

超临界注汽工艺技术研究与应用

常 承

(中油辽河油田公司高升采油厂热注作业区 辽宁 盘锦 124010)

DOI:10.12238/jpm.v3i3.4753

[摘要]针对高升油田稠油热采区块边部井注汽压力高、油井返排困难导致吞吐效果差等问题,研究应用了超临界注汽配套工艺技术。该技术使系统注入能力达到 35MPa 以上,确保蒸汽顺利注入,实现高压井蒸汽吞吐开采,解决了油田难动用区块油井“注不进、采不出”,无法实现正常蒸汽吞吐开发问题,为改善区块开发效果提供了新的技术手段,具有显著的社会效益。

[关键词]超临界;注汽工艺;蒸汽吞吐;锅炉;高升

Research and application of supercritical steam injection technology
Chang Cheng

(hot injection operation area of Gaosheng oil production plant of PetroChina Liaohe Oilfield Company,
Liaoning Panjin 124010)

[Abstract] Aiming at the problems of high steam injection pressure and poor huff and puff effect caused by difficult oil well flowback in the edge wells of heavy oil thermal recovery block in Gaosheng oilfield, the supporting technology of supercritical steam injection is studied and applied. This technology enables the injection capacity of the system to reach more than 35MPa, ensures the smooth injection of steam, realizes the steam huff and puff production of high-pressure wells, solves the problem of "no injection and no production" of oil wells in difficult production blocks of the oilfield, and can not realize the normal steam huff and puff development, provides a new technical means to improve the development effect of the block, and has remarkable social benefits.

[Key words] supercritical; Steam injection process; Steam huff and puff; Boiler; Gao Sheng

引言

高升采油厂共有稠油吞吐区块 7 个,含油面积 12.21km²,石油地质储量 9251.9×10⁴t。截止 2014 年 2 月,稠油吞吐区块共有油井 766 口,开井 491 口,日产油 782 吨,累计产油 1794.2×10⁴t。其中难采稠油区块 5 个,含油面积 6.55km²,石油地质储量 2786.92×10⁴t。截止 2014 年 2 月,5 个区块共有油井 126 口,开井 102 口,日产油 216t,累计产油 136.8×10⁴t。

1 存在问题分析

1.1 注汽压力高,吞吐效果差

受储层物性、黏土膨胀等因素影响,区块边部油井注汽困难,蒸汽吞吐效果差。至 2013 年底,区块有注汽压力高的油井达 33 口,占总井数的 26.2%,平均注汽压力高达 19.5MPa,注汽干度仅 29.8%,吞吐后油气比>0.3 有 6 口,仅占吞吐井数的 18%;油气比<0.1 达 14 口井,占吞吐井数的 40%。

33 口高压注汽井共计控制储量 163.3×10⁴t,采出程度 9.45%,剩余油饱和度为 54.8%。这部分储量因无高压注汽设备一直没有得到有效动用,由于认识不清,所以无法部署新井实现区块高效开发。经统计潜在控制储量约为 353.9×10⁴t,共计控制储量约 517.2×10⁴t。

1.2 储层物性差,转抽返排困难

油井经过多轮吞吐后,原油中的轻质组份大量被蒸馏采出,油层中剩余原油胶质沥青质等重质组份含量增加,容易与蒸汽冷凝水形成 W/O 乳状液,原油粘度急剧升高,流动性变差,导致转抽时返排困难,出现高液低油、排水期长的问题,严重制约了吞吐开采效果。

2 超临界注汽工艺技术研究

针对边部区域储层物性差、注汽压力高的问题,研究应用超临界高压注汽技术,确保蒸汽顺利注入,实现高压井蒸汽吞吐开采;

