

ICS 13.100

E 09

备案号: 30768—2011

SY

中华人民共和国石油天然气行业标准

SY 6432—2010

代替 SY 6432—1999

浅海石油作业井控规范

Well control specification for petroleum operations in shallow water

2011—01—09 发布

2011—05—01 实施

国家能源局 发布

目 次

前言 I

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 一般要求 1

4 钻井井控 1

5 录井井控 4

6 测井井控 5

7 试油（气）与井下作业井控 5

8 采油（气）井控 7

9 注水（聚合物）井控..... 10

10 弃井及封井 10

前 言

本标准的全部技术内容为强制性。

本标准按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本标准代替 SY 6432—1999《浅海石油作业井控要求》，与 SY 6432—1999 相比，主要修订内容如下：

- 标准名称由“浅海石油作业井控要求”变更为“浅海石油作业井控规范”。
- 增加了目次；
- 增加了第 5 章“录井井控”、第 6 章“测井井控”和第 10 章“弃井及封井”；1999 年版的第 5 章“井下作业”改为本版的第 7 章“试油（气）与井下作业井控”；1999 年版的第 7 章“注水（气）作业”改为本版的第 9 章“注水（聚合物）井控”；删除了 1999 年版的第 8 章“紧急情况处理”；
- 修改了标准适用的范围（见 1999 年版的第 1 章；本版的第 1 章）；
- 增加了部分规范性引用文件（见第 2 章）；
- “井控应急计划”改为“井控应急预案”（见 1999 年版的 3.2；本版 3.2）；
- 修改了井控演习的要求（见 1999 年版的 3.3；本版 3.3）；
- 修改了钻井井控设计的内容（见 1999 年版的 4.1；本版 4.1）；
- 修改了远程控制台的要求 [见 1999 年版的 4.2.1.1 a)；本版 4.2.1.1 a)]；
- 修改了对储能器装置的要求 [见 1999 年版的 4.2.1.1 b)；本版 4.2.1.1 b)]；
- 删除了各种连接管线应“防火、防冻”的要求 [见 1999 年版的 4.2.1.1 f)；本版 4.2.1.1 f)]；
- “探井施工应配备综合录井仪”改为“综合录井仪” [见 1999 年版的 4.2.1.2 d)；本版 4.2.1.2 d)]；
- 删除了井控装置安装（见 1999 年版的 4.2.2）；
- “检测”改为“试压”（见 1999 年版的 4.2.3；本版 4.2.2）；
- 增加了对防喷器及管汇试压的一般要求（见本版 4.2.2.1，4.2.2.2）；
- 修改了井控车间试压的要求（见 1999 年版的 4.2.3.1；本版 4.2.2.3）；
- 修改合并了现场初次安装试压的要求（见 1999 年版的 4.2.3.2，4.2.3.4；本版 4.2.2.4）；
- 防喷器的过程试压删除了“探井正常钻进中每隔一周” [见 1999 年版的 4.2.3.3 b)]；
- 修改了检查与维护的要求（见 1999 年版的 4.2.5；本版 4.2.4）；
- 修改了井控物资准备的内容（见 1999 年版的 4.3.2；本版 4.3.2）；
- 增加了在已开发海区钻调整井的要求（见本版 4.4.1.3）；
- 修改了钻开油气层后的井控（见 1999 年版的 4.4.2；本版 4.4.2）；
- 修改了关井要求（见 1999 年版的 4.4.3；本版 4.4.3）；
- 修改了试油（气）与井下作业中井控设计的内容（见 1999 年版的 5.1；本版 7.1）；
- 修改了井下作业井控装置的内容（见 1999 年版的 5.2.1；本版 7.2.1）；
- 修改了防喷器组试压的要求（见 1999 年版的 5.2.5.2；本版 7.2.5.2）；
- 修改合并了防喷器组的检查与维护（见 1999 年版的 5.2.5.4 和 5.2.5.6；本版 7.2.5.3）；
- 删除了井口阀组和压井管汇的内容（见 1999 年版的 5.2.6，5.2.7）；
- 增加了井控管汇和内防喷工具的内容（见本版 7.2.6，7.2.7）；

