

ICS 73.080

CCS F 15

NB

中 华 人 民 共 和 国 能 源 行 业 标 准

NB/T 10708—2021

水热型地热井钻井井控技术规程

Technical regulation for drilling well control in hydrothermal well

2021-11-16 发布

2022-05-16 实施

国家能源局 发布

目 次

前言.....II

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 井控风险分类 1

5 井控设计 2

6 井控装置安装及试压 3

7 钻井过程中井控作业 3

附录 A（规范性） 井口装置及井控管汇组合图 6

附录 B（规范性） 关井操作程序 9

前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本文件由中国石油化工集团有限公司提出。

本文件由能源行业地热能专业标准化技术委员会归口。

本文件起草单位：中国石化新星石油有限责任公司、中国石油化工集团公司华东石油局华东石油技师学院、中石化绿源地热能开发有限公司、辽河石油勘探局有限公司。

本文件主要起草人：李红岩、杨卫、王存喜、陈旭、荣海波、郭世炎、张学云、邵林、宋玉太、丁畅、谭扬军、王登峰、马鹏鹏、时建虎、李海泉、赵丰年、谷雪曦、马春红。

本文件于 2021 年首次发布。

水热型地热井钻井井控技术规程

1 范围

本文件规定了水热型地热井钻井的井控设计、井控装置安装及试压、钻井过程中井控作业的技术规程。

本文件适用于水热型地热井钻井中的井控作业。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；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。

GB/T 20174 石油天然气工业钻井和采油设备 钻通设备

GB/T 22513 石油天然气工业钻井和采油设备 井口装置和采油树

GB/T 31033 石油天然气钻井井控技术规范

DZ/T 0260 地热钻探技术规程

SY 5974 钻井井场、设备、作业安全技术规程

SY/T 5053 钻井井口控制设备及分流设备控制系统规范、防喷器及控制装置 防喷器

SY/T 5964 钻井井控装置组合配套安装调试与维护

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

异常高压地热井 **geothermal well of abnormal high pressure**

压力系数大于 1.2 的地热井。

3.2

含硫地热井 **sulfur-bearing geothermal well**

地层流体中硫化氢含量大于 75mg/m^3 (50ppm) 的地热井。

4 井控风险分类

4.1 一类井控风险地热井

满足以下条件之一的地热井属于一类井控风险地热井：

- a) 所钻地层有异常高压的地热井；
- b) 所钻目的层为地热蒸汽田的地热井；
- c) 所钻遇地层有易燃易爆或有毒有害伴生气的地热井；

d) 不能排除上述 a)、b)、c) 条件的新区地热勘探井。

4.2 二类井控风险地热井

满足以下条件之一的地热井属于二类井控风险地热井：

- a) 井口水温大于或等于当地汽化温度的地热井；
- b) 所钻地层含有浅层气的地热井；
- c) 所钻地层有油气显示的地热井。

4.3 三类井控风险地热井

井口水温小于当地汽化温度的地热井属于三类井控风险地热井。

5 井控设计

5.1 地质设计中所提供的井位应符合下列安全距离要求：

- a) 一类井控风险地热井的井口距高压线及其他永久性设施不小于 75m；距民宅不小于 100m；距铁路及高速公路不小于 200m；距学校、医院、油库、人口密集及高危场所等不小于 500m；井筒与地下矿产采掘坑道、矿井通道之间的距离不小于 100m。
- b) 二类、三类井控风险地热井的选址应综合考虑与永久性设施、民宅、学校、医院、人口密集场所的安全距离，以及现场设施、地理地质特点等因素。

5.2 地质设计中应提供本井预测全井段地层孔隙压力、地层温度、浅层气资料、油气水显示和复杂情况。地质设计中应对硫化氢、二氧化碳等有毒有害气体层位、埋藏深度和含量进行预测，工程设计中应明确相应的安全技术措施。

