

推荐性国家标准
《油田生产系统能耗测试和计算方法》
（征求意见稿）编制说明

一、工作简要过程

根据国家标准化管理委员会 2023 年国家标准复审结论公告，修订推荐性国家标准 GB/T 33653—2017《油田生产系统能耗测试和计算方法》，项目编号为：20233809-T-469。项目承担单位：东北石油大学、中国石油天然气股份有限公司规划总院、中国石油化工股份有限公司油田勘探开发事业部、中国石油天然气集团公司节能技术监测评价中心、中国石油天然气集团公司西北油田节能监测中心、中国石油天然气集团公司东北油田节能监测中心、中国石油化工股份有限公司健康安全环保管理部、中国石化胜利油田分公司技术检测中心、中国海洋石油集团有限公司节能减排监测中心、烟台杰瑞石油装备技术有限公司、中国石油集团昆仑制造有限公司、中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司、大庆油田有限责任公司。

经全国能源基础与管理标准化技术委员会（TC20）、全国石油天然气标准化技术委员会油气田节能节水技术委员会（TC355/SC11）秘书处协调项目承担单位，由东北石油大学牵头，成立了标准起草工作组，工作组成员及具体分工情况见表 1。

表 1 标准起草工作组成员及任务分工情况汇总表

序号	成员姓名	工作单位	职务/职称	任务分工
1	曹 莹	东北石油大学	副教授	组长：标准编制、技术内容及格式审核
2	朱英如	中国石油天然气股份有限公司规划总院	室主任/高级工程师	能耗指标统计与分析
3	张向农	中国石油化工股份有限公司健康安全环保管理部	经理/高级工程师	技术内容审核
4	周胜利	中国石油天然气集团有限公司节能技术监测评价中心	主任/高级工程师	测试方法审核
5	葛永广	中国石油天然气集团有限公司西北油田节能监测中心	主任/高级工程师	注汽系统测试方法

6	谭 宁	中国石油化工股份有限公司油田勘探开发事业部	部门专家/高级工程师	技术内容审核
7	张 贺	中国石油天然气集团有限公司东北油田节能监测中心	高级工程师	泵类设备测试方法
8	王晓东	中国石化胜利油田分公司技术检测中心能源低碳监测中心	书记/高级工程师	技术内容审核
9	马永涛	中国海洋石油集团有限公司节能减排监测中心	高级工程师	注气系统能耗指标、测试方法
10	吴义朋	烟台杰瑞石油装备技术有限公司	高级工程师	设备测试方法
11	马建国	中国石油集团昆仑制造有限公司新能源事业部	副总经理/高级工程师	技术内容审核
12	王林平	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司油气工艺研究院	技术专家/高级工程师	技术内容审核
13	王钦胜	大庆油田有限责任公司新能源事业部	科长/高级工程师	能耗指标审核
14	宋 涛	大庆油田有限责任公司新能源事业部	副科长/高级工程师	能耗指标统计与分析
15	徐秀芬	东北石油大学	教授	技术内容及格式审核
16	陈衍飞	中国石油天然气股份有限公司规划总院	高级工程师	能耗指标统计与分析
17	田春雨	中国石油天然气集团有限公司节能技术监测评价中心	副主任/高级工程师	机采、集输、注水、注聚系统测试方法
18	魏立军	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司油气工艺研究院	主任/高级工程师	注水系统能耗指标、测试方法
19	张玉峰	中国石油天然气集团有限公司东北油田节能监测中心	高级工程师	泵类设备测试方法
20	马 坤	中国石化胜利油田分公司技术检测中心能源低碳监测中心	站长/高级工程师	测试方法审核
21	李 欣	中国海洋石油集团有限公司节能减排监测中心	高级工程师	注气系统能耗指标、测试方法
22	王 宁	烟台杰瑞石油装备技术有限公司	高级工程师	基础资料收集
23	李 辉	中国石油天然气集团有限公司节能技术监测评价中心	副主任/高级工程师	加热炉、锅炉设备测试方法
24	李泓霏	东北石油大学	博士研究生	基础资料校对分析

