监测结果，项目井场及场站厂界非甲烷总烃浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，依托和新建场站厂房外监控点浓度满足《挥发性有机物无组织排放控制标	本项目已严格执行了环评提出的环保措施。

	气污染物排放标准》(GB13271-2014)新建及在用锅炉标准。	准》(GB37822-2019)要求。 葡浅 16 注汽站、黑 1 转油站, 葡三联脱水站加热炉均采用天然气燃料, 采用了高效燃烧火嘴, 提高燃烧效率, 根据本次验收监测结果可知: 场站加热炉烟气污染浓度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中相应标准限值要求。	
	地表水环境影响措施: 环评文件要求: 1、采出液分离出的含油污水由葡三联污水站处理达标后回注井下, 不外排。 2、注汽站在站内新建防渗化粪池一座, 生活污水排入防渗化粪池, 定期清掏, 外运堆肥。 3、注汽站生产排水主要为注汽锅炉启停高温排水、水处理设备反洗水及注汽站排污, 日均排水约为 55m³/d, 将生产污水管输至新建 6 号计量间回油管线, 与采出液混输至葡三联脱水站进行处理。	地表水环境影响措施落实: 根据调查, 运营期采出液分离出的含油污水由葡三联污水站处理达标后回注井下。注汽站生产排水主要为注汽锅炉启停高温排水、水处理设备反洗水及注汽站排污, 管输至新建 6 号计量间回油管线, 与采出液混输至葡三联脱水站进行处理; 站内新建化粪池 1 座, 站内生活污水进入站内新建化粪池, 定期清掏拉运至西巷卸水点, 经管网进入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。 符合环评提出的要求。	站内生活污水环评预计排入化粪池, 定期清掏外运堆肥, 实际建时生活污水进入站内化粪池, 定期清掏拉运至西巷卸水点, 经管网进入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。
	声环境影响措施: 环评文件要求: 井场电机、抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备; 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; 定期对井场进行巡检, 发现异常响动及时处理; 依托场站新增机泵设备均安装在室内, 并且设置减振基础、隔声门窗等。	声环境影响措施落实: 井场电机等设备均选用了低噪声设备, 进行了基础减震。运行单位对各井场、站场的设备、阀门等定期进行检查、检修, 确保其正常稳定运行。根据本次验收监测结果, 本项目井场噪声经距离衰减可以达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准限值要求, 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。 通过调查, 本项目运营期没有出现噪声扰民现象。 符合环评提出的要求。	已落实

	固体环境影响措施: 环评文件要求: 本工程运营期产生的固体废弃物主要有含油污泥 (HW08)、落地油 (HW08)、废离子交换树脂、计量间废砂 (HW13) 和废防渗布 (HW08) 以及少量的生活垃圾。 本工程运营期产生的固体废弃物主要有含油污泥、油砂 以及少量的生活垃圾, 含油污泥和油砂产生量少, 通过集中收集后在葡萄花油田含油污泥处理站处理后对环境影响较小; 生活垃圾集中收集送大庆生活垃圾填埋场卫生填埋。 含油防渗布、废离子交换树脂、计量间废砂由资质单位处置。	固体废物环境影响措施落实: (1) 经现场调查, 本项目油井暂未进行井场作业, 未产生落地油、含油废防渗布。待产生后, 落地油拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处置后, 委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理; 含油废防渗布委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司进行资源回收利用。 (2) 依托场站定期清罐产生的油泥 (砂) 统一收集, 拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处置后, 委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理, 处理后污泥满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/3104-2022) 标准限值。项目运行至今, 未发生油泥 (砂) 污染环境的事件。计量间废砂委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。依据《国家危险废物名录 (2021 年版)》废离子交换树脂已不属于危险废物由厂家回收处理。工作人员产生的生活垃圾由油田物业统一收集处理。符合环评提出的要求。	依据《国家危险废物名录 (2021 年版)》废离子交换树脂已不属于危险废物由厂家回收处理。
	地下水环境影响措施: 环评文件要求: 定期对地下水环境进行监测, 监测委托具有资质的单位进行, 结合《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017) 制定本项目运行期监测计划, 同时在当地对监测结果进行信息公开, 每年公开一次。	地下水环境影响措施落实: 运营期, 本项目依托井场附近村屯设置地下水跟踪监测井 3 口, 区域上游设置 1 口背景监测井 (养殖散户水井 45.86503 124.70222), 在区块内设置 1 口跟踪监测井 (孙车铺水井 45.85635 124.69392), 区块下游布设 1 口跟踪监测井 (永龙村水井 45.84085 124.68211), 本次验收对跟踪监测井水质进行了监测, 以后会在每年进行 1 次跟踪监测。 本项目产生的含油污水经葡三联含油污水处理站处理达标后回注。营运期正常工况下对地下水产生影响的可能较小。符合环评提出的要求。	已落实
	风险防范措施: 环评文件要求: 1、对已建集输系统定期维修保养, 及时更换老化管线、设	风险防范措施落实: 经调查, 大庆黑帝庙稠油试采技术开发有限公司隶属于大庆头台油田开发有限责任公司, 《大庆头台油田开发有限责任公司环境	已落实

	备。 2、定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备的渗漏、穿孔问题。 3、生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏。 4、当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危及周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志。 5、建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。 6、建议对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生。 7、站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏。 8、平稳操作，避免系统压力超高放空。 9、定期维护保养容器、设备和站内管线。	突发事件专项应急预案》（备案号为 912306227819193932），配备了应急物资，每月定期组织人员进行应急演练与培训，对事故应急预案进行补充完善，使其更加合理有效。同时，各管理人员每天对各管线和设备按照规定进行检测维修，本项目运行以来未发生过因设备运行不良导致的环境事故。	
社会影响	/	/	/

表七环境影响调查

生 态 影 响	一、工程占地影响调查 1、工程占地情况 根据工程实际建设情况，本项目实际永久占地面积 5.3446hm²，临时占地面积，40.73hm²，本项目永久占地较环评时减少 0.81hm²，临时占地较环评时减少 6.27hm²，占地类型为草地、耕地。 2、占地恢复情况调查 根据调查，施工期严格控制了井场占地面积和管道施工面积。所占土地完钻后都进行了迹地平整和清理，清除了施工垃圾，占地范围内均已恢复。 经现场调查，临时占用的农田，现已全部由当地农民进行了复垦。临时占用的草地主要采取自然恢复的方式，草地生长旺盛，草地已恢复至与周围植物群落十分相似。地面平整并压实，降低了水土流失和风蚀。项目占地情况恢复情况见图 4-25。 二、对野生动物影响调查 本项目所在区域为典型农区，区内野生动物种类、数量均较少。经调查，本项目调查区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等村栖型动物。 对野生动物的影响主要来自地面建设中人类活动、生产机具噪声等影响，但这种影响是局部和暂时的，随施工期的结束而消失，不会引起该区域野生动物大面积迁移或消亡。 三、防沙治沙影响调查 根据现场调查，项目占地区域主要为盐碱草地和耕地，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平整，并压实，利于植被自然恢复。 （2）施工时保护了原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，未开辟新路。
----------------------------	--

(3) 施工作业没有在大风天施工。

(4) 路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

四、水土流失影响调查

油田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。

五、黑土地环境影响调查

本项目施工过程中严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地。

本项目为减少施工对黑土地的影响，井场、道路、电力工程永久占地内表土剥离厚度 30cm，剥离表土堆放在每座井场的表土剥离临时堆放区（每座井场表土堆场面积为 400m²），加盖苫布；井场及电力工程临时占地范围内铺设管排；工程结束后，对临时占地进行复垦，永久占地剥离表土用于周边区域土地复垦；管道施工采取了机械、人工分层开挖方式，管沟及设备区在施工前剥离表土，剥离的表土放在置土带外侧，管沟挖方土放置在置土带内侧（靠近管沟侧），置土带采取了编织袋压护。剥离表土在施工结束后，采用了分层回填压实，按生、熟土顺序堆放，回填后管沟上方留有自然沉降余量，并进行复垦。采取上述措施后本项目施工对黑土地产生的影响较小。

	六、地表水影响调查 本项目周边地表水主要为一五四泡。根据调查，施工期废水、固废均合理处置，未排放至一五四泡。本项目一五四泡附近的钻井施工时设置围堰，未在雨季施工。
污 染 影 响	一、大气环境影响及环境保护措施调查 本工程施工期对大气环境的影响主要是钻井时柴油机烟气及施工车辆排放的尾气，道路、井场、管道施工产生的扬尘，由于这些影响都是暂时性的，施工一结束就随之消失，对周围空气环境产生的影响较小。 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。 二、水环境影响及环境保护措施调查 本项目建设期对地表水体可能造成污染的污染源主要是施工营地产生的生活污水、试压废水、钻井污水。项目钻井和地面工程施工期间，在井场周围设临时围堰，材料为粘土夯筑，防止冒漏时污水流入井场区域范围外。同时，合理安排了作业时间，避开了雨季汛期； 生活污水进入施工营地暂设的旱厕，施工结束后进行清理并回填，不外排。钻井污水进入了井场泥浆罐中沉淀澄清，上清液自然蒸发，沉淀物与废弃泥浆、岩屑、废弃射孔液完井后一同由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理。试压废水由罐车收集后回收至葡三联含油污水处理站进行处理后回注地下，不外排。 经现场调查，本工程建设期产生的各种污染物均得到妥善处置，未随地表径流进入外环境，未产生明显的环境影响，施工期未发生地表水污染事故。 三、声环境影响及环境保护措施调查 项目的施工期噪声对环境的影响相对于运行期对环境的影响是短暂的，影响程度也较低，产生的噪声主要是施工时各种机械产生的噪声及施工车辆噪声。这些噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也就随之消失，因此，没有对周围的声环境产生太大的影响。 施工期噪声防治措施主要为：

		(1) 本项目除钻井期外，地面工程建设均在昼间施工，没有在夜间进行施工； (2) 对设备定期进行维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度； (3) 钻井时期合理布局，将柴油机等高噪声设备布设在远离村屯侧；运输车辆在经过附近村屯时控制车速，禁止在村屯附近鸣笛。 四、固体废物影响及环境保护措施调查 本项目施工期产生的固体废物主要有钻井时产生的废钻井液、废射孔液、钻井岩屑、废包装袋及防渗布、KOH 包装袋和生活垃圾。 本项目产生的固体废弃物废钻井液、废射孔液、钻井岩屑暂存于井场泥浆槽内，用罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理，产生的泥饼用于铺垫井场或通井路； 产生的废弃防渗布、废包装袋由钻井队统一收集后送采油七厂工业固废填埋场处理。钻井过程中 KOH 使用配置好的溶液，直接拉运至井口使用，施工现场不产生 KOH 废包装袋。 生活垃圾由施工单位已集中拉运至生活垃圾填埋场处理。 通过采取了合理的废物回收、处置方案，对环境影响较小。 五、环境污染事件和环境保护投诉事件调查 据调查，本项目自投产以来，严格按环保法规和区域内采油的环保制度进行操作，没有发生一起污染事故，也没有发生环境保护投诉事件的发生。
	社会影响	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。 因此，本项目社会影响较小。
运行	生态	一、生态环境现状与生态敏感目标调查 根据调查，项目所在区域内无自然保护区、风景名胜区等环境敏感区。该区以

期	影	农田生态系统及草地生态系统为主。调查区域属于松嫩平原区，粮食耕作历史悠久，栽培植被是最重要的植被类型，但是目前由于旱涝、盐碱、风沙等因素，区域内的农田多属于中、低产农田。粮食作物主要为玉米，经济作物以花生为主。玉米亩产量约 500~600kg。调查区草地主要以贝加尔针茅、羊草和芦苇为优势种，同时和狼尾草、毛水苏、三棱草、星星草等植物混生。在漫岗的缓坡和呈碱性的低地上还生长有碱草植物群落，碱草植物群落以碱草为主，并有野古草、野苜蓿、黄芪、柴胡等植物。群系高 0.2~0.6m，盖度 50~70%。调查区域内野生动物很少，伴随人类生存的农田小型鼠类、麻雀、家燕等种群数量较少。区域无需要特殊保护植被物种，植物物种群落较丰富，维护了区域植被群落的生物多样性，区域生态环境现状尚属良好状况。
	响	二、土壤影响调查 根据调查，本项目占用土地类型主要为草地和耕地，因此本次验收在新建井场内及附近共布设 8 个土壤监测点。由监测结果可知，监测区域井场永久占地内土壤中 Pb、Hg、As、石油烃等污染物满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准；井场永久占地外土壤 Pb、Hg、Cr、As 满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）农用地土壤污染风险筛选值标准。 由此可见，该区块土壤环境质量现状较好。 三、植被影响调查 本项目对植被的影响主要表现在土地永久性占用造成的植物生物量的损失，同时工程建设期间由于施工机械、人员对植被的碾压、践踏及工程建设的临时占地，不仅改变了土壤的坚实度，同时对地表植被造成一定程度的破坏。据调查，本项目井场、注汽站、道路等永久占地范围内已无植被，地表平整并压实。临时占地进行

	了植被恢复，恢复情况较好。 管线施工期间，车辆和机械会造成管道两侧表层过于紧实，给植物生长造成不良环境。管线施工中为了减少占地面积，尽可能缩小施工作业宽度，施工挖掘中注意保护占地上的植物根系，尽可能减少植被损失量。管线施工期对植被造成的影响一般为短期性，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。施工单位已将管沟分层回填，管道回填一般难以恢复其原有的紧实度，除管道上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被正在恢复中。 经现场调查本项目临时占用的草地均进行了恢复，自然恢复的植被与周围植物群落十分相似，多数情况下，一年生植物的比例会大一些，群落盖度低一些。从整体上看，本项目对项目区的草地生态系统生态组分、生物多样性、生态格局和生态功能都没有显著的影响。 临时占用的农田，现已全部由当地农民进行了复垦。从整体上看，本项目对开发区的生态环境没有显著的影响。
污 染 影 响	一、大气环境影响调查 根据现场调查，本项目油气集输采用密闭流程，加强井口密封并设紧急截断阀，最大限度的减少了油气集输过程中烃类的排放；巡井人员每日定时进行巡检，可及时发现并防止管线连接处、阀门的跑、冒、滴、漏。根据本次验收监测结果，本项目新建注汽站、井场和依托黑 1 转油站、葡一联脱水站厂界无组织排放的非甲烷总烃浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。依托和新建场站厂房外监控点浓度满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）要求。 本项目依托场站加热炉采用天然气燃料，根据验收监测数据，项目新建和依托场站加热炉燃烧烟气中各污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放 标准》

	(GB13271-2014) 中相应标准限值要求。 根据本次验收监测，区块开发范围周边的空气环境敏感目标非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》相应标准限值要求，周边环境空气质量良好。 截止验收调查时为止未出现过井喷、设备及管道泄漏等重大环境污染事故，本项目运行对周边环境空气影响不明显。 二、水环境影响调查 经调查，本项目在试运行期间基本落实了环评报告及批复中提出的各项水环境保护措施，井下作业按要求带罐作业，地面铺有防渗布，作业完毕后油井作业污水由罐车收集后，最终送葡三联污水处理站处理后回注，不外排。 经调查，项目实施了分区防渗，对井场永久占地进行了夯实，油井作业期间严格按照大庆黑帝庙稠油试采技术开发有限公司管理制度要求，搭建防渗围堰、铺设防渗布；管线采用了优质无缝钢管，采用了加强级外防腐，采用了焊接连接。 本次验收对项目开发区域的一五四泡进行了监测，监测结果表明，验收阶段与环评阶段相比，地表水水质监测特征污染物石油类、挥发酚较环评阶段无明显变化，故油田建设对地表水影响不大。 本次验收对地下水环境进行了监测，监测结果表明，本项目区块内监测点位地下水监测指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值要求，项目开发的特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值要求。与环评阶段相比，各监测点位地下水各项指标在项目建设前后无明显变化。 综上所述，项目试运行期间对水环境影响较小。 三、声环境影响调查 本工程噪声源主要是抽油机、各类机泵等设备运行产生的噪声，噪声值在 75～
--	---

