1.概述

**1.1 项目背景**

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司现河采油厂，以下简称“现河采油厂”，成立于1986年1月28日，是胜利油田所属从事石油天然气勘探开发的二级骨干生产单位，厂部机关位于东营市东营区济宁路11号，设有9个采油管理区、2个科研单位、4个专业化队伍和9部3中心，目前用工总量5124人。现河采油厂所辖油区包括“两带一洼一地区”，断块、低渗、稠油三类油藏，管理着现河庄、郝家、史南、王家岗、牛庄、乐安6个油田，累计探明含油面积280.61km2，地质储量3722.4×104t，动用含油面积249.48km2，地质储量3.582981×108t。

牛庄油田位于山东省东营市东营区境内，地理位置为北纬37°22′36″～37°26′22″，东经18°34′12″～118°41′36″，东西长26km，南北宽11km，勘探面积约300km2。牛庄油田区域构造位置位于东营凹陷牛庄―六户洼陷，北邻现河庄油田，南为王家岗油田，西为纯化油田，东为东辛油田，是一个以低渗透岩性油藏为主的油田，油藏具有埋藏深、储层物性差，砂体描述难度大的特点，该油田于1966年发现。1988年12月，率先进行牛20块开发试验，部署并开发牛20、王70、王53共3个区块。

根据《山东省人民政府关于印发山东省能源发展“十四五”规划的通知》（鲁政字〔2021〕143号）中“推动油气增储稳产。加强济阳坳陷、利津洼陷、牛庄洼陷、博兴洼陷等地区油气勘探，探索建立东营凹陷、渤南洼陷等地区页岩油勘探开发示范区，推动油气增储。”的相关要求，中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司“十四五”页岩油示范区建设以牛庄洼陷、博兴洼陷、渤南洼陷为主。

2019年，胜利油田在牛庄油田部署1预探井，为牛斜55预探井，该井位于山东省东营市东营区六户镇东六户村南约856m，于2019年6月3日经东营市生态环境局东营区分局审批，取得环评手续，批复文号为东环东分建审【2019】52号，开钻日期为2019年7月20日，完钻日期为2019年9月29日，完井日期为2019年10月17日，于2020年1月17日正式移交至现河采油厂进行采油作业，效果显著。

为充分利用区域内页岩油储量，中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司现河采油厂拟实施“现河采油厂牛斜55井区页岩油项目”。项目共部署120口井，位于3座新建井场；新建输油管线11.1km，供水管线16km，输气管线7.4km，掺水管线0.5km；新建压裂返排液处理装置3套，新建天然气处理装置3套，CO2脱除橇6座；另外配套建设供电、自控、消防等设施。项目采用压裂方式开发，年最大产油量45.36×104t/a（第1年），最大产液量90.72×104t/a（第1年）。

本项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范，项目的建设可以把埋藏在地下的财富变为今日社会、经济急需的宝贵资源，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇，同时，该区块的开发也能够拉动相关产业的发展，对促进区域社会和经济发展等有积极意义。

**1.2 项目建设特点**

（1）本工程新建3座井场，布设油井数量较多，工艺过程较为复杂。项目建设内容包括井场、管线工程以及配套的道路、供电、通讯等多种工程，项目不新建采出水处理站、联合站等大型站场，原油处理、采出水处理及回注均依托现有工程。

（2）本工程是典型的生态与污染并重型建设项目。生态环境影响既体现在建设期占地、破坏植被和土壤，钻井落地油对土壤的影响，又体现在生产期井场等少量落地油对土壤、生态景观等生态环境的影响；污染影响建设期主要有施工废水、废气、噪声、固废等污染产生，运行期主要有无组织烃类、油田采出水、噪声、含油污泥等。

（3）油田项目不同于一般建设项目，具有区域广、污染源分散的特点。从局部看，作为点源的井场、站场对环境影响并不显著，但从整体看，数量较多的井场、站场等所构成的面源对环境影响则比较显著。

**1.3 评价过程简介**

根据《中华人民共和国环境保护法》（2015年1月1日）、《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日）、《建设项目环境保护管理条例》（2017年10月1日）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（2021年1月1日）及《东营市水土保持规划（2016～2030年）》（2018年4月19日），项目所在地属于市级水土流失重点预防区，属于环境敏感区，本项目应编制环境影响报告书。2021年8月18日中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司现河采油厂委托山东兴达环保科技有限责任公司承担《现河采油厂牛斜55井区页岩油项目环境影响报告书》的编制工作。

