

[变压器]

变压器油中溶解气体现象分析与防治策略

文/孙甜利 吴恩柏

中国石油四川石化有限责任公司

以供电系统中220 kV 2[#]主变压器投运后油中溶解气体逐渐升高，最后达到严重超标范围为例，从变压器结构、工作环境、生产运行及日常维护、产品质量缺陷等方面，深入分析了变压器油中溶解气体产生原因，针对运行变压器存在的隐患风险制定了根除方案，提出了变压器运行维护策略，从根本上杜绝变压器油中气体超标的隐患存在。

随着电气负荷的日渐增大, 500 kV、220 kV 供电系统已成为电力输配电的主网系统, 220 kV 变压器在输配电的过程中担任着重要角色。变压器故障的概率在电气系统元件中占比相对较低, 但变压器一旦出现故障, 将导致大面积负荷波动受限, 甚至造成大面积停电, 产生严重后果, 故变压器的安全稳定运行对整体供电网络系统起着至关重要的作用。公司4台220 kV变压器在投运后, 油中溶解气体逐年上升, 其中以2[#]主变压器最为严重, 这是在同地点、同时期发生的具有共性的典型问题。以2[#]

主变压器为例,针对这一现象,结合运行工况、工作环境、设备结构和维护方法等因素,进行深入分析和研究。

变压器油中溶解气体现象

1. 变压器技术参数情况

公司220 kV 2[#]主变压器为新疆特变生产的SZ-75 000/220型有载调压变压器, 变压器现场照片如图1、图2所示。

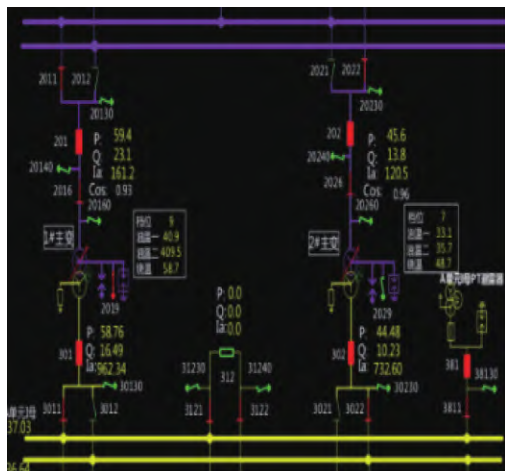


图1 设备显示屏



图2 设备现场

2. 主变压器运行方面的主要规定

1) 变压器运行的温度规定见表1。

表1 温度规定	
名称	值/℃
油温高	80
油温超高	105
绕组温度高1	90
绕组温度高2	105

2) 变压器有载调压范围

220 kV侧额定调压范围为 $(-8 \times 1.25\%) \sim (+8 \times 1.25\%)$ 。

3) 变压器的过负荷规定

当220 kV侧电流大于210 A时，变压器过负荷发信，并在5 s后闭锁有载调压，运行人员应按照变压器特殊巡视的检查项目对变压器进行特护巡检。

4) 变压器的油位规定

变压器的油位曲线如图3所示。

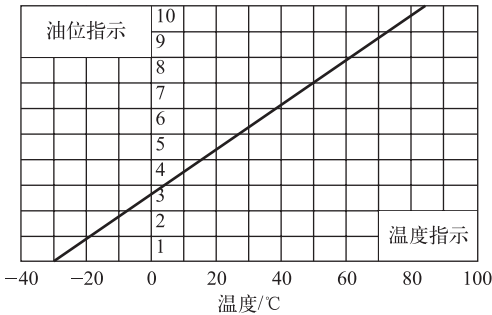


图3 油位曲线

3. 油中溶解气体现象

2012年8月，220 kV 2#主变压器带电投入正常运行，日负荷长期保持稳定，变压器负载率在40%~75%之间，一直以来未受到过负荷等情况冲击影响。随着运行时间逐渐加长，在变压器油品定期分析中发现2#主变压器油中溶解气体逐渐增加，且以氢气数据最为突出明显，所列四次分析数据见表2。

绝缘油中溶解气体组分含量分析方法采用GB/T17623气相色谱法进行分析。

按照导则要求，当220 kV运行变压器油中溶解气体氢含量超过150 $\mu\text{L/L}$ 时，应引起注意。2#主变压器油中溶解气体 H_2 已经远远超过150 $\mu\text{L/L}$ ，严重威胁到变压器的安全运行，必须及时安排检修予以消除。

