

河北霸州石油四处地热平台井施工工艺研究



刘纯仁*

中国石化华东工程公司江苏钻井公司，江苏扬州 225261

摘要：地热资源既是一种宝贵的自然资源，又是一种清洁环保的可再生能源。地热资源作为一种分布范围广、储量巨大、可再生的新能源在社会能源消费中占有越来越重要的地位。近年来，政府非常重视新能源和可再生能源的开发利用，开发地热资源对于缓解能源紧张，调整能源消耗结构，改善环境质量，对加快城市的发展进程有着重要的现实意义。霸州市城区是华北地区中地温地热资源较丰富的地区之一，2007年霸州市申报中国温泉之乡成功，将进一步促进本区域地热资源开发规模的扩大和利用水平的提高。地热1队已在霸州地区成功施工3口地热井，出水量 $122\text{m}^3/\text{h}$ ，温度73℃，动水位98m，取得良好应用效果，井队在施工中总结出地热井钻井技术、工艺流程，希望能为后续施工井提供参考指导，达到为甲方提供优质井筒的目的。同时可助力提升清洁能源供给能力，对改善能源结构、缓解能源短缺、保护生态环境、促进碳达峰碳中和具有重要战略性意义。

关键词：地热井；钻井工艺；成井工艺；固井止水；洗井

DOI: [10.57237/j.jest.2024.01.002](https://doi.org/10.57237/j.jest.2024.01.002)

Study on Construction Technology of Geothermal Well in Bazhou, Hebei Province

Liu Chunren*

Jiangsu Drilling Company of Sinopec Huadong Oilfield Service Corporation, Yangzhou 225261, China

Abstract: Being a kind of valuable natural resource, geothermal energy is both renewable and environmental friendly. Being a kind of widely distributed clean renewable energy source with huge reserves, geothermal resource will play an increasingly important role in energy consumption market. In recent years, the government has attached great importance to the development and utilization of new and renewable energy. The development of geothermal resources has important practical significance for alleviating energy stress, adjusting energy consumption structure, improving environmental quality, and accelerating the development process of cities. The urban area of Bazhou city is one of the areas with abundant geothermal resources in North China. In 2007, Bazhou was successfully declared as the hometown of Hot spring in China, which will further promote the Expansion of the development scale and improvement of the utilization level of geothermal resources in this region. Geothermal team 1 has successfully constructed 3 geothermal Wells in Bazhou region and achieved good application results. During the construction, the drilling technology and technological process of geothermal Wells were summarized by the drilling team, hoping to provide reference and guidance for subsequent construction Wells and achieve the purpose of providing company with high-quality well bore. At the same time, it can help improve the supply

*通信作者：刘纯仁, liucr.oshd@sinopec.com

capacity of clean energy, which is of great strategic significance for improving energy structure, alleviating energy shortages, protecting the ecological environment, and promoting carbon peak and carbon neutrality.

Keywords: Geothermal Well; Drilling Technology; Well Completion Technology; Cementing Water Stop; Wash Well

1 引言

地热能是一种绿色低碳、可循环利用的可再生能源，与风能、太阳能等相比，地热能不受季节、气候、昼夜变化等因素干扰，可高效综合利用，对改善能源结构，解决日趋严重的全球环境问题具有重要的意义。

中国的地热资源具有清洁、高效、面积广，储量多等特点，地热能利用率位于全球第一。河北省是地热资源大省，尤其是河北平原区发现了丰富的中低温地热资源，霸州市位于京、津、冀经济圈和环渤海经济圈，经济发达，交通便利，具有广阔的开发利用前景。河北省霸州市隶属于河北省廊坊市，属于“2+26”城市，清洁能源供暖势在必行。

霸州市蕴藏着丰富的地热资源，境内大部分地区均有地热资源分布。霸州市城区 63km^2 范围内，地下热水的可开采量5亿立方米，可利用资源量相当于170万吨标准煤。上第三系明化镇组热储中的地热水，属偏硅酸达到矿水浓度的氟医疗热矿水；馆陶组热储中的地热水，属偏硼酸达到矿水浓度的偏硅酸医疗热矿水，可作为医疗热矿水开发利用[1-6]。

石油四处平台井位于河北省霸州市中石油东方地球物理公司霸州基地院内，井的类别为开采井，井型为定向井。钻井的目的和基本任务为：

- 1) 主要用于供暖。
- 2) 设计井深2440m（垂深2306m），完钻地层为东营组，开采热储层为上第三系馆陶组，取水段为1950-2396m（垂深1812-2256m）。
- 3) 完钻原则：钻穿馆陶组，进入东营组50m。
- 4) 设计降深 $\leq 50\text{m}$ 时，井口水温 $\geq 68^\circ\text{C}$ ，井口出水量 $\geq 100\text{m}^3/\text{h}$ 。

2 地质情况

霸州市位于冀中坳陷霸县凹陷内，霸县断凹形态是一个负向的箕状负向构造，西北部陡，东南缓，西陡东缓，凹陷沉积中心在城区东部。凹陷基岩由古生界至元古界组成，因断裂沉陷，基岩之上沉积了巨厚