接受委托后，评价单位立即组织技术人员在评价区开展了全面的现场勘查、监测和资料收集工作，同时走访了周边村庄、学校等相关敏感区，取得了大量实地资料，通过室内综合整理和认真分析、研究，并依据有关技术资料，在工程分析、环境影响识别和评价因子筛选等工作的基础上，按照相关技术导则要求，编制完成了本报告书。



**图1 环境影响评价工作程序图**

**1.4 分析判定相关情况**

（1）政策符合性分析

1）《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2020年1月1日）

本项目属于页岩油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2019年本）》中第一类 鼓励类项目，“七、石油、天然气”中“2、页岩气、页岩油、致密油、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策。

2）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012年3月7日）

根据《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012年3月7日），分析本项目的符合性，详见表0-1。

**表0-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012年3月7日）符合性分析一览表**

| 文件要求 | 项目情况 | 符合情况 |
| --- | --- | --- |
| 一、总则（（一）、（二）条为文件说明性条款） | / | / |
| （三）到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。 | 项目采用清洁生产工艺和技术，生产废水回用率达到100%，固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。 | 符合 |
| （四）石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。 | 拟开展污染防治与生态保护的措施。拟推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。 | 符合 |
| （五）在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。 | 项目位于市级水土流失重点预防区，在开发前对生态、环境影响进行了充分论证，并拟严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取了缓解生态、环境破坏的措施。 | 符合 |
| 二、清洁生产 |  |  |
| （一）油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。 | 本项目油气和废物均集中收集、处理与处置。 | 符合 |
| （二）油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。 | 本项目使用环保型无毒无害的化学剂（钻井液等）。 | 符合 |
| （三）在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。 | 本项目将采取防止原油落地的措施，如井下作业采用船型围堰收集原油，井下作业过程中配备泄油器、刮油器等。发生原油落地时做到及时回收，回收率达到100%。 | 符合 |
| （四）在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗等措施预防燃料泄漏对环境的污染。 | 本项目不涉及油气勘探过程。 | 符合 |
| （五）在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到95%以上；钻井过程产生的废水应回用。 | 本项目采用环保型钻井液，配备完善的固控设备；钻井过程产生的废水处理后全部回用。 | 符合 |
| （六）在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。 | 本项目需要实施压裂施工。施工时压裂液集中配置，废压裂液回收循环利用。压裂施工过程将采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。 | 符合 |
| （七）在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。 | 本项目采出液分离出的采出水经现有王岗采出水处理站处理达标后回注，不外排。 | 符合 |
| （八）在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建3000m3及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于0.5%，2010年12月31日前建设的油气田油气集输损耗率不高于0.8%。 | 油气集输采用密闭管输流程，损耗率极低，不高于0.5%。 | 符合 |
| （九）在天然气净化过程中，应采用两级及以上克劳斯或其他实用高效的硫回收技术，在回收硫资源的同时，控制SO2排放。 | 本项目开发区块伴生气不含H2S，不涉及天然气脱硫净化。 | —— |
| 三、生态保护 |  |  |
| （一）油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。 | 本项目布置丛式井，可有效减少新增占地。 | —— |
| （二）在油气勘探过程中，应根据工区测线布设，合理规划行车线路和爆炸点，避让环境敏感区和环境敏感时间。对爆点地表应立即进行恢复。 | 本项目不涉及油气勘探。 | —— |
| （三）在测井过程中，鼓励应用核磁共振测井技术，减少生态破坏；运输测井放射源车辆应加装定位系统。 | 本项目不涉及核磁共振测井及放射源。 | —— |
| （四）在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。 | 本项目伴生气进天然气处理装置脱碳、脱水处理后进牛20集气点。 | 符合 |
| （五）在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。 | 井场周围设置井界沟，企业已在油区设立了地下水水质监测井。 | 符合 |
| （六）位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。 | 不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道。 | 符合 |
| （七）油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行生态恢复。 | 退役前拟进行环境影响后评价，建设单位将按照后评价要求进行生态恢复。 | 符合 |
| 四、污染治理 |  |  |
| （一）在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。 | 污油、采出水全部进入依托的王岗采出水处理站处理后用于注水开发，不外排。 | 符合 |
| （二）在天然气净化过程中，鼓励采用SO2尾气处理技术，提高去除效率。 | 本项目伴生气不含H2S，不涉及天然气脱硫。 | —— |
| （三）固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。 | 固体废物收集、贮存、处置设施按照标准要求采取了防渗措施。 | 符合 |
| （四）应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录（2021版）》（2021年1月1日）和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。 | 本项目原油不落地。原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率达到100%（采用生物修复的方法自行处置）。 | 符合 |
| （五）对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。 | 正常工况下土壤不会受到污染，事故状态下，建设单位将启动应急预案及时处理受污染土壤。 | 符合 |
| 五、鼓励研发的新技术 |  |  |
| （一）环境友好的油田化学剂、酸化液、压裂液、钻井液，酸化、压裂替代技术，钻井废物的随钻处理技术，提高天然气净化厂硫回收率技术。 | 本项目使用环保型的油田化学剂、钻井液。 | —— |
| （二）二氧化碳驱采油技术，低渗透地层的注水处理技术。 | 本项目脱除的二氧化碳回用于现河采油厂二氧化碳驱采油。 | 符合 |
| （三）废弃钻井液、井下作业废水及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物的快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术。 | 本项目采用废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥采用资源化利用和无害化处置技术。 | 符合 |
| 六、运行管理与风险防范 |  |  |
| （一）油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。 | 制定了环境保护管理规定，建立并运行了健康、安全与环境管理体系。 | 符合 |
| （二）加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。 | 加强了油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。 | 符合 |
| （三）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。 | 建设单位加强了油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。 | 符合 |
| （四）油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。 | 建立了环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员均经培训合格后上岗。 | 符合 |
| （五）油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。 | 现河采油厂已对勘探开发过程进行了环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。现河采油厂制定了特征污染物监测计划，按照计划定期开展地下水、土壤、厂界废气的监测，同时采取了环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。 | 符合 |

