海洋石油平台孤岛电站的选型设计与调试实践

海洋石油平台的电力系统通常采用独立电源的供电方式，以丽水36－1气田为例，从技术经济角度分析了平台孤岛电站的机组选型设计原则。为了节约调试和机组运行的成本，针对主电站纯燃气机组的调试难点和存在的技术问题，在编制调试策略过程中制定了增加海底管道入口至燃气系统管线的技术方案，并在主机调试过程中对海水变频控制系统进行了改进，保证了燃气主机的海上调试顺利进行。

李彦勇[1] 王郝平[2] 刘 波[1] 张永伟[1] 杜 光[1]/1.海洋石油工程（青岛）有限公司 2.青岛港集团有限公司

李彦勇/高级工程师

关键词/Keywords
天然气系统·
纯燃气往复式发电机组·
变频控制系统·

0 引言

丽水36－1气田开发工程位于温州市东部海域25/34区块，该气田中海油拥有51%的权益并担任作业者，超准能源有限公司和超准石油公司作为合作伙伴，分别拥有该气田36.75%和12.25%的权益。气田距温州市东南126 km，海域平均水深84 m，共有四口生产井，主要生产设施包括一座综合平台及一个陆上处理终端。气田投产后，每年开采天然气3亿m^3，东部沿海地区天然气短缺的状况将得到有效缓解。由于该项目海上平台距离陆地和其他油气田平台较远，电力系统无法进行组网设计，因此采用了海上独立电源的孤岛电站系统[1]。

1 电站设计

1.1 概述

海上平台电站按用途分为主电站和应急电站。主电站是整个海上平台的心脏，它对整个平台的生产和生活等设施提供电力能源，以保证海上平台正常、连续且安全地进行生产；应急电站则是专为应急工况的电负荷而设置的电源。丽水36－1气田主电源为电压0.4 kV、频率50 Hz及容量1 100 kW的两台纯燃气往复式发电机组和一台柴油发电机组。项目投产后，两台燃气机组并列运行为平台所有用电设备提供电能，柴油发电机组作为备用电源。平台应急电源为一台电压0.4 kV、频率50 Hz和容量800 kW的柴油发电机组，在平台黑启动时为主电源辅机设备供电，并可在应急工况下为平台应急设备提供电能。在配电方式上，母线采用了单母线分段的接线方式，电路简单明了，如图1所示。