- 修改了试油（气）与井下作业中井控要求的内容（见 1999 年版的 5.3；本版 7.3）；
- 修改了射孔的内容（见 1999 年版的 5.4.1；本版 7.4.1）；
- 增加了试油船试气的要求（见本版 7.4.2.5）；
- 修改了采油（气）中井控设计的内容（见 1999 年版的 6.1；本版 8.1）；
- 修改合并了“井下安全阀”和“井口安全阀”的内容（见 1999 年版的 6.2.2 和 6.2.5，本版 8.2.2）；
- 修改了井下安全阀下深的要求 [见 1999 年版的 6.2.2.2，本版 8.2.2.1 b)]；
- 增加了井下安全阀的整体密封试验要求 [见本版 8.2.2.1 d)]；
- 修改了井口安全阀的试压要求 [见 1999 年版的 6.2.5.4；本版 8.2.2.2 c)]；
- 增加了安全阀的使用要求（见本版 8.2.2.3）；
- 修改合并了环空封隔器和排气阀的内容（见 1999 年版的 6.2.3 和 6.2.4；本版 8.2.3）；
- 修改了采油（气）井口的选择要求（见 1999 年版的 6.2.6；本版 8.2.4.1）；
- 增加了采油（气）井口的试压要求（见本版 8.2.4.3~8.2.4.6）；
- 修改了控制盘工作压力的内容 [见 1999 年版 6.2.7.2 d)；本版 8.2.5.1 d)]；
- 增加了采油（气）作业的井控要求（见本版 8.3）；
- 增加了注水（聚合物）作业的井控要求（见本版 9.3）。

本标准由石油工业安全专业标准化技术委员会提出并归口。

本标准起草单位：中国石化股份公司胜利分公司采油工艺研究院、中国石化集团胜利石油管理局海洋钻井公司、中国石化集团胜利石油管理局测井公司、中国石化集团胜利石油管理局井下作业公司，中国石化股份公司胜利分公司海洋采油厂。

本标准主要起草人：孙宝全、张雪梅、郭林园、胥洪彪、宋晓强、项国庆、王玉虎。

本标准代替 SY 6432—1999。

浅海石油作业井控规范

1 范围

本标准规定了在浅海（含滩海陆岸）区域内的油（气）井钻井、录井、测井、试油（气）与井下作业、采油（气）、注水（聚合物）等作业中的井控要求。

本标准适用于在浅海（含滩海陆岸）区域内的石油作业，内陆水域内的石油作业可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

SY/T 5053.2 钻井井口控制设备及分流设备控制系统规范

SY/T 5087 含硫化氢油气井安全钻井推荐作法

SY/T 5710 试油测试工具性能检验技术规程

SY 5742 石油与天然气钻井井控安全技术考核管理规则

SY/T 5964 钻井井控装置组合配套、安装调试与维修

SY/T 6120—1995 油井井下作业防喷技术规程

SY 6307—2008 浅海钻井安全规程

SY 6321—2008 浅海采油与井下作业安全规程

SY 6345 浅海石油作业人员安全资格

SY/T 6610 含硫化氢油气井井下作业推荐作法

海洋石油安全管理细则 国家安全生产监督管理总局令第 25 号 2009 年 8 月 24 日发布 2009 年 12 月 1 日执行

3 一般要求

3.1 浅海石油作业井控人员应按 SY 5742 和 SY 6345 的规定持有有效证书。

3.2 作业前应制定井控应急预案。

3.3 定期进行井控演习。钻井、试油（气）与井下作业井控应每倒班期对各种工况至少各演练一次；录井队应参与钻井队的井控演练；测井井控应在每次施工前进行演练；采油（气）、注水（聚合物）井控应至少每半年演练一次；其他工程技术服务单位参加所在平台演练，并做好记录。

3.4 井控设备的安装、测试、检测、运行等应进行记录并保存。

4 钻井井控

4.1 井控设计

4.1.1 钻井作业前，钻井工程设计中应有井控设计的内容。

4.1.2 探井的地质、工程设计中应提出防硫化氢气体和浅层气的措施。

4.1.3 开发井，设计中应标明含硫化氢气体和浅层气的地层深度及估计含量，并提出预防措施。

4.1.4 井控设计内容应包括但不限于以下内容：

- a) 全井地层压力梯度、地层破裂压力梯度、浅层气资料、所在区块分层压力数据；
- b) 钻井液类型和钻井液密度；
- c) 井身结构；
- d) 对历次开钻的井控装置要求；
- e) 常规防喷措施；
- f) 特殊井控要求；
- g) 地层压力随钻监测及钻井液密度调整要求；
- h) 含硫化氢地区的钻井井控设计应执行 SY/T 5087 的要求。