表2 2#主变压器油中溶解气体数据

(单位: $\mu\text{L (气) / L (油)$)

	2017-09-11	2017-10-19	2017-12-19	2018-01-18
H_2	9 107.32	10 194.67	9 528.01	11 681.16
CO	131.23	142.04	131.37	148.53
CO_2	1 050.38	985.43	931.62	1 062.87
CH_4	293.11	325.76	320.92	379.08
C_2H_6	26.71	27.49	28.01	36.49
C_2H_4	0.52	0.51	0.86	0.71
C_2H_2	ND	ND	ND	ND
总烃	320.34	353.76	349.79	416.28

4. 原因分析

运行中变压器绝缘油中溶解气体的来源主要有以下几个方面。

1) 变压器油的分解。由于变压器油是许多不同分子量的碳氢化合物分子组成的混合物，电或热故障将产生少量的氢原子和不稳定的碳氢化合物自由基，通过复杂的化学反应重新化合，形成 H_2 和低分子烃类气体。

2) 固体绝缘材料的分解。固体绝缘材料是指变压器中用的纸、层压纸板和木头等纤维绝缘材料，在高温下裂解和碳化，产生CO、 CO_2 和烃类气体。

3) 气体的其他来源。油中含有的水可以与铁作用生成 H_2 ；在温度较高、油中有溶解 O_2 时，设备中油漆（醇酸树脂）在某些不锈钢的催化下，可能生成大量的 H_2 ，或者不锈钢与油的催化反应也可生成大量的 H_2 ；新的不锈钢中可能在加工过程中吸附 H_2 或焊接时产生 H_2 ；有些改型的聚酰亚胺型绝缘材料与油接触可生成某些特征气体；油在阳光照射下可以生成某些特征气体。

气体的来源还包括注入的油本身含有的某些气体，设备故障排除后，器身中吸附的气体未经彻底脱除，又慢慢释放到油中；有载调压变压器切换开关油室的油向变压器主油箱渗漏，选择开关在某个位置动作时（如极性转换时）形成电火花，造成变压器本体油中出现烃类气体；冷却系统附属设备（如潜油泵）故障产生的气体进入到变压器本体油中，设备油箱带油补焊导致油分解产气等。

为了确定2#主变压器绝缘油中产氢原因，对其进行了在线局部放电检测及红外测温测试，现结合

运行状态及现场试验结果分析。

(1) 变压器油色谱分析

对2017年9月开展的变压器油预试及色谱数据进行分析：2[#]主变压器氢含量严重超标，甲烷和总烃超标，氢气（H₂）和甲烷（CH₄）为典型气体，2017年10月、12月两次开展的油预试及色谱数据中氢气含量仅有小幅度下降，总量仍旧超出规程注意值，且2[#]主变压器的甲烷含量有上升的趋势，依据DL/T 722—2014《变压器油中溶解气体分析和判断导则》电力行业标准对油样进行三比值分析，分析结果为010，类型显示为局部放电，原因为“高湿、气隙、毛刺、漆瘤、杂质等所引起的低能量密度的放电”。

2018年1月23日，对2[#]主变压器进行带电状态检测分析，结果显示2[#]主变压器高压A相有高频放电信号，但从状态检测分析结果来看，并不能造成氢气含量的快速增长。综合上述判断：2[#]主变压器绝缘油溶解气体超标属于内部气泡放电、内部过热等其他因素长期作用产生气体累计形成。同时由于双母线负荷时用户影响分配不均，2[#]主变压器负荷率较其他主变压器要高，负荷电流较大，进一步增加了发热情况，加剧了溶解气体的产气率。

(2) 变压器负荷情况分析见表3。

表3 负荷情况 (单位：kV·A)

	额定容量	2018年5—7月	2018年8—10月	2018年11月—2019年1月
2 [#] 主变压器	75 000	30 000	40 000	21 320
3 [#] 主变压器	75 000	30 000	42 259	42 259
4 [#] 主变压器	75 000	30 000	44 923	44 923
5 [#] 主变压器	75 000	30 000	36 168	36 168