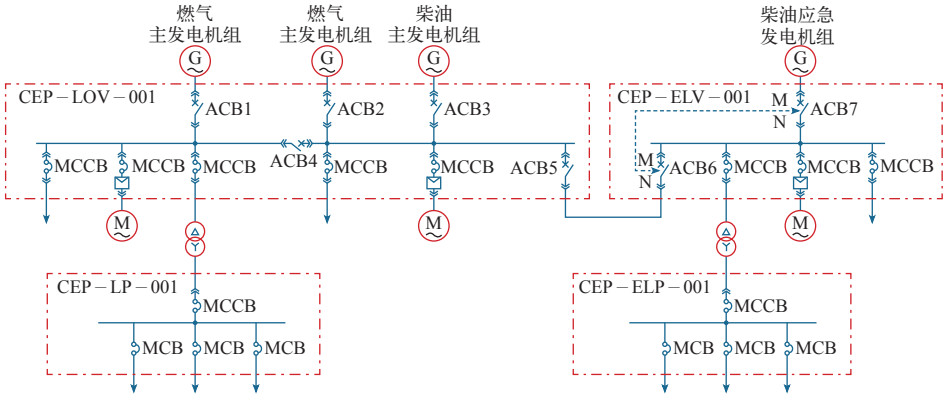

图1 丽水36－1平台电力系统主接线

1.2 电站机组选型与设计

在气田开发设计过程中，经过方案论证，燃气压缩机采用了原动机驱动模式，与电动机驱动模式相比降低了平台用电负荷1 200 kW。经过测算和统计，项目投产后平台生产用电810 kW，生活用电930 kW，同时，用电负荷总体平稳，季节性波动也较小。平台总体负荷设计完成后主电站的设计容量也相应确定，即在考虑机组效率情况下满足平台最大负荷需求。因此，机组配置方案有两种：一种方案为设计两台单机容量2 200 kW的双燃料发电机组，运行工况为一用一备；另一种方案为设计两台单机容量为1 100 kW的纯燃气往复式发电机组和一台单机容量为1 100 kW的柴油发电机组，运行工况为两台燃气机组并列运行，柴油机组作为备用主机。两种方案采用的双燃料往复式发电机、纯燃气往复式发电机和柴油发电机，从技术应用角度分析都是国际上成熟的设备和技术，在海洋石油平台均有良好的运行业绩[2]。经过方案的技术经济比选，后一种方案不但能够降低电站的备用容量和初期投资，还可以大大降低设备后期的维护、维修费用。因此，该项目最终选用了第二种主机配置方案。在设备制造厂家选择上，燃气主机选用瓦克夏公司的纯燃气往复式发电机组，柴油主机则选用康明斯公司的柴油发电机组，完全满足平台的正常用电需求。在应急电站机组的选型上，选用了康明斯公司生产的800 kW的应急柴油发电机组，该设备在海洋石油平台应急电力系统运行中稳定、安全且可靠。

2 调试方案与工艺改进设计

2.1 主电站调试方案分析

气田平台主电站采用纯燃气主机与柴油主机相结合的配置方案，与传统的双燃料主机相比，不但降低了设备的一次投资，同时由于机组更加成熟，后期的运行、维护也变得更加简单和便捷，使得项目整体投资的经济性得到了很好的保证。但是从调试角度分析，柴油主机可以在陆地完成单机起动和系统测试，而纯燃气主机由于没有柴油模式，只能等到平台投产有燃料供给后才能进行起动和功能性测试，相应的负荷和并网试验也只能推迟到海上平台投产后进行[3]。同时，陆地终端的建设速度相对于海上平台还有一定的滞后性，平台在海上机械完工后还需启用柴油备用主机半年的时间，这样必然造成不必要的能源消耗和成本浪费。为了降本增效，必须与工艺专业进行协调，以便使燃气主机尽快调试并投入运行。

2.2 天然气处理系统优化

2.2.1 天然气处理系统简介

天然气处理系统是指开采出的油气经过分离产生的气相部分，经过平台冷却、净化及脱水等设施后输送至陆地终端的整个过程系统。多数天然气平台的工艺系统流程相仿，从海底开采出的油气经过生产管汇输送至生产分离器，分离出气、油和水三相，分离出的气相经湿气冷却器冷却、湿气过滤分离器过滤、三甘醇接触塔干燥、贫三甘醇/干气换热器换热以及清管球发射器后，最终通过海底管道输送至陆地终端。随着天然气的日益开采，井口压力会逐渐降低，天然气需要进行加压输送，在后期需要增加湿气压缩机及湿气冷却器等设备。天然气系统中的气相除大部分经过海底管道输送至陆地终端外，还有小部分进入燃气洗涤器、燃气加热器，这部分天然气经过过滤加热后进入燃料气管汇，并输送至平台各用户使用，包括燃气发电机组、高低压火炬头和三甘醇再生系统等，其流程如图2所示。

2.2.2 增加海底管道入口至燃气系统的管线

气田项目建设过程中，由于陆地终端施工速度相对落后，需要等到半年后气田投产才能为燃气主机提供调试和运行的燃料气源。在平台机械完工至投产期间，需要一直启用柴油备用机组为平台提供电力供应，而柴油发电机组每小时的油耗达到190 L柴油，这样势必对项目建设的经济性产生影响。为了使燃气主机尽快投入运行，经过技术设计人员计算和论证，在海底管道入口阀门前端处增加了一根至燃气洗涤器的管线。通常情况下，海底管道采用较高的输送压力，压力越