4.1.5 钻井井控设计应按甲方规定进行审批。

4.2 井控装置

4.2.1 配套

井控装置的配套应符合 SY 6307—2008 中 6.2~6.5 的规定，其技术规范应符合 SY/T 5964 的规定，并满足下列要求。

4.2.1.1 固定于钻井设施上的装置：

- a) 远程控制台：至少采用两种以上驱动方式；
- b) 储能器装置：储能器液体压力应保持 18.5MPa~21MPa，储能器液体容积应至少为关闭全部防喷器所需液体容积的 1.5 倍，且储能器提供 1.5 倍容积的所需液体后的最小压力为 9.8MPa。储能器上应有两套液压动力源，两套动力源均能独立地恢复储能器的压力使之关闭全部防喷器，并具有维持关闭状态的充分能量；
- c) 司钻控制台；
- d) 压井管汇和节流管汇：额定工作压力应不低于 70MPa；压井管汇和节流管汇的防喷管线上分别安装 2 个控制阀，其中一个为手动，处于常开位置；另一个必须是远程控制；
- e) 气体分离器及放空管线：气体分离器额定分离量每分钟应大于 50L，放空管线直径应不小于 127mm；
- f) 各种连接管线。

4.2.1.2 非固定于钻井设施上的装置：

- a) 防喷器：额定工作压力应至少与油（气）层最高地层压力相匹配。防喷器的组合形式应符合《海洋石油安全管理细则》（国家安全生产监督管理总局令第 25 号）中第五十五条的规定；
- b) 分流器：对预测有浅层气的施工井，应采用分流器；
- c) 套管头：施工井均应采用与所用防喷器压力等级一致的套管头；
- d) 综合录井仪。

4.2.1.3 井控辅助设施：

- a) 钻杆内防喷工具；
- b) 井控监测仪器；
- c) 可燃气体及有毒气体探测报警装置；
- d) 钻井液处理装置；
- e) 钻井液灌注装置；
- f) 加重材料；
- g) 常备防喷物资等。

4.2.2 试压

4.2.2.1 所有防喷器及管汇进行高压试压之前，应做 1.4MPa~3.5MPa 的低压试验。

4.2.2.2 防喷器安装前或者更换主要配件后，应进行整体压力试验。

4.2.2.3 井控车间试压：防喷器在井控车间用清水进行试压。环形防喷器（封闭钻杆、不试空井）、闸板防喷器试压到额定工作压力，稳压时间不少于 15min，允许压降不超过 0.7MPa。

4.2.2.4 现场初次安装试压：

- a) 对压井、节流管汇宜采用试压泵试压；对防喷器使用堵塞器或试压塞进行清水试压；
- b) 全套井控装备在井上安装好后，进行清水试压；在不超过所下套管抗内压强度 80% 的情况下，环形防喷器封钻杆试压到额定工作压力的 70%，闸板防喷器试压到额定工作压力，稳压时间不少于 15min；允许压降不超过 0.7MPa；
- c) 应对环形防喷器、闸板防喷器、节流压井管汇的每个闸门逐个进行试压。

4.2.2.5 过程试压：钻井施工过程中，应对防喷器组定期试压，试压时间为：

- a) 每次固井后，钻水泥塞之前；
- b) 钻开油气层前 50m；
- c) 局部拆修。

4.2.3 防喷器的活动

- a) 半封闸板防喷器每天活动一次；
- b) 全封闸板防喷器在每次起钻后活动一次；若每日多次起钻，只开关活动一次即可；
- c) 环形防喷器每周活动一次；
- d) 节流管汇闸门、方钻杆旋塞、钻杆内防喷工具每周活动一次；
- e) 每起下钻一次，2 个防喷器控制台交换动作一次；如果控制台失去动作功能，在恢复功能后，才能进行钻井作业。

4.2.4 检查与维护

外观检查不低于每天一次；维护保养应按制造商提供的程序执行。

4.3 井控要求

4.3.1 井控制度

钻井井控制度应包括以下内容：

- a) 持证井控操作；
- b) 井控设备管理；
- c) 钻开油气层申报、审批；
- d) 井控操作演习；
- e) 坐岗观察；
- f) 干部值班；
- g) 井喷事故汇报；
- h) 井控例会制度；
- i) 岗位职责。

