陕西省地方标准

《低渗致密油田二氧化碳驱油与封存地面工程方案编制技术规范》

编制说明

# 工作概况

## 1.1 任务来源

## 本项地方标准是根据陕市监函[2023]410号文件《陕西省市场监督管理局关于下达 2023 年陕西省地方标准制修订计划项目的通知》。

## 1.2任务背景

本标准制订任务下达后，研究院CCUS研究中心积极组织，地面所参与，成立标准编写小组，明确标准编写任务。标准编制组在调研了部分能源企业和相关科研院校技术的基础上，开展了相关室内基础研究和现场技术调研及取样，根据大量实验数据和相关技术资料起草本标准，并就标准内容进行了认真讨论，而且邀请相关领导和专家提供建设性的意见和建议。

1.3主要工作过程

本标准从2023年1月开始，制定过程如下：

（1）2023年1月1日～2023年4月23日，确定标准编制项目成员，制定《低渗致密油田二氧化碳驱油与封存地面工程方案编制技术规范》编制大纲，制定工作运行方案，收集本标准引用的标准及相关技术资料。

（2）2023年4月23日～9月15日，根据编制大纲，项目组分工合作完成了工作组讨论稿的编写。

（3）2023年9月20日~2023年10月15日，延长石油研究院内部共征集相关建议11条，修改后2023年10月19日完成了单位内部审查，并形成征求意见稿。

1.4起草组成员及其所做的主要工作

项目成员为梁全胜、刘瑛、张春威、孙晓、康宇龙、张娟利、王涛、李鹤、鲍文、刘志玲。梁全胜、刘瑛、张春威、张娟利负责研究方案制定、标准起草与修订、问题分析及解决；孙晓、康宇龙、王涛、刘志玲负责基础实验研究；李鹤、鲍文负责现场技术调研与取样。

1.5制定过程中参照的主要标准

本次标准制定参照了以下标准：

GB/T 21447 钢质管道外腐蚀控制规范

GB/T 21448 埋地钢质管道阴极保护技术规范

GB/T 50087 工业企业噪声控制设计规范

GB/T 50823油气田及管道工程计算机控制系统设计规范

GB/T 50892油气田及管道工程仪表控制系统设计规范

GB 50013 室外给水设计标准

GB 50014 室外排水设计标准

GB 50034建筑照明设计标准

GB 50052 供配电系统设计规范

GB 50183 石油天然气工程设计防火规范

GB 50187 工业企业总平面设计规范

GB 50350 油田气田集输设计规范

GB 50352 民用建筑设计通则

GB 50373 通信管道与通道工程设计规范

GB 50391 油田注水工程设计规范

GB 50395 视频安防监控系统工程设计规范

GB 50493 石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范

GB 50582 室外作业场地照明设计标准

GBZ 1 工业企业设计卫生标准

SY/T 0033 油气田变配电设计规范

SY/T 0043 油气田地面管线和设备涂色规范

SY/T 0048 石油天然气工程总图设计规范

SY/T 0090 油气田及管道仪表控制系统设计规范

SY/T 6565 油气田注二氧化碳安全规程

SY/T 7440 CO2驱油田注入及采出系统设计规范

SH/T 3004 石油化工采暖通风与空气调节设计规范

SH/T 3202 二氧化碳输送管道工程设计标准

（2）样品收集和基础实验研究（2023年5月1日～2023年8月31日）

通过现场调研，考察了延长油田CCUS示范工程的油气水及注入工艺现状，收集了油气水生产数据，由于采出气的特殊性，又采集分析了40个注CO2受益油井采出气特性结果，总结出CO2注入后的采出气组分变化，进行了相态分析。

（3）编写标准工作组讨论稿（2023年9月1日至2023年9月22日）

项目组通过与其他相关研究人员的交流，并结合目前国内二氧化碳驱油与封存地面工艺研究进展和实际建设情况，完成了标准工作组讨论稿的编写工作。组织专家进行了工作组讨论稿的评审工作，根据评审意见形成了征求意见稿。

# 二、标准编制原则

本标准根据《标准化工作导则》GB/T 1.1-2020编写规定进行编写，符合以下原则：

1、科学合理，技术先进，积极借鉴、采用国内外先进技术方法、标准；

2、目的明确，有利于促进技术进步，提高科研水平，提高现场实施效果；

3、经济适用，有利于合理利用油气田废水资源，提高经济效益；

4、安全可靠，可操作性强；

5、符合国家的政策，贯彻国家的法律法规。

# 三、标准编制的主要内容

本标准主要内容共9章：第1章规定了标准的适用范围；第2章为本标准的规范性引用文件；第3章为术语和定义；第4章为总论；第5章为区域概述及总体布局；第6章为注CO2地面工程方案编制技术要求；第7章为油气水集输工程；第8章为配套工程；第9章为投资估算及经济性分析。