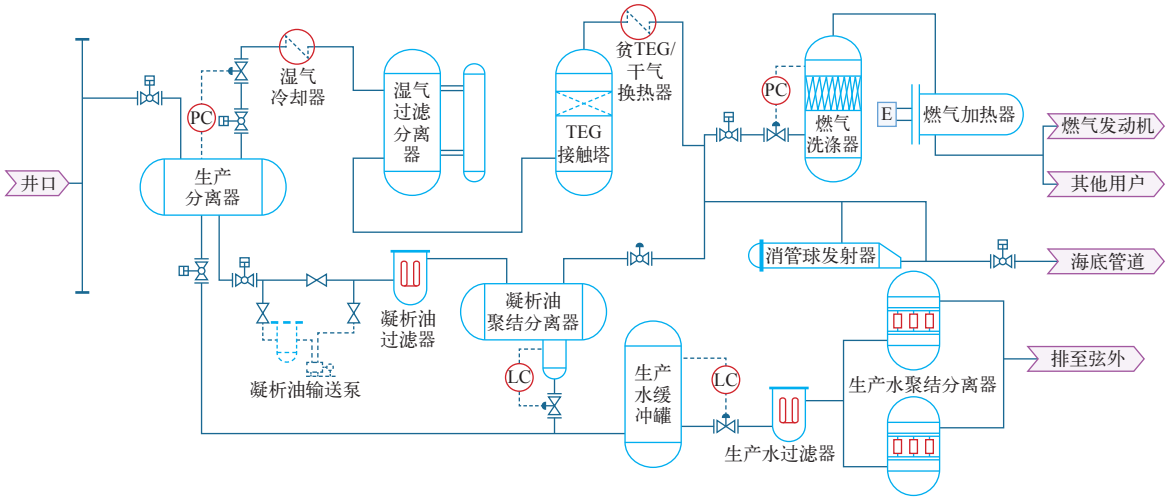

图2　丽水36－1气田中心平台天然气系统流程

高，管道输送燃气的能力也越强。海底管道内的压力与燃气洗涤器入口管线压力相近，高压天然气经过燃气洗涤器入口管线上的压力控制阀调节降压后，经过燃气洗涤器和燃气加热器输送至燃气管汇，供给燃气发电机调试使用。在计算过程中，取工艺系统关断时海底管道天然气压力$P_1=6$ MPa，体积为V_1，温度为T_1；海底管道内压力降低到满足燃气发电机要求临界状态时，$P_2=1$ MPa，体积为V_2，温度为T_2，海底管道长度$L=130$ km，直径$r=12$英寸，根据理想气体状态方程为

$$P_1V_1T_1=P_2V_2T_2 \quad (\text{假设}T_1=T_2) \qquad (1)$$

其中，$V_1=\pi r^2L=9\ 481\ \text{m}^3$，可得出$V_2=56\ 886\ \text{m}^3$。

理论上可用的天然气量为

$$V=V_2-V_1=47\ 405\ \text{m}^3 \qquad (2)$$

折合成标准大气压$V_{标}=10V=474\ 050\ \text{m}^3$。

按照单台燃气主机每小时燃气消耗量300 L计算，海底管道内燃气可供单台燃气主发电机使用65天，不但完全满足燃气主机海上单机调试和并车试验的需要，还可以通过开井反供气的方式使燃气主机提前投入运行。通过该项工艺系统改进，不但有利地节约了能源，还降低了对环境的污染。

2.3　海水变频控制系统的设计与调试改进

2.3.1　海水系统设计

丽水36－1气田平台燃气主机冷却系统采用的是海水冷却，平台海水系统设计由4台海水提升泵、1台粗过滤器和1台次氯酸钠发生器等装置组成。海水提升泵采用了多级式离心泵，单台功率160 kW，位置设计在平台的底层甲板。粗过滤器的核心元件是固定于两块管板之间的6根管状过滤元件，海水从过滤器入口进入底部的空腔，然后进入过滤元件内部，经楔形窄槽过滤流向外部空间，被清除的固体悬浮颗粒堆积在窄槽处，过滤后的海水从上下管板之间的空腔出口排出。次氯酸钠发生装置的主要作用是产生一定浓度的次氯酸钠溶液，用于扼杀水泵海管中海水的微生物，防止海洋生物在海水管系中生长。4台海水泵正常运行工况为3用1备，除了为主机冷却提供冷却海水外，还为平台的消防、冲洗等其他系统提供水源。在海水控制系统设计上，为了降低海水泵的起动电流，同时便于自动调节海水管道的流量和压力，海水泵采用变频器进行软起动和变频运行控制。因此，海水变频控制系统能否成功调试投入运行，对燃气主机及平台的顺利投产有着重要意义。

2.3.2　海水变频系统调试改进

根据气田平台燃气主机调试及投产后的用水需要，海水管道设计压力为450～750 kPa，变频控制系统主设备选用了ABB公司生产的ACS800型变频器。为了降低设备的一次投资，结合海水泵的运行工况，经过技术经济分析，决策采用两台