2.1 技术原理

水通常有三相(固、液、汽)、五态(未饱和水、饱和水、湿饱和蒸汽、干饱和蒸汽和过热蒸汽),在一般情况下水由液相变为汽相都是要经过一个汽化过程,即水经过吸热首先变为饱和水,再经过吸热,部分水变为蒸汽,继续吸热后水全部变为蒸汽形成饱和蒸汽,整个汽化要经过一段时间的两相共存过程,并且在湿饱和蒸汽和干饱和蒸汽状态时,增大压力可使水蒸汽重新变为液态。

但是,当压力>22.14MPa 时,水由液相向汽相的转化没有液、汽两相共存过程,而当温度升到 374℃时,水由液相全部

转变为汽相, 并且超过此温度后不管再加多大的压力也不能将它变为液相。此时的压力 22.1MPa 称为临界压力, 此时的温度 374℃称为临界温度。凡超过此压力、温度的状态, 称为超临界状态。

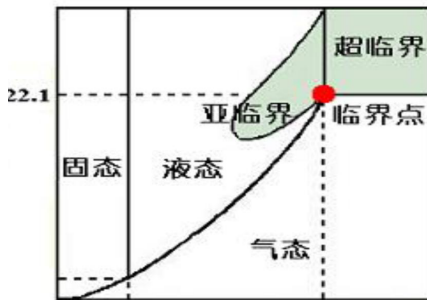


图1 水蒸汽相态图

超临界注汽相对于常规注汽具有高压、高热焓、低密度、易扩散等优点: ①密度随温度增加而减小, 随压力增大而增大; ②动力粘度随温度升高开始急剧降低, 随后缓慢升高; ③在拟临界线附近, 水的焓值急剧变化, 且随温度的增大而增大, 随压力的增大而减少; ④导热系数随着温度增加而减小, 随压力的增大而增大。

2.2 超临界注汽锅炉

超临界注汽锅炉采用强制循环卧式直流技术形式, 总体由锅炉本体(包括辐射段、对流段、过热段、过渡段)、水换热器、燃烧器、燃油蒸汽加热器、柱塞泵等组成。工艺流程系统包括汽水系统、燃烧系统、烟风系统等。额定蒸发量 11.2t/h, 额定压力 35MPa, 额定蒸汽温度 390℃。锅炉产生的流体为超临界蒸汽, 呈现气的状态, 具有液体的本质, 即具有气体的粘度、扩散速度, 同时具有液体的密度和溶解能力。

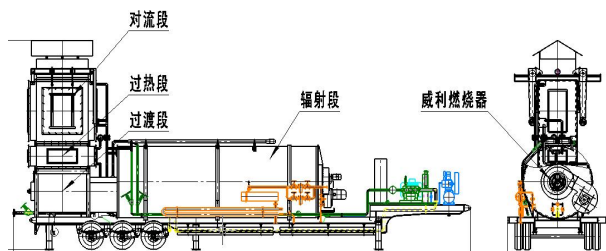


图2 超临界锅炉结构示意图

超临界注汽锅炉与常规注汽锅炉相比具有如下区别:

(1) 适应条件不同

超临界注汽锅炉可满足更高层压力的注汽需要。辐射段与过热段管束均采用内螺纹管。内螺纹管是在管子内壁上开出道或多道的螺旋形槽道的管子, 可以防止传热恶化: 工质在内螺纹的作用下形成强烈的旋转, 使水滴沉降到管壁上; 由于汽流强烈旋转, 减小了边界层热阻, 强化传热, 降低壁温; 内螺纹槽中的液膜不易被中心汽流卷吸携带

(2) 汽水流程不同

超临界注汽锅炉中的介质在辐射段吸热后进入过热段产生所需参数的蒸汽。从水处理装置的来水进入柱塞泵升压, 然后进入水换热器壳程, 使水的温度达到烟气露点温度以上进入对流受热面, 以避免尾部受热面的低温腐蚀。水进入对流段后, 吸收热量变为高温水再进入换热器管程, 之后进入辐射段, 在