# 四、主要实验（或验证）情况分析

## 4.1气源

二氧化碳的主要来源可分为工业过程排放尾气、气藏及油井生产过程中的伴生气。其中工业过程排放尾气包括电厂来气、煤化工厂、炼化厂等。不同来源的二氧化碳的组分及各组分含量有所不同。陕西省内CCUS项目的二氧化碳气源主要来自于煤化工企业，经调研，煤化工企业尾气中的CO2含量在80%以上的为高浓度，CO2浓度低于80%为中低浓度。陕西省内延长石油正在运行10万吨CCUS地面工程的气源来自延长中煤在靖边能源化工综合利用产业区启动项目中的180万吨/年甲醇装置的CO2副产气，属于煤化工厂生产过程中排放的尾气。组分及含量见表1.

表1 延长石油10万吨CCUS地面工程原料气组分表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 序号 | 组分 | 设计（体积浓度）值/% |
| 1 | H2 | 0.04 |
| 2 | N2 | 0.33 |
| 3 | CO | 0.76 |
| 4 | Ar | 0.00 |
| 5 | CH4 | 0.01 |
| 6 | CO2 | 98.8 |
| 7 | H2S | 0.0005 |
| 8 | COS | 0.0005 |
| 9 | CH3OH | 0.04 |
| 10 | H2O | 0.0005 |

## 4.2 气源组分分析

二氧化碳流体的物理性质由其包含的所有组分共同决定。用于油田驱油与封存的二氧化碳气源应满足油藏工程驱油及封存指标要求，管输二氧化碳流体组分应符合SH/T3202中4.1.7的规定，即用于驱油与盐水层封存不同管输二氧化碳流体的组成要求见表2。

表2 驱油用二氧化碳的质量要求

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 组分 | 体积百分数/% | |
| 驱油项目 | 盐水层封存 |
| 1 | CO2 | 90-99.8 | 90-99.8 |
| 2 | H2O | 0.0020-0.0650 | 0.0020-0.0650 |
| 3 | N2 | 0.01-2 | 0.01-7 |
| 4 | O2 | 0.001-1.3 | 0.01-4 |
| 5 | Ar | 0.01-1 | 0.01-4 |
| 6 | CH4 | 0.01-2 | 0.01-4 |
| 7 | H2 | 0.01-1 | 0.01-4 |
| 8 | CO | 0.0010-0.5000 | 0.0010-0.5000 |
| 9 | H2S | 0.002-1.3 | 0.002-1.3 |
| 10 | SO2 | 0.0010-5 | 0.0010-5 |
| 11 | NOx | 0.0020-0.2500 | 0.0020-0.2500 |
| 12 | NH3 | 0-0.0050 | 0-0.0050 |
| 13 | COS | 0-0.0003 | / |
| 14 | C2H6 | 0-1 | 0-1 |
| 15 | C3+ | 0-1 | 0-1 |

## 4.3 压力等级及相态控制

纯二氧化碳在常温下是无色无味无臭的气体，常温常压下，CO2密度为1.84kg/m3，导热系数为 0.01657W/（m·K），动力粘度系数为0.01435mPa·s。二氧化碳的临界温度是31.06℃，低于这一温度，在广泛的压力范围内，纯二氧化碳可气态或液态存在。高于这个温度，不论压力有多高，二氧化碳都以气态存在。与临界温度对应的临界压力是7.39MPa，高于这一压力和温度，纯二氧化碳就不可能被液化。然而，在超过临界压力的高压条件下，随着压力增加，二氧化碳气会变成一种很像液体的粘稠状物质。项目中对二氧化碳注入相态的选择，需参考SY/T7440中4.1.2，液相注入、超临界注入和密相注入工艺应根据CO2气源的相态和供给方式，通过技术经济分析确定。

气源条件不同，则其物理性质由其包含的所用组分共同决定。含杂质二氧化碳气源相较于纯CO2气源，物性参数及相态均有所变化，气液混合临界压力也有所变化。当纯CO2料气中含有甲烷时，其相图如图1所示。临界点随着甲烷含量的增加的变化规律，见表3，临界点压力最高达8.90MPa，即当CO2含杂质为甲烷时，留出一定的安全余量，注入压力需大于等于13.40MPa。