	85dB（A）之间，为连续稳态低频噪声。根据现场调查，项目在试运行期间基本落实了环评报告及批复中提出的各项噪声污染防治措施，井场电机选用了低噪声设备，进行了基础减震，运行单位对各设备、阀门等定期进行检查、检修，确保其正常稳定运行。根据本次验收监测结果，项目井场厂界的昼间、夜间噪声均可以达到《工业企业厂界环境噪声排放 标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。 根据对敏感点的声环境质量监测，环境噪声能够达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准要求，说明项目正常运营期间对声环境保护目标影响较小。 综上所述，项目建设对区域声环境影响较小。 四、固体废物环境影响调查 本项目施工期产生的固体废物主要有钻井时产生的废钻井液、废射孔液、钻井岩屑、废包装袋及防渗布和生活垃圾。本项目产生的固体废弃物废钻井液、废射孔液、钻井岩屑暂存于井场泥浆槽内，用罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理，产生的泥饼用于铺垫井场或通井路；产生的废弃防渗布、废包装袋由钻井队统一收集后送采油七厂工业固废填埋场处理。钻井过程中 KOH 使用配置好的溶液，直接拉运至井口使用，施工现场未产生 KOH 废包装袋。生活垃圾由施工单位集中拉运至生活垃圾填埋场处理。 本项目运营期产生的固体废物主要有落地油、含油污泥、废离子交换树脂、含油废防渗布、计量间废砂和生活垃圾。根据调查，本项目修井作业产生的落地油及站场清罐产生的油泥（砂）拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处置后，委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理，处理后污泥满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/3104-2022）标准限值。废含油防渗布、计量间废砂送至大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司进行处理。依据《国家危险废物名录（2021 年版）》废离子交换树脂已不属于危险废物，产生后由厂家回收处理。工
--	--

作人员产生的生活垃圾由油田物业统一收集处理。

综上，通过上述措施项目产生的固体废弃物得到了有效处置，基本落实了项目环评报告表提出的相关污染防治措施，对环境影响较小。

五、环境风险防范及应急措施调查

项目的风险事故主要是钻井过程中的井喷事故，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，本项目在施工期间和试运行期间均未发生过原油泄漏、井喷等突发环境事故。

为了消除事故隐患，针对可能发生的事故风险，大庆黑帝庙稠油试采技术开发有限公司采取了一系列的防范措施，具体如下：

5.1 钻井井喷风险防范措施

（1）主要井控措施及落实情况

①严格按钻井操作规程操作，定期进行防喷应急演练，在井口安装防喷器和控制装置，钻井时控制起钻速度，避免产生抽吸作用；

②在钻开油层前必须加重泥浆的密度，使泥浆的液柱压力大于地层压力 3-5MPa，井场的重泥浆储备量必须是井筒容积的 1.5-2 倍，并且还要储备足够的泥浆加重剂；

③当出现溢流时，要及时安装防喷器等井控装置或配重泥浆压井预防井喷。

（2）套管破损措施及落实情况

①钻井过程中，在套管下井前进行了质量检查。一是检查套管钢级、壁厚等是否符合下井的设计规范与要求。二是加强对下井前套管的探伤检查，检查套管壁厚薄程度、弯曲程度、圆度、丝扣密封情况和破裂等质量问题，严禁了不合格套管下

	井； ②钻井过程中，为了防止浅层水腐蚀套管及浅层高塑性泥岩层蠕变，在浅层套管内外壁进行防腐； ③钻井过程中为保证套管接箍丝扣和密封脂质量及上扣的扭矩值，对井下的套管要进行了定期紧扣。 (3) 井漏措施及落实情况 ①钻井过程中对井漏及油气显示等进行监控； ②本项目施工期间储备随钻堵漏剂 40t-60t，以备井漏发生时应急使用； ③强化了施工监理和现场管理等措施，避免了泥浆池因防渗不到位出现钻井泥浆渗漏现象发生。 通过现场调查和企业提供资料，施工期间未发生井喷、泥浆泄漏事故。 (4) 同时，大庆黑帝庙稠油试采技术开发有限公司制定了井喷事故应急处置措施，具体如下： 井喷初期，立即切断危险区电源、布置警戒，关闭井口防喷器，安装进出口压井管线，进行泥浆压井，如果重泥浆压井仍不能制止井喷，必须继续关闭防喷器，同时打开和防喷器相连的排液管，外排油气，降低井口承受压力，进一步用重泥浆压井，此时一般可防止井喷失控；井喷情况下，如果防喷设备损坏或井筒内有机械故障，无法用常规的方法应急，此时可打水泥塞或重晶石塞的措施来控制井喷；如果发生井喷失控，并引发火灾爆炸，要及时向政府部门报告，在失控井已无法接近时，可利用已钻同层临近井作为救援井，火灾附近新钻定向救援井，进行侧向连通压井，制止井喷； 井喷控制住后，应立即收集地面上的油污污水、泥浆以及一些固体废弃物，收集后统一送葡萄花含油污泥处理站处理，并恢复已破坏的生态。
--	---

5.2 井下作业事故防范及处理措施

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

②对于地层压力较高的油井，应降低井底压力后再进行作业，并制定了严格的井场岗位责任制。

③在作业前打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小，如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井。

④打开套管闸门，启动作业废水进站装置和油水收集器；在压井、冲沙、验串、套铣前，认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态，作业时注意进出口排量压力。

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

⑥井场设置了明显的禁止烟火标志；井场设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求。

⑦按消防规定配备了泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹等消防器材。

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

⑨油井作业范围限制在油井永久占地范围内，同时作业过程中设置临时围堰，围堰为粘土夯筑，避免作业污油污水进入井场永久占地范围以外的环境，作业结束后及时清理井场。加大巡查频次，加强管理。

⑩同时，大庆头台油田开发有限责任公司制定了井喷事故应急处置措施。

具体如下：

井喷初期，立即切断危险区电源、布置警戒，关闭井口防喷器，安装进出口压

井管线，进行泥浆压井，如果重泥浆压井仍不能制止井喷，必须继续关闭防喷器，同时打开和防喷器相连的排液管，外排油气，降低井口承受压力，进一步用重泥浆压井，此时一般可防止井喷失控；井喷情况下，如果防喷设备损坏或井筒内有机械故障，无法用常规的方法应急，此时可打水水泥塞或重晶石塞的措施来控制井喷；如果发生井喷失控，并引发火灾爆炸，要及时向政府部门报告，在失控井已无法接近时，可利用已钻同层临近井作为救援井，火灾附近新钻定向救援井，进行侧向连通压井，制止井喷；

井喷控制住后，应立即收集地面上的油污污水、泥浆以及一些固体废弃物，收集后统一送葡萄花含油污泥处理站处理，并恢复已破坏的生态。

5.3 集输管线泄漏的防范及处理措施

①在施工过程中，加强了施工监理，保证了焊接和涂层等施工质量，进行了管线水压试验；建立了施工质量保证体系，提高了施工检验人员的水平，加强了检验手段；选择了丰富的施工经验的施工单位，并委托了第三方对其施工质量进行了监督检查；施工过程中制定了严格的规章制度，并严格执行；施工中严格遵守了相关操作章程，加强了设计及施工单位的配合，做好了衔接协调工作，保证工程质量优秀；

②加强了管理，建立并严格执行了安全生产责任制度，制定了严密的操作规程，所有操作人员必须熟悉规程并遵照执行；

③定期检测了管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，并对不符合要求的区域及时进行了更换和维修，按规定定期进行设备维修、保养，及时更换了易损及老化部件；

④制定了巡检制度，及时发现管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免了出现大量油水泄漏情况的发生；

	⑤在土壤腐蚀严重地区采用抗腐蚀的非金属管线，有计划用非金属管线逐步替换金属管线，减少由于设施因素引发油水大量泄漏事故的可能性； ⑥岗位员工发现管线穿孔、爆裂后，立即向本站值班干部汇报；及时向上级有关部门汇报具体情况（地点、部位、现场情况）；值班干部立即组织抢险组人员进入事故现场，根据上级部门确定的停产范围，倒通旁通流程，或切断生产流程；泄漏源得到控制后，将管线压力泄至零，并做扫线处理，清除事故管线周围 5m 以内可燃物体，达到动火条件，对穿孔或爆裂管线进行焊接修补，腐蚀严重的重新更换管线；事故得到有效控制后，应急抢险小组负责回收泄漏的原油、油泥； ⑦定时对采油井和管线进行巡查，并加强夜间巡查，及时发现管线、阀门、设备的渗漏、穿孔问题，当在集油管道位于地表水体附近发生泄漏时，对泄漏进入水体的原油应急时采用围油栏、吸油毡等应急物资对泄漏原油进行回收，并按相关规定使用消油剂，对泄漏进入地表水体中的注入液应与当地环保部门及专家进行磋商，采用絮凝剂等药剂进行处理，处理前应进行估算药剂用量，并在处理过程中随时对水质进行监测，处理应尽可能快的进行，以减轻对地表水环境的污染。 5.4 场站事故风险防范措施 ①建议对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生； ②站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏； ③平稳操作，避免系统压力超高放空； ④定期维护保养容器、设备和站内管线； ⑤火灾的风险防范措施如下： a.联合站大部分区域均为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、自控仪表采用防爆型，并要符合相应的防爆等级；
--	--

	b.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，设排风系统和可燃气体检测与自动报警装置； c.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应接至火炬系统或其它安全泄放设施。 ⑥岗位员工发现站场冒罐、泄漏后，立即向本站值班干部汇报；及时向上级有关部门汇报具体情况（地点、部位、现场情况），并疏散周边无关人群至上风向；岗位工人立即切换事故流程，走旁通，有事故罐的将来液倒入事故罐，迅速封堵泄漏源，将泄漏物料控制在防火堤内；值班干部要迅速到达现场，指挥岗位员工平衡油、水系统各罐液位，通知来液岗位控制来液量。同时，向矿领导申请控制各罐来液进口阀以及申请分液、停井等；通讯组通知各应急小组迅速抵达现场进行抢险，各应急小组要按其职责积极履行。后勤保障组要尽快将应急抢险物资运送到现场，并协助抢险。事故得到有效控制后，组织人员用抽油罐车、编织袋等物资回收泄漏的原油及油泥。回收的原油用密闭罐车运送到污油回收点打回系统；油泥用防渗编织袋装运到污泥存放点进行存放。如果因着火而需要大量消防水或一罐着火引发相邻的储罐爆炸泄漏，导致防火堤容积不足，导致事故水漫出防火堤，要立即盖住地表所有采出水井盖、雨水排放口，将事故水全部拦截在站内（厂区进出口用沙袋封住），采取罐车转运等方式，及时将事故废水进行内部处理或外部协调处理，确保全部事故废水得到合理处置。 5.5 应急预案 本项目施工单位大庆钻探工程公司等为应对钻井过程中可能出现的突发事件，制定了《钻井队突发事件现场处置预案》、《操作规程及风险识别防范措施》、《钻井队 HSE 作业指导书》、《作业许可及安全分析》等，并且每月开展了相应的应急演练。
--	---



钻探公司应急培训



钻探公司应急演练



钻探公司应急演练

应急预案备案登记表

备案编号: DQYT-2021-35

单位名称	大庆钻探工程公司		
单位地址	黑龙江省大庆市让胡路区 爱国路 12 号	邮政编码	163453
单位负责人	艾 鑫	经 办 人	魏诗明
联系电话	0459-5935737	电子邮箱	luism@cnpc.com.cn

你单位上报的:

1. 大庆钻探工程公司突发事件总体应急预案 (2021 版);
2. 大庆钻探工程公司井控突发事件专项应急预案 (2021 版);
3. 大庆钻探工程公司突发环境事件专项应急预案 (2021 版);
4. 大庆钻探工程公司爆炸、着火突发事件专项应急预案 (2021 版);
5. 大庆钻探工程公司道路车辆突发事件专项应急预案 (2021 版);
6. 大庆钻探工程公司危险化学品泄漏突发事件专项应急预案 (2021 版);
7. 大庆钻探工程公司洪涝灾害突发事件专项应急预案 (2021 版);
8. 大庆钻探工程公司地震灾害突发事件专项应急预案 (2021 版);
9. 大庆钻探工程公司暴风、寒潮灾害突发事件专项应急预案 (2021 版);
10. 大庆钻探工程公司公共卫生突发事件专项应急预案 (2021 版);
11. 大庆钻探工程公司涉外公共卫生突发事件专项应急预案 (2021 版);
12. 大庆钻探工程公司涉外突发事件专项应急预案 (2021 版);
13. 大庆钻探工程公司群体性突发事件专项应急预案 (2021 版);
14. 大庆钻探工程公司特种设备突发事件专项应急预案 (2021 版);
15. 大庆钻探工程公司网络与信息安全事故专项应急预案 (2021 版);
16. 大庆钻探工程公司新闻媒体报道突发事件专项应急预案 (2021 版);
17. 大庆钻探工程公司新闻媒体突发事件专项应急预案 (2021 版);

经形式审查符合要求, 相关资料准备齐全, 准予备案。

大庆油田有限责任公司应急管理办公室
2021 年 5 月 10 日

大庆钻探公司应急预案备案表

大庆黑帝庙稠油试采技术开发有限公司隶属于大庆头台油田开发有限责任公司,运营期大庆头台油田开发有限责任公司已建立较完善的应急预案体系,并开展了相关的应急演练,编制了《大庆头台油田开发有限责任公司环境突发事件专项应急预案》,还针对不同的事故分别编制了《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《危险化学品、油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》等专项应急预案,并对应急预案进行了备案,同时下属各作业区还编制有专项应急预案及物资储备,能够满足应急要求。本项目油井及集输管线均在已有区块新建,因此原有应急预案已满足应急要求。本项目运行至今未发生风险事故。