5.3 钻井液密度设计以各裸眼井段中最高地层孔隙压力当量密度为基准，附加一个安全值：

- a) 一类井控风险地热井附加安全值为 $0.05\text{g/cm}^3 \sim 0.1\text{g/cm}^3$ ；
- b) 二类井控风险地热井附加安全值为 $0.02\text{g/cm}^3 \sim 0.1\text{g/cm}^3$ ；
- c) 三类井控风险地热井附加安全值为 $0\text{g/cm}^3 \sim 0.02\text{g/cm}^3$ ；
- d) 含有有毒有害伴生气的地热井钻井液密度设计，其附加值应取上限。

5.4 压井材料配置要求

- a) 一类井控风险地热井钻开风险层位之前储备至少提高井内钻井液密度 0.1g/cm^3 的加重钻井液或加重材料；含硫地热井，还需储备足够数量的除硫剂；
- b) 二类井控风险地热井现场储备一定数量的加重材料；
- c) 三类井控风险地热井可在本工区内就近集中存放一定数量的加重材料。

5.5 井身结构设计的井控要求

- a) 同一裸眼井段不应有两个及以上压力梯度差值过大易产生喷漏矛盾的油气水层；
- b) 一类井控风险地热井在地下矿产采掘区钻井，表层套管或技术套管下深应封住开采段并超过其 100m；
- c) 异常高压地热井的技术套管、生产套管水泥应返至上一级套管内或地面；
- d) 含硫地热井生产套管应使用抗硫套管。

5.6 新区地热勘探井应做地层破裂压力试验或地层承压能力试验。

5.7 井控装置配置要求

- a) 一类井控风险地热井按最大关井压力选择防喷器，井口防喷器组合按附录 A 中 A.1.1 (a)、(b) 形式配置；节流管汇按 A.2 (a)、(b) 组合形式配置；压井管汇按 A.3 的组合形式配置；井口井控管汇按 A.4.1 形式布置。节流、压井管汇压力等级应与井口防喷器压力等级相匹配；
- b) 二类井控风险地热井的井口防喷器组合应按附录 A 中图 A.1.2 (a)、(b) 形式配置，井口井控管汇按 A.4.2 形式布置。井口管汇闸阀的压力等级应与防喷器压力等级相匹配；
- c) 三类井控风险地热井可安装具有导流能力的简易井口。

5.8 钻具内防喷工具的配置要求

- a) 一类井控风险地热井应配备钻具内防喷工具（止回阀、旋塞阀等）和防喷单根；
- b) 二类井控风险地热井应配备钻具内防喷工具（止回阀、旋塞阀等）。

5.9 钻井工程设计应绘制各开次井口装置组合及井控管汇示意图，并提出安装、试压要求。

6 井控装置安装及试压

6.1 防喷器、四通、套管头、闸阀、节流管汇、压井管汇和放喷管汇的额定压力与公称通径系列及法兰、法兰用密封垫环的类型、尺寸连接等技术要求，应符合 GB/T 20174、GB/T 22513 的规定。

6.2 一类井控风险地热井的井控装置安装应按照 GB/T 31033 执行。

6.3 二类井控风险地热井的井控装置安装要求

6.3.1 防喷器的安装要求

- a) 防喷器顶部应安装防溢管，其通径应不小于入井套管、工具外径，管内不应有台肩。防溢管处应安装挡泥伞，井口圆井处应安装防护盖；
- b) 防喷器组安装完毕后，应校正井口、转盘、天车中心，固定牢靠；
- c) 双闸板防喷器上闸板宜安装全封闸板，下闸板宜安装半封闸板。

6.3.2 钻井四通两侧闸阀处于常闭状态。

6.3.3 应安装方钻杆上旋塞和下旋塞，旋塞的压力等级应与井口防喷器压力等级相匹配。

6.4 钻井队应按标准安装风向标、配备便携式气体监测仪和报警装置。含硫地热井应按 SY/T 6277 标准配备硫化氢监测与人身安全防护装备。

6.5 井控装置的试压要求

- a) 一类井控风险地热井井控装置试压按照 GB/T 31033 的要求执行；
- b) 二类井控风险地热井井口装置安装后，在不超过表层套管抗内压强度 80%的前提下，应对闸板防喷器、钻井四通及防喷管汇阀门做额定压力密封试验；
- c) 试验稳压时间不少于 10min，低压实验压降不超过 0.07MPa，高压试验压降不超过 0.7MPa，密封部位无渗漏为合格。