图1 含甲烷的二氧化碳气源相图

表3 不同甲烷含量的临界点

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 甲烷含量/% | 临界点压力/MPa | 临界点温度/℃ |
| 1 | 0 | 7.39 | 31.06 |
| 2 | 10 | 7.90 | 24.00 |
| 3 | 20 | 8.40 | 12.50 |
| 4 | 30 | 8.75 | 5.50 |
| 5 | 40 | 8.90 | -7.50 |
| 6 | 50 | 8.70 | -20.00 |
| 7 | 60 | 8.10 | -34.50 |
| 8 | 70 | 7.25 | -46.40 |
| 9 | 80 | 6.25 | -58.40 |
| 10 | 90 | 5.40 | -69.10 |
| 11 | 100 | 4.60 | -82.20 |

当纯CO2原料气中含有乙烷时，其相图如图2所示。临界点随着乙烷含量的增加的变化规律，见表4。临界点压力最高达7.39MPa，即当CO2含杂质为乙烷时，留出一定的安全余量，注入压力需大于等于11.10Pa。



图2 含乙烷的二氧化碳气源相图

表4 不同乙烷含量的临界点

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 乙烷含量/% | 临界点压力/MPa | 临界点温度/℃ |
| 1 | 0 | 7.39 | 31.06 |
| 2 | 10 | 6.90 | 26.00 |
| 3 | 20 | 6.40 | 21.10 |
| 4 | 30 | 3.90 | 0.10 |
| 5 | 40 | 0.80 | -55.20 |
| 6 | 50 | 5.60 | 19.20 |
| 7 | 60 | 5.50 | 21.01 |
| 8 | 70 | 5.40 | 22.00 |
| 9 | 80 | 5.25 | 23.10 |
| 10 | 90 | 5.10 | 30.06 |
| 11 | 100 | 4.90 | 32.10 |

当纯CO2原料气中含有丙烷时，其相图如图3所示。临界压力和临界温度随着丙烷含量的增加，见表5。临界点压力最高达7.39MPa，即当CO2含杂质为丙烷时，留出一定的安全余量，注入压力需大于等于11.10MPa。



图3 含丙烷的二氧化碳气源相图

表5 不同丙烷含量的临界点

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 丙烷含量/% | 临界点压力/MPa | 临界点温度/℃ |
| 1 | 0 | 7.39 | 31.06 |
| 2 | 10 | 6.60 | 31.07 |
| 3 | 20 | 6.50 | 35.01 |
| 4 | 30 | 6.48 | 43.20 |
| 5 | 40 | 6.47 | 51.01 |
| 6 | 50 | 6.28 | 60.00 |
| 7 | 60 | 6.00 | 70.01 |
| 8 | 70 | 5.80 | 77.50 |
| 9 | 80 | 5.25 | 82.10 |
| 10 | 90 | 4.86 | 91.10 |
| 11 | 100 | 4.12 | 98.00 |

当确定注入压力等级时，不仅需要满足注入相态控制的要求、油藏工程方案注入压力的要求，而且需高于气液混合临界压力。

## 4.4 主要设备选型

根据国家电网相关要求，电力故障维修时间一般不得超过24小时，引起停电或限电的原因消除后，供电单位应当在三日内恢复供电；化工厂CO2捕集装置常规故障维修或备品备件更换一般在三天内可恢复生产，因此CO2注入站存储周转量设置72h，可有效控制经济投资，且可较大幅度保障注入工艺持续不间断运行。

## 4.5 经济评价原则和依据

（1）经济评价原则

a. 动态分析与静态分析相结合，以动态分析为主；定量分析与定性分析相结合，以定量分析为主。

b. 效益与费用对应原则。全面、准确地反映项目的投入产出情况，效益与费用计算口径一致，并且均不考虑物价总水平的上涨因素。

c. 分清建设投资与生产成本的界限，避免费用或成本的重复计算或漏算。

d. 充分考虑井工厂一体化模式下地面、地下的各项投资及生产成本，避免缺项漏项。

e. 部署方案经济效益总体达到集团要求的基准收益率6%以上。

（2）经济评价依据

a. 井组产能建设，方案投资不含增值税。

b. 延长油田上一年度年开发部署方案经济评价用生产成本。

c. 执行现行的财务制度和税收政策（表6）。

表6 经济评价相关税费等参数取值

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 项目 | 数值 | 备注 |
| 汇率 | 6.43 |  |
| 吨桶比 | 7.45 |  |
| 商品率/% | 98.0 |  |
| 城建税/% | 5.0 | 基数为增值税额 |
| 教育附加税/% | 5.0 | 基数为增值税额 |
| 资源税/% | 4.91 | 基数为销售收入 |
| 所得税/% |  | 2030年前15%，2031年及以后25% |