标准起草工作组确定了本标准的编写原则和标准的起草提纲,制订了工作计划,通过标准使用情况跟踪调研,收集了有关 GB/T 33653—2017 在石油企业使用中遇到的问题和意见建议,并进行深入的理论分析和研究。以此为基础,编制完成标准的工作组讨论稿。2024 年 7 月 22 日,全国石油天然气标准化技术委员会油气田节能节水分技术委员会(TC355/SC11)秘书处组织起草工作组对标准工作组讨论稿进行了深入讨论并提出了修改意见,会后起草工作组对标准工作组讨论稿进行多次修改完善,形成了标准的征求意见稿和编制说明。

二、编制原则

（一）编写原则

本标准的编写原则是更为合理地确定油田生产系统的能耗测试和计算方法，确保标准的先进性与实用性，使标准的可操作性进一步增强，切实促进石油企业合理、有序规范地开展油田生产系统的能耗测试和计算等工作，为相关的节能管理和评价等工作提供技术支持。

根据上述原则，确定标准的章节如下：

前言

1 范围

2 规范性引用文件

3 术语和定义

4 测试准备

4.1 测试对象的确定及资料的收集

4.2 测试方案的制订

4.3 HSE 要求

5 测试仪器要求

5.1 总体要求

5.2 温度测试

5.3 流量测试

5.4 压力测试

5.5 电参数测试

5.6 其他测试

6 计算参数基准

7 机械采油系统的测试和计算

7.1 测试项目及测试方法

7.2 计算方法

8 原油集输系统的测试和计算

8.1 测试项目及测试方法

8.2 计算方法

9 注入系统的测试和计算.

9.1 注水系统

9.2 配注系统

9.3 注气系统

9.4 注汽系统

10 测试报告

参考文献

(二) 与原标准的主要差异和理由

与原标准 GB/T 33653—2017 相比,本次修订主要进行了 19 方面内容的修改。

1. 更改了范围

1) 修订内容: 将原标准 (GB/T 33653—2017) 的范围修改为“本文件规定了油田生产系统中的机械采油系统、原油集输系统、注入系统(注水系统、配注系统、注气系统、注汽系统)的主要耗能设备、耗能单元以及系统的能耗测试和计算的要求及方法。本文件适用于油田生产系统中的机械采油系统、原油集输系统、注入系统的主要耗能设备、耗能单元以及系统的能耗测试和计算。”(见第 1 章, 2017 年版的第 1 章)。

2) 理由说明: 本次修订新增了“注气系统”能耗测试和计算的相关内容, 将原标准中的“注聚合物系统”改为“配注系统”, 在此基础上, 将原标准中的“注水系统”“注聚合物系统”“注汽系统”与“注气系统”合并称为“注入系统”。因此, 本次修订将油田生产系统划分为 3 大系统, 分别为: 机械采油系统、原油集输系统、注入系统。其中, 注入系统主要包括注水系统、配注系统、注气(天然气、二氧化碳、氮气、空气)系统、注汽系统等。本次修订后, 根据油田生产系统所包含的 3 大系统, 相应修改了标准的范围。

2. 更改了“规范性引用文件”清单

本次修订主要根据标准技术内容调整以及规范性引用文件的更新情况, 调整更新了第 2 章“规范性引用文件”的清单(见第 2 章, 2017 年版的第 2 章)。

具体包括:

1) 删除 1 项已废止标准 GB/T 260《石油产品水分测定法》, 替换为 SN/T 2998《石油及产品中水分测定 卡式炉法》。

2) 删除 3 项规范性引用标准 GB/T 3216、GB 7021、GB/T 7785, 改为直接

给出泵类设备（输油泵、输水泵、注水泵、增压泵、给水泵等）的测试项目、测试方法以及泵机组效率计算方法的具体条款规定。

3) 新增 3 项规范性引用标准 GB/T 2589—2020《综合能耗计算通则》、GB/T 3214《水泵流量的测定方法》、GB/T 16666—2012《泵类液体输送系统节能监测》。

4) 更新 1 项规范性引用标准的最新版 GB/T 9109.5《石油和液体石油产品动态计量 第 5 部分：油量计算》。

3. 更改了术语“原油集输系统”“注水系统”“注汽系统”的定义

1) 原油集输系统

(1) 修订内容：将定义修改为“在油田内，将油井采出物汇集、处理和输送的整个工艺处理系统”，并相应修改注释内容为“原油集输系统范围是从油井井口到商品原油（产品气）外输首站。”（见 3.2，2017 年版的 3.2）。