企业事业单位突发环境事件应急预案备案表 <table><tr><td>单位名称</td><td colspan="2">大庆头台油田开发有限责任公司</td><td>机构代码</td><td>912306227819193932</td></tr><tr><td>法定代表人</td><td>董春辉</td><td>联系电话</td><td colspan="2">0459-5995594</td></tr><tr><td>联系人</td><td>郑云庆</td><td>联系电话</td><td colspan="2">13945961987</td></tr><tr><td>传 真</td><td>/</td><td>电子信箱</td><td colspan="2">/</td></tr><tr><td>地址</td><td colspan="4">肇源县古恰乡古恰村</td></tr><tr><td>预案名称</td><td colspan="4">大庆头台油田开发有限责任公司突发环境事件专项预案</td></tr><tr><td>风险级别</td><td colspan="4">较大[一般-气+较大-水]</td></tr><tr><td colspan="5">本单位于 2023 年 6 月 15 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。 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。</td></tr><tr><td colspan="5"> 大庆头台油田开发有限责任公司 </td></tr><tr><td>预案签署人</td><td>张福坤</td><td>报送时间</td><td colspan="2">2023.6.16</td></tr><tr><td>突发环境事件应急预案备案文件目录</td><td colspan="4">1. 突发环境事件应急预案表； 2. 环境应急预案及编制说明； 环境应急预案（签署发布文件、环境应急预案文本）； 编制说明（编制过程概述、重点内容说明、征求意见稿及采纳情况说明、评审情况说明）； 3. 环境风险评估报告；</td></tr></table>		单位名称	大庆头台油田开发有限责任公司		机构代码	912306227819193932	法定代表人	董春辉	联系电话	0459-5995594		联系人	郑云庆	联系电话	13945961987		传 真	/	电子信箱	/		地址	肇源县古恰乡古恰村				预案名称	大庆头台油田开发有限责任公司突发环境事件专项预案				风险级别	较大[一般-气+较大-水]				本单位于 2023 年 6 月 15 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。 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。					大庆头台油田开发有限责任公司					预案签署人	张福坤	报送时间	2023.6.16		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表； 2. 环境应急预案及编制说明； 环境应急预案（签署发布文件、环境应急预案文本）； 编制说明（编制过程概述、重点内容说明、征求意见稿及采纳情况说明、评审情况说明）； 3. 环境风险评估报告；				<table><tr><td>4. 环境应急预案资源调查报告； 5. 环境应急预案评审意见。</td></tr><tr><td>该单位的突发环境事件应急预案备案文件已于 2023 年 6 月 19 日收讫，文件齐全，予以备案。 备案受理部门（公章） 2023 年 6 月 19 日 </td></tr><tr><td>备案意见</td><td colspan="3"></td></tr><tr><td>备案编号</td><td colspan="3">230622-2023-006-HA</td></tr><tr><td>报送单位</td><td colspan="3">大庆头台油田开发有限责任公司</td></tr><tr><td>受理部门负责人</td><td>张福坤</td><td>经办人</td><td>刘佳伟</td></tr></table> 注：备案编号由企业所在地县行政区划代码、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。	4. 环境应急预案资源调查报告； 5. 环境应急预案评审意见。	该单位的突发环境事件应急预案备案文件已于 2023 年 6 月 19 日收讫，文件齐全，予以备案。 备案受理部门（公章） 2023 年 6 月 19 日	备案意见				备案编号	230622-2023-006-HA			报送单位	大庆头台油田开发有限责任公司			受理部门负责人	张福坤	经办人	刘佳伟
单位名称	大庆头台油田开发有限责任公司		机构代码	912306227819193932																																																																							
法定代表人	董春辉	联系电话	0459-5995594																																																																								
联系人	郑云庆	联系电话	13945961987																																																																								
传 真	/	电子信箱	/																																																																								
地址	肇源县古恰乡古恰村																																																																										
预案名称	大庆头台油田开发有限责任公司突发环境事件专项预案																																																																										
风险级别	较大[一般-气+较大-水]																																																																										
本单位于 2023 年 6 月 15 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。 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。																																																																											
大庆头台油田开发有限责任公司																																																																											
预案签署人	张福坤	报送时间	2023.6.16																																																																								
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表； 2. 环境应急预案及编制说明； 环境应急预案（签署发布文件、环境应急预案文本）； 编制说明（编制过程概述、重点内容说明、征求意见稿及采纳情况说明、评审情况说明）； 3. 环境风险评估报告；																																																																										
4. 环境应急预案资源调查报告； 5. 环境应急预案评审意见。																																																																											
该单位的突发环境事件应急预案备案文件已于 2023 年 6 月 19 日收讫，文件齐全，予以备案。 备案受理部门（公章） 2023 年 6 月 19 日																																																																											
备案意见																																																																											
备案编号	230622-2023-006-HA																																																																										
报送单位	大庆头台油田开发有限责任公司																																																																										
受理部门负责人	张福坤	经办人	刘佳伟																																																																								
大庆头台油田开发有限责任公司备案表   黑 1 转油站应急演练照片   黑 1 转油站站站内消防设施 应急物资库照片																																																																											

表八环境质量及污染源监测

8.1 验收监测质量保证及质量控制：

根据本项目的实际情况，本次验收委托黑龙江永青环保科技有限公司对本项目大气环境质量、声环境质量、地下水环境质量、土壤环境质量现状以及含油污水、废气、噪声进行了监测。

1、验收监测质量保证及质量控制

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

（1）仪器检定情况

黑龙江永青环保科技有限公司持有黑龙江省市场监督管理局颁发的“资质认定证书”（230812050304 号）。所有仪器设备均经计量部门定期检定合格且在有效期内。监测中所使用的各种仪器设备，全部经国家法定检定机构检定或校准合格，并在两次检定/校准间隔内，进行了仪器设备的期间核查。

（2）人员资质

参加验收监测和测试人员来自黑龙江永青环保科技有限公司，本项目相关专业技术人员均经过系统的技术培训，并经过理论考核、实操考核合格后方可办理上岗证。项目涉及的所有验收监测人员和检测人员均持有相关规定颁发的专业技术人员上岗证，持证上岗率均已达到 100%。

（3）采样现场的质量保证

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

和测试。

(4) 废气监测质量保证

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

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

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

采样期间，采样人员要坚守岗位，随时观察流量计的运行情况，防止流量发生变化。

采样结束后，应将样品封闭，防止与空气接触发生变化，并尽快送检。

大雾、雨雪、风速过大天气应停止采样。

(5) 噪声监测质量保证

噪声监测仪在使用前要进行校准；在规定的天气条件下进行监测；按照方案要求布点监测；按照规范对背景噪声进行必要的扣除。

(6) 实验室质量保证

①所有分析人员必须持证上岗；

②所用分析仪器必须经过计量部门检定，并在有效期内；

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

④按规定要求，增加不少于 10%加标样；

⑤样品应在规定的条件下保存，并在规定的保存期内完成测试。

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

(7) 气体监测分析过程中的质量保证和质量控制

①废气监测实施全程的质量保证，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/T 55-20009）、《环境监测质量管理技术导则》（HJ630-2011）、《空气和废气监测质量保证手册》进行。采样仪器逐台进行气密性检查、采样前后均进行流量校准。

②尽量避免被测排放物中共存污染物对分析的交叉干扰。

- ③被测排放物的浓度在仪器的有效范围内，即 30%~70%之间。
- ④气体采样器在进入现场前应对其流量计、流速计等进行校准。
- ⑤监测数据严格执行三级审核制度，采样、分析人员均持证上岗，采样仪器和分析仪器均经过计量部门检定/校准。
- ⑥验收监测现场采样和测试，均在相对集中的时段，且环保设施运行正常、稳定情况下进行。
- (8) 噪声监测分析过程中的质量保证和质量控制
- ①噪声监测设备在现场监测前、后均应进行校准。
- ②监测数据严格执行三级审核制度。采样、分析人员均持证上岗，采样仪器和分析仪器均经过计量部门检定/校准。
- ③验收监测现场采样和测试，均在生产相对集中的时段，且环保设施运转正常、稳定情况下进行。

8.2 环境质量监测与分析

8.2.1 环境空气质量现状监测

根据大庆市生态环境局 2025 年 6 月 5 日公布的《2024 年大庆市环境状况公报》，2024 年城区环境空气中二氧化硫（SO₂）年均浓度为 7μg/m³，二氧化氮（NO₂）年均浓度为 18μg/m³，可吸入颗粒物（PM₁₀）年均浓度为 48μg/m³，细颗粒物（PM_{2.5}）年均浓度为 32μg/m³，一氧化碳（CO）24 小时平均第 95 百分位数为 0.8mg/m³，臭氧最大 8 小时平均第 90 百分位数为 114μg/m³。

区域空气质量现状评价表见表 3-1。

表 8-1 区域空气质量现状评价表					
污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率（%）	达标情况
PM _{2.5}	年平均质量浓度	32	35	0.91	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	48	70	0.69	达标
NO ₂	年平均质量浓度	18	40	0.45	达标
SO ₂	年平均质量浓度	7	60	0.12	达标

CO	日均值第 95 百分位浓度	0.8	4	0.20	达标
O ₃	日最大 8 小时平均值 第 90 百分位浓度	114	160	0.71	达标

由 2024 年大庆市环境质量统计数据可以看出，评价区域 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准要求，因此判定本项目所在区域属于达标区。

（1）监测点位

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 8-2 和附图 6。

表 8-2 大气监测点位置表

序号	监测点名称	点位坐标（°）	监测因子	监测时段	要求
A1	孙碗铺	124.651921 45.549295	非甲烷总烃	小时值	每小时至少有 45 分钟的采样时间
A2	孔家屯	124.652351 45.549716			

（2）监测因子与监测方法

监测因子：非甲烷总烃

监测方法：监测方法执行《环境空气质量标准》（GB3096-1995）和《空气和废气监测分析方法》（第四版）中相关规定。监测同时监测气温、气压、风向和风速等气象（具体见检测报告）。具体监测方法见表 8-3。

表 8-3 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	分析仪器及型号	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	GC-6890B 气相色谱仪 24107#	0.07mg/m ³

（3）监测时间与监测频次

监测时间：2025 年 05 月 02 日-03 日。

监测频次：非甲烷总烃每天 3 次，连续 2 天。

（4）监测结果

监测结果见表 8-4，本次验收监测与环评监测数据对比情况见表 8-5。

表 8-4 环境空气质量验收监测数据

日期	监测项目	孙碗铺		孔家屯		标准值
2025.05.02	非甲烷总烃（小时值） mg/m^3	02:00	0.46	02:00	0.56	2.0
		08:00	0.49	08:00	0.60	
		14:00	0.52	14:00	0.54	
		20:00	0.54	20:00	0.53	
2025.05.03	非甲烷总烃（小时值） mg/m^3	02:00	0.59	02:00	0.49	2.0
		08:00	0.49	08:00	0.53	
		14:00	0.51	14:00	0.57	
		20:00	0.46	20:00	0.59	

表 8-5 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	验收监测数据
		2020 年 8 月 25 日~23 日(浓度变化范围)	2025 年 05 月 02 日-03 日(浓度变化范围)
孙碗铺	非甲烷总烃（小时值） （ mg/m^3 ）	0.46-0.57	0.46-0.59
孔家屯		0.46-0.60	0.49-0.60

监测结果表明，在本次验收调查监测期间，项目周边敏感点非甲烷总烃小时值为 0.46~0.60 mg/m^3 ，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准；非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》，1 小时平均浓度限值 2.0 mg/m^3 （标准状态），区域空气质量良好。根据表 8-5 的对比结果可知，该区域与油田开发前监测值相比较无明显变化，可见油田开发建设未对区域环境空气造成明显影响。

8.2.2 地表水现状监测

（1）监测点位

本次布设 2 个地表水监测点，地表水监测点位置见表 8-6。

表 8-6 地表水监测点位置

序号	断面位置	坐标
C1	一五四泡岸边	124.682356, 45.868020
C2	一五四泡中心	124.679052, 45.865301

(2) 监测因子及监测方法

监测因子：pH、COD_{Cr}、高锰酸盐指数、石油类、硫化物、挥发酚、氨氮。

监测方法：地下水监测分析方法执行《地表水环境质量监测技术规范》（HJ 91.2-2022）有关规定。具体监测方法见表 8-7。

表 8-7 地表水监测因子及监测方法一览表

序号	监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	方法检出限
1	pH	水质 pH 的测定 电极法	HJ 1147-2020	JQ006 多功能 pH 笔 2025003	/
2	COD _{Cr}	水质 化学需氧量的测定 重铬酸盐法	HJ 828-2017	50mL 酸式滴定管 3#	4mg/L
3	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	T6 新世纪 紫外可见分光光度计 25-1650-01-1037	0.025mg/L
4	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）	HJ 970-2018	T6 新世纪 紫外可见分光光度计 25-1650-01-1037	0.01mg/L
5	硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法	HJ 1226-2021	T6 新世纪 紫外可见分光光度计 25-1650-01-1037	0.01mg/L
6	高锰酸盐指数	水质 高锰酸盐指数的测定	GB 11892-1989	25mL 酸式滴定管 2#	0.5mg/L
7	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）	HJ503-2009	721G 可见分光光度计 071120111120110073	0.0003mg/L

(3) 监测时间及监测频次

监测时间：2025 年 5 月 02 日-03 日

监测频次：监测 2 次，连续 2 天。

(4) 监测结果

本次监测数据见表 8-8，环评与验收时期监测数据对比见表 8-9。

表 8-8 地表水质量验收监测数据

监测项目	监测结果			
	一五四泡岸边		一五四泡中心	
监测日期	2025 年 05 月 02 日			
pH（无量纲）	8.8	8.7	8.7	8.8
COD _{Cr} （mg/L）	39	37	35	33

氨氮 (mg/L)	0.417	0.422	0.411	0.409
石油类 (mg/L)	0.03	0.02	0.03	0.04
硫化物 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
高锰酸盐指数 (mg/L)	14.6	14.4	14.3	14.1
挥发酚 (mg/L)	0.0024	0.0022	0.0017	0.0018
监测日期	2025 年 5 月 3 日			
pH (无量纲)	8.7	8.8	8.8	8.7
COD _{Cr} (mg/L)	36	38	32	36
氨氮 (mg/L)	0.419	0.425	0.401	0.419
石油类 (mg/L)	0.03	0.04	0.03	0.02
硫化物 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
高锰酸盐指数 (mg/L)	14.0	14.2	14.5	14.4
挥发酚 (mg/L)	0.0019	0.0021	0.0016	0.0017

表 8-9 地表水验收监测结果与环评监测结果对比表

监测项目	一五四泡	
	环评现状	验收监测
	2019.12.24~01.26	2025.05.02~03
pH	8.79~8.85	8.7~8.8
COD _{Cr}	74~77	32~38
高锰酸盐指数	15.1~15.4	14.0~14.6
氨氮	0.478~0.484	0.401~0.425
硫化物	0.005L	0.01L
石油类	0.02~0.03	0.02~0.03
挥发酚	0.0022~0.0028	0.0016~0.0024

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），一五四泡无具体功能区划，仅对水质进行监测，不执行标准。通过表 8-9 验收阶段与环评现状监测期间的数据对比，由于环评时期地表水监测时间为估水期，监测数据为引用数据监测日期距今已有 4 年，经过几年的水体自净以及地表径流和雨水的汇入、本次验收监测特征污染物 COD_{Cr} 较环评阶段减少，故油田建设对地下水影响不大。

8.2.3 地下水现状监测

(1) 监测点布设

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，调查区内共布设 6 个监测点。具体监测点布设见表 8-10 及附图 6。

表 8-10 地下水环境质量现状监测点位置

编号	监测点位	监测层位	坐标	功能	井深	与本项目位置关系	备注
D1	孙碗铺水井	潜水	E:124.686416 N:45.858800	灌溉	25	葡浅23-21井 北侧320m	环评对照点
D2	永龙村水井	潜水	E:124.682884 N:45.841392	灌溉	28	葡浅28-12井 东南侧640m	环评对照点、 跟踪监测井
D3	永龙村水井	承压水	E:124.682853 N:45.841314	饮用	90	葡浅28-12井 东南侧820m	环评对照点
D4	孙车铺水井	潜水	E:124.694552 N:45.857554	灌溉	25	葡浅26-22井 东北侧360m	环评对照点、 跟踪监测井
D5	大坝屯水井	潜水	E:124.656707 N:45.849926	灌溉	25	葡浅28-12井 西侧1792m	环评对照点
D6	大坝屯水井	承压水	E:124.656661 N:45.850044	饮用	100	葡浅28-12井 西侧1850m	环评对照点