4.3.2 井控物资准备

4.3.2.1 钻井平台上应配齐不小于防喷器同压力等级的钻杆内防喷工具。配备外螺纹接有防喷单根

(或立柱)、回压阀(涂上红漆)、投入式止回阀、方钻杆上下旋塞、浮阀,顶驱的内防喷器可代替上旋塞。钻井液池应设液位检测装置。

4.3.2.2 二开前,石油设施上应按设计要求储备以下材料:

- a) 高密度钻井液;
- b) 加重材料;
- c) 油井水泥;
- d) 对含硫化氢的油气井,应备有硫化氢处理材料和放喷点火装置。

4.4 井控措施

4.4.1 钻开油气层前的准备

4.4.1.1 应进行井控措施交底。

4.4.1.2 钻井液性能、加重材料、钻井液储备应符合设计要求。

4.4.1.3 在已开发海区钻调整井,临近注采井对施工井井控安全有影响时,应及时通知甲方关停临近的注入井和采油(气)井,采取泄压措施。

4.4.1.4 实行申报并经批准。

4.4.2 钻开油气层后的井控

4.4.2.1 进行地层压力监测。

4.4.2.2 坐岗监测溢流并认真填写“井控坐岗记录”,每15min填写一次,特殊作业时要加密填写。

4.4.2.3 从钻开油气层前100m开始至油气层被封隔前,每天要做低泵速实验,并记录相应排量和循环压力。

4.4.2.4 钻进中发现钻速突然加快、放空、井漏、蹩跳钻、气测值、油气显示等异常,应停钻观察。发现溢流应迅速关井。

4.4.2.5 发现溢流应关井。关井最高压力不得超过井控装置额定工作压力、套管抗内压强度的80%和地层破裂压力三者中最小值。

4.4.2.6 钻进油气层后,起钻前应进行短起下并测油气上窜速度,要求油气上窜速度不超过15m/h。

4.4.2.7 发现溢流关井后,应立即报告。

4.4.2.8 含硫化氢的油气井,在打开硫化氢地层前,应储备防硫化氢材料,施工人员应采取必要的防范措施。

4.4.3 关井

4.4.3.1 按照“四、七”动作程序进行。

4.4.3.2 关井后,在尽可能短的时间内实施压井,压井过程应按“压井施工书”进行操作。

5 录井井控

5.1 录井准备

5.1.1 地质录井人员在钻井施工之前应组织设计交底。

5.1.2 综合录井人员应对录井设备进行检查。

5.1.3 对于安装在危险区域的探头应采取防爆措施。

5.2 录井作业

- 5.2.1 发生井涌和钻井液漏失时应及时向钻井队报警。
- 5.2.2 氢气发生器应排气通畅，不堵不漏。
- 5.2.3 当检测发现高含硫化氢时，应及时通知有关人员做好防护准备。
- 5.2.4 在新探区、新层系及含硫化氢地区录井时，应进行硫化氢监测，并配备相应的正压式空气呼吸器。
- 5.2.5 发生井喷时，应服从平台统一指挥，启动应急预案。

6 测井井控

6.1 生产准备

- 6.1.1 应根据危险源辨识、风险评估，编制测井施工方案和应急预案，并按审批程序审批。
- 6.1.2 测井设备、地面系统、下井仪器等应完好无损。对含硫化氢井，应配备足够数量的正压式空气呼吸器及便携式硫化氢检测仪。
- 6.1.3 各种井口带压设备应定期进行试压，合格后方可使用。

6.2 现场施工

- 6.2.1 测井作业前，应召开由钻井、地质录井、测井等参加的作业协调会，明确配合事项，制定安全防护措施。
- 6.2.2 测井作业前，井内情况应保持正常、稳定，井眼畅通。若井内情况异常或测井时间较长，应考虑中间通井，循环钻井液后再进行测井作业。
- 6.2.3 测井作业时，钻井队应有专人观察井口，保持井内液面符合井控要求。
- 6.2.4 测井过程中发生溢流现象，应立即停止测井作业，尽快上提电缆起出仪器，同时向甲方监督报告并通知井队。若发现井涌出现不可控趋势，经测井、甲方监督、钻井三方协商后，剪断电缆。
- 6.2.5 遇有突发事件，需要撤离时，应服从平台统一指挥。