(2) 理由说明：本次修订中，考虑到油井的采出物包括采出液和伴生气等，因此，将油田伴生气处理、采出水处理等单元归入原油集输系统，集输系统的最终产品包括成品原油和产品气等。同时，将原油集输系统按照工艺流程划分为 3 类站场，分别为：接转站/转油站/转油放水站、脱水站、采出水处理站，并给出各站场的综合能耗及单耗指标计算方法，具体见标准中第 8 章的相关内容。

2) 注水系统

(1) 修订内容：将定义修改为“由注水泵站、增压泵站、注水管网（包括配水间）和注水井组成的注入系统”，并相应增加了关于注水管网的注释内容“注水管网是指注水站出口至注水井口之间的管线及阀组等。”（见 3.4，2017 年版的 3.3）。

(2) 理由说明：本次修订中，新增了“注入系统”的术语和定义，根据注入系统的定义和组成，注水系统属于注入系统的一部分，因此，相应调整“注水系统”的定义为“由注水泵站、增压泵站、注水管网（包括配水间）和注水井组成的注入系统”。同时，为了进一步明确注水管网的边界范围，本次修订补充增加了关于注水管网的注释，即：注水管网是指注水站出口至注水井口之间的管线及阀组等。

3) 注汽系统

(1) 修订内容：将定义修改为“由注汽锅炉、注汽管网和注汽井口等组成，

用于产生、输送蒸汽至注汽井口的注入系统”（见 3.7，2017 年版的 3.5）。

（2）理由说明：本次修订中，新增了“注入系统”的术语和定义，根据注入系统的定义和组成，注汽系统属于注入系统的一部分，同时，考虑注入系统包含的 4 个系统（注水、配注、注气、注汽），为了保证同类术语的定义具有协调一致性，因此，相应调整“注汽系统”的定义为“由注汽锅炉、注汽管网和注汽井口等组成，用于产生、输送蒸汽至注汽井口的注入系统”。

4. 增加了术语“注入系统”“注气系统”及其定义

1) 注入系统

（1）修订内容：本次修订新增了术语“注入系统”，其定义为“在油田内，将驱油介质注入地层用于驱油以提高原油采收率的系统”，并相应给出了注入系统组成的注释内容“注入系统主要包括注水系统、配注系统、注气（天然气、二氧化碳、氮气、空气）系统、注汽系统等（见 3.3）”。

（2）理由说明：根据油田生产系统的采油工艺技术和开采方式的发展现状，本次修订新增了“注气系统”的术语和定义，并将“注气系统”与注水、配注、注汽系统合并称为“注入系统”。同时，为了与“机械采油系统”“原油集输系统”定义的表述方式保持协调一致，因此，给出了注入系统的定义为“在油田内，将驱油介质注入地层用于驱油以提高原油采收率的系统”。

2) 注气系统

（1）修订内容：本次修订新增了术语“注气系统”，其定义为“由增压设备、注气管网和注气井口等组成，用于输送驱油介质（天然气、二氧化碳气体或液体、氮气、空气）至注气井口的注入系统”（见 3.6）。

（2）理由说明：根据油田生产系统的采油工艺技术和开采方式的发展现状，目前油田现场采用注气开采方式的驱油介质主要包括天然气、二氧化碳（气体或液体）、氮气、空气等，因此，本次修订新增了“注气系统”的术语和定义，并将“注气系统”与注水、配注、注汽系统合并称为“注入系统”。

5. 更改了术语“注聚合物系统”及其定义

1) 修订内容：将术语“注聚合物系统”修改为“配注系统”，并将定义相应修改为“由配制站、配注管网和注入站等组成，用于将配注溶液输送至注水井口的注入系统”（见 3.5，2017 年版的 3.4）。

2) 理由说明：本次修订中，考虑到目前油田生产系统中存在多种驱替方式（水驱、聚驱、三元复合驱），原标准中定义的“注聚合物系统”未能全面覆盖现有的多种驱替方式，因此，将术语“注聚合物系统”修改为“配注系统”。在此基础上，根据配注系统的组成、站场工艺流程等，同时考虑与“注水、注气、注汽等同类系统术语的定义具有协调一致性，相应给出了配注系统的定义为“由配制站、配注管网和注入站等组成，用于将配注溶液输送至注水井口的注入系统”。