(2) 监测因子及监测方法

监测因子：pH、总硬度、耗氧量、石油类、氨氮、氟化物、挥发性酚类、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、菌落总数、总大肠菌群、溶解性总固体、铁、汞、锰、砷、铅、镉、六价铬、氰化物、八大离子（ K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} ）。

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 8-11。

表 8-11 地下水监测因子及监测方法一览表

序号	监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	方法检出限
1	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）	HJ 970-2018	T6 新世纪 紫外可见分光光度计 25-1650-01-1037	0.01mg/L
2	pH	水质 pH 值的测定 电极法	HJ 1147-2020	JQ006 多功能 pH 笔 2025003	/

3	水温	水质 水温的测定温度计或颠倒温度计测定法	GB/T 13195-1991	/	/
4	总硬度	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法	GB/T 7477-1987	25ml 酸式滴定管 1#	0.05mmol/L
5	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	FA2004B 电子天平 400603195871	/
6	SO ₄ ²⁻ （硫酸盐）	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	CIC-100 离子色谱仪 16459	0.018mg/L
7	Cl ⁻ （氯化物）	水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	CIC-100 离子色谱仪 16459	0.007mg/L
8	亚硝酸盐（以 N 计）	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	CIC-100 离子色谱仪 16459	0.016mg/L
9	硝酸盐（以 N 计）	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	CIC-100 离子色谱仪 16459	0.016mg/L
10	氟化物	水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	CIC-100 离子色谱仪 16459	0.006 mg/L
11	铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度计	GB11911-1989	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计 25-0998-01-0272	0.03mg/L
12	锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度计	GB11911-1989	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计 25-0998-01-0272	0.01mg/L
13	挥发性酚类	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	721G 可见分光光度计 07112011112011 0073	0.0003mg/L
14	耗氧量	水质 高锰酸盐指数的测定	GB 11892-1989	25mL 酸式滴定管 2#	0.5mg/L
15	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	T6 新世纪 紫外可见分光光度计 25-1650-01-1037	0.025mg/L
16	Na ⁺	水质 钾、钠的测定 火焰原子	GB 11904-1989	TAS-990AFG	0.01mg/L

		吸收分光光度法		原子吸收分光光度计 25-0998-01-0272	
17	总大肠菌群	生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标（5.1 总大肠菌群 多管发酵法）	GB/T5750.12-2023	DHP-9052 电热恒温培养箱 191007401	/
18	菌落总数	水质 细菌总数的测定 平皿计数法	HJ 1000-2018	DHP-9052 电热恒温培养箱 191007401	/
19	氰化物	生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标（7.1 氰化物 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法）	GB/T 5750.5-2023	T6 新世纪 紫外可见分光光度计 25-1650-01-1037	0.002mg/L
20	汞	水质 汞 砷 硒 铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	PF31 原子荧光光度计 25A1707-01-0060	0.04μg/L
21	砷	水质 汞 砷 硒 铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	PF31 原子荧光光度计 25A1707-01-0060	0.3μg/L
22	六价铬	生活饮用水标准检验方法第 6 部分：金属和类金属指标(13.1 铬（六价）苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 5750.6-2023	721G 可见分光光度计 07112011112011 0073	0.004mg/L
23	镉	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法	GB 7475-87	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计 25-0998-01-0272	0.001mg/L
24	铅	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法	GB 7475-87	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计 25-0998-01-0272	0.010mg/L
25	CO ₃ ²⁻	地下水质检验方法 第49 部分 碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	DZ/T 0064.49-2021	25mL 酸式滴定管 2#	5mg/L
26	HCO ₃ ⁻	地下水质检验方法 第49 部分 碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	DZ/T 0064.49-2021	25mL 酸式滴定管 2#	5mg/L
27	Ca ²⁺	水质钙、镁的测定火焰原子吸收分光光度法	GB 11905-1989	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计 25-0998-01-0272	0.02mg/L
28	Mg ²⁺	水质钙、镁的测定火焰原子吸收分光光度法	GB 11905-1989	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计	0.002mg/L

				度计 25-0998-01-0272	
29	K ⁺	水质钾、钠的测定火焰原子吸收分光光度法	GB 11904-1989	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计 25-0998-01-0272	0.05mg/L
30	钡	水质 钡的测定 石墨炉原子吸收分光光度法	HJ 602-2011	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计 25-0998-01-0272	2.5μg/L

(3) 监测时间及监测频次

监测时间：2025 年 5 月 02 日-03 日

监测频次：监测 2 次，连续 2 天。

(4) 监测结果

本次监测数据见表 8-12、表 8-13，环评与验收时期监测数据对比见表 8-14。

表 8-12 地下水现状监测结果表（1）

监测项目	孙碗铺水井（潜水）				永龙村水井（潜水）				永龙村水井（承压水）				标准限值
	5 月 2 日		5 月 3 日		5 月 2 日		5 月 3 日		5 月 2 日		5 月 3 日		
钡（ug/L）	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	≤0.70
K ⁺ （mg/L）	3.06	3.10	3.09	3.09	3.07	3.11	3.09	3.07	3.23	3.21	3.23	3.23	/
Na ⁺ （mg/L）	43.3	44.7	43.3	42.0	43.3	43.3	42.0	43.3	50.0	48.7	50.0	49.6	≤200
Ca ²⁺ （mg/L）	23.6	23.0	23.6	24.4	23.0	23.6	23.6	24.2	23.8	24.2	24.2	23.6	/
Mg ²⁺ （mg/L）	15.2	14.9	15.9	15.9	14.9	15.2	15.9	14.5	16.7	17.0	17.7	17.7	/
CO ₃ ²⁻ （mg/L）	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	/
HCO ₃ ⁻ （mg/L）	202	203	205	204	203	205	206	204	204	203	205	206	/
Cl ⁻ （氯化物） （mg/L）	32.2	33.3	34.7	32.8	33.3	34.1	32.8	33.7	32.8	32.1	33.7	34.1	≤250
SO ₄ ²⁻ （硫酸盐） （mg/L）	27.3	28.1	28.5	27.7	24.7	25.7	23.3	25.0	25.4	24.5	23.9	23.8	≤250
pH（无量纲）	7.4	7.4	7.3	7.4	7.4	7.4	7.3	7.4	7.3	7.3	7.4	7.3	6.5≤pH≤8.5
总硬度（mg/L）	149	151	150	148	151	149	150	148	151	152	152	151	≤450
氨氮（mg/L）	0.065	0.063	0.065	0.061	0.066	0.063	0.065	0.061	0.057	0.060	0.057	0.060	≤0.50

葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目竣工环境保护验收调查表

氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	≤0.05
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.00003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计) (mg/L)	1.6	1.7	1.7	1.6	1.6	1.7	1.6	1.7	1.4	1.5	1.6	1.5	≤3.0
氟化物 (mg/L)	0.304	0.309	0.317	0.311	0.314	0.317	0.309	0.318	0.296	0.302	0.307	0.316	≤1.0
汞 (mg/L)	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	≤0.001
砷 (mg/L)	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	≤0.01
镉 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.005
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
铁 (mg/L)	0.14	0.16	0.19	0.16	0.12	0.15	0.12	0.12	0.17	0.19	0.20	0.23	≤0.3
锰 (mg/L)	0.05	0.06	0.05	0.06	0.07	0.06	0.05	0.05	0.07	0.07	0.06	0.06	≤0.10
铅 (mg/L)	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	≤0.01
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	≤1.00
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	1.33	1.41	1.58	1.44	1.36	1.39	1.32	1.42	1.36	1.33	1.41	1.38	≤20.0

溶解性总固体 (mg/L)	342	347	343	345	346	343	345	342	344	343	346	345	≤1000
总大肠菌群 (MPN/100mL)	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	5	4	6	5	3	5	6	4	5	4	7	6	≤100
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
水温 (℃)	8.7	8.4	8.7	8.6	8.7	8.8	8.9	8.7	4.7	4.8	4.8	4.7	/

石油类执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准≤0.05mg/L

表 8-13 地下水现状监测结果表 (2)

监测项目	孙车铺水井（潜水）				大坝屯水井（潜水）				大坝屯水井（承压水）				标准限值
	5 月 2 日		5 月 3 日		5 月 2 日		5 月 3 日		5 月 2 日		5 月 3 日		
钡（ug/L）	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	≤0.70
K ⁺ （mg/L）	3.07	3.07	3.03	3.03	3.06	3.10	3.02	3.02	3.29	3.29	3.26	3.26	/
Na ⁺ （mg/L）	43.3	42.0	43.3	43.3	42.0	42.9	42.0	41.1	41.5	42.9	42.9	41.5	≤200
Ca ²⁺ （mg/L）	24.2	23.6	23.0	23.4	24.2	23.6	23.6	24.2	24.2	23.6	23.6	23.0	/
Mg ²⁺ （mg/L）	14.9	15.9	15.9	14.9	14.9	15.6	15.9	15.9	14.9	13.8	14.9	14.9	/

葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目竣工环境保护验收调查表

CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	/
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	203	205	204	202	200	202	204	201	198	196	197	194	/
Cl ⁻ (氯化物) (mg/L)	34.2	33.3	33.7	33.0	34.7	35.5	33.2	35.8	34.2	33.4	33.1	35.3	≤250
SO ₄ ²⁻ (硫酸盐) (mg/L)	25.5	26.6	25.2	27.1	25.6	24.7	25.1	24.2	25.7	24.4	23.9	25.3	≤250
pH (无量纲)	7.4	7.4	7.3	7.4	7.4	7.3	7.4	7.4	7.3	7.4	7.4	7.3	6.5≤pH≤8.5
总硬度 (mg/L)	152	152	151	151	151	149	150	148	152	151	152	151	≤450
氨氮 (mg/L)	0.066	0.061	0.065	0.063	0.061	0.063	0.066	0.065	0.057	0.060	0.057	0.060	≤0.50
氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	≤0.05
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计) (mg/L)	1.6	1.7	1.6	1.7	1.6	1.6	1.7	1.7	1.5	1.6	1.4	1.5	≤3.0
氟化物 (mg/L)	0.327	0.323	0.337	0.321	0.327	0.319	0.324	0.336	0.315	0.311	0.319	0.305	≤1.0
汞 (mg/L)	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	≤0.001
砷 (mg/L)	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	≤0.01

葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目竣工环境保护验收调查表

镉 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.005
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
铁 (mg/L)	0.19	0.15	0.15	0.17	0.11	0.13	0.11	0.15	0.19	0.17	0.19	0.21	≤0.3
锰 (mg/L)	0.07	0.07	0.06	0.06	0.05	0.05	0.04	0.04	0.06	0.07	0.08	0.08	≤0.10
铅 (mg/L)	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	≤0.01
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	≤1.00
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	1.39	1.44	1.48	1.32	1.17	1.25	1.11	1.20	1.33	1.35	1.43	1.40	≤20.0
溶解性总固体 (mg/L)	342	345	343	347	346	347	345	342	344	346	348	345	≤1000
总大肠菌群 (MPN/100mL)	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	6	3	7	4	5	4	6	4	3	6	5	7	≤100
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
水温 (°C)	8.9	8.9	8.7	8.9	8.7	8.6	8.6	8.5	5.1	4.9	5.0	4.9	/
石油类执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准≤0.05mg/L													

监测结果表明，各监测点位地下水各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值要求；特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类限值要求。

表 8-14 地下水验收监测结果与环评监测结果对比表

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

监测项目	区域潜水		区域承压水	
	环评现状	验收监测	环评现状	验收监测
K ⁺	3.01-3.08	3.02-3.11	3.06-3.09	3.21-3.29
Na ⁺	43.3-43.7	41.1-47.7	43.2-43.4	51.5-50.0
Ca ²⁺	23.1-24.0	23.0-24.4	23.6-23.9	23.0-24.2
Mg ²⁺	15.1-15.5	14.5-15.9	15.3-15.6	13.8-13.7
HCO ₃ ⁻	203-208	200-206	205-207	1-4-206
CO ₃ ²⁻	未检出	5L	未检出	5L
Cl ⁻	31.4-31.9	32.2-35.8	31.3-31.7	32.1-35.3
SO ₄ ²⁻	23.2-23.6	23.3-28.5	23.0-23.2	23.8-25.3
pH	7.40-7.45	7.3-7.4	7.35	7.3-7.4
总硬度	148-151	148-152	151-152	151-152
耗氧量	1.6-1.7	1.6-1.7	1.5	1.4-1.6
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
氟化物	0.298-0.315	0.304-0.337	0.281-0.292	0.296-0.319
硝酸盐(以 N 计)	1.26-1.30	1.11-1.58	1.21-1.26	1.33-1.43
亚硝酸盐(以 N 计)	0.007-0.008	0.016L	0.006	0.016L
氨氮	0.062-0.067	0.061-0.066	0.059	0.057-0.060
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
氯化物	31.4-31.9	32.2-35.8	31.3-31.7	32.1-35.3
硫酸盐	23.2-23.6	23.3-28.5	23.0-23.3	23.8-25.7
菌落总数	5	3-7	2	3-7
总大肠菌群	2L	2L	2L	2L
铅	0.0025L	0.010L	0.0025L	0.0025L

镉	0.0005L	0.001L	0.0005L	0.0005L
铬（六价）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞	0.00004L	4×10^{-5} L	0.00004L	0.00004L
砷	0.0003L	3×10^{-4} L	0.0003L	0.0003L
氰化物	0.004L	0.002L	0.004L	0.004L
铁	0.28-0.30	0.11-0.19	0.28	0.17-0.23
锰	0.08-0.09	0.04-0.07	0.08	0.06-0.08
溶解性总固体	342-347	342-347	346-348	343-348

（5）八大离子平衡分析

本项目所在区域地下水水质八大离子浓度平衡结果见表 8-15。

表 8-15 地下水水质八大离子浓度平衡结果表

监测井 点位置	离子名 称	原子 量	价 数	监测浓 度值 (mg/L)	毫克当量 (mg/L)	毫克当量 占比 (%)	离子毫克 当量合计 (mg/L)	相对误 差(%)	矿化 度 (g/L)
孙碗铺 水井（潜 水）	K+	39	1	3.09	0.079	1.785	4.439	4.54	0.35
	Na+	23	1	43.3	1.883	42.415			
	Ca2+	40	2	23.7	1.185	26.698			
	Mg2+	24	2	15.5	1.292	29.101			
	HCO3-	61	1	203	-3.328	68.467	-4.861		
	CO32-	60	2	0	0.000	0.000			
	Cl-	35	1	33.3	-0.951	19.575			
	SO42-	96	2	27.9	-0.581	11.959			
永龙村 水井（潜 水）	K ⁺	39	1	3.09	0.079	1.806	4.387	4.89	0.35
	Na ⁺	23	1	43	1.870	42.615			
	Ca ²⁺	40	2	23.6	1.180	26.897			
	Mg ²⁺	24	2	15.1	1.258	28.682			
	HCO ₃ ⁻	61	1	205	-3.361	69.455	-4.839		
	CO ₃ ²⁻	60	2	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	35	1	33.5	-0.957	19.781			
	SO ₄ ²⁻	96	2	25	-0.521	10.764			
永龙村 水井（承 压水）	K ⁺	39	1	3.23	0.083	1.695	4.885	0.79	0.36
	Na ⁺	23	1	49.7	2.161	44.232			
	Ca ²⁺	40	2	24	1.200	24.563			
	Mg ²⁺	24	2	17.3	1.442	29.510			
	HCO ₃ ⁻	61	1	205	-3.361	69.879	-4.809		
	CO ₃ ²⁻	60	2	0	0.000	0.000			