7 试油（气）与井下作业井控

7.1 井控设计

- 7.1.1 试油（气）与井下作业前，经过审批的井下地质、工程、施工设计中应有井控设计的内容。
- 7.1.2 井控设计内容应包括但不限于以下内容：
 - a) 井身结构资料；
 - b) 地层压力或相关临井地质及产能资料；
 - c) 地层硫化氢及其他有毒有害气体含量；
 - d) 修井液类型、性能及液量；
 - e) 井控配套设施及安装要求；
 - f) 常规井控措施；
 - g) 复杂情况的预防与处理；
 - h) 含硫化氢地区的井控设计执行 SY/T 6610 的要求。

7.2 井控装置

- 7.2.1 井控装置包括：蓄能器组、控制台、防喷器组、井控管汇、内防喷工具等。

7.2.2 防喷器组应每半年进行检验,并取得有效合格证书。

7.2.3 蓄能器组应符合 SY/T 5053.2 的要求。

7.2.4 控制台:浅海石油作业设施上应至少配有一个司钻控制台和一个远程控制台,且两个控制台均能单独关闭和开启防喷器组。远程控制台应安装在远离井口、人员易于到达的安全区内。

7.2.5 防喷器组。

7.2.5.1 组合与选型:

- a) 组合应有环形防喷器、液动闸板防喷器、手动闸板防喷器;组合后应具有半封、全封功能;
- b) 选型时应考虑压力级别、通径尺寸、组合型式、控制系统的控制数量及井控管汇等设施,其额定工作压力应至少与油(气)层最高地层压力相匹配。防喷器组闸板必须与井下作业管柱相匹配。

7.2.5.2 试压:

- a) 井控车间试压:环形防喷器(封油管)、闸板防喷器试压到额定工作压力,稳压时间不少于 15min,允许压降不超过 0.7MPa;
- b) 现场试压:
 - 防喷器现场安装后,整体进行清水(或海水)试压,稳压时间不少于 15min,允许压降不超过 0.7MPa;
 - 空井筒时,在不超套管抗内压强度 80%的情况下,环形防喷器封油管试压到额定工作压力的 70%,闸板防喷器试压到额定工作压力,否则试压到套管抗内压强度的 80%;
 - 已下入管柱的油(气、水)井,在不超井内管柱抗内压强度 80%的情况下,环形防喷器封油管试压到额定工作压力的 70%,闸板防喷器试压到额定工作压力,否则试压到管柱抗内压强度的 80%;
 - 海上井组施工时,每施工一口井,防喷器应重新试压;更换井控装备部件后,应重新试压。

7.2.5.3 检查与维护:

- a) 防喷器安装井口组合后,应确保开、关灵活可靠,蓄能器组工作可靠;
- b) 防喷器应每班活动一次,其中全封闸板防喷器在每次起完管柱后活动一次;
- c) 防喷装置的管理应符合 SY/T 6120—1995 中 6.1~6.6 的要求。

7.2.6 井控管汇:

- a) 井控管汇包括压井管汇和节流管汇。井控管汇压力级别应高于或等于防喷器压力级别;
- b) 宜安装一套自动灌压井液设备,灌压井液管线接在井口上。

7.2.7 内防喷工具。

7.2.7.1 内防喷工具主要包括旋塞阀、止回阀等。气井施工时,旋塞球阀座应为防爆型。

7.2.7.2 根据不同地层压力,选用相应压力级别的内防喷工具。

7.3 井控要求

7.3.1 井下作业前,应做好技术交底,严格坐岗记录及交接班记录。

7.3.2 压井管汇应固定可靠并与泥浆泵相连,泥浆泵组处于完好状态。

7.3.3 压井液性能应符合设计要求,液量储备应不小于井筒容积的 1.5 倍~2 倍。

7.3.4 施工不能连续时,应关闭防喷器,并将手动锁紧装置锁紧,装好油管闸阀并有效固定。

7.4 井控措施

7.4.1 射孔

7.4.1.1 浅海井下作业射孔优先选用油管传输射孔;若采用电缆射孔时,应选用适宜的压井液和安

全可靠的电缆防喷装置。

7.4.1.2 射孔前应对套管、防喷器及电缆防喷装置等按设计要求试压合格。

7.4.1.3 射孔管柱下完后，应安装内防喷工具或油管闸阀并固定可靠后，方可射孔。

7.4.1.4 射孔时应密切观察井口显示情况，发现有井喷预兆，应根据实际情况采取果断措施，防止井喷。

7.4.1.5 电缆射孔过程中发生井涌时，视其情况，采取相应措施。若电缆上提速度大于井筒液柱上顶速度，则起出电缆，关防喷装置；若电缆上提速度小于井筒液柱上顶速度，则剪断电缆，关井，实施压井作业。