6. 增加了“注气系统”测试准备的相关要求

本次修订主要根据“注气系统”的组成、工艺流程等，结合油田生产现场实际工况条件等情况，梳理确定了测试准备的相关要求，明确了需收集的与测试有关的基础资料，具体见标准中 4.1.2e) 的相关内容。

7. 更改了温度、烟气测试仪器仪表的准确度要求

本次修订主要根据油田常用仪器仪表的准确度等级，结合现场实际工况、测试条件等情况，相应调整了温度、烟气测试仪器仪表的准确度要求，具体如下：

1) 介质温度测试仪器仪表的准确度：由“不应低于 $\pm 0.35^{\circ}\text{C}$ ”调整为“不应低于 $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$ ”（见 5.2，2017 年版的 5.2）。

2) 烟气测试时： O_2 含量仪器仪表的准确度由“不应低于 $\pm 0.2\%$ ”调整为“不应低于 $\pm 1.0\%$ ”； CO 含量仪器仪表的准确度为“不应低于 $\pm 5.0\%$ ”。调整依据主要为考虑与 SY/T 6381 保持一致，并参考 GB/T 10180 的相关规定。（见 5.6.1，2017 年版的 5.6.1）。

8. 更改了机械采油系统“采出液密度”“有效扬程”“输出功率”“被测区块某类机械采油系统平均系统效率”“被测区块机械采油系统平均系统效率”的计算方法

1) 采出液密度（见 7.2.3，2017 年版的 7.2.3）

本次修订主要考虑到油田现场测得的采出液含水率主要为体积含水率，单位为百分数（%），因此，本次修订将原版本（GB/T 33653—2017）中的公式 $\rho_{7,l} = (1 - f_{7,w}) \cdot \rho_{7,o} + f_{7,w} \cdot \rho_w$ 修改为 $\rho_{7,l} = (1 - f_{7,w}/100) \cdot \rho_{7,o} + (f_{7,w}/100) \cdot \rho_w$ ，具体见标准中的公式（2）。

2) 有效扬程（见 7.2.4，2017 年版的 7.2.4）

本次修订主要考虑到目前油田现场可以通过传感器直接测得井底流压的基

础数据，因此，本次修订增加了采用井底流压来计算机采系统有效扬程的计算公式，见标准中公式（4），即： $H_7 = L_{7,Hf} + \frac{(p_{7,o} - p_{7,wf}) \times 10^6}{\rho_{7,l} \cdot g}$ 。由公式可知，该方法需要的基础参数主要包括：井口油压 $p_{7,o}$ 、油层中部深度 $L_{7,Hf}$ 、井底流压 $p_{7,wf}$ 。此种方法不需要测试动液面深度，主要适用于可测井底流压的油井（如海上油田）。本次修订后，有效扬程共有两种计算方法，具体见标准中的公式（3）、公式（4）。在具体操作时，可以根据油田现场的实际工况和测试条件，选择两种方法之一进行有效扬程的测试和计算。

3) 输出功率（见 7.2.5，2017 年版的 7.2.5）

本次修订主要根据目前油田现场测得的油井产液量情况，实际计量单位为 t/d（不是 m³/d），同时，考虑到对于低渗透区块和低产能油井的实际生产运行情况，部分低产能油井采用间歇运行方式等非连续生产运行工况。综合这两方面因素，因此，本次修订将原版本（GB/T 33653—2017）中输出功率的计算公式

$$P_{7,2} = \frac{Q_7 \cdot H_7 \cdot \rho_{7,l} \cdot g}{86400000} \text{ 修改为 } P_{7,2} = \frac{G_7 \cdot H_7 \cdot g}{3600t}, \text{ 具体见标准中的公式（5）。}$$

修改内容如下：

（1）产液量：将原版本中产液量 Q_7 （单位 m³/d）与采出液密度 $\rho_{7,l}$ 的乘积（ $Q_7 \cdot \rho_{7,l}$ ）直接修改为产液量 G_7 （单位 t/d）。

（2）运行时间：原版本中公式的分母“86400000”为按油井每天 24 小时连续运行的工况计算得到的数值（24h×3600s=86400），再经单位换算后的结果 86400×1000=86400000。本次修订将公式中的分母“86400000”改为变量符号运算，油井当日运行时间取为 t （测试当日开井小时数），则原分母中的“86400000”对应修改为：油井当日运行时间 $t \times 3600s$ ，再经 W 与 kW 的单位换算，式中的分母为 3600t。