7 钻井过程中井控作业

7.1 每次开钻前，应向施工人员进行地质、工程和应急预案等井控措施交底，明确职责及分工。

7.2 在施工过程中，钻井队应严格按工程设计选择钻井液体系和钻井液密度值。当发现设计与实际不相符合时，应按审批程序及时申报更改设计，经批准后方可实施；当遇紧急情况，已危及安全生产时，钻井队可先处理，同时上报。

7.3 对一类、二类井控风险地热井应进行地层压力及地层温度监测，根据监测结果及时调整钻井液性能。

7.4 钻井过程中的坐岗要求

- a) 一类、二类井控风险地热井自钻开目的层位前 100m 至完井，应安排专人 24h 坐岗观察溢流；
- b) 坐岗人员要定时观察和记录循环罐液面变化及起下钻灌入或返出钻井液情况，及时发现溢流显示。

7.5 钻井过程中的溢流监测要求

- a) 钻进中出现钻速突然加快、放空、井漏、气测及槽面显示异常等情况，应立即停钻观察，地质和钻井技术人员进行分析判断并采取相应的措施；
- b) 发生井漏，应将钻具提离井底以便观察，处理时遵守“先保持压力，后处理井漏”的原则；
- c) 起下钻过程中应注意观察、记录、核对起出（下入）钻具体积和灌入（流出）钻井液体积；
- d) 一类井控风险地热井应做到溢流量 1m³ 发现、2m³ 关井；二类井控风险地热井应做到溢流量 2m³ 发现、3m³ 关井。

7.6 关井作业

7.6.1 关井原则

- a) 一类井控风险地热井发现溢流立即关井，疑似溢流关井检查；二类井控风险地热井发现溢流，依据溢流情况决定是否关井；
- b) 最大允许关井套压不应超过井口装置额定压力、套管抗内压强度的 80% 和薄弱地层破裂压力所允许关井套压三者中的最小值。

7.6.2 发生溢流后可采用软关井或硬关井的方式进行关井，关井程序见附录 B。

7.7 压井作业

7.7.1 关井后应及时求得关井立压、关井套压和溢流量，并根据关井立压和套压的不同情况，采取相应的处理措施。

7.7.2 空井关井后，根据溢流的严重程度，可采用强行下钻分段循环法、置换法、压回法等方法进行处理。

7.8 井喷失控的处理原则

7.8.1 采取措施保护井口装置。

7.8.2 按应急程序进行报告。

7.8.3 设置观察点，定时取样，测定井场周边易燃易爆及有毒有害气体含量，划定安全范围。

7.8.4 制定应急抢险方案，按方案进行抢险作业。

7.9 测井作业井控要求

7.9.1 测井（射孔）车辆应停放在井架大门前，且距离井口 25m 以外。

7.9.2 测井前应进行通井循环，保证井眼通畅、钻井液性能稳定和压稳气水层。

7.9.3 测井作业过程中应控制电缆起下速度，并及时灌满钻井液。

7.9.4 测井时发生溢流应尽快起出井内电缆，若条件不允许，应立即剪断电缆关井。

7.10 固井作业井控要求

- 7.10.1 下套管作业前，应更换与套管外径一致的防喷器闸板芯子或准备套管转换接头，并试压合格。
- 7.10.2 固井和候凝过程应确保井筒液柱平衡地层压力，观察井口溢流情况。