	Cl ⁻	35	1	33.2	-0.949	19.724			
	SO ₄ ²⁻	96	2	24	-0.500	10.397			
孙车铺 水井（潜 水）	K ⁺	39	1	3.06	0.078	1.779	4.411	4.72	0.35
	Na ⁺	23	1	43	1.870	42.381			
	Ca ²⁺	40	2	23.6	1.180	26.749			
	Mg ²⁺	24	2	15.4	1.283	29.092			
	HCO ₃ ⁻	61	1	204	-3.344	68.982	-4.848		
	CO ₃ ²⁻	60	2	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	35	1	33.6	-0.960	19.802			
	SO ₄ ²⁻	96	2	26.1	-0.544	11.216			
大坝屯 水井（潜 水）	K ⁺	39	1	3.05	0.078	1.778	4.399	4.61	0.35
	Na ⁺	23	1	42	1.826	41.509			
	Ca ²⁺	40	2	23.9	1.195	27.163			
	Mg ²⁺	24	2	15.6	1.300	29.550			
	HCO ₃ ⁻	61	1	202	-3.311	68.639	-4.825		
	CO ₃ ²⁻	60	2	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	35	1	34.8	-0.994	20.609			
	SO ₄ ²⁻	96	2	24.9	-0.519	10.752			
大坝屯 水井（承 压水）	K ⁺	39	1	3.28	0.084	1.940	4.336	4.07	0.34
	Na ⁺	23	1	42.2	1.835	42.319			
	Ca ²⁺	40	2	24	1.200	27.678			
	Mg ²⁺	24	2	14.6	1.217	28.063			
	HCO ₃ ⁻	61	1	196	-3.213	68.316	-4.703		
	CO ₃ ²⁻	60	2	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	35	1	34	-0.971	20.654			
	SO ₄ ²⁻	96	2	24.9	-0.519	11.030			

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。

8.2.4 包气带现状监测

（1）监测点位

本项目布设 4 个包气带监测点，每个点在 0-20cm 深度取 1 个样，在 20-40cm 深度取 1 个样。包气带现状调查见表 8-16。

表 8-16 包气带监测点

序号	监测点	采样深度	经纬度	备注
B1	黑 1 转油站内	0~20cm、20~40cm	124.65753, 45.86219	污染控制点
B2	黑 1 转油站外	0~20cm、20~40cm	124.65896, 45.86189	对照点

B3	已建葡浅 26-14 井场内	0~20cm、20~40cm	124.68134, 45.85215	污染控制点
B4	已建葡浅 26-14 井场南 100m	0~20cm、20~40cm	124.68155, 45.85244	对照点

(2) 监测因子及监测方法

监测因子：pH、汞、砷、铅、总铬、石油类，具体监测方法见表 8-17。

表 8-17 包气带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	分析仪器及型号	检出限
1	总铬	水质 铬的测定 火焰原子吸收分光光度法	HJ 757-2015	TAS-990 AFG 原子吸收分光光度计 25-0998-01-0272	0.03mg/L
2	砷	水质 汞 砷 硒 铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	PF31 原子荧光光度计 25A1707-01-0060	0.3μg/L
3	铅	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法	GB 7475-87	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计 25-0998-01-0272	0.010mg/L
4	汞	水质 汞 砷 硒 铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	PF31 原子荧光光度计 25A1707-01-0060	0.04μg/L
5	石油类	水质石油类的测定 紫外分光光度法（试行）	HJ 970-2018	T6 新世纪 紫外可见分光光度计 25-1650-01-1037	0.01mg/L
6	pH	水质 pH 值的测定 电极法	HJ 1147-2020	PHS-3C 酸度计 600408N0017030086	/

(3) 监测时间及监测频次

监测时间：2025 年 5 月 2 日

监测频次：一次性监测。

(4) 监测结果

本次监测数据见表 8-18。

表 8-18 包气带监测结果

监测时间	2025.5.02			
监测项目	黑 1 转油站内		黑 1 转油站外	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH (无量纲)	8.4	8.4	8.2	8.1
砷 (mg/L)	3×10^{-4} L	3×10^{-4} L	3×10^{-4} L	3×10^{-4} L
总铬 (mg/L)	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L
铅 (mg/L)	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L
汞 (mg/L)	4×10^{-5} L	4×10^{-5} L	4×10^{-5} L	4×10^{-5} L

石油类 (mg/L)	0.16	0.14	0.13	0.09
监测项目	葡浅 26-14 井场内		葡浅 26-14 井场南 100m	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH (无量纲)	8.5	8.4	8.5	8.4
砷 (mg/L)	3×10^{-4} L	3×10^{-4} L	3×10^{-4} L	3×10^{-4} L
总铬 (mg/L)	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L
铅 (mg/L)	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L
汞 (mg/L)	4×10^{-5} L	4×10^{-5} L	4×10^{-5} L	4×10^{-5} L
石油类 (mg/L)	0.17	0.15	0.14	0.11

由表 8-19 监测结果表明，黑 1 转油站内、葡浅 26-14 井场内未硬化地面污染控制点与其清洁对照点黑 1 转油站外、葡浅 26-14 井场南 100m 各项监测因子相差不大，建设区域包气带未被污染，项目建设未对包气带造成明显影响。

8.2.5 土壤现状监测

根据生态环境特点，本次对土壤影响进行调查。

(1) 监测布点及监测因子

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，将该项目所在地布设 7 个监测点，为进一步了解项目开发对区域土壤环境质量的影响，本次验收选取葡浅 28-20 井场内外土壤中油田特征污染物进行横向监测，监测点位为井场内及井口外 10m、20m、30m、50m 处。

具体布点见表 8-19，具体监测位置见附图 6。

表 8-19 土壤环境质量现状监测布点

编号	监测点名称	坐标	执行标准	备注
T1	葡浅 24-20	E:124.681147 N:45.854779	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》 (GB36600-2018)	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
T2	葡浅 16 注汽站(6 号计量间)	E:124.683988 N:45.854584		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
T3	葡浅 28-16	E:124.686070 N:45.851342		采取表层样，在 0~0.2m 取样
T4	葡浅 28-16 南 100m 草地	E:124.685635 N:45.851636	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》(GB 15618—2018)	采取表层样，在 0~0.2m 取样
T5	注汽站西侧 100m 草地	E:124.684540 N:45.856321		采取表层样，在 0~0.2m 取样
T6	葡浅 28-20	E:124.689706 N:45.853640	/	场内及井口外 10m、20m、30m、50m 处
T7	葡浅28-20集输掺水管线临时占地内	E:124.69626332 N45.85583625	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》(GB 15618—2018)	采取表层样，在 0~0.2m 取样
T8	葡浅28-20集输掺水管线临时占地草地外 30m	E:124.69571994 N45.85568960		采取表层样，在 0~0.2m 取样

②监测因子

T1-T3 点位监测 pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、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、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并（a）蒽、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、苯并(a)芘、茚并（1，2，3-cd）芘、二苯并（a,h）蒽、石油烃（C10-C40）、石油烃（C6-9）含盐量。共 49 项。

T4-T5、T7-T8 点位监测 pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr、Cu、Ni、Zn、含盐量、石油烃（C10-C40）、石油烃（C6-9），共 11 项。

T6 横向监测：pH、石油类、石油烃（C10-C40）、石油烃（C6-9）、挥发酚。

(2) 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 8-20。

表 8-20 土壤中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	分析仪器及型号	检出限
1	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	土壤和沉积物 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)的测定 气相色谱法	HJ 1021-2019	GC-2014 气相色谱仪 C11484506321 SA	6mg/kg
2	石油烃 (C ₆ -C ₉)	土壤和沉积物 石油烃 (C ₆ -C ₉)的测定 吹扫捕集/气相色谱法	HJ 1020-2019	GC-2014 气相色谱仪 C11484506321 SA	0.04mg/kg
3	含盐量	土壤检测 第 16 部分: 土壤水溶性盐总量的测定	NY/T 1121.16-2006	FA2004B 电子天平 400603195871	/
4	石油类	土壤 石油类的测定 红外分光光度法	HJ 1051-2019	OIL460 红外分光测油仪 111IIC17020058	4mg/kg
5	砷	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法第二部分土壤中总砷的测定	GB/T 22105.2-2008	PF31 原子荧光光度计 25A1707-01-0060	0.01mg/kg
6	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	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计 25-0998-01-0272	0.01mg/kg
7	铬 (六价)	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	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计 25-0998-01-0272	0.5mg/kg
8	铜	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计 25-0998-01-0272	1mg/kg
9	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	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计 25-0998-01-0272	0.1mg/kg
10	汞	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法第一部分土壤中总汞的测定	GB/T 22105.1-2008	PF31 原子荧光光度计 25A1707-01-0060	0.002mg/kg
11	pH	土壤 pH 的测定	NY/T 1377-2007	PHS-3C 酸度计 600408N0017030086	/
12	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.3μg/kg
13	氯仿	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.1μg/kg
14	氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕	HJ 605-2011	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪	1.0μg/kg

		集/气相色谱-质谱法		US10233079	
15	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.2µg/kg
16	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.3µg/kg
17	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.0µg/kg
18	顺-1,2-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.3µg/kg
19	反-1,2-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.4µg/kg
20	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.5µg/kg
21	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.1µg/kg
22	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.2µg/kg
23	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.2µg/kg
24	四氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.4µg/kg
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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.3µg/kg
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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.2µg/kg
27	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.2µg/kg
28	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.2µg/kg
29	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.0µg/kg
30	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.9µg/kg

31	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.2µg/kg
32	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.5µg/kg
33	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.5µg/kg
34	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.2µg/kg
35	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.1µg/kg
36	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.3µg/kg
37	间二甲苯+对二甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.2µg/kg
38	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	1.2µg/kg
39	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	0.09mg/kg
40	2-氯酚	土壤和沉积物 酚类化合物的测定 气相色谱法	HJ 703-2014	GC-2014 气相色谱仪 C11484506321 SA	0.04mg/kg
41	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	0.1mg/kg
42	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	0.1mg/kg
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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	0.1mg/kg
44	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	0.2mg/kg
45	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	0.1mg/kg
46	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	0.1mg/kg
47	二苯并[a,h]	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相	HJ 834-2017	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪	0.1mg/kg

	葱	色谱-质谱法		US10233079	
48	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-质谱法	HJ 834-2017	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	0.1mg/kg
49	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	6890N-5973N 气相色谱质谱联用仪 US10233079	0.09mg/kg
50	锌	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计 25-0998-01-0272	1mg/kg
51	镍	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计 25-0998-01-0272	3mg/kg
52	挥发酚	土壤和沉积物 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	HJ 998-2018	T6 新世纪 紫外可见分光光度计 25-1650-01-1037	0.3mg/kg
53	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计	HJ 491-2019	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计 25-0998-01-0272	4mg/kg

(3) 监测时间及监测频次

监测时间：2025 年 05 月 02 日、2025 年 05 月 27 日各进行一次监测。

(4) 监测结果

监测统计结果见表 8-21~表 8-23，验收监测结果与环评监测结果对比见表 8-24。

表 8-21 建设用土壤环境质量监测结果 单位: mg/kg (pH 除外)

监测时间	2025.05.02							第二类用地 筛选值
监测项目	葡浅 24-20			葡浅 16 注汽站 (6 号计量间)			葡浅 28-16	
	E:124.681147 N:45.854779			E:124.683988 N:45.854584			E:124.686070 N:45.851342	
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m	
镉 (mg/kg)	0.10	0.11	0.09	0.11	0.11	0.10	0.11	65
砷 (mg/kg)	4.18	4.15	3.92	4.21	4.24	3.88	3.97	60
铅 (mg/kg)	22.8	23.5	21.7	23.8	21.5	19.6	24	800
六价铬 (mg/kg)	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	5.7
铜 (mg/kg)	18	19	17	19	18	16	17	18000
镍 (mg/kg)	24	22	21	23	22	21	25	900
含盐量 (mg/kg)	1.03×10 ³	1.11×10 ³	1.06×10 ³	1.12×10 ³	1.04×10 ³	1.07×10 ³	1.13×10 ³	/
石油烃(C ₆ -C ₉)(mg/kg)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	14	12	13	6L	6L	6L	13	4500
pH (无量纲)	8.4	8.4	8.3	8.5	8.4	8.4	8.6	/
汞 (mg/kg)	0.026	0.024	0.019	0.025	0.023	0.016	0.027	38
四氯化碳 (mg/kg)	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	2.8
氯仿 (mg/kg)	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	0.9

葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目竣工环境保护验收调查表

氯甲烷 (mg/kg)	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	37
1,1-二氯乙烷 (mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	9
1,2-二氯乙烷 (mg/kg)	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	5
1,1-二氯乙烯 (mg/kg)	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	66
顺-1,2-二氯乙烯 (mg/kg)	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	596
反-1,2-二氯乙烯 (mg/kg)	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	54
二氯甲烷 (mg/kg)	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	616
1,2-二氯丙烷 (mg/kg)	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	5
1,1,1,2-四氯乙烷 (mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	10
1,1,2,2-四氯乙烷 (mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	6.8
四氯乙烯 (mg/kg)	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	53
1,1,1-三氯乙烷(mg/kg)	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	840
1,1,2-三氯乙烷(mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	2.8
三氯乙烯 (mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	2.8

葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目竣工环境保护验收调查表

1,2,3-三氯丙烷(mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	0.5
氯乙烯 (mg/kg)	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	0.43
苯 (mg/kg)	1.9×10 ⁻³ L	1.9×10 ⁻³ L	1.9×10 ⁻³ L	1.9×10 ⁻³ L	1.9×10 ⁻³ L	1.9×10 ⁻³ L	1.9×10 ⁻³ L	4
氯苯 (mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	270
1,2-二氯苯 (mg/kg)	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	560
1,4-二氯苯 (mg/kg)	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	20
乙苯 (mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	28
苯乙烯 (mg/kg)	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1290
甲苯 (mg/kg)	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1200
间+对二甲苯 (mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	570
邻二甲苯 (mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	640
硝基苯 (mg/kg)	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	76
苯胺 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	260
2-氯酚 (mg/kg)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	2256
苯并[a]蒽 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	15
苯并[a]芘 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	1.5
苯并[b]荧蒽 (mg/kg)	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	15

苯并[k]荧蒽 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	151
蒽 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	1293
二苯并[a, h]蒽 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	1.5
茚并[1,2,3-c, d]芘 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	15
萘 (mg/kg)	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	70

表 8-22 农用地土壤环境质量监测结果 单位: mg/kg (pH 除外)

监测项目	监测结果				《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》(GB15618-2018) 表 1 农用地土壤污染风险筛选值 (基本项目)
	4 葡浅 28-16 南 100m 草地	5# 注汽站西侧 100m 草地	葡浅 28-20 集输掺水管线临时占地内	葡浅 28-20 集输掺水管线临时占地草地外 30m	
经纬度	E:124.685635 N:45.851636	E:124.684540 N:45.856321	E:124.69626332 N45.85583625	E:124.69571994 N45.85568960	
采样深度	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	
监测日期	2025.05.02		2025.05.27		
pH (无量纲)	7.6	7.6	7.6	7.7	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	12	14	12	13	/
镉 (mg/kg)	0.12	0.10	0.10	0.13	0.3
砷 (mg/kg)	3.87	3.89	3.85	3.91	30
铅 (mg/kg)	20.1	20.3	22.9	23.4	120
铬 (mg/kg)	48	46	47	50	200
铜 (mg/kg)	18	16	19	20	100