海水泵共用一台变频器的设计思路。这样，当一台海水泵变频起动完成水压却不满足要求时，管道压力传感器传输信号给PLC控制器，该海水泵转入工频运行，变频器自动切换起动另一台海水泵，根据管道压力海水泵进行变频运行。在该平台上，A泵和D泵共用一台变频器，B泵和C泵共用一台变频器，如图3所示。该设计思路满足了海水系统节能运行的技术要求，延长了水泵和阀门的机械寿命。在主机调试期间，必须同时起动两台海水泵才能满足机组冷却要求。在原始设计中，A泵和D泵的变频器主电源设计来源于应急开关间，A泵控制电源来源于应急开关间，但D泵控制电源来源于主开关间。B、C泵变频电源与控制电源均来源于主开关间。同时，电气设计应急电源不允许反向正常电源供电。为了保证两台海水泵的正常运行，在调试过程中对D泵的控制电源进行了改进，由取自主电源上口改为了UPS供电。因此，不但避免了调试期间启用正常段的柴油备用主机，还使得控制电源变得更加安全可靠，为燃气主机的顺利调试提供了必要的冷却水保证。

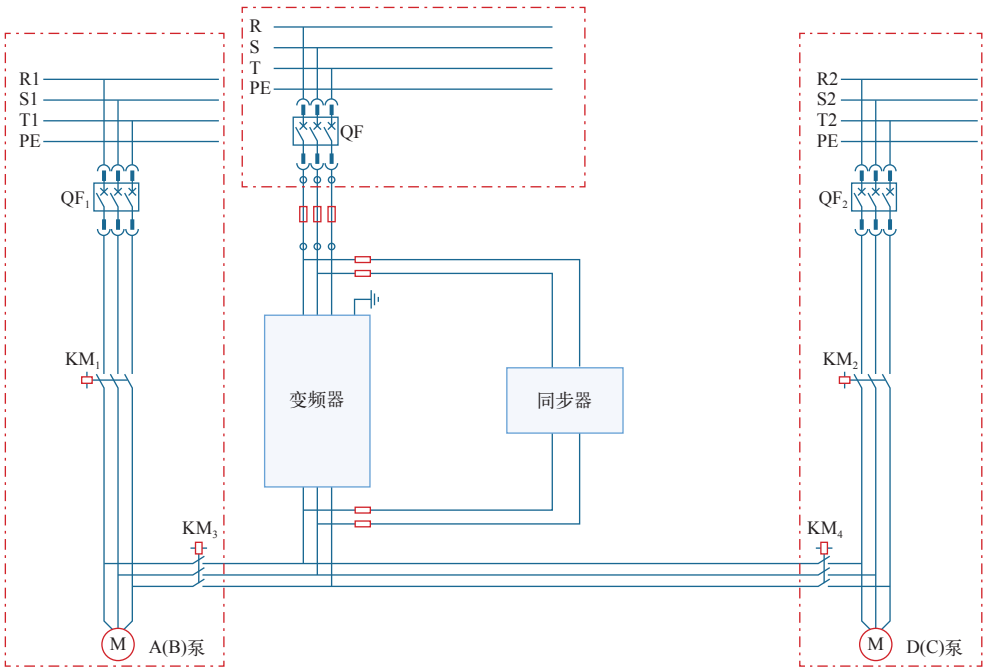

图3　海水提升泵变频系统示意图

3　结束语

电站设计是海上油气田平台设计的重要环节，在机组选型过程中既要考虑油气田的能源条件、各工况用电负荷及设备的稳定可靠性，还要考虑投资的经济性，同时，要兼顾海上油气田孤岛电站的特殊性以及电站调试的可行性。由于项目的不同条件，电站设计考虑的侧重点也有所不同，电站调试方案必须与详细设计紧密结合，不但要保证机组调试的安全可靠、经济可行，还要考虑投产后有利于设备后期的运行和维护。

参考文献

[1] 张强．海洋石油平台电力组网的设计与实现 [J]．船舶，2012，23 (5)：73-77．

[2] 杜佳．海上天然气平台主电站设计案例分析 [J]．价值工程，2013，32 (15)：41-42．

[3] 颜志琦，徐唐荣．海洋石油平台电站测试负载技术研究 [J]．化学工程与装备，2014，43 (8)：113-115．

（收稿日期：2017－10－23）EA