附 录 A
(规范性)
井口装置及井控管汇组合图

A.1 防喷器井口组合形式

A.1.1 一类井控风险地热井防喷器井口组合形式

一类井控风险地热井防喷器井口组合形式见图 A.1。

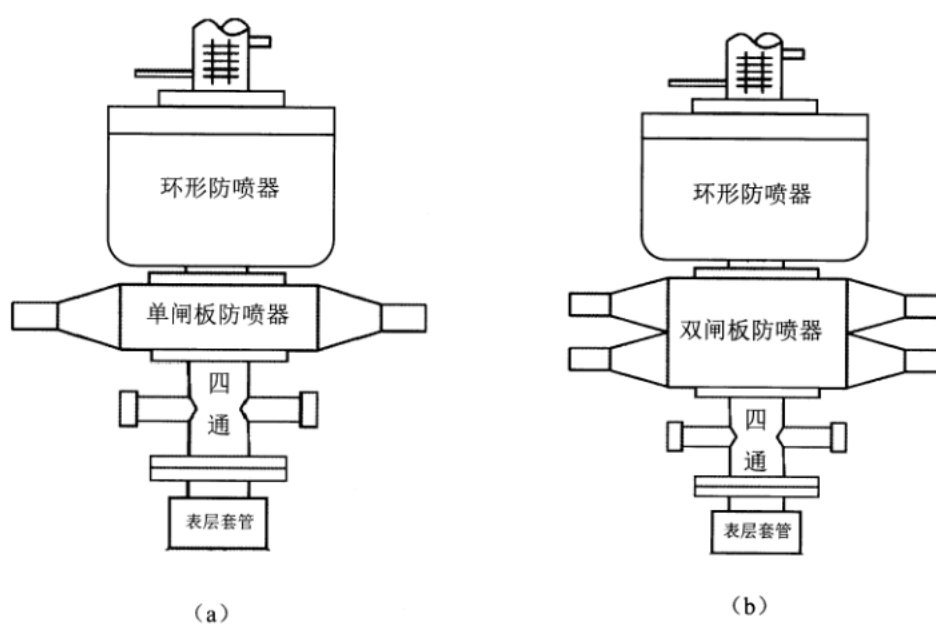


图 A.1 一类井控风险地热井防喷器井口组合形式

A.1.2 二类井控风险地热井防喷器井口组合形式

二类井控风险地热井防喷器井口组合形式见图 A.2。

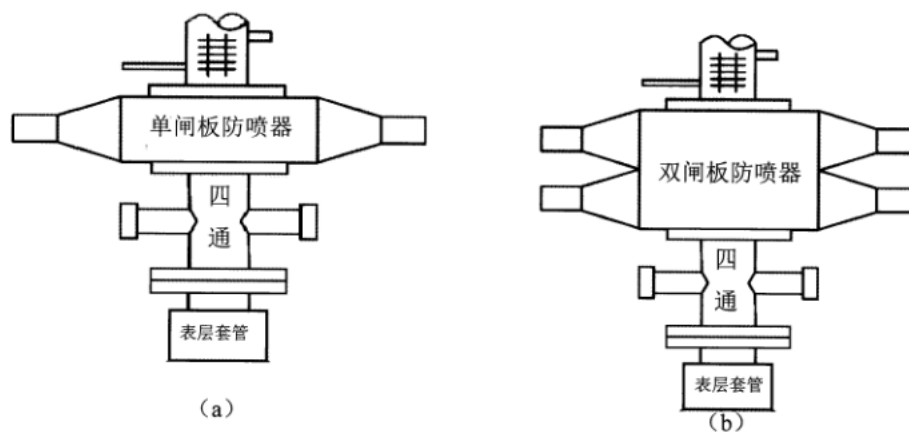


图 A.2 二类井控风险地热井防喷器井口组合形式

A.2 节流管汇组合形式

节流管汇组合形式见图 A.3。

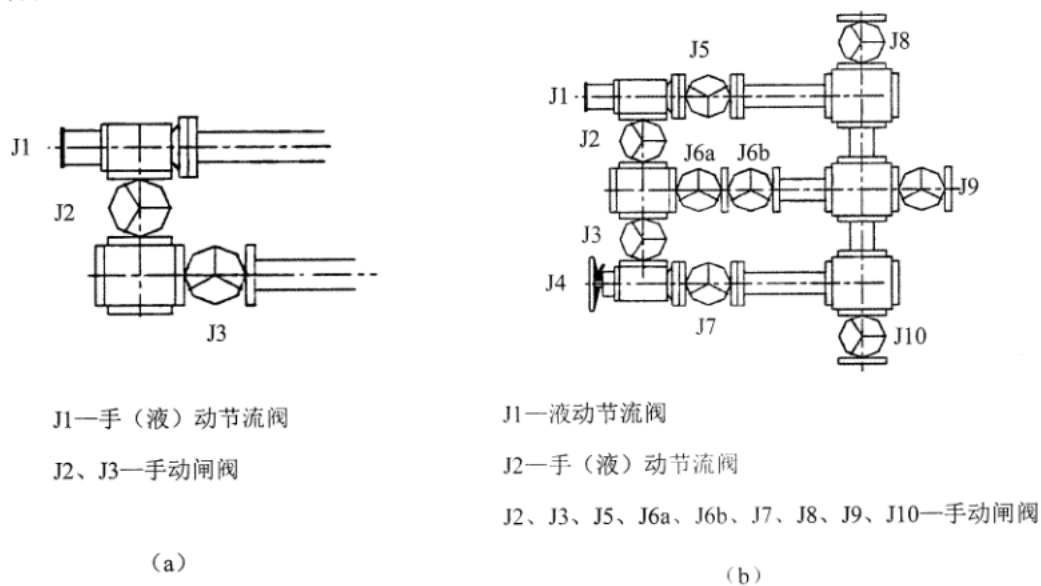
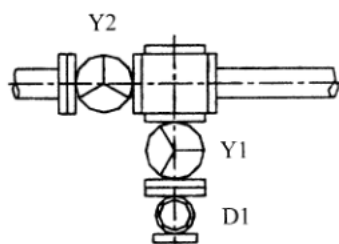