7.4.1.6 起射孔管柱前，应先循环压井液，观察油套管压力是否有异常现象，确定无异常现象后，方可起管柱。

7.4.1.7 起管柱时应按 SY 6321—2008 中 6.2.3.1~6.2.3.4 的规定执行。

7.4.2 地层测试

7.4.2.1 测试井口装置性能检验和试压应按 SY/T 5710 的规定执行。

7.4.2.2 地面管汇应采用高压管线，并试压合格、有效固定。

7.4.2.3 地面测试树及阻流管汇在每层测试前应重新试压。

7.4.2.4 测试过程中应备齐防喷装置，密切观察井口状况，发现井喷预兆，根据实际情况采取果断措施，防止井喷。

7.4.2.5 用试油船试气时，船要停靠在下风处，燃烧臂应在下风处燃烧，井口及试气流程接口应用高压管线连接。

7.4.2.6 测试结束后，应先按设计要求压井，循环至进出口液体密度一致，井口无异常时，方可起管柱。

7.4.2.7 起管柱时应按 SY 6321—2008 中 6.2.3.1~6.2.3.4 的规定执行。

7.4.3 修井作业

7.4.3.1 修井作业防喷要求应按 SY 6321—2008 中 6.2.3~6.2.7 的规定执行。

7.4.3.2 使用方钻杆修井作业时，应安装与防喷器额定工作压力相等的旋塞阀。

8 采油（气）井控

8.1 井控设计

8.1.1 完井工程设计中应有井控设计的内容，其内容应符合 7.1.2 的规定。重点项目的完井工程设计应报上级主管部门审批认可后方可实施。

8.1.2 油（气）生产井均应安装井控装置。

8.1.3 有自喷自溢能力的油（气）生产井应安装井下安全阀和环空封隔器以封闭油管和套管的油流通道。

8.1.4 含硫化氢井的井控装置及下井管柱应具有相应的抗硫化氢能力。

8.2 井控装置

8.2.1 井控装置包括：安全阀、环空封隔器、采油（气）井口、地面控制盘等。

8.2.2 安全阀。

8.2.2.1 井下安全阀：

a) 井下安全阀的选择应考虑井身结构、地层压力、操作压力、流体组分、井温、生产方式、产

量等因素；

- b) 井下安全阀应安装在海底泥线以下 80m 的深度并避开结蜡点位置；
- c) 井下安全阀使用前应进行室内开关试验，开关 5 次，其开启和关闭压力应在 5 次平均压力的 $100\% \pm 5\%$ 以内；
- d) 井下安全阀使用前应进行室内整体密封试验：
 - 液体密封试验：安全阀本体打液压，试验压力为额定工作压力，试验时间 5min 以上，阀表面连接部位应无渗漏；
 - 气体密封试验：安全阀本体用气体分别增压至 1.4MPa 和 8.3MPa，试验时间 5min 以上，阀表面连接部位应无泄漏。
- e) 井下安全阀使用前应进行室内阀板密封试验：
 - 液体密封试验：试验压力为额定工作压力，试验时间 30min 以上，泄漏量不应超过 10mL/min；
 - 气体密封试验：试验压力为 1.4MPa 和 8.3MPa，试验时间 30min 以上，泄漏量不应超过 0.14m³/min。
- f) 井下安全阀使用前应进行液压系统密封试验，试验压力为额定工作压力，试验时间 10min，若压力稳定后压降不超过试验压力的 5%，则再观察 30min，压力不降为合格；
- g) 安装过程中液控管线上的各个连接点都应试压；试验压力为额定工作压力，试验时间 10min，若压力稳定后压降不超过试验压力的 5%，则再观察 30min，压力不降为合格；
- h) 井下安全阀在下井过程中应始终处于打开状态，控制管线内压力应保持在井下安全阀打开压力以上。

8.2.2.2 井口安全阀：

- a) 井口安全阀应与采油（气）井口手动闸阀具有相同的压力等级、通径、连接形式等性能参数；
- b) 井口安全阀在使用前应进行开关试验，开关 5 次，其开启压力、关闭压力和关闭速度应达到规定值；
- c) 井口安全阀在使用前应进行闸阀稳压密封试验，稳压 30min 以上，连续液体泄漏量不应超过 400mL/min 或气体泄漏量不应超过 0.4m³/min。