镍（mg/kg）	20	22	21	22	100
汞（mg/kg）	0.013	0.015	0.017	0.019	2.4
锌（mg/kg）	44	47	42	43	250
含盐量（mg/kg）	1.12×10 ³	1.31×10 ³	4.0	4.1	/
石油烃（C ₆ -C ₉ ） （mg/kg）	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	/
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ） （mg/kg）	/	/	12	13	/

表 8-23 葡浅 28-20 井场内横向监测结果 单位：mg/kg（pH 除外）

监测项目	监测结果				
	葡浅 28-20				
经纬度	E:124.689759 N:45.853750	E:124.689706 N:45.853640	E:124.689577 N:45.853556	E:124.689569 N:45.853503	E:124.689421 N:45.853385
采样深度	井场内	井口外 10m	井口外 20m	井口外 30m	井口外 50m
监测日期	2025.05.02				
pH（无量纲）	7.6	7.5	7.6	7.5	7.6
石油类（mg/kg）	53	34	39	21	49
挥发酚（mg/kg）	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）（mg/kg）	14	12	13	15	12
石油烃（C ₆ -C ₉ ）（mg/kg）	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L

表 8-24 验收监测结果与环评监测结果对比表 单位: mg/kg (pH 无量纲)

监测点位 项目	建设用地		农用地	
	环评阶段	验收阶段	环评阶段	验收阶段
pH 值	8.31-8.59	8.3-8.6	7.53-7.56	7.6
镉 (Cd)	0.09-0.11	0.09-0.11	0.08-0.09	0.10-0.12
汞 (Hg)	0.018-0.028	0.016-0.027	0.014-0.017	0.013-0.015
砷 (As)	3.8-4.2	3.88-4.24	3.7-3.9	3.87-3.89
铅 (Pb)	17-24	19.6-24.0	17-20	20.1-20.3
铬 (六价) / 铬	未检出	0.5L	44-48	46-48
铜 (Cu)	15-20	16-19	15-17	16-18
镍 (Ni)	20-25	21-25	20-21	20-22
锌	/	/	48-57	44-47
苯	未检出	未检出	/	
甲苯	未检出	未检出	/	/
乙苯	未检出	未检出	/	/
氯苯	未检出	未检出	/	/
苯乙烯	未检出	未检出	/	/
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	/	/
邻二甲苯	未检出	未检出	/	/
氯乙烯	未检出	未检出	/	/
1,2-二氯苯	未检出	未检出	/	/
1,4-二氯苯	未检出	未检出	/	/
四氯化碳	未检出	未检出	/	/
氯仿	未检出	未检出	/	/
氯甲烷	未检出	未检出	/	/
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	/	/
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	/	/
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	/	/
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	/	/
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	/	/
二氯甲烷	未检出	未检出	/	/
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	/	/
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	/	/
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	/	/
四氯乙烯	未检出	未检出	/	/
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	/	/
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	/	/
三氯乙烯	未检出	未检出	/	/

1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	/	/
硝基苯	未检出	未检出	/	/
苯胺	未检出	未检出	/	/
2-氯酚	未检出	未检出	/	/
蒽	未检出	未检出	/	/
萘	未检出	未检出	/	/
苯并[a]蒽	未检出	未检出	/	/
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	/	/
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	/	/
苯并[a]芘	未检出	未检出	/	/
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	/	/
二苯并[a, h]蒽	未检出	未检出	/	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	13-15	未检出	未检出	15-21

根据表 8-23 可知,本项目新建井场内土壤环境质量中各项指标均小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地风险筛选值;根据表 8-23 可知,项目区域内井场外、土壤环境质量中各项指标均小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中风险筛选值,说明本项目区域内土壤污染风险较低。

根据表 8-25 可以看出,井场内及井口外油田特征污染物浓度变化不大,且根据表 8-25 可以看出验收阶段土壤中各污染物浓度与环评阶段相比变化不大,可见油田建设以及运行未对土壤环境产生明显影响。

8.2.6 声现状监测

1、监测布点

本次验收调查,对区域声环境敏感目标进行监测,设 2 个声环境监测点位,具体监测点布设见表 8-25。

表 8-25 声环境质量现状监测点位置

序号	监测点	位置	坐标	监测点布设的目的
S1	孙碗铺	葡浅 23-21 东北侧 120m	124.68629, 45.85842	环评对照点
S2	孙车铺	葡浅 26-22 东北侧 178m	124.69195, 45.85645	

2、监测因子和监测方法

监测因子：连续等效 A 声级（Leq）

监测方法：按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定（新建项目）进行测量。

3、监测时间和监测频次

监测时间：2025 年 05 月 02 日-03 日

监测频次：分昼间、夜间两个时段进行，各监测 1 次，连续监测 2 天。

4、监测结果

监测统计结果见表 8-26，验收与环评时期监测数据对比见表 8-27。

表 8-26 声环境质量监测结果 单位：dB（A）

监测点位	2025. 05. 02				2025. 05. 03			
	昼间		夜间		昼间		夜间	
孙碗铺	09:18	51	22:03	43	08:53	50	22:02	42
孙车铺	09:44	50	22:39	43	09:25	50	22:36	40
标准限值	/	55	/	45	/	55	/	45

表 8-27 声环境验收监测结果与环评监测结果对比表

项目	昼间（dB(A)）		夜间（dB(A)）	
	环评现状	验收监测	环评现状	验收监测
孙碗铺	53.2~53.4	50~51	43.9~44.1	42~43
孙车铺	52.4~53.1	50	44.5~44.6	40~43

由表8-26可知，在本次验收调查监测期间，本区块内较近的敏感点昼间监测结果为50~51（dB(A)），夜间监测结果为 40~43（dB(A)），均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。

由表 8-27 可知，本项目附近敏感点声环境在环评阶段和验收期间变化不大，可见本项目油田开发对声环境造成明显影响。

8.2 污染源监测

1、废气污染源监测

(1) 烃类气体无组织排放情况调查

本项目运行期非甲烷总烃主要来自于新建和依托场站、油井井口管道集输过程中的无组织挥发体。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

本次验收选取投产井井场、依托场站进行烃类监测。具体布设点位详见表 8-25。

表 8-25 非甲烷总烃无组织排放监测点位表

名称	监测点名称	备注
葡浅 28-20 井场	厂界上风向 1 个监测点位，下风向 3 个点位	本项目新建井
黑 1 转油站	厂界上风向 1 个监测点位，下风向 3 个点位	本项目依托场站
	厂区内泵房外监控点	
葡三联合站	厂界上风向 1 个监测点位，下风向 3 个点位	
	厂区内泵房外监控点	
葡浅 16 注汽站	厂界上风向 1 个监测点位，下风向 3 个点位	本项目新建场站
	6 号计量间外监控点	

监测因子：非甲烷总烃

监测方法：执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）和国家规定的分析方法。具体见表 8-26。

表 8-26 非甲烷总烃监测方法

监测因子	监测方法	方法来源	分析仪器及型号	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	GC-6890B 气相色谱仪 24107#	0.07 mg/m ³

2) 监测时间和监测频次

监测时间：2025 年 5 月 02 日-03 日

监测频次：连续监测 2 天，每天 3 次

3) 监测结果

无组织排放监测结果见表 8-27-表 8-28。

表 8-27 厂界无组织排放监测结果 单位: mg/m³

监测点位		监测频次	监测结果	
			2025.05.02	2025.05.03
葡浅 28-20 井场	厂界上风向 1#	第一次	0.62	0.68
		第二次	0.67	0.70
		第三次	0.61	0.71
	厂界下风向 2#	第一次	0.70	0.68
		第二次	0.73	0.76
		第三次	0.71	0.79
	厂界下风向 3#	第一次	0.74	0.72
		第二次	0.76	0.69
		第三次	0.71	0.73
	厂界下风向 4#	第一次	0.74	0.68
		第二次	0.76	0.78
		第三次	0.78	0.74
黑 1 转油站	厂界上风向 1#	第一次	0.61	0.65
		第二次	0.64	0.63
		第三次	0.60	0.64
	厂界下风向 2#	第一次	0.69	0.76
		第二次	0.73	0.78
		第三次	0.74	0.79
	厂界下风向 3#	第一次	0.72	0.78
		第二次	0.76	0.70
		第三次	0.74	0.76
	厂界下风向 4#	第一次	0.79	0.72
		第二次	0.75	0.80
		第三次	0.79	0.76
监测点位		监测频次	监测结果	
			2025.05.02	2025.05.03
葡浅 16 注 汽站	厂界上风向 1#	第一次	0.61	0.60
		第二次	0.64	0.61
		第三次	0.63	0.63
	厂界下风向 2#	第一次	0.69	0.78
		第二次	0.70	0.79

		第三次	0.73	0.74	
	厂界下风向 3#	第一次	0.76	0.83	
		第二次	0.74	0.72	
		第三次	0.79	0.74	
	厂界下风向 4#	第一次	0.80	0.76	
		第二次	0.81	0.72	
		第三次	0.75	0.79	
	葡三联合站	厂界上风向 1#	第一次	0.69	0.74
			第二次	0.72	0.73
第三次			0.75	0.71	
厂界下风向 2#		第一次	0.75	0.77	
		第二次	0.73	0.78	
		第三次	0.76	0.79	
厂界下风向 3#		第一次	0.72	0.80	
		第二次	0.74	0.77	
		第三次	0.73	0.73	
厂界下风向 4#		第一次	0.79	0.78	
		第二次	0.77	0.76	
		第三次	0.72	0.82	
标准限值			4.0		

表 8-28 厂区内 VOCs（以非甲烷总烃计）排放监测结果					单位: mg/m ³	
监测点位	监测频次		监测结果		标准限值	
			2025.05.02	2025.05.03		
黑 1 转油站厂内泵房 外监控点	1h 平均浓度值	第一次	0.86	0.82	10	
		第二次	0.84	0.79		
		第三次	0.85	0.86		
	任意一次浓度值	第一次	0.80	0.79	30	
		第二次	0.82	0.78		
		第三次	0.84	0.79		
葡浅 16 注汽站厂内 6 号计量间外监控点	1h 平均浓度值	第一次	0.84	0.85	10	
		第二次	0.82	0.81		
		第三次	0.83	0.83		
	任意一次浓度值	第一次	0.74	0.81	30	
		第二次	0.83	0.86		
		第三次	0.80	0.87		

葡三联合站厂内泵房 外监控点	1h 平均浓度值	第一次	0.80	0.87	10
		第二次	0.85	0.85	
		第三次	0.83	0.81	
	任意一次浓度值	第一次	0.84	0.84	30
		第二次	0.80	0.85	
		第三次	0.82	0.80	

通过监测结果可知，本项目涉及的场站厂界非甲烷总烃排放浓度为 0.61~0.79mg/m³，井场厂界非甲烷总烃排放浓度为 0.60~0.83mg/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）中无组织排放监控浓度限值（≤4.0mg/m³）的要求；涉及的场站厂区内非甲烷总烃 1h 平均浓度值为 0.79~0.87mg/m³，任意一次浓度值为 0.74~0.87g/m³，满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 标准限值（1h 平均浓度值≤10mg/m³，任意一次浓度值≤30mg/m³）。

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，本项目的建设对区域环境空气影响不大。

（2）烟气排放情况调查

1）监测布点

本项目依托场站中的加热炉均使用清洁燃料——天然气为燃料。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进行现场监测，具体监测布点见表 8-29。

表 8-29 本项目新建、依托场站加热炉监测方案

序号	监测场站	监测点位	备注
1	黑 1 转油站	四合一加热炉	依托
2	葡浅 16 注汽站	橇装式注汽锅炉、采暖锅炉	新建
3	葡三联合站	脱水加热炉	依托

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 8-30。

表 8-30 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	分析仪器及型号	检出限
1	SO ₂	固定污染源废气 二氧化硫的测定 定电位电解法	HJ 57-2017	ZR3260E 自动烟尘烟气综合测试仪 3260EA02337114	3mg/m ³
2	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
3	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 398-2007	/	/
4	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	ZA305AS 电子分析天平 ZASE1035B19070501	1.0mg/m ³

3) 监测时间和监测频次

监测时间：2025 年 05 月 02 日-03 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 8-31-表 8-34。

表 8-31 黑 1 转油站加热炉烟气监测结果

监测时间	颗粒物 (mg/m ³)		NO _x (mg/m ³)		SO ₂ (mg/m ³)		废气 流量 (Nm ³ /h)	烟气温 度 (℃)	氧含 量 (%)	烟气 黑度 (级)
	实测 值	折算 值	实测 值	折算 值	实测 值	折算 值				
2025.05.02	2.4	2.6	87	93	12	13	1889	86.6	4.6	<1
	2.7	2.9	90	97	10	11	1753	84.8	4.8	<1
	2.2	2.3	88	93	11	12	1601	83.7	4.4	<1
2025.05.03	2.5	2.7	86	94	9	10	1757	82.2	5.0	<1
	2.1	2.3	84	91	11	12	2028	82.5	4.8	<1
	2.6	2.8	82	89	12	14	2152	81.4	4.9	<1
标准限值	/	30	/	400	/	100	/	/	/	≤1

表 8-32 葡浅 16 注汽站撬装式注汽锅炉烟气监测结果

监测时间	颗粒物 (mg/m ³)	NO _x (mg/m ³)	SO ₂ (mg/m ³)	废气 流量	烟气温 度	氧含 量	烟气 黑度
------	-----------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	----------	----------	---------	----------

	实测 值	折算 值	实测 值	折算 值	实测 值	折算 值	(Nm³/h)	(℃)	(%)	(级)
2025.05.02	2.7	2.9	84	91	10	11	566	84.1	4.8	<1
	3.0	3.2	86	92	9	10	538	82.9	4.6	<1
	2.5	2.7	82	89	10	11	508	81.4	4.8	<1
2025.05.03	2.8	3.0	91	96	8	8	595	82.3	4.4	<1
	2.4	2.6	89	95	10	11	475	81.9	4.6	<1
	2.2	2.3	87	92	8	8	623	79.9	4.5	<1
标准限值	/	20	/	200	/	50	/	/	/	≤1

表 8-33 葡浅 16 注汽站采暖炉烟气监测结果

监测时间	颗粒物 (mg/m³)		NOx (mg/m³)		SO₂ (mg/m³)		废气 流量 (Nm³/h)	烟气温 度 (℃)	氧含 量 (%)	烟气 黑度 (级)
	实测 值	折算 值	实测 值	折算 值	实测 值	折算 值				
2025.05.02	1.6	1.8	72	79	12	13	1014	56.7	5.1	<1
	1.5	1.7	76	84	14	16	1018	54.2	5.2	<1
	1.4	1.5	73	79	10	11	1441	53.1	4.9	<1
2025.05.03	1.3	1.4	70	78	8	9	1434	56.1	5.2	<1
	1.5	1.6	74	80	10	11	1751	58.2	5.0	<1
	1.2	1.3	78	87	11	12	1432	56.4	5.3	<1
标准限值	/	20	/	200	/	50	/	/	/	≤1