从负荷情况来看，4[#]主变压器的负荷最大，占额定容量的60%；3[#]主变压器负荷占额定容量的56%；5[#]主变压器负荷占额定容量的52%，2[#]主变压器的负荷最小，占额定容量的28%，下面将负荷和产气率联合进行分析（为便于分析，以2018年11月以后产品情况进行分析），见表4。

从表4中可看出，2[#]主变压器负荷最小，绝对产气率最高，4[#]主变压器负荷最大，而产气率相较3[#]、5[#]大，但与2[#]比起来不算大，所以绝对产气量与运行容量没有必然的联系。

表4 负荷和产气率

主变压器	额定容量/kV·A	运行容量/kV·A	绝对产气率/(mL/D)	
2 [#]	75 000	21 320	H ₂	381.4
			CH ₄	9.89
3 [#]	75 000	42 259	H ₂	127.44
			CH ₄	2.97
4 [#]	75 000	44 923	H ₂	186.17
			CH ₄	4.76
5 [#]	75 000	36 168	H ₂	126.80
			CH ₄	3.20

(3) 在线局部放电情况分析

对1[#]~5[#]主变压器进行在线局部放电测试，局部放电2[#]~5[#]均测到局部放电信号，具体数据见表5。

表5 局部放电测试

设备代号	产品局部放电/pC		局部放电判定结果	绝对产气率	
	超声	高频		H ₂	CH ₄
1 [#]	11.25	1 091	无局部放电	-	-
2 [#]	68.6	5 235	存在局部放电	381.4	9.89
3 [#]	19.93	1 774	存在局部放电	127.44	2.97
4 [#]	26.82	1 980	存在局部放电	186.17	4.76
5 [#]	51.99	2 275	存在局部放电	164.8	3.2

从表5中看出，2[#]主变压器的H₂和CH₄的绝对产气率最大，无论是超声还是高频，显示局部放电最大。

1[#]主变压器的局部放电情况正常，且未持续产气。

3[#]~5[#]主变压器中，3[#]局部放电相对较小，产气量也较小而且趋于稳定，4[#]、5[#]主变压器的局部放电相对大一些，产气量相对较大。从上述表格中可看出，局部放电越大，绝对产气率相对越大，所以产品的产气速率跟局部放电有一定的关系。

(4) 红外测温分析

为进一步检测变压器电缆终端是否存在问题，2月25日对1[#]~5[#]主变压器电缆、电缆终端根部和升高座三个点进行红外检测，结合负荷情况，汇总结果见表6。

表6 红外检测分析

设备编号	额定容量/kV·A	负荷情况/W·A	电缆温度/℃	电缆根部温度/℃	升高座温度/℃
1 [#]	75 000	49 492	16.5	31.1	41.4
2 [#]	75 000	21 320	11.5	18.1	26.1
3 [#]	75 000	42 259	13.2	25.3	36
4 [#]	75 000	44 923	18.2	29.5	39.2
5 [#]	75 000	36 168	15.5	25.7	33.5

从表6可知, 负荷越大, 电缆、电缆根部和升高座的温度越高, 符合热产生的原理。由于电缆外皮导热性能较差, 无法准确测量电缆的温度, 所以电缆终端是否存在过热问题, 还需进一步的确定。

综合以上负荷、局部放电和红外分析可知, 2#主变压器产气的主要原因是由于引线上存在气隙或潮气过大, 导致局部放电。

变压器油中溶解气体消除措施

根据2#主变压器产气的主要原因, 结合厂家专业技术人员分析建议, 为保证问题一次性消除, 参照500 kV变压器要求, 对2#主变压器进行全真空注油辅助和热油循环处理。

1) 停电前, 对2#主变压器进行带电局部放电测试和色谱分析。检修处理完成后, 再次进行带电局部放电测试和色谱分析, 并与停电之前进行对比。

2) 为进一步确定产气源, 在停电后立即对升高

座和本体的油样进行分析。

3) 进行变压器器身热油循环, 对变压器本体及引线进行去潮处理。

4) 对2#变压器进行钻心检查, 重点检查升高座内部的引线。结合现场情况, 拨开绝缘进行引线的检查, 根据检查情况确定更换内容: 引线、皱纹纸、瓦楞、导线夹, 所有备品真空处理完成待用。