8.2.2.3 安全阀的使用。

井口、井下安全阀由地面控制盘统一自动控制。油（气）井正常生产期间，安全阀应保持常开状态，不得随意关闭，液控系统达到不渗不漏。遇有以下情况时，应关闭安全阀。

- a) 采油（气）井口泄漏或损坏、有毒气体出现；
- b) 套管或输油管线破裂；
- c) 油气火灾的紧急情况。

8.2.3 环空封隔器。

8.2.3.1 环空封隔器使用前应进行密封试验，试验压力应低于封隔器坐封启动压力 2MPa，试验时间 10min 以上，压降不应超过试验压力的 15%。

8.2.3.2 环空封隔器坐封位置应避开套管接箍。按设计要求进行验封。

8.2.3.3 装有排气阀的环空封隔器，排气阀使用前要进行室内锥阀密封试验和液控系统密封试验，试验方法按 8.2.2.1 e) 和 f) 进行。

8.2.3.4 装有排气阀的环空封隔器，验封时应关闭排气阀。

8.2.4 采油（气）井口。

8.2.4.1 采油（气）井口的选择应符合以下要求：

- a) 额定工作压力应至少与油（气）层最高地层压力相匹配；

- b) 应使用安装有井口安全阀的采油（气）井口，并配备适用的井口测压防喷盒；
- c) 井口装置应具有井下安全控制系统的液控结构；
- d) 满足油气井生产和安全控制要求；
- e) 满足海上采油（气）对环境、温度、压力、腐蚀、测试等要求；
- f) 采气井口的生产套管两侧应装双翼闸门。

8.2.4.2 油（气）井井口应设置易熔塞、火灾与可燃气体探测器、报警装置、应急关断等，应急关断应设置自动和手动两种方式。系统启动时能紧急关闭所有井口安全阀和井下安全阀、排气阀。

8.2.4.3 在装好井口、坐封封隔器前，应对井口压力传递系统试压，试验压力为额定工作压力，试验时间 10min，若压力稳定后压降不超过试验压力的 5%，则再观察 30min，压力不降为合格。

8.2.4.4 上法兰与油管头连接钢圈应进行密封试验，试验压力为额定工作压力，稳压 30min，压降小于 0.5MPa 为合格。

8.2.4.5 采油（气）井口应进行整体密封压力试验，试验压力为额定工作压力，稳压 30min，压降小于 0.5MPa 为合格。

8.2.4.6 采气井口使用前还应进行等压气密检验，稳压 30min，压降小于 0.5MPa 为合格。

8.2.4.7 采油（气）井口应定期进行检验，并取得有效合格证书。

8.2.5 地面控制盘。

8.2.5.1 地面控制盘应根据平台动力条件、安装位置、控制井数、操作介质、环境条件等因素进行选择。其主要选择项目应包括：

- a) 材料：应满足强度、疲劳、防腐和环境温度等条件的要求；
- b) 控制系统：液压或气压；
- c) 驱动方式：手动、电动、气动或液动；
- d) 工作压力：控制系统各组件的额定工作压力和最高工作压力不得低于组件所处压力系统的额定工作压力和可能出现的最高工作压力；高压系统各组件的额定工作压力和最高工作压力不得低于各被控安全阀或排气阀的额定工作压力和最高工作压力；
- e) 功能选择；
- f) 操作程序；
- g) 井口安全阀、井下安全阀及排气阀动作程序延时机构；
- h) 控制距离；
- i) 地面控制盘的防爆等级；
- j) 紧急关断机构；
- k) 温度控制回路（易熔塞回路）；
- l) 带有储能器的自动操作的地面控制盘，储能器储存的高压介质应保证补充压力 5 次以上的能量储备；
- m) 传感器：分析确定可用的传感器，包括热传感器、压力传感器和液位传感器。

8.2.5.2 地面控制盘应安装在宽敞、明亮、通行方便的安全区内。

8.2.5.3 具备遥测遥控功能的采油平台，控制盘应与自动化系统连接配套，能实时监测控制盘主干线压力，迅速遥控关闭平台全部油井的井口安全阀、井下安全阀和排气阀；不具备遥测遥控自动化的采油平台，地面控制盘应在远离井场的逃生口位置安装紧急关断装置，以红色醒目标牌标示，确保在紧急撤离时能手动关闭油（气）井。