d. 油价取值：按照国际油价55美元/桶、65美元/桶、75美元/桶（折人民币分别为2635元/吨、3114元/吨、3593元/吨）。

e. 石油开发费：评价方案均包含石油开发费177元/吨。

f. 石油特别收益金：起征点为65美元/桶，75美元/桶时征收比率25%。

g. 折旧方式为平均年限法。

（3）评价方法

采用石油行业内通用的折现现金流法。即将项目的各年度净现金流均按照“折现”方式折算到第0年进行评价的一种方法。

（4）评价期

评价期为建设期一年和生产年限15年。

（5）成本费用估算

按上一年经济评价生产成本和管理成本进行测算，评价期内不考虑成本的上涨率。

表7 成本测算表

|  |  |
| --- | --- |
| 单位成本 | 按所在油区上一年财务成本取值 |
| 单位工资（万元/井年） |  |
| 单位材料费+测试费（万元/井年） |  |
| 单位燃料费（元/吨油） |  |
| 单位动力费（万元/井年） |  |
| 单位运杂费（元/吨液） |  |
| 安全生产费（元/吨油） | 17.00 |
| 其它直接（万元/井年） |  |
| 单位油井修理费（万元/井年） |  |
| 单位其它修理费（万元/井年） |  |
| 单位压裂费（万元/井年） |  |
| 单位其它直接费（万元/井年） |  |
| 单位制造费（万元/井年） |  |
| 单位上级管理费（元/吨油） | 9.75 |

## 4.6经济效益分析

在国际油价55美元/桶、65美元/桶、75美元/桶条件下，对井组部署方案开展经济效益评价，评价结果见表。

表8 不同油价下经济效益评价结果表

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 新建产能工作量及投资 | | | 油价 | 税后财务内部收益率 | 投资回收期 | 折现率6%时税后财务净现值 |
| 投产井数 | 产量 | 投资 |
| 万吨 | 万元 | 美元/桶 | % | 年 | 万元 |
|  |  |  | 55 |  |  |  |
| 65 |  |  |  |
| 75 |  |  |  |

表9 评价期净利润、净现金流表

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 年度 | 55美元/桶 | | 65美元/桶 | | 75美元/桶 | |
| 净利润 | 税后净现金流量 | 净利润 | 税后净现金流量 | 净利润 | 税后净现金流量 |
| 万元 | 万元 | 万元 | 万元 | 万元 | 万元 |
| 1 |  |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  |
| 3 |  |  |  |  |  |  |
| …… |  |  |  |  |  |  |
| 合计 |  |  |  |  |  |  |

表10 敏感性分析

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 变化率(%) | 油价 | -20 | -10 | 0 | 10 | 20 | 基准变化率(%) | 变动1%影响税后财务内部收益率 |
| 价格 | 55美元/桶 |  |  |  |  |  |  |  |
| 65美元/桶 |  |  |  |  |  |  |  |
| 75美元/桶 |  |  |  |  |  |  |  |
| 产品产量 | 55美元/桶 |  |  |  |  |  |  |  |
| 65美元/桶 |  |  |  |  |  |  |  |
| 75美元/桶 |  |  |  |  |  |  |  |
| 投资 | 55美元/桶 |  |  |  |  |  |  |  |
| 65美元/桶 |  |  |  |  |  |  |  |
| 75美元/桶 |  |  |  |  |  |  |  |
| 操作成本 | 55美元/桶 |  |  |  |  |  |  |  |
| 65美元/桶 |  |  |  |  |  |  |  |
| 75美元/桶 |  |  |  |  |  |  |  |