表 8-34 葡三联合站脱水加热炉烟气监测结果

监测时间	颗粒物 (mg/m³)		NOx (mg/m³)		SO₂ (mg/m³)		废气 流量 (Nm³/h)	烟气温 度 (℃)	氧含 量 (%)	烟气 黑度 (级)
	实测 值	折算 值	实测 值	折算 值	实测 值	折算 值				
2025.05.02	3.5	3.7	80	85	16	17	1059	53.6	4.4	<1
	3.1	3.2	82	86	14	15	1296	54.1	4.3	<1
	2.8	2.9	85	89	14	15	1061	52.1	4.2	<1

2025.05.03	2.9	3.1	84	89	12	13	1495	53.8	4.5	<1
	3.3	3.5	86	92	13	14	1301	51.0	4.6	<1
	2.6	2.7	82	86	15	16	1061	50.6	4.3	<1
标准限值	/	20	/	200	/	50	/	/	/	≤1

由监测结果可知，黑 1 转油站加热炉烟气中颗粒物浓度为 2.3~2.9mg/m³，SO₂ 浓度为 10~14mg/m³，NO_x 浓度为 89~97mg/m³，烟气黑度为<1（无量纲）；葡三联脱水站加热炉烟气中颗粒物浓度为 2.7~3.7mg/m³，SO₂ 浓度为 13~17mg/m³，NO_x 浓度为 85~92mg/m³，烟气黑度为<1（无量纲），葡浅 16 注汽站橇装式注汽锅炉烟气中颗粒物浓度为 2.3~3.0mg/m³，SO₂ 浓度为 8~11mg/m³，NO_x 浓度为 89~96mg/m³，烟气黑度为<1（无量纲），葡浅 16 注汽站采暖炉烟气中颗粒物浓度为 1.3~1.8mg/m³，SO₂ 浓度为 9~16mg/m³，NO_x 浓度为 78~87mg/m³，烟气黑度为<1（无量纲）。依托和新建场站加热炉烟气污染浓度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中相应标准限值要求，且烟囱高度均符合标准要求。

现场调查及监测结果表明，油田生产采用全密闭工艺流程，非甲烷总烃的损失量可以控制在 0.05%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）边界浓度限值要求；依托场站厂界内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值要求；黑 1 转油站、葡浅 6 注汽站、葡三联合站加热炉均使用油田伴生气作燃料，加热炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中相应标准限值要求。本工程的大气污染防治措施符合环评文件及其批复的要求。

经以上分析可知，本工程废气经采取相应措施后对周围环境空气影响不大。根据环境监测数据表明，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。

2、含油污水污染防治措施调查

管线试压废水、产液分类水及非正常工况下作业废水、洗井污水均进入葡三联含油污水处理站处理后回注，不外排葡三联含油污水处理站处理后水质达标要求为“含油量≤10mg/L，悬浮固体含量≤5mg/L，悬浮颗粒粒径中值≤2mg/L”，经调查，由于项目投产运行时间短，无油水井作业及洗井作业。为进一步验证回注水质量，本次验收进行再次取样监测。

（1）监测布点

本次选取葡三联含油污水处理站作为监测点对污水处理前后水样进行监测。

(2) 监测因子及监测方法

监测因子：悬浮固体含量、石油类、悬浮颗粒粒径中值

监测方法：具体监测方法见表 8-35，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。

表 8-35 回注水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	分析仪器及型号	检出限
1	悬浮固体含量	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法(5.2 悬浮固体含量)	SY/T 5329-2022	ZA305AS 电子天平 ZXSE1035B19070501	/
2	含油量	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（5.4 含油量）	SY/T 5329-2022	T6 新世纪 紫外可见分光光度计 25-1650-01-1037	/
3	颗粒直径中值	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（5.3.2 激光粒度仪测定）	SY/T 5329-2022 (5.3.2)	RC-2100 电阻法颗粒计数器 161200014	/

(3) 监测时间与监测频次

监测时间：2025 年 05 月 02 日、03 日

监测频次：每次取处理前后各四个水样，每天取一次，连续测 2 天。

(4) 监测结果

监测统计结果见表 8-36。

表 8-36 回注水监测结果 单位：mg/L

采样地点	采样时间	采样频次	监测项目（处理前）			监测项目（处理后）		
			悬浮固体含量 (mg/L)	含油量 (mg/L)	颗粒直径中值 (μm)	悬浮固体含量 (mg/L)	含油量 (mg/L)	颗粒直径中值 (μm)
葡三联联合站含油污水处理站	2025.05.02	第一次	41	14.2	3.64	2	3.64	1.29
		第二次	39	15.8	3.34	2	3.88	1.23
		第三次	38	12.9	3.21	1	4.01	1.05
		第四次	40	13.8	3.51	2	3.50	1.24
	2025.05.03	第一次	39	14.4	3.38	2	3.82	1.22
		第二次	41	11.8	3.62	1	3.93	1.10
		第三次	42	13.4	3.75	2	4.11	1.28
		第四次	40	14.6	3.49	2	3.16	1.21

标准	/	/	/	≤5.0	≤10.0	≤2.0
----	---	---	---	------	-------	------

根据本次验收监测结果，葡三联合站含油污水处理站出水中含油量浓度范围为 3.16~4.11mg/L、悬浮固体含量为 1~2 mg/L、悬浮颗粒粒径中值 1.05~1.29μm，水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）中相应指标。

根据现场调查可知，项目在设计 and 环评中提出的各项水污染控制设施均已建成并投入使用，要求的废水污染控制措施在工程开发建设中都得到了落实。本工程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。本工程的水污染防治措施符合环评文件及其批复的要求。对地表水及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。

3、噪声污染防治措施调查

本项目运行期噪声源主要来自依托的转油站、脱水站等场站内设备运行噪声和油井机泵运行噪声。

（1）监测点布设

为了解本项目噪声排放情况，本次验收选取投产 1#平台井场衰减噪声及依托场站的厂界噪声进行监测。具体监测布点见表 8-37。

表 8-37 噪声布设点位 单位: dB (A)

序号	点位	监测因子	备注
1	葡浅 28-20	连续等效 A 声级 (Leq)	井场四周外 1m、10m、20m、30m、50m
2	黑 1 转油站		东、南、西、北厂界各测 1 个点
3	葡浅 16 注汽站		东、南、西、北厂界各测 1 个点
4	葡三联合站		东、南、西、北厂界各测 1 个点

（2）监测因子和监测方法

监测因子：连续等效 A 声级（Leq）

监测方法：按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的规定监测。

（3）监测时间和监测频次

监测时间：2025 年 05 月 02 日-03 日

监测频次：分昼间、夜间两个时段进行，各监测 1 次，连续监测 2 天。

（4）监测结果

监测统计结果见表 8-38、表 8-39。

表 8-38 井场衰减噪声监测结果 单位: dB(A)

监测地点		2025.05.02		2025.05.03	
		昼间	夜间	昼间	夜间
葡浅 28-20 井场	井场永久占地外 1m 处	59	54	58	54
	井场永久占地外 10m 处	57	50	55	49
	井场永久占地外 20m 处	53	46	52	45
	井场永久占地外 30m 处	42	41	43	40
	井场永久占地外 50m 处	42	39	42	39
标准值		60	50	60	50

由表 8-39 可知,在本次验收调查监测期间,新建井场永久占地外昼间噪声、夜间噪声均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准。可见,本项目采取的各项降噪措施可行,符合环评及批复相关要求,本项目对区域声环境影响均可以接受。

表 8-39 新建、依托场站厂界噪声监测结果 单位: dB(A)

监测点位		2025.05.02		2025.05.03	
		昼间	夜间	昼间	夜间
黑 1 转油站	厂界东	55	46	53	43
	厂界南	53	46	53	45
	厂界西	53	46	52	45
	厂界北	54	45	53	43
葡浅 16 注汽站	厂界东	54	44	51	43
	厂界南	54	44	51	44
	厂界西	53	44	51	44
	厂界北	54	44	52	44
葡三联合站	厂界东	53	46	52	43
	厂界南	52	44	52	45
	厂界西	54	44	53	45
	厂界北	53	44	52	46

标准限值	60	50	60	50
由表 8-41 可知，在本次验收调查监测期间，新建、依托场站厂界噪声值为昼间 51~54dB(A)、夜间 43~46dB(A)，厂界噪声均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。可见，本项目采取的各项降噪措施可行，符合环评及批复相关要求，本项目对区域声环境影响均可以接受。 经以上分析可知，本工程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，环境污染可控。 建设单位应继续加强管理，将油田开发对声环境的影响控制到最低。 4、固体废物环境影响及环境保护措施调查 （1）固体废物污染源及防治措施调查 ①施工期固体废物防治措施 本项目施工期产生的固体废物主要有钻井时产生的废钻井液、废射孔液、钻井岩屑、废包装袋及防渗布和生活垃圾。 本项目产生的固体废弃物废钻井液、废射孔液、钻井岩屑暂存于井场泥浆槽内，用罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理，产生的泥饼用于铺垫井场或通井路；产生的废弃防渗布、废包装袋由钻井队统一收集后送采油七厂工业固废填埋场处理。钻井过程中 KOH 使用配置好的溶液，直接拉运至井口使用，施工现场不产生 KOH 废包装袋。生活垃圾由施工单位集中拉运至生活垃圾填埋场处理。 ②运行期固体废物防治措施 本项目运行期产生的固体废物主要是油井作业过程中产生的落地油，依托场站储罐清淤产生的油泥（砂），井场作业过程中产生的废防渗布，根据现场调查，截止目前，项目未进行油井作业，故无落地油、废防渗布产生，如产生，落地油及清罐污泥由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站处理后，再由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中污染控制指标要求，用于第七采油厂井场铺垫或油田道路铺设；废含油防渗布、计量间废砂委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。依据《国家危险废物名录（2021 年版）》废离子交换树脂已不属于危险废物，产生后由厂家回收处理，固体废物均不外排。				

综上，通过上述措施项目产生的固体废弃物得到了有效处置，基本落实了项目环评报告表提出的相关污染防治措施，对环境的影响较小。

（2）固体废物污染防治效果调查

①废弃钻井泥浆、岩屑等处置效果调查

本项目产生的钻井废水、废弃钻井泥浆、岩屑和废射孔液采取了无害化处理方式，每座井场设置容积 100m³ 的钢制泥浆槽（10×5×2m），钻井岩屑、废弃钻井液等均已运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理站处理。大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理站，位于大庆市大同区采油七厂（葡北一路南侧，庆葡街东侧），中心坐标为 E124.67037，N45.93268，2020 年 11 月完成自主验收。装置主要采取“药剂均质+压滤”工艺，将泥浆进行固液相分离。

②含油污泥处置效果调查

本项目运行期，无油井作业，无落地油产生，如产生由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站处理后，再由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中污染控制指标要求，用于第七采油厂井场铺垫或油田道路铺设。

5、小结

由以上分析可知，本项目所采取的各项污染防治措施均是油田技术上较成熟的、长期使用的、经济可行的措施。根据现有环境监测数据表明，企业现有的污染治理措施能够使各污染源达标排放，环境污染可控。

表九环境管理状况及监测计划

一、环境管理机构设置（分施工期和运营期）

1 、环境保护“三同时”制度落实情况

（1）前期

该项目建设期间严格执行了环境影响评价制度。

2020 年 3 月，中圣环境科技发展有限公司编制了《葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区钻井工程项目环境影响报告表》；2020 年 4 月 8 日，大庆市生态环境局对该报告表进行了批复，批复号为庆环审（2020）46 号。

2020 年 12 月，中圣环境科技发展有限公司编制了《葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目建设项目环境影响报告表》；2020 年 12 月 30 日，大庆市生态环境局对该报告表进行了批复，批复号为庆环承诺审（2020）126 号。

（2）施工期

施工期进行了严格按照环评及批复要求，对相应的环境污染进行了控制。对临时占地进行了及时恢复。

（3）运营期

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。

综上所述，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，前期进行了环保设计和环境影响评价，并通过了环保局审批，环保手续齐全；随后按设计要求进行了环保设施的建设，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）；生产期间，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。

2、环境管理机构

本项目由大庆黑帝庙稠油试采技术开发有限公司（大庆黑帝庙稠油试采技术开发有限公司隶属于大庆头台油田开发有限责任公司）负责，大庆头台油田开发有限责任公司已经建立 QHSE 管理体系和相应的管理机构。按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，环境管理机构基本设置如下：在公司设 QHSE 委员会，下设 QHSE 办公室，采油厂设 QHSE 管理小组。大庆头台油田开发有限责任公司 QHSE 办公室设 2 名兼职环保人员，各作业区分别配 1 名环保兼职人员，在各站场设专职 QHSE 现场监督员，并逐级落实岗位责任制。

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，同时大庆头台油田开发有限责任公司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头台油田开发有限责任公司安全环保部负责，引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由大庆头台油田开发有限责任公司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、废包装袋、废防渗布、

建筑垃圾、管道施工废料、废旧设备、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

大庆头台油田开发有限责任公司已逐步形成完整的 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等有关标准的要求。

大庆头台油田开发有限责任公司设有三级 QHSE 管理机构，形成管理网络。大庆头台油田开发有限责任公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入大庆油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职 QHSE 工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一责任人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导 QHSE 管理工作。

①环境管理机构及制度建设情况

大庆头台油田开发有限责任公司下设质量安全环保部，负责大庆头台油田开发有限责任公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。本工程的环保工作由大庆头台油田开发有限责任公司安全环保部领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。各基层单位设一名专（兼）职环保工程技术人员负责油田建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。建设单位环境保护相关档案、资料的管理由专人负责整理并建档。

大庆头台油田开发有限责任公司已经建立了环境保护指标体系，根据《大庆油田有限责任公司环境管理办法》相关要求，大庆头台油田开发有限责任公司制定了《大庆头台油田开发有限责任公司环境保护管理规定》，对各二级单位的环保指标完成情况按该管理规定

的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。大庆头台油田开发有限责任公司制定了详细的环境管理方案，提出了管理的依据和标准，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。本项目日常环境保护管理由大庆黑帝庙稠油试采技术开发有限公司统一负责。

根据现场调查，大庆头台油田开发有限责任公司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，大庆头台油田开发有限责任公司已编制完成了《大庆头台油田开发有限责任公司突发环境事件总体应急预案》和 13 个专项应急预案，包括《大庆头台油田开发有限责任公司集输系统突发事件专项应急预案》、《大庆头台油田开发有限责任公司

注水系统突发事件专项应急预案》等环境风险应急预案，针对大庆头台油田开发有限责任公司所发生的油气长输、含油污水管道存在油气泄漏、火灾造成生态环境污染事件的应急处置都做了相关规定，针对管道泄漏等应急事故储备了抽油罐车、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、抹布、收油桶、防渗布、回收水池、潜水泵、围油栏、对讲机、应急灯等应急物资，并针对应急预案定期进行风险应急演练。

大庆头台油田开发有限责任公司
环境保护管理办法

第一章 总 则

第一条 为保证大庆头台油田开发有限责任公司（以下简称头台公司）在生产经营活动中切实做好环境保护工作，防治污染，实现绿色发展、低碳发展，依据国家环境保护法律法规和集团公司、勘探与生产分公司、油田公司有关规定，结合公司实际，制定本办法。