5) 按500 kV变压器真空注油标准, 对2#主变压器进行全真空注油处理, 同时进行热油循环。

在2#主变压器钻心检查过程中, 发现2#主变压器高压A、C相接线板有明显的变色现象, 过渡导线上有明显的发黑现象, 而且显示从电缆终端接线板处到器身引线接线处, 电缆发黑情况越来越轻微, 导线外包绝缘纸有部分碳化变色, 从现象来看变压器该部分有明显的过热情况, 与之前判断原因一致, 如图4所示。

从内部检查现象分析可知, 造成2#主变压器高



图4 现场图

压A、C相过热主要原因为：与电缆复合终端连接的升高座内水平段存在气体，造成局部气泡低能放电、过热，引起导线、接线板过热变色。水平段存在气体的主要原因是：现场注油过程中升高座内水平段存在少量遗留气体，与升高座本身结构有一定关系。

结合以上分析，要求变压器在注油过程中参照500 kV级变压器注油标准，采用全真空注油方式，且严格控制注油过程中的真空参数。

- 1) 热油循环。加热器温度设置为 $(65\pm 5)^{\circ}\text{C}$ ，热油循环持时间为48 h。
- 2) 抽真空。对变压器主油箱及油枕抽真空，真空度达到133 Pa后维持24 h。同时进行严密性检查。
- 3) 注油。从变压器下部进行注油，注油速度 $(5\sim 6)\text{ t/h}$ ，注油过程中真空度不大于133 Pa。
- 4) 真空脱气。注油至主箱盖下200 mm时，主油箱停止注油，维持抽空2 h进行脱气。
- 5) 真空补油抽空。先从储油柜呼吸口抽空至运输线并维持30 min。然后通过储油柜注放油口抽空至133 Pa。
- 6) 补油。通过油箱顶部阀门对变压器进行补油至正常油位。

通过以上处理后，2#主变压器绝缘油色谱分析数据稳定（见表7数据），绝缘油中溶解气体超标问题得到了根本性解决。

表7 油色谱分析

	2019-12-13	2020-09-11	2021-04-16	2021-08-09
H ₂	79.94	95.8	114.23	101.94
CO	7.81	25.99	33.02	30.78
CO ₂	278.39	763	717.34	989.27
CH ₄	2.45	5.98	8.47	7.22
C ₂ H ₆	0.34	0.66	3.55	0.89
C ₂ H ₄	0.06	0.18	0.23	0.23
C ₂ H ₂	ND	ND	ND	ND
总烃	2.85	6.82	12.25	8.34

变压器运行、维护策略

1) 供电系统长期运行方式保持安全合理，各变压器负荷维持均衡，控制变压器负荷率在合理区间

运行，减缓油中气体分解。

2) 做好变压器日常巡检维护工作。特别注意油位、油色检查。发现渗漏油点及时安排消除，杜绝潮气从渗漏油点侵入；发生过负荷或大负荷冲击时应增加特殊巡检。

3) 按时定期开展变压器油样检测分析，建立分析台账，对油质变化情况进行历史分析。

4) 增加变压器在线监测装置，对变压器油中气体组分及微水进行在线监视，实时掌握变压器油质情况。

5) 结合石油化工检修手册，对变压器定期开展小修、大修等检修，及时消除内部隐患及运行缺陷。

结束语

引起变压器绝缘油中溶解气体超标问题主要是制造缺陷或现场安装注油过程不合格因素造成，是很多企业普遍存在的一个重大风险和隐患点，需要针对不同原因深入研究，以便采取相应解决措施及对策。因此在变压器制造过程中一定要严把质量关，现场安装、检修时要注意作业环境及检修工序质量等因素的影响，运行中定期开展油品分析及在线监测、分析，及时发现内部隐患予以消除。从而保障变压器长期运行绝缘油质合格，保证变压器长周期安全稳定运行。EA

（收稿日期：2023-07-28）

参考文献

- [1] 绝缘油中溶解气体组分含量的气相色谱法DLT 17623[S].
- [2] 变压器油中溶解气体分析和判断导则：DLT 722—2014[S].
- [3] 王晓剑，胡磊，王健，等．变压器绝缘纸老化状态与油中水分含量预测方法研究[J]．电气应用，2022，41(5)：54-59.
- [4] 刘兰荣，孙建涛，马斌，等．温度和微水对变压器油及油纸绝缘介电性能的影响[J]．电气应用，2021，40(3)：8-13.