（2）选址可行性分析

1）工程选址选线原则

a、通井道路尽量依托现有道路，沿现有路基修建，仅在局部进行整改，最大限度减少植被破坏；

b、通井道路选在植被较少的地段，在植被较多的路段，不得就近取土，尽可能少破坏植被；

c、线路尽量直捷、连续、均衡，并与地形、地物相适应，与周围环境相协调，不刻意追求高等级线型井场路；

d、井场采用丛式井方式组建，最大限度减少占地。

2）井场选址可行性分析

本项目井场选址尽量远离居住区、学校、医院等，并采用丛式井场方式组建油井，便于统一管理，减少占地；项目井口周围200m范围内无居民区，本项目距离最近的敏感目标为李宅村，距2#井场320m。

本项目开发区域位于东营市东营区境内，开发区域属城市建成区以外，主要为农田、荒地，地表植被主要为农作物、芦苇、杨树、柳树等，从现状调查结果看，井场的土地利用类型主要为农田。

综合以上的分析看，井场的选址是可行的。

3）管线路由合理性分析

本项目管线主要是集油管线、供水管线、输气管线。本项目管线沿途所经区域生态系统以农田生态系统为主。管线在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉；尽量靠近和利用现有公路；选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行。

综上所述，本项目管线路由选择充分考虑了工程对沿线区域环境的影响，该段管道路由选择基本合理。

（3）规划符合性分析

1）《东营市矿产资源总体规划（2016-2020年）》（2018年5月17日）

本项目位于东营市东营区境内。项目所在地不属于《东营市矿产资源总体规划（2016-2020年）》（2018年5月17日）中的“限制开采区”和“禁止开采区”，因此，项目的建设符合《东营市矿产资源总体规划（2016-2020年）》（2018年5月17日）要求。

2）《山东省生态保护红线规划（2016-2020年）》（2016年9月18日）

根据《山东省生态保护红线规划（2016-2020年）》（2016年9月18日），本项目所在位置不在东营市生态保护红线区内，距离最近的生态保护红线为本项目牛20接转站外输管线东侧0.17km处的胜大林场水源涵养生态保护红线区（DY-B1-07），项目建设区域及施工临时占地影响区域均不涉及生态保护红线，生态敏感性属于一般生态区域，符合《山东省生态保护红线规划（2016-2020年）》（2016年9月18日）管控要求。