第二条 头台公司所属各单位在生产建设活动中应防止对大气、水体、土壤、森林、草原、湿地、农田、自然保护区等环境造成污染和破坏。

第三条 头台公司坚持“保护优先、预防为主、综合治理、公众参与、损害担责”原则和“谁污染谁治理、谁开发谁保护、谁利用谁补偿”的方针，坚持污染防治与生态保护并重，推行清洁生产 and 资源循环利用，不断削减污染物排放量，建设绿色油田，促进生态文明建设。

第四条 头台公司全面加强党对环境保护工作的领导，建立健全“党政同责、一岗双责、齐抓共管、失职追责”的环境保护责任体系。

质量、健康安全与环境管理体系

管理手册

MANAGEMENT MANUAL FOR QHSE MANagementsystem

发行版本：B
修 改 码：0

2019年1月18日 发 布 2019年1月18日 实 施
大庆头台油田开发有限责任公司 发布

大庆头台油田开发有限责任公司健康、安全与环境管理体系管理手册

环境监测能力建设情况

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

环境影响报告表中提出的监测计划及其落实情况

本项目在试生产期间，按环境影响报告表中提出的监测计划开展了环境监测工作，环评

第 181 页

阶段所提出的环境监测计划是基本可行的。根据项目实际情况，按照《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）和《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）要求，本项目运营期环境监测计划见表 9-1。

表 9-1 监测计划落实情况表

序号	监测内容		监测项目	监测点位	监测频率
1	环境质量监测计划	地下水	pH、石油类、挥发酚	依托钻井工程设置的地下水跟踪监测井 3 口，区域上游设置 1 口背景监测井（养殖散户水井 45.86503 124.70222）），在区块内设置 1 口跟踪监测井（孙车铺水井 45.85635 124.69392），区块下游布设 1 口跟踪监测井（永龙村水井 45.84085 124.68211）	1 次/年
2		土壤	pH、石油烃	葡浅28-20 油井、葡浅28-16 油井、葡浅 28-12 油井等井场永久占地	1 次/年
3	污染源监测计划	废气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、烟气黑度	黑 1 转油站、葡浅 16 注汽站加热装置烟囱	1 次/年，NO _x ，1 次/月
4			非甲烷总烃	葡浅 16 注汽站、黑 1 转油站厂界上风向 1 个、下风向 3 个	1 次/年
5		厂界噪声	连续等效 A 声级	井场永久占地外 1m、黑 1 转油站、葡浅 16 注汽站厂界四周外 1m	昼夜各 1 次/季度
6		事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水，石油类	空气及土壤为事故地点；地下水、地表水为事故地点周围区域	事故发生 24 小时内

环境管理状况分析与建议：

大庆黑帝庙稠油试采技术开发有限公司已取得排污许可证，证书编号为 91230606606551990K001Y。根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》，本工程为石油天然气开采业目前纳入排污许可管理的场站加热炉和含油污水处理站。

通过现场调查发现，建设单位在建设、试运行阶段对环境保护工作比较重视，目前运营

阶段 HSE 管理体系已建立并实施,包括组织、制度规章、相应设施和器材等,都比较健全、完善,各项管理制度和措施比较有效,按照环评要求落实了环境管理和环境监测计划,环保设施运行、检查记录齐全、完整。.

表十调查结论与建议

调查结论与建议:

通过对葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目环境影响的调查,对有关技术文件、工程资料的分析,对环保规章、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,从环境保护角度得出如下结论:

一、工程概况及变更情况调查结论

钻井工程:本次项目新钻油井 21 口,其中水平井 5 口,直井 16 口,井深最大为 1050m,钻井总进尺约为 9923m。

地面工程:本项目位于大庆市大同区老山头乡境内,基建油井 13 口(水平井 3 口,直井 10 口),另有 9 口老井恢复开采,均采用蒸汽吞吐转蒸汽驱的开发方式(共 22 口油井,前 4 年采用蒸汽吞吐开发,4 年后其中 6 口油井转蒸汽驱开发),新增产能 $0.35 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

9 口老井集输工艺由原来的单井拉油工艺调整为掺水工艺,新老井全部采用“双管掺水集油工艺”,新建集油掺水管道 22.1km,新建计量间 1 座,改扩建转油站 1 座、新建注汽站 1 座,并配套建设天然气供气工程、水源井系统工程、给排水消防系统工程、供配电工程、道路工程等。

本项目环评时期永久占地 6.1546hm^2 ,临时占地 47hm^2 ,本项目实际新增永久占地面积 5.3446hm^2 ,新增临时占地面积 40.73hm^2 。所占地类为草地、耕地。工程实际总投资为 8980.5 万元,环保投资 453.67 万元,环保投资占总投资 5.05%。

本项目实际建设内容与环评阶段相比:①本项目建成产能减少 $0.1 \times 10^4 \text{t/a}$;②本项目环评预计建设 24 口油井,均为单井井场,实际建设 21 口油井,共 17 座井场,其中 2 个 3 口油井井场,15 个单井井场,永久占地较环评时减少 0.81hm^2 ,临时占地较环评时减少 6.27hm^2 ;③集油掺水管道较环评时减少 0.1km;④环评预计含油污泥由罐车拉运至第七采油厂葡萄花含油污泥处理站进行无害化处理,实际建设时含油污泥由第七采油厂葡萄花含油污泥处理站处理后,再委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司进一步处置;⑤老井配备的拉油罐暂未拆除,采出液含砂量较大时在拉油罐中暂存,待油井运行稳定,采出液中含砂量降低时将拉油罐拆除。⑥环评预计葡浅 6 注汽站建设 2 座储砂池,实际建设时增加废砂转运频次,建设 1 座储砂池。⑦依据《国家危险废物名录(2021 年版)》废离子交换树脂已不属于危险

废物，产生后由厂家回收处理。⑧钻井过程中 KOH 使用配置好的溶液，直接拉运至井口使用，施工现场不产生 KOH 废包装袋。⑨站内生活污水环评预计排入化粪池，定期清掏外运堆肥，实际建时生活污水进入站内化粪池，定期清掏拉运至西巷卸水点，经管网进入大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理。以上变动减少了建设单位污染物的排放，对周围环境影响变小。

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）、《关于印发《污染影响类建设项目重大变动清单（试行）》的通知》（环办环评函〔2020〕688 号）、《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）第十七条有关规定，以及现场调查、核实相关资料，本项目上述内容的变化，不属于重大变动，纳入竣工环境保护验收管理。

二、建设过程环境影响调查结论

本工程建设过程中各项污染防治措施已基本落实，建设过程废水、废气、噪声、固体废物对周围环境影响不大。

三、生态影响调查结论

本项目在建设过程中采取了相应的生态恢复措施，有效地防止了生态的破坏，各项污染控制措施也得到了落实。根据调查，本项目临时占地已经恢复，对区域生态影响较小。

四、污染防治措施及环境影响调查结论

本项目所采取的各项污染防治措施均是油田技术上较成熟的、长期使用的、经济可行的措施。根据现有环境监测数据表明，企业现有的污染治理措施能够使各污染源达标排放，环境污染可控。

（1）大气环境

根据现场调查，本项目采用了密闭集输工艺流程，采油井场及站场设备及原油传输管线均采取了防泄漏措施，使烃类泄漏控制在较低的水平之内。项目新建、依托的场站加热装置燃料气均采用天然气，从试运行情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，因采用清洁能源天然气作为燃料，故排放废气中各项污染物浓度较低，对周围空气环境的影响小。

根据验收监测数据，本项目井场、场站（葡浅 16 注汽站、葡三联合站、黑 1 转油站）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）要求；场站（葡浅 16 注汽站、葡三联合站、黑 1 转油站）站内产生的挥发性有机物（非甲烷总烃）满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值要求；新建的葡浅 16 注汽站内注汽锅炉、加热炉，黑 1 转油站、葡三联合站加热炉均使用油田伴生气作燃料，排放的废气污染物符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中相应标准排放限值。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。

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

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

（2）水环境

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

管道试压废水拉运至葡三联合油污水处理站，运营期油田采出液、作业污水经葡三联合油污水处理站处理，出水满足“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准，回注地下油层。

施工期生活污水排入了施工营地搭建的临时防渗旱厕，施工结束清掏后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。施工单位在施工结束后及时恢复地表，并清除地表废弃物，施工废水未对周围环境产生不利影响。

本项目管道采用了无缝钢管+内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯泡沫塑料进行保温与防腐，管道的连接方式采用焊接，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。本次验收对地下水环境进行了监测，监测结果表明，区块内监测点位地下水监测指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值要求；油田开发的特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类限值要求。与环评阶段相比，各监测点位地下水各项指标在项目建设前后无明显变化。

本次验收对项目开发区域的一五四泡进行了监测，监测结果表明，验收阶段与环评阶段相比，地表水水质监测特征污染物石油类、挥发酚较环评阶段无明显变化，故油田建设对地

表水影响不大。

(3) 声环境

据调查，项目在建设期间基本落实了环评报告及批复中提出的各项噪声污染防治措施，对降低设备噪声起到了一定效果，通过现场走访调查，施工期间未发生扰民现象。项目 200m 范围内无声环境保护目标，项目正常运营期间对声环境保护目标影响较小。

(4) 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要有钻井时产生的废钻井液、废射孔液、钻井岩屑、废包装袋及防渗布和生活垃圾。本项目产生的固体废弃物废钻井液、废射孔液、钻井岩屑暂存于井场泥浆槽内，用罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理三站处理，产生的泥饼用于铺垫井场或通井路；产生的废弃防渗布、废包装袋由钻井队统一收集后送采油七厂工业固废填埋场处理。钻井过程中 KOH 使用配置好的溶液，直接拉运至井口使用，施工现场未产生 KOH 废包装袋。生活垃圾由施工单位集中拉运至生活垃圾填埋场处理。

本项目运行期产生的固体废物主要是油井作业过程中产生的落地油，依托场站储罐清淤产生的油泥（砂），井场作业过程中产生的废防渗布，根据现场调查，截止目前，项目未进行油井作业，故无落地油、废防渗布产生，如产生，落地油及清罐污泥由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站处理后，再由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中污染控制指标要求，用于第七采油厂井场铺垫或油田道路铺设；废含油防渗布、计量间废砂委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。依据《国家危险废物名录（2021 年版）》废离子交换树脂已不属于危险废物，产生后由厂家回收处理，生活垃圾由油田物业统一收集处理。固体废物均不外排。

五、污染物总量控制

经调查，本项目葡浅 16 注汽站内新建 1 台 11.5t/h 注汽锅炉，1 台 350KW 加热炉，本项目新建锅炉排放的燃烧烟气新增排放量为：颗粒物 0.335/a，二氧化硫 0.659t/a，氮氧化物 2.85t/a，符合环评时期总量控制指标（颗粒物 0.43a，二氧化硫 0.843t/a，氮氧化物 3.65t/a）要求。

项目油气集输落实了环评提出的采用密闭流程、加强井口密封并设紧急截断阀等措施，极大的减少了烃类气体的无组织挥发；根据项目实际产能估算，项目验收阶段实际无组织挥

发的烃类气体量约 7.37t/a。符合环评阶段提出的排放量控制指标（非甲烷总烃 8.79t/a）要求。

六、环境风险事故防范及应急措施调查

本工程针对油田开发过程中常见的事故，如井喷、管线、井场的泄漏和火灾爆炸等，制定了事故防范和处理措施及应急预案。本工程建立和健全了事故防范和处理措施、环境风险应急预案，并定期进行应急演练，可以有效防控环境风险。本区块运行至今未发生风险事故。

七、环境管理及环境监测计划落实情况调查

建设单位对环境保护工作非常重视，各项管理制度和措施比较完备、有效项目运营期的环境管理依托大庆头台油田开发有限责任公司成熟的 HSE 管理体系，管理体系比较完善。按照环评要求落实了环境管理和环境监测计划，环保设施运行、检查记录齐全、完整。

八、调查建议及要求

（1）为了进一步做好本工程运营期的环境保护工作，要求在加强环境管理的同时，按照监测计划做好运营期的环境监测工作，并加强环保设施的管理与维护。

（2）加强应急预案管理，定期修订和完善应急预案，并按照规定定期开展应急演练。

九、调查结论

本项目在建设中认真执行了国家和地方有关环境保护法律法规，工程基本落实了环评及其批复文件和其他一些环境保护要求，在项目验收阶段基本落实、执行了“三同时”制度，在项目设计、施工和运营初期采取了较为有效的环境保护措施项目对环境的影响控制在较低水平。调查结果表明：本项目采取的各项生态保护、污染治理措施有效、可靠，符合建设项目环境保护竣工验收要求，建议通过该项目竣工环境保护验收。

建设项目竣工环境保护“三同时”验收登记表

填表单位（盖章）：大庆黑帝庙稠油试采技术开发有限公司 填表人（签字）： 项目经办人（签字）：

建 设 项 目	项目名称*		葡萄花油田黑帝庙油层葡浅 16 井区产能建设工程项目					建设地点*		黑龙江省大庆市大同区老山头乡境内						
	行业类别*		05-007 陆地石油开采					建设性质*		改扩建						
	设计生产能力		0.45×10 ⁴ t/a		建设项目开工日期		2020 年 5 月		实际生产能力		0.35×10 ⁴ t/a		投入运行日期		2024 年 11 月	
	投资总概算（万元）*		9861.64					环保投资总概算（万元）*		465.55		所占比例（%）		4.72		
	环评审批部门*		大庆市生态环境局					批准文号*		钻井工程：庆环审【2020】46 号 地面工程：庆环承诺审（2020）126 号		批准时间*		2020 年 4 月 8 日 2020 年 12 月 30 日		
	初步设计审批部门		大庆油田有限责任公司规划计划部					批准文号		（庆油设审发（2021）70 号）		批准时间		2021		
	环保验收审批部门							批准文号				批准时间				
	环保设施设计单位		大庆油田设计院有限公司		环保设施施工单位		大庆油田创业腾飞建筑工程安装有限公司第二工程处		环 保 设 施 监 测 单 位		黑龙江永青环保科技有限公司					
	实际总投资（万元）*		8980.5					实际环保投资（万元）*		453.67		所占比例（%）		5.05		
	废水治理（万元）		2.725	废气治理（万元）	4.25	噪声治理（万元）	3.875	固废治理（万元）	13.75	绿化及生态（万元）	409.07	其他（万元）		5.25		
	新增废水处理设施能力（t/d）		/					新增废气处理设施能力(Nm³/h)		/		年平均工作时间(h/a)		8760		
建设单位			大庆黑帝庙稠油试采技术开发有限公司		邮政编码		163000		联系电话		18944580202		环评单位		中圣环境科技发展有限公司	
污 染 物 排 放 达 标 与 总 量 控 制 （ 工 业 建 设 项 目 详 填 ）	污染物		原有排放量 （1）	本期工程实际 排放浓度 （2）	本期工程允许 排放浓度 （3）	本期工程产生 量 （4）	本期工程自身 消减量 （5）	本期工程实际 排放量 （6）	本期工程核定 排放总量 （7）	本期工程“以新 带老”消减量 （8）	全厂实际 排放总量 （9）	全厂核定 排放总量 （10）	区域平衡 替代消减量 （11）	排放增减量 （12）		
	废 水															
	化学需氧量															
	氨 氮															
	石 油 类															
	废 气															
	二氧化硫			0	100	0.659		0.659	0.843							
	颗粒物			0	30	0.335		0.335								
	工业粉尘															
	氮氧化物			0	400	2.85		2.85	3.65							
	工业固体废物															
	项目相关的 其它污 染物		非甲烷总 烃				7.37		7.37	8.79						

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