本次修订后得到的公式（5）对于正常连续运行油井、间歇运行油井均适用。需要说明的是，对于间歇油井，公式（5）中的油井产液量 G_7 应为油井每天的产液量，计量单位为 t/d，而不是某一测试时间段内的产液量。

4) 被测区块某类机械采油系统平均系统效率、被测区块机械采油系统平均系统效率（见 7.2.13、7.2.14，2017 年版的 7.2.13、7.2.14）

本次修订主要考虑到目前油田现场存在低产能油井采用间歇运行方式等非连续生产运行工况的实际情况。因此，本次修订将原版本（GB/T 33653—2017）中被测区块某类机械采油系统“总输入功率”和“总输出功率”修改为按油井实际运行时间 t 进行累积的“总输入功”“总输出功”，具体计算方法见标准中的公式（13）、公式（14）。在此基础上，相应调整了“某类机械采油系统平均系统效率”“机械采油系统平均系统效率”的计算方法，具体见标准中的公式（15）、公式（16）。主要修改内容如下：

（1）将原版本中的被测区块某类机械采油系统总输入功率 $P_{7,1t} = \sum_{i=1}^{n_7} P_{7,1i}$ 修改为总输入功 $W_{7,1v} = \sum_{i=1}^{n_7} (P_{7,1i} \cdot t_i)$ ，总输出功率 $P_{7,2t} = \sum_{i=1}^{n_7} P_{7,2i}$ 修改为总输出功 $W_{7,2v} = \sum_{i=1}^{n_7} (P_{7,2i} \cdot t_i)$ 。

（2）被测区块某类机械采油系统平均系统效率：将原版本中的计算方法 $\eta_{7,a} = \frac{P_{7,2t}}{P_{7,1t}} \times 100\%$ 修改为 $\eta_{7,a} = \frac{W_{7,2v}}{W_{7,1v}} \times 100\%$ 。

（3）被测区块机械采油系统平均系统效率：将原版本中的计算方法 $\eta_{7,at} = \frac{\sum_{i=1}^{m_7} P_{7,2ti}}{\sum_{i=1}^{m_7} P_{7,1ti}} \times 100\%$ 修改为 $\eta_{7,av} = \frac{\sum_{i=1}^{m_7} W_{7,2vi}}{\sum_{i=1}^{m_7} W_{7,1vi}} \times 100\%$ 。

9. 增加了机械采油系统“吨液百米耗电”的指标和计算方法

本次修订主要根据油田生产系统中机械采油系统的现场实际工况和测试条件，结合 GB/T 31453—2015《油田生产系统节能监测规范》中机械采油系统的能效指标测试及评价要求，增加了“吨液百米耗电”的计算方法，即：每吨油井采出液举升百米有效扬程所需的耗电量，计算公式为： $E_7 = \frac{P_{7,1} \cdot t}{G_7 \cdot H_7 / 100}$ ，具体见标准中 7.2.11 的公式（12）。该公式对于正常连续运行油井、间歇运行油井均适用。

10. 更改了原油集输系统和注入系统中泵机组设备的测试和计算方法的相关要求

原标准（GB/T 33653—2017）中关于泵类设备的测试项目、测试方法、泵机

组效率的计算方法等内容均为直接引用相关标准。其中：测试项目、测试方法主要引用 GB/T 3216—2016《回转动力泵水力性能验收试验 1 级、2 级和 3 级》，泵机组效率计算主要引用 GB/T 7021—2019《离心泵名词术语》、GB/T 7785—2013《往复泵分类和名词术语》。本次修订主要考虑有效提高标准的易操作性，因此，根据 GB/T 3216、GB/T 7021、GB/T 7785 标准中的相关规定，并结合 GB/T 16666—2012《泵类液体输送系统节能监测》、GB/T 3214—2007《水泵流量的测定方法》两项标准中的相关要求，直接给出了原油集输系统和注入系统（注水、配注、注气、注汽）中各种泵机组设备的测试项目、测试方法，并重点明确了泵机组效率的计算方法，即：
$$\eta_{ov} = \frac{Q \cdot H \cdot \rho \cdot g}{3.6 \times 10^6 \cdot P_{dr}} \times 100\%$$
，具体见标准中的