# 五、征求意见情况

该标准送往CCUS研究中心进行征求意见，共收到11条建议和意见，其中6条有效意见。意见汇总及采纳情况见表5-1。

表5-1 意见汇总及采纳情况

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 意见章条及原标准内容 | 修改意见及依据 | 提出  单位 | 意见  处理 |
| 1 | 标准第3.1条，内容为：处于碳酸盐岩、致密砂岩或致密灰岩中，基质渗透率低于0.1mD的油藏。 | 建议改为：处于致密砂岩，基质渗透率低于1mD的油藏。 | CCUS研究中心 | 全部采纳。 |
| 2 | 标准第6.3.5条，内容为：1）站场应设置存储装置，根据72h周转量设置不同形制的存储容器，超过500m3采用球形储罐，500m3以下采用卧式储罐。  2）液态CO2应当高压密封存储，储罐选用钢制压力球形罐或卧式罐，装量系数宜取0.9。3）液态CO2注入井口压力较高，一般选用柱塞泵。4）柱塞泵设计宜有备用泵, 每运行1~2台时,可备用1台。 | 建议将72h周转量设置的原因添加到编制说明中，标准里不体现，另外将设备选型按照管道运输和罐车拉运两种运输进行区分。 | CCUS研究中心 | 全部采纳。 |
| 3 | 标准第9.1条，内容为：1）编制依据  依据《中国石油化工项目可行性研究技术经济参数与数据2019》。2）投资估算及生产预测依据当年设备采购费用、工程建设费用、管道建设、勘探开发、改造现有井场及区域内相邻工程的投资费用确定本项目的建设投资，确定项目总体受益井数、注入井数、注入量及产能。 | 核实《中国石油化工项目可行性研究技术经济参数与数据2019》;建议将投资估算和生产预测分开，并且生产预测作为基础数据应在投资估算之前。 | CCUS研究中心 | 全部采纳。 |
| 4 | 编制说明第4.1气源，内容为：经调研陕西省内CCUS项目的二氧化碳项目气源主要来自于煤化工企业，经调研，煤化工企业尾气中的CO2含量在80%以上的为高浓度，CO2浓度低于80%为中低浓度。陕西省内延长石油正在运行10万吨CCUS地面工程的气源来自延长中煤在靖边能源化工综合利用产业区启动项目中的180万吨/年甲醇装置的CO2副产气，属于煤化工厂生产过程中排放尾气。 | 建议修改为陕西省煤化工的气质组分，并且充分考察省内相关企业的相关资料进行补充。 | CCUS研究中心 | 全部采纳。 |
| 5 | 编制说明第4.4经济评价原则与依据，内容为：e. 部署方案经济效益总体达到集团要求的基准收益率6%以上。 | 请说明选取6%的原因，并且和8%、12%进行对比解释说明。 | CCUS研究中心 | 全部采纳。 |
| 6 | 编制说明第4.4经济评价原则与依据，内容为：d. 油价取值：按照国际油价55美元/桶、65美元/桶、75美元/桶（折人民币分别为2635元/吨、3114元/吨、3593元/吨）。e. 石油开发费：评价方案均包含石油开发费177元/吨。f. 石油特别收益金：起征点为65美元/桶，75美元/桶时征收比率25%。 | 建议按照陕西省的省属企业、央企和民企进行划分和取费，并核实投资估算的相关参数。 | CCUS研究中心 | 全部采纳。 |

# 六、产业化情况，推广运用论证和预期达到的经济效果情况

1、本本标准的编制填补了陕西省低渗致密油田二氧化碳驱油与封存地面工程方案编制技术规范的空白。经过试验反复验证，本标准中推荐的指标准确可靠，能满足现场使用要求。

2、本标准对规范陕西省企业清洁生产，节约资源具有重要指导意义。

3、本标准具有公正性、合理性和科学性，应用于现场后预计可产生十分巨大的社会效益和经济效益。

# 知识产权说明

无

# 八、采标情况

无

# 九、与现行相关法律法规、规章及现行有效标准的协调性

本标准与现行的国家相关法律、法规和强制性标准没有冲突。

# 十、重大分歧意见的处理经过和依据

根据编写组多次讨论和意见反馈后形成编写组讨论稿，在稿件的形成过程中，参与编制人员认识一致，不存在重大分歧意见。

# 十一、标准性质的建议说明（推荐性标准还是强制性标准）

本标准为首次制定，处于技术发展和完善阶段，建议为推荐性标准。

# 十二、贯彻标准的要求、措施和建议

1、加强宣传，做好宣传培训，使企业掌握标准的各项技术要求，加强示范推广，使标准的应用真正落到实处。

2、对标准执行情况进行跟踪调查，及时发现标准执行中的问题，不断修改完善，提升标准水平，提高标准的科学性、合理性、协调性和可操作性。

# 十三、废止现行相关标准的建议

无。

# 十四、其他应予以说明的事项

无。