8.2.5.4 在 0 类、I 类危险区和平台其他易燃易爆区，应安装温度控制回路，其熔断温度不大于 80℃，关断反应时间不大于 15s，以确保油气井在发生意外火灾时能实现自动紧急关井。

8.2.5.5 控制盘的控制压力上、下限应根据被控安全阀的工作压力范围设置。

8.2.5.6 在连接安全阀之前，所有液、气或电动功能均应按操作程序进行试验。

8.3 井控要求

8.3.1 油（气）井的开井、关井、日常管理及一般性维护措施应按操作规程执行。

8.3.2 油（气）井生产过程中应执行巡回检查制度，发现异常情况及时向上级报告。

8.3.3 油井清蜡、洗井、气举诱喷、生产测试、更换光杆及密封器等进行拆卸采油井口的施工前以及气井试井进行测压、清蜡、排液等施工前，应对可能发生的压力变化进行预测，并编制下达相应的施工设计书或施工通知单，其内容应包含井控安全要求及预防井喷措施。

8.3.4 发现气井出砂应采取防、控砂措施，确保气流不含砂。出砂气井在生产过程中应定期检查有关生产参数。

8.4 检查

8.4.1 井下、井口安全阀应至少每半年开关试验一次。

8.4.2 地面控制盘在正常生产期间应至少每半年进行一次功能检测。

8.4.3 油井投产前或关井后再次打开前，应检查安全控制系统液控压力。每次巡井时应检查一次液控系统压力，将检查情况记入采油班报表内。发现异常情况及时处理。

9 注水（聚合物）井控

9.1 井控设计

9.1.1 完井工程设计中应有井控设计的内容，其内容应符合 7.1.2 的规定。重点项目的完井工程设计应报上级主管部门审批认可后方可实施。

9.1.2 注水（聚合物）井均应安装井控装置。

9.1.3 注水（聚合物）井均应安装井下安全阀和环空封隔器。

9.2 井控装置

9.2.1 井控装置包括：安全阀、环空封隔器、采油井口、地面控制盘等。

9.2.2 井控装置要求应符合第 8 章的规定。

9.3 井控要求

9.3.1 注水（聚合物）井的井口注入压力不得超过井口额定工作压力。

9.3.2 高压注水井放压时，先停注关井，压力扩散后，再采取正吐、控制流量的方式放压。放压方式、时间、返出量等资料必须录取准确。

9.3.3 注水井分层测试时，应安装防喷管。井口防喷管装置高度超过 2.5m 时，应加绷绳固定。在测试过程中，严禁洗井或放溢流。

10 弃井及封井

10.1 对无工业开采价值的井应做弃井处理，对暂时无条件投产的有工业油（气）流的井应予封井，并上报有关主管部门批准。

10.2 对油（水）井弃井及封井的具体措施应按《海洋石油安全管理细则》（国家安全生产监督管理总局令第 25 号）中第九节的规定执行。

10.3 对无工业开采价值的天然气井，应先将井压稳，从气层底部至顶部（射孔井段）全段挤注水泥。水泥浆在套管内应返至气顶以上 200m~300m（先期完井的井应返至套管鞋以上 200m~300m）；

在井口 200m~300m 处打第二个水泥塞进一步封井。

10.4 对暂时无条件投产的有工业气流的天然气井，应先将井压稳，在气层以上 50m 打可钻高压桥塞（先期完井的油气井应在套管鞋 50m 打可钻高压桥塞），然后打 50m~100m 的水泥塞；在井口 200m~300m 处打第二个水泥塞进一步封井。

10.5 对无工业开采价值的井，应拆除井口装置，在泥线 4.0m 以下割断并取出套管；对暂时无条件投产的有工业油（气）流的井，井口应按有关标准要求设置好助航标志，并做好井口保护，定期进行检查。

10.6 存在严重事故隐患不能正常生产的油（气）井，应根据实际情况，采取不同的封堵措施，达到弃井的要求。封堵施工作业时，应有施工作业设计，并严格审批程序。

中华人民共和国
石油天然气行业标准
浅海石油作业井控规范
SY 6432—2010

*

石油工业出版社出版
(北京安定门外安华里二区一号楼)
石油工业出版社印刷厂排版印刷
新华书店北京发行所发行

*

880×1230 毫米 16 开本 1 印张 30 千字 印 1 1500
2011 年 3 月北京第 1 版 2011 年 3 月北京第 1 次印刷
书号: 155021·6588 定价: 8.00 元

版权专有 不得翻印