公式（17）。本次修订后泵类设备的测试项目、测试方法以及泵机组效率的计算方法等内容详见标准中 8.1.1.2、8.1.2.8、8.2.2.1、9.1.2.2.1、9.2.2.2、9.4.2.2.1，对应原 2017 年版的 8.1.1.2a）、8.1.2.8a）、8.2.2.1、9.2.2.1、10.2.2。

11. 删除了原油集输系统“集中处理站”相关指标的计算方法

根据目前油田生产系统中原油集输系统的实际站场布局、工艺流程设置等情况可知，原标准中的“集中处理站”可能包括脱水站、采出水处理站（有些还包括注水站）等多个站场，导致“集中处理站”与其他站场的边界不清晰。因此，本次修订不再将“集中处理站”作为一个站场进行能耗测试和计算，删除了“集中处理站”指标计算等相关内容（见 2017 年版的 8.2.3.2、8.2.3.3、8.2.3.4），而将原油集输系统重新按照工艺流程划分为 3 类站场，分别为：接转站/转油站/转油放水站、脱水站、采出水处理站，并增加了“接转站/转油站/转油放水站”“脱水站”“采出水处理站”相关指标的计算方法，具体见修订后标准中的 8.2.3。

12. 增加了原油集输系统“接转站/转油站/转油放水站”“脱水站”“采出水处理站”相关指标的计算方法

本次修订根据集输系统各站场的用能特点、能耗种类（电力、燃料气、燃料油等）等基本情况，结合油田现场实际工况和基础参数测试条件，明确给出了“接转站/转油站/转油放水站”“脱水站”“采出水处理站”3 类站场的综合能耗以及相关单耗指标的计算方法。各站场的单耗指标设置情况如下：

1) 接转站/转油站/转油放水站：共 4 项指标，分别为：单位集输处理液量

电耗、单位集输处理液量气耗、单位集输处理液量油耗、单位集输处理液量综合能耗，具体指标计算方法见标准中公式（19）～公式（22）。

2）脱水站：与接转站相同，共 4 项指标，分别为：单位集输处理液量电耗、单位集输处理液量气耗、单位集输处理液量油耗、单位集输处理液量综合能耗，具体指标计算方法见标准中公式（24）～公式（27）。

3）采出水处理站：共 4 项指标，分别为：单位液量采出水处理电耗、单位液量采出水处理气耗、单位液量采出水处理油耗、单位液量采出水处理综合能耗，具体指标计算方法见标准中公式（29）～公式（32）。

4）原油集输系统：共 8 项指标（液量单耗 4 项、原油单耗 4 项），分别为：单位液量集输处理电耗、单位液量集输处理气耗、单位液量集输处理油耗、单位液量集输处理综合能耗、单位原油集输处理电耗、单位原油集输处理气耗、单位原油集输处理油耗、单位原油集输处理综合能耗。具体指标计算方法见标准中公式（34）～公式（41）。

13. 更改了原第 9 章、第 10 章、第 11 章的内容设置，与“注气系统”合并为一章“注入系统的测试和计算”

本次修订新增了“注入系统”“注气系统”的术语和定义，并将注水、配注、注气、注汽 4 类系统均归入“注入系统”中。因此，为了保证标准章节内容设置的一致性，将原标准中第 9 章（注水系统）、第 10 章（注聚合物系统）、第 11 章（注汽系统）与新增的“注气系统”合并为一章，设为第 9 章“9 注入系统的测试和计算”，并将注水、配注、注气、注汽 4 类系统分别设为第 9 章中的 4 条内容，即：9.1 注水系统、9.2 配注系统、9.3 注气系统、9.4 注汽系统（见第 9 章，2017 年版的第 9 章、第 10 章、第 11 章）。

14. 更改了“离心式注水泵节流损失率”的计算方法

原标准中“离心式注水泵节流损失率”的计算方法为

$$\varepsilon_{9,th} = \frac{p_{9,Pout} - p_{9,Sout}}{p_{9,Pout}} \times 100\%, \text{ 由公式可知, 该种计算方法中的节流损失是指注水}$$

站出口压力与注水泵出口压力的差值。根据油田现场注水系统的实际工艺流程，节流损失是注水泵出口调节阀前后的压力损失，即：“节流损失率”应为注水泵出口调节阀前后压差与注水泵出口压力的比值。因此，本次修订原公式修改为

$$\varepsilon_{91,\text{thp}} = \frac{P_{91,\text{Pout}} - P_{91,\text{PVout}}}{P_{91,\text{Pout}}} \times 100\%, \text{ 具体见标准中公式 (42) }。$$