辐射段进行辐射换热, 最后进入过热段吸收高温烟气热量产生符合要求的蒸汽参数。

(3) 水处理方式不同

超临界注汽锅炉对水处理的要求更加严格。在 35MPa 的超临界压力下, 当温度达到 374℃以上时, 水介质将变成 100%干度的干蒸汽, 与湿饱和蒸汽不同的是这部分蒸汽不会带走软化水中的盐分, 造成炉管结垢, 所以必须通过技术解决水中含盐的问题。超临界压力锅炉由于其水汽系统的特点不同于原有的亚临界压力锅炉, 因此对于配套的水处理设备要求也相应十分严格。其中不仅要考虑除硬、除氧, 而且必须要考虑除去水中的盐分, 这样才能保证锅炉的安全使用。

2.3 水处理技术研究

在 35MPa 的超临界压力下, 当温度达到 374℃以上时, 水介质将变成 100%干度的干蒸汽, 与湿饱和蒸汽不同的是这部分蒸汽不会带走软化水中的盐分, 盐分析出后会造成炉管结垢, 存在极大安全隐患, 因此需开展水处理技术研究, 实现完全除硬、除氧, 并除去水中的盐分, 保证锅炉的安全使用。通过分析论证, 采用预处理+反渗透+EDI 及膜式除氧相结合的总体水处理方案流程。

预处理主要包括多介质过滤器和超滤装置两部分, 用于去除水中的机械杂质, 多介质过滤器内填充有无烟煤和石英砂, 超滤是一种加压膜分离技术, 即在一定的压力下, 使小分子溶质和溶剂穿过一定孔径的特制的薄膜, 而使大分子溶质不能透过, 留在膜的一边, 从而使大分子物质得到了部分的纯化。

反渗透是一种以压力为推动力的膜分离过程, 反渗透过程是自然界的逆过程。过程需用水泵对含盐水溶液、含污水等施加压力, 以克服自然渗透压, 从而使水透过反渗透膜, 而将水中溶解盐等杂质阻止在反渗透膜的另一侧。

EDI(连续电解除盐技术)将电渗析和离子交换技术相结合, 利用两端电极高压使水中带电离子移动, 并配合离子交换树脂及选择性树脂膜以加速离子移动去除, 从而达到水纯化的目的。在 EDI 除盐过程中, 离子在电场作用下通过离子交换膜被清除。同时, 水分子在电场作用下产生氢离子和氢氧根离子, 这些离子对离子交换树脂进行连续再生, 以使离子交换树脂保持最佳状态。

详细水处理流程见图 3。

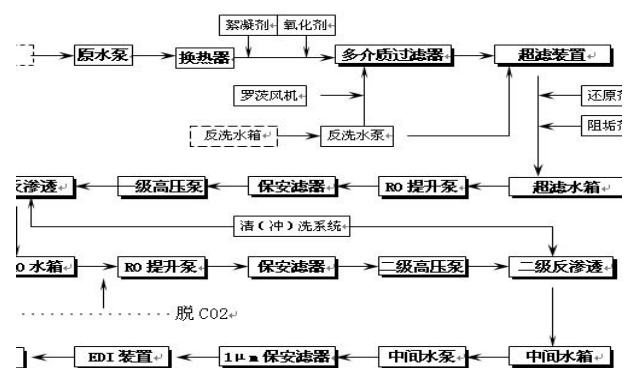


图3 超临界注汽锅炉配套水处理流程图

2.4 地面配套技术研究

(1) 高温高压地面注汽管线

地面注汽管线采用高强度合金材质，用法兰连接，柔性石墨密封，一方面可保证高温下的机械性能和可靠密封，同时也减少钢圈密封形式的易损件成本，高强螺栓其高温性能远远高于亚临界注汽管线。

表 1 地面注汽管线性参数表

使用介质	水或水蒸汽	最高工作压力	35MPa
设计压力	35MPa	最高工作温度	390℃
设计温度	390℃	焊接接头系数	0.9
腐蚀余量	2mm	管道外径	73mm
壁厚	13mm	管道内径	46mm
保温后管道外径	217mm	保温壁厚	70mm