（4）《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）符合性分析

本项目与《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）符合性分析见表0-2。

**表 0-2 与环办环评函[2019]910号符合性**

| 序号 | 要求 | 项目情况 | 符合性 |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | 油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。 | 本项目以区块为单位开展环评，本报告提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；本项目对依托的采出水处理设施、固废处理设施等均论证了其可行性和有效性，项目依托处置可行。 | 符合 |
| 2 | 未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 | 本项目不涉及勘探井。 | 符合 |
| 3 | 涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）等排放标准要求。 | 本项目废水依托现有王岗采出水处理站处置达标后回用于注水开发，不外排至地表水体，不涉及水污染物总量控制指标。 | 符合 |
| 4 | 涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。 | 本项目废水依托现有王岗采出水处理站处置达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）要求，回注到现役油藏；本次评价已给出钻井液、压裂液详细组成及其理化性质，不涉及重金属等。 | 符合 |
| 5 | 油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求评价。 | 本项目三开使用油基钻井液，一开、二开全部采用水基泥浆，一开二开钻井固废属于一般工业固体废物，三开钻井固废属于危险废物，最终委托专业单位进行处置。本项目产生的固体废物全部按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。现河采油厂产生油泥砂委托有危废处理资质单位进行处理。本项目环评按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求开展了评价。 | 符合 |
| 6 | 涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。 | 本项目不属于高含硫天然气开采，无井场加热炉。本次评价提出了切实可行的环境风险防范措施。 | 符合 |
| 7 | 施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。 | 本项目对施工期环境影响进行了重点分析并提出生态环境保护措施。钻井和压裂设备燃用国Ⅵ柴油，本次评价对施工期噪声提出相应措施。 | 符合 |
| 8 | 油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。 | 建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。本次评价已在相关章节提出环境信息公开相关要求。 | 符合 |

（5）与“三线一单”符合性分析

本项目与《东营市人民政府关于印发东营市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（东政字[2021]23号）中“三线一单”符合性分析见表0-3。

表0-3 与“三线一单”符合性

| 序号 | 要求 | 项目情况 | 符合性 |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | 生态保护红线 | 全市陆域生态保护红线不低于587.27km2，占全市总面积的7.12%；全市海域生态保护红线不低于2866.06km2。重点加强黄河三角洲国家级自然保护区的生态保护，基本建成布局合理、功能完善的黄河三角洲自然保护地体系，主要保护对象得到有效保护。生态保护红线数据为优化调整过程数据，后续将与正式批复的数据衔接，并相应调整一般生态空间划定方案。 | 本项目位于东营市东营区，周边无自然保护区、饮用水源保护区等生态保护目标，不涉及《山东省生态保护红线规划（2016-2020年）》（2016年9月18日）和《东营市生态保护红线规划（2016-2020年）》（2016年12月），总体符合山东省和东营市生态保护红线规划要求。 | 符合 |
| 2 | 资源利用上线 | 强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源利用、土地资源利用、能源消耗等达到省下达总量和强度控制目标，建立最严格的水资源管理制度，强化水资源刚性约束；全市用水总量控制在14.2亿立方米以下，推进各领域节约用水，农田灌溉水有效利用系数逐年提高，万元国内生产总值用水量等用水效率指标持续下降。优化建设用地结构和布局，严控总量、盘活存量，控制国土空间开发强度，严控城乡建设用地新增规模；确保耕地保有量，从严管控非农建设占用永久基本农田，守住永久基本农田控制线，优化调整能源结构，实施能源消费总量控制和煤炭消费减量替代，进一步降低单位地区生产总值能耗，加快清洁能源、新能源和可再生能源推广利用 | 项目水、电、天然气等资源消耗量相对区域资源利用总量较小，符合资源利用上限要求；本项目压裂返排液循环利用，减少了水资源消耗；本项目占用永久基本农田，通过采用丛式井减少了占用面积，本项目开发区域属于现河采油厂已有矿产开发区块，因此，本项目需办理延续变更等登记手续。运营期井场设多能互补装置，尽量减少电、天然气等资源消耗。 | 符合 |
| 3 | 环境质量底线 | 全市水环境质量总体改善，国控、省控断面优良水质比例稳步提升，全面消除劣Ⅴ类水质控制断面，省控及以上断面优良水质比例不低于15.3%，城市建成区黑臭水体全面消除；近岸海域水质优良面积比例不低于67.8%.大气环境质量持续改善，全市PM2.5浓度不高于４１μg/m3，空气质量优良天数比率不低于70%，臭氧污染得到有效遏制，达到省下达目标.土壤环境质量稳中向好，土壤环境风险得到管控，全市受污染耕地安全利用率和污染地块安全利用率均不低于95%。 | 根据环境质量现状监测结果可知，环境空气、地下水质量指标中个别因子出现超标现象。本项目正常运营时无废水排放；本项目所在地区地下水的矿化度较高，在做好防渗的前提下，对土壤和地下水影响较小。各项污染物均能实现达标排放，可满足总量控制的要求，项目建设后不会突破环境质量底线。 | 符合 |
| 4 | 生态环境准入清单 | 优先保护单元准入要求：引以维护生态系统功能为主，确保生态环境功能不降低。优先保护单元内涉及生态保护红线、一般生态空间、自然保护地、饮用水水源保护区的区域按照相关法律法规和管控要求执行，保护好河湖湿地、海洋滩涂生境。优先保护单元的其他区域除按照对应环境要素的分区管控要求外,按照限制开发区域进行管理，原有对生态环境有较大负面影响的开发建设项目应当逐步退出。 | 本项目位于优先保护单元，项目属于与石油和天然气开采提供的服务活动，不属于高污染、高能耗和资源型的产业类型，项目不涉及生态保护红线、一般生态空间、自然保护地和饮用水水源保护区，项目的建设符合国家产业政策，不会对生态环境产生较大负面影响，本项目的建设符合优先保护单元准入要求。 | 符合 |