15. 增加了“增压泵节流损失率”“单位压力注水量电耗”“注水系统泵机组损失率”“注水系统回流损失率”“注水系统站内管网损失率”的指标和计算方法

1) 增压泵节流损失率：本次修订根据油田现场注水系统的实际工艺流程、耗能设备类型等基本情况，给出了注水泵、增压泵两种泵类设备的能耗测试和泵机组效率、节流损失率两项指标的计算方法。其中：泵机组效率的计算与原油集输系统中的输油泵、输水泵等泵类设备计算方法相同，见标准中 9.1.2.2.1 的相关内容；注水泵、增压泵的节流损失率计算方法相同，见标准中公式（42）、公式（43）。

2) 单位压力注水量电耗：综合考虑与 SY/T 6722—2024《石油天然气工业耗能用水统计指标与计算方法》相关指标和计算方法的协调一致，本次修订新增了“单位压力注水量电耗”该项指标的计算方法为：注水系统电能消耗量与所辖注水井的井口压力与注入水量乘积之和的比值，见标准中公式（50）。

3) 注水系统泵机组损失率：本次修订新增了“注水系统泵机组损失率”该项指标的计算方法为：注水系统泵机组损失率为所有泵机组损失功率之和与注水系统输入功率的比值，见标准中公式（51）。

4) 注水系统回流损失率：本次修订新增了“注水系统回流损失率”该项指标的计算方法为：所有注水站打回流功率损失与注水系统输入功率的比值，见标准中公式（52）。

5) 注水系统站内管网损失率：本次修订新增了“注水系统站内管网损失率”该项指标的计算方法为：所有注水站内管网损失功率之和与注水系统输入功率的比值，见标准中公式（53）。

16. 删除了“注水站效率”的指标和计算方法

本次修订根据油田现场注水系统的实际工艺流程、用能特点，综合考虑“注水站效率”指标的物理含义、指标表征性和实际应用效果等情况，删除了“注水站效率”指标及相关内容，同时新增了“注水系统泵机组损失率”“注水系统站内管网损失率”等具有表征性的指标，并给出了指标的计算方法。

17. 更改了“注聚合物系统”为“配注系统”，相应更改了各项指标的计算方法

本次修订考虑到目前油田生产系统中存在多种驱替方式（水驱、聚驱、三元复合驱、二元复合驱等），将术语“注聚合物系统”修改为“配注系统”，并将定义相应修改为“由配制站、配注管网和注入站等组成，用于将配注溶液输送至注水井口的注入系统”（见 3.5）。在此基础上，相应更改了单耗指标及其计算方法，共设置了 4 项指标，分别为：泵机组效率、配制站单位溶液配制量电耗、注入站单位溶液注入量电耗、配注系统单位溶液注入量电耗，具体计算方法见标准中 9.2.2.2 和公式（57）～公式（59）。

18. 删除了“聚合物配置站效率”“聚合物注入站效率”的指标和计算方法

本次修订根据油田现场注入系统的实际工艺流程、用能特点，综合考虑“配置站效率”“注入站效率”指标的物理含义、指标表征性和实际应用效果等情况，删除了“聚合物配置站效率”“聚合物注入站效率”两项指标及相关内容。

19. 增加了“注气系统”的测试项目、测试方法和指标计算方法等相关内容及要求

根据油田生产系统的采油工艺技术和开采方式的发展现状，本次修订新增了“注入系统”“注气系统”的术语和定义。其中：注入系统定义为“在油田内，将驱油介质注入地层用于驱油以提高原油采收率的系统”，主要包括注水系统、配注系统、注气（天然气、二氧化碳、氮气、空气）系统、注汽系统等。注气系统的定义为“由增压设备、注气管网和注气井口等组成，用于输送驱油介质（天然气、二氧化碳、氮气、空气）至注气井口的注入系统”。同时，为了与“机械采油系统”“原油集输系统”以及“注入系统”中的注水、配注、注汽等系统的内容保持协调一致，本次修订增加了“注气系统”的测试项目、测试方法和指标计算方法等相关内容及要求，具体见标准中 9.3。