(2) 注汽井口

超临界注汽井口的阀门采用明杆单阀板结构型式的闸阀设计，闸阀的阀板利用阀体自动定位，定位更准确、密封更可靠；阀门关键件均采用锻件毛坯，零件材料采用合金结构钢；闸阀密封件采用德国专利碳纤维盘根和杯锥状模压密封环，高温密封稳定性好。井口装置整体耐温达到 400℃，耐压 35MPa。



图 4 超临界注汽井口

表 2 井口装置技术性能参数表

额定工作压力 (MPa)	35
工作温度 (℃)	-29℃~400
平板阀公称直径 (mm)	65
产品材料级别	DD
产品性能要求	PR1
产品规范级别	PSL3
油管头四通最大通 (mm)	φ 170
连接型式	法兰连接

(3) 超临界注汽工艺管柱

超临界注汽工艺管柱主要由隔热管、伸缩管及密封器组成。

1) 隔热管

隔热油管采用外管连接形式，内、外管、接箍均采用 P110 管材；外管：φ 114.3×6.35；内管：φ 73.02×5.51；螺纹采用 4 1/2BC，螺纹承载能力强，耐压达 35MPa，耐温 390℃，最大下深 2000m，满足现场高压注汽需求。

2) 伸缩管

研究设计了 SS70-132 型高温高压伸缩管，主要由保温型内管、隔热型外管、除垢装置、补偿机构、密封机构等五大部分组成。为提高伸缩管的耐温耐压性能，进行了如下优化设计：①在常规石墨垫环表面增加了铜丝编织网，显著提高石墨垫环的强度及抗突破能力；②将密封盒密封件的表面加工精度由

6.3 提高至 1.2，在此基础上，通过提高密封件压紧力，在保证伸缩管自由滑动的前提下提高了密封性能。目前伸缩管整体耐温达到 390℃，耐压 32MPa，基本满足现场应用需求。

表 3 SS70-132 型伸缩管主要技术参数表

最大外径, mm	Φ 146	适用温度, ℃	≤390
内通径, mm	Φ62	两端联结螺纹	4 ^{1/2} 隔热管螺纹
耐上下压差, MPa	32	适用套管内径, mm	157-161

3) 密封器

研究出 Y361-152 型高温高压密封器，密封部分采用镍丝石墨编制复合材料，具有较好的稳定性，与常规石墨密封材料相比，不会在高温高压情况出现软化变形、密封失效的问题；密封器结构由常规 K361 型优化为 Y361 型，设计了泄压机构，在解封时可卸掉密封腔内的药剂，单个封隔器解封力由 5t 降为 3t 左右，同时与 K361 型封隔器相比，可在复杂井况下通过上提破坏胶筒实现强制解封。上述优化设计显著提高了密封器的高温高压密封能力及解封安全性能，保证了现场安全使用。

表 4 Y361-152 型密封器主要技术参数表

最大外径, mm	Φ 150	适用温度, ℃	≤350
内通径, mm	Φ62	两端联结螺纹	4 ^{1/2} 隔热管螺纹
耐上下压差, MPa	32	适用套管内径, mm	157-161
最小扩张压力, MPa	8	初封温度, ℃	200

在研究实施超临界注汽技术、保证油井高压井顺利注汽的基础上，针对注汽存在黏土膨胀运移、重质组份沉积、原油乳化返排困难等问题，开展解堵、高效防膨、助排等配套技术研究，进一步改善注汽及吞吐效果，实现“注得进，采得出”，为实现边部区域油井正常蒸汽吞吐开发提供完善的配套技术。

2.5 安全配套技术

2.5.1 高温高压注汽井口自动智能监测技术

(1) 工作原理

高温高压注汽井口自动智能监测技术是由压力变送器温度变送器送来的 4~20mA 直流信号，经 I/V 转换单元转换成 1-5V 直流电压信号，隔直整流放大成 0-5V 直流电压信号，这两路信号经 A/D 变换成数字量，送入智能监测仪，实现实时在线温度、压力监测。