从上表可知，项目符合区域生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线及环境准入负面清单的有关要求。

**1.5 关注的主要环境问题及环境影响**

本项目关注的主要环境问题及环境影响如下：

（1）废气：本项目施工期废气主要包括施工扬尘及施工机械废气等大气污染物；运营期主要是井场非甲烷总烃无组织挥发。环评中主要关注以上大气污染物对大气环境的影响以及相应的大气污染防治措施的可行性和可靠性。

（2）废水：

施工期：施工期废水主要包括钻井废水、施工作业废液、管道试压废水、生活污水。①钻井废水临时储存于井场废液罐内，随钻井固废一起被收集泥浆循环罐中，由第三方直接拉走处置，不外排；施工作业废液拉运至王岗废液处理站处理，后进入王岗采出水处理站处理，达标后回注地层，用于油田注水开发，无外排；②管道试压废水收集至王岗采出水处理站处理达标后回注地层，用于油田注水开发；③生活污水排入临时旱厕，定期由当地农民清掏用作农肥。

运营期：运营期废水主要包括采出水、井下作业废液、天然气凝液；①新钻井区井下作业废液管输至王岗采出水处理站处理达标后回注地层，用于油田注水开发；②本项目新钻井区采出液管输至王岗联合站，分离出的采出水经王岗采出水处理站处理达标后回注地层；③天然气凝液依托王岗采出水处理站处理达标后回注地层。环评中主要关注废水处理及回注的可行性和可靠性，关注管线渗漏对地下水环境的影响。

（3）噪声：本项目施工期噪声污染源主要是钻机、柴油发动机、压裂泵车、泥浆泵、挖掘机、推土机等；运营期主要为抽油机、通井车、机泵等。环评中主要关注噪声的环境影响以及控制措施的可行性。

（4）固废：本项目施工期会产生钻井固废、建筑垃圾和施工废料、生活垃圾、压裂废液等。①钻井固废采用泥浆不落地工艺，一开、二开钻井固废全部委托第三方单位综合利用，三开钻井固废及时委托有危险废物处理资质的单位无害化处理；②建筑垃圾和施工废料部分回收利用，剩余废料拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处理；③生活垃圾集中收集后拉运至市政部门指定地点，由环卫部门统一处理；④压裂废液采用井场就地处理方案，压裂返排液加药处理后，采用压裂复配处理橇块，通过沉淀、加药、去除积杂后，循环复配使用，后期富余压裂返排液拉运至王岗废液处理站，然后经王岗采出水处理站处理达标后回注地层，用于油田注水开发排；⑤定向钻废弃泥浆同钻井固废一起交由第三方单位拉走处置；⑥含油污泥全部交由有资质单位处理。运营期产生的固体废物主要为油泥砂、废分子筛、废手套、废含油棉布、废润滑油、废包装材料、废变压器油，其中油泥砂、废润滑油、废包装材料、废变压器油、废分子筛、废手套、废含油棉布属于危险废物临时贮存于王岗油泥砂贮存场，最终委托有资质单位处置。环评中主要关注钻井固废、压裂废液、油泥砂、废沾油防渗材料、废润滑油、废包装材料、废变压器油、废分子筛、处理方式的可行性。

（5）环境风险：本项目钻井施工过程中环境风险主要是钻井过程中的井喷、井漏事故，运营期的环境风险主要是泄漏、火灾、爆炸事故。环评中主要关注泄漏等突发环境事件的环境影响。

**1.6 环境影响评价主要结论**

本项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范；正常工况下，施工期和运营期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境和声环境影响较小，不改变区域的环境功能；项目从钻井、采油、集输3个方面分析清洁生产水平，该项目总体符合清洁生产要求，采用的环保措施可行。项目存在井喷、泄漏、火灾爆炸等环境风险，评价结果表明，本项目突发环境事件的概率较低，在采取安全防范措施和突发环境事件应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整，确保风险防范和应急措施切实有效，满足国家相关环境保护和安全法规、标准要求的前提下，本项目的环境风险可控。综上所述，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

在编制报告书过程中，得到了东营市生态环境局、东营市生态环境局东营区？分局的热情指导和现河采油厂的大力支持和协助，在此一并表示感谢！报告书中不足之处，敬请批评指正。