此外，需要说明的是，鉴于目前油田现场关于注气系统主要耗能设备（如二氧化碳注入泵、超临界压缩机等）的测试项目、测试方法等技术内容仍不成熟，因此，本次修订未设置耗能设备的效率测试和计算等相关内容，仅规定了注气系统的能耗测试，即只给出注气系统单耗指标（单位注气量综合能耗）的测试和计算方法，未规定设备效率的相关测试和计算方法。

三、主要试验验证情况和预期达到的效果

本标准在修订过程中,综合考虑了油田生产系统的采油工艺技术和开采方式的发展现状,新增了“注入系统”“注气系统”的术语和定义,将油田生产系统划分为3大系统,分别为:机械采油系统、原油集输系统、注入系统。在此基础上,根据油田生产系统所包含的3大系统,相应修改了标准的范围,并结合油田现场工况和测试条件等多方面因素的实际情况,相应调整和明确了“机械采油系统”“原油集输系统”“注入系统”的能耗测试方法和相关指标的计算方法。

本次修订后,标准的范围能够全面覆盖油田生产系统的机械采油、原油集输、注入3大主要用能系统,结合目前清洁能源和新能源利用的节能低碳发展趋势,新增了注气(天然气、二氧化碳气体或液体、氮气、空气)系统,标准技术内容能够更加适用于油田现场生产系统的实际情况以及CCUS开发应用的节能低碳发展趋势。通过本次修订,提高了标准的先进性、适用性和可行性,能够更好地规范和指导石油企业按照统一的标准依据有序、高效地开展油田生产系统的能耗测试和计算工作,为后续进一步开展油田生产系统的能效评价、经济运行和节能改造等节能降耗低碳管理工作提供理论依据和指导。

四、采标情况

尚未见到相应的国际标准和国外先进标准。

五、与现行法律、法规、政策及相关标准的协调性

本标准是在国家节能法律、法规、政策及相关标准等要求的框架下,根据石油企业的油田生产系统现场生产实际情况,结合机械采油、原油集输、注入(注水、配注、注气、注汽)3大油田生产系统的工艺流程和用能特点,综合考虑了现场工况及测试条件等情况,明确了3大生产系统的能效指标及相应的能耗测试和计算方法。该标准与GB/T 33754—2017《气田生产系统能耗测试和计算方法》相互协调配套,形成了完整覆盖油气田生产系统的能耗测试和计算方法的统一规范性标准依据。同时,该标准作为GB/T 31453—2015《油田生产系统节能监测规范》的重要规范性引用文件,为后续的节能监测工作提供基础理论依据与技术支撑。该标准的技术内容与现行法律、法规、政策及相关标准具有很好的协调性。

六、重大分歧意见的处理经过和依据

目前无重大分歧意见。

七、本标准作为强制性或推荐性标准的建议

建议本标准作为推荐性国家标准。

八、贯彻标准的要求和措施建议

在石油企业节能管理部门、生产单位、节能监测机构及其他相关机构进行本标准的宣贯，同时加强标准的实施、监督和效果跟踪，切实落实好在石油企业的生产过程中，保证机械采油、原油集输、注入等 3 大油田生产系统的能耗测试工作能够按照统一规范的标准要求有效执行，为后续开展油田生产系统的节能监测、能效评价、节能改造及节能管理提升等工作和措施，以最终实现油田生产系统的节能低碳和经济运行提供技术保障。

九、废止现行有关标准的建议

目前尚未有关于废止其他标准的建议。本标准实施后，代替 GB/T 33653—2017。

十、重要内容的解释和其他应予以说明的事项

本标准在修订过程中主要参考了以下文献：

- [1]GB/T 3216—2016 回转动力泵 水力性能验收试验 1 级、2 级和 3 级
- [2]GB/T 7021—2019 离心泵名词术语
- [3]GB/T 7785—2013 往复泵分类和名词术语
- [4]GB/T 31453—2015 油田生产系统节能监测规范
- [5]SY/T 6473—2023 油气田生产系统经济运行规范 机械采油系统
- [6]SY/T 6569—2017 油气田生产系统经济运行规范 注水系统
- [7]SY/T 6722—2024 石油天然气工业耗能用水统计指标与计算方法
- [8]SY/T 6835—2017 油田热采注汽系统节能监测规范
- [9]SY/T 7681—2023 油气田生产系统经济运行规范 注汽系统

《油田生产系统能耗测试和计算方法》标准起草工作组

完成时间：2024 年 9 月 15 日