图 A.3 节流管汇组合形式

A.3 压井管汇组合形式

压井管汇组合形式见图 A.4。



Y1、Y2、Y3—手动闸阀；
D1—单流阀。

图 A.4 压井管汇组合形式

A. 4 井口井控管汇布置形式

A. 4. 1 一类井控风险地热井井控管汇布置形式

一类井控风险地热井井控管汇布置形式见图 A.5。

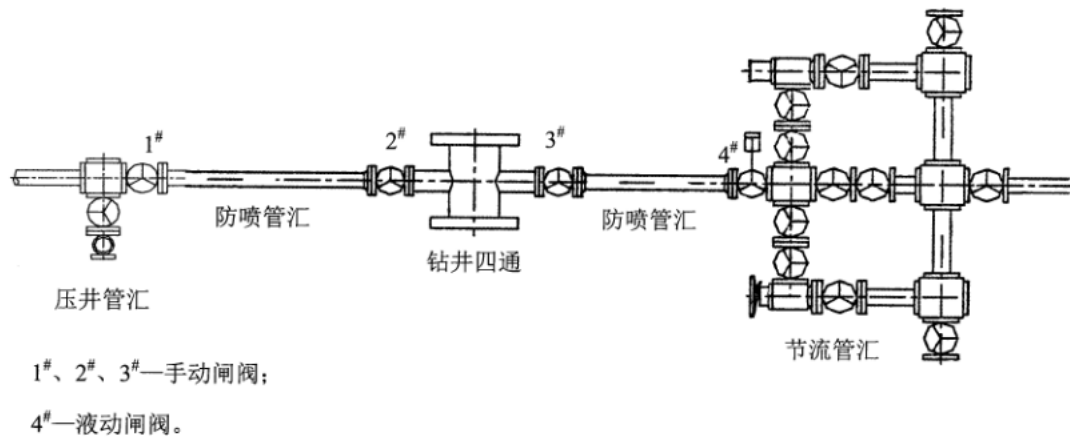


图 A. 5 一类井控风险地热井井控管汇布置形式

A. 4. 2 二类井控风险地热井井控管汇布置形式

二类井控风险地热井井控管汇布置形式见图 A.6。

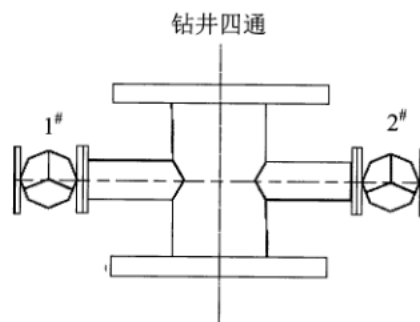


图 A. 6 二类井控风险地热井井控管汇布置形式

附 录 B
(规范性)
关井操作程序

B.1 软关井操作程序**B.1.1 钻进中发生溢流时**

- a) 发出信号;
- b) 停转盘, 停泵, 上提方钻杆 (带顶驱时为: 停顶驱, 停泵, 上提钻具);
- c) 开启液 (手) 动平板阀;
- d) 关防喷器 (先关环形防喷器, 后关半封闸板防喷器);
- e) 先关节流阀 (试关井), 再关节流阀前端的平板阀;
- f) 观察、记录立管和套管压力以及钻井液增减量, 并迅速向队长或钻井技术人员及甲方监督报告。

B.1.2 起下钻杆中发生溢流时

- a) 发出信号;
- b) 停止起下钻作业;
- c) 抢接钻具止回阀或旋塞阀;
- d) 开启液 (手) 动平板阀;
- e) 关防喷器 (先关环形防喷器, 后关半封闸板防喷器);
- f) 先关节流阀 (试关井), 再关节流阀前端的平板阀;
- g) 观察、记录套管压力以及钻井液增减量, 并迅速向队长或钻井技术人员及甲方监督报告。

B.1.3 起下钻铤中发生溢流时

- a) 发出信号;
- b) 停止起下钻作业;
- c) 抢接防喷单根或防喷立柱;
- d) 开启液 (手) 动平板阀;
- e) 关防喷器 (先关环形防喷器, 后关半封闸板防喷器);
- f) 观察、记录套管压力以及钻井液增减量, 并迅速向队长或钻井技术人员及甲方监督报告。