(2) 现场安装方式

蒸汽注入井智能流量计通过高压法兰连接安装在注汽井与注汽锅炉出口之间注汽管线上，安装前，要求安装流量计地平整，注意装置安装方向。(现场提供 220V 电源，功率小于 100W)

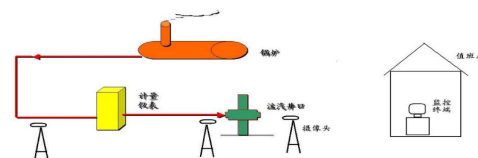


图 3-18 高温高压注汽井口自动智能监测技术现场安装流程图

2.5.2 配套安全保障措施

(1) 井筒保障

①注汽前需要更换套管头底法兰及套管短节,并保留井口方坑;

②整体方案需考虑井筒状况,在测试固井质量及套管试压时,充分考虑套管多年使用后性能指标降低问题,试压采用桥塞封隔,试压压力 30MPa,试压合格后方可进行下一步作业程序;

(2) 管线及井下管柱

①做好隔热管检测工作,挑选使用达到 E 级标准的隔热管;

②注汽管线铺设后需要锚定,并在启炉前使用清水试压 30MPa;

③油套环空采用氮气隔热,环空注氮从注汽之前开始,持续至热敏封隔器座封,注汽过程中每天补氮 2~3 小时;

(3) 高压预警

超临界注汽锅炉出口报警压力初步设定为 25MPa,安全阀保护压力整定为 26MPa,后期根据现场注汽实际情况调整;

(4) 防汽窜及注汽速度控制

①注汽速度平稳,避免速度波动过大引起地层伤害。

②制定汽窜应急预案,注汽时密切关注试验井周边油井的井口压力变化情况,如发生汽窜,及时根据现场实际情况采取相应措施。

3 现场应用情况

超临界锅炉注汽累计实施 16 井次,平均注汽压力提高 5.1MPa,平均注汽温度提高 40.1℃,平均单井注汽量提高 869.2t,累计增油 0.5033×10^4 t,应用效果明显,详见附表 1、附表 2。

典型井例:高 37186 井位于高 21 块北部,储层物性差,平均孔隙度 14%,渗透率 $55.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,泥质含量高达 26.7%,采取常规注汽时,注汽压力高达 20MPa,平均注汽干度仅 32%,周期注汽量仅 472t,注汽参数不合格,峰值产量仅 2t;2015 年 4 月实施超临界注汽,注汽压力 22.9MPa,注汽量 1514t,转抽后峰值产量 10.6t,最高日增油 10t,累增油 524.8t,目前仍然有效。

4 结论与认识

(1) 该技术研制了超临界锅炉注汽技术,系统注入能力达到 35MPa 以上,温度达到 390℃,排量达 11.2t/h,实现了边部区域油井正常注汽开采;研制了高温高压地面注汽流程及井下工艺管柱,实现了安全注汽。

(2) 该技术的研发与应用,解决了高升油田难动用区块油井“注不进、采不出”,无法实现正常蒸汽吞吐开发的问题,为改善区块开发效果提供了新的技术手段,具有显著的社会效益。

(3) 该技术为改善区块开发效果提供了新的技术手段,为解决同类区块开发矛盾提供了参考和借鉴,具有广阔的应用前景。

参考文献

[1]刘连杰.辽河油田稠油老区蒸汽吞吐注汽强度优化设计研究与应用[J].石油地质与工程.2007,(3).67-69.

[2]刘书晓,陈执勤,妙兴,等.井楼、古城油田超薄层稠油注采参数优化设计[J].石油地质与工程.2007,(3).70-71,74.

[3]张毅,王良,陶文铨.超临界蒸汽注射井筒散热损失及压力降的计算[J].工业加热.2000,(5).19.