B.1.4 空井发生溢流时

- a) 发出信号;
- b) 开启液 (手) 动平板阀;
- c) 关全封闸板防喷器;
- d) 先关节流阀 (试关井), 再关节流阀前端的平板阀;
- e) 观察、记录套管压力以及钻井液增减量, 并迅速向队长或钻井技术人员及甲方监督报告。

注: 空井发生溢流时, 若井内情况允许, 可在发出信号后抢下几柱钻杆, 然后实施关井。

B.2 硬关井操作程序

B.2.1 钻进中发生溢流时

- a) 发出信号;
- b) 停转盘, 停泵, 上提方钻杆 (带顶驱时为: 停顶驱, 停泵, 上提钻具);
- c) 关防喷器 (先关环形防喷器, 后关半封闸板防喷器);
- d) 关节流阀前端的平板阀;
- e) 开启液 (手) 动平板阀;
- f) 观察、记录立管和套管压力以及钻井液增减量, 并迅速向队长或钻井技术人员及甲方监督报告。

B.2.2 起下钻杆中发生溢流时

- a) 发出信号;
- b) 停止起下钻作业;
- c) 抢接钻具止回阀或旋塞阀;
- d) 关防喷器 (先关环形防喷器, 后关半封闸板防喷器);
- e) 关节流阀前端的平板阀;
- f) 开启液 (手) 动平板阀;
- g) 观察、记录套管压力以及钻井液增减量, 并迅速向队长或钻井技术人员及甲方监督报告。

B.2.3 起下钻铤中发生溢流时

- a) 发出信号;
- b) 停止起下钻作业;
- c) 抢接防喷单根或防喷立柱;
- d) 关防喷器 (先关环形防喷器, 后关半封闸板防喷器);
- e) 关节流阀前端的平板阀;
- f) 开启液 (手) 动平板阀;
- g) 观察、记录套管压力以及钻井液增减量, 并迅速向队长或钻井技术人员及甲方监督报告。

B.2.4 空井发生溢流时

- a) 发出信号;
- b) 关全封闸板防喷器;
- c) 关节流阀前端的平板阀;
- d) 开启液 (手) 动平板阀;
- e) 观察、记录套管压力以及钻井液增减量, 并迅速向队长或钻井技术人员及甲方监督报告。

注: 空井发生溢流时, 若井内情况允许, 可在发出信号后抢下几柱钻杆, 然后实施关井。