的新生界，最大埋深近7000m，沉积盖层主要为新生界新近系、古近系组成，新近系常为断层复杂化，形成大小不等的断块构造。第四系构造单一，其底略有起伏。武清霸县断凹西北的牛驼镇凸起是一个新生代早期的拱升区，基岩由元古界—古生界组成，有其优越的地热地质条件。武清霸县断凹的东部有苏桥潜山带，基岩由古生界组成，亦有较好地热地质环境。

馆陶组热储主要分布于武清-霸县断凹、大城断凸的南部等地，其它地区缺失。霸县断凹中心地带沉积厚度最大，从断凹中心向断凹边缘沉积厚度渐薄。

馆陶热储：储层岩性特征由上至下由细变粗，主要为白色砂岩与紫红色泥岩互层，下部为粗砂岩，底部为砂砾岩，区内热储层地层厚度444m，平均砂厚比39.4%。热储中部温度45~65℃。热储平均孔隙度22~30%，区域加权平均渗透率 $329.83 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，区域单井涌水量为40~87m $^3/\text{h}$ ，井口水温在60~70℃，矿化度1.9~2.4g/L，水化学类型为Cl•CO₃—Na或Cl—Na型水，PH值7.7~8.4，富水性好，是区内地热地质条件较好的热储层。

根据基底起伏及断层的展布特点，霸州市属于雄县地热田地热，地热水资源具双层热储结构，上部为新生界松散岩类孔隙型热储，包括新近系明化镇组、馆陶组、古近系沙河街组；下部为基岩裂隙岩溶热储层，包括寒武-奥陶系和蓟县系。

通过本平台井实钻所钻遇地层，结合测录井资料分析认为，本平台井在钻探过程中，在钻井参数稳定的情况下，如钻遇储层（砂质岩、灰岩）时，如储层物性好（胶结程度差、粒级粗、孔隙度高、缝洞发育）则钻时较快，钻遇非储层时（泥岩）钻时较大。本平台井各组段地层岩性划分依据主要是通过钻时以及对岩屑的鉴定、邻井对比，区域内地层组合面貌等。

石油四处平台地热井钻遇地层及岩性预测如下：

第四系：主要岩性为灰黄、棕黄、浅棕色粘土岩与灰黄色、杂色砂砾层。本平台井段在钻遇储层时，平均钻时在1分钟左右，钻遇非储层（泥岩）钻时较大平均在2-16分钟，最大22分钟。

明化镇组：主要岩性为棕黄色、棕红色、褐色、灰色泥岩与灰黄色细砂岩、含砾细砂岩、灰色粉砂岩、灰色细砂岩。本平台井段在钻遇储层（泥岩），平均钻时 1 分钟左右，钻遇非储层时较大平均在 2-43 分钟。

馆陶组：主要岩性为浅棕色泥岩与灰色砂砾岩，底部为杂色砂砾岩。本平台井段在钻遇储层时，平均钻时在 1-2 分钟，钻遇非储层（泥岩）钻时 3-28 分钟。

东营组：主要岩性为棕红色泥岩与灰色细砂岩。本平台井段在钻遇储层时，平均钻时 2-3 分钟，钻遇非储层（泥岩）时平均钻时 5-11 分钟。

3 施工工艺

3.1 施工难点

- (1) 井眼控制难度大。所钻遇的地层为新生界及古生界地层，尤其是第四系地层松散未胶结，砂层及含砾砂层较多。石炭二叠系泥岩及煤层易缩径坍塌；地层的可钻性差、机械钻速低、周期长，井眼长时间浸泡易出现井壁垮塌现象。
- (2) 井涌。地表浅层水活跃，而且上第三系明化镇组有存在异常高压，易引起井涌。
- (3) 井漏。在新近系馆陶组发生漏失的可能性较大，古生界奥陶系灰岩地层漏失严重。
- (4) 涌漏并存。馆陶组下部地层的地层破裂压力低，若钻遇高压层，则使钻井液密度掌控不足，出现涌漏并存的复杂情况。
- (5) 缩径掉块。上第三系地层胶结程度较低，井壁极易发生坍塌、掉块等现象，井壁维护难度较大。同时本地区第三系馆陶组地层中夹有石膏，钻井液钙侵后失水、流变性变化较大，极易发生缩径卡钻事故。
- (6) 固井质量难以保证。二开长封固段固井，固井施工时易漏。

3.2 钻进工艺

根据勘查区地层岩性特征，通过对该平台 3 口井的施工，通过优选钻头类型、钻具组合、钻进参数以及钻井液性能数据，确保井孔质量[7-10]。

3.2.1 一开施工

一开工作的重点是保证井眼打直，采用塔式钻具组合，钻压由小到大，之后大排量、大钻压、中转速

钻进，可以有效防斜。严格控制泵室段井斜低于 1°。

一开采用膨润土钻井液开钻，钻井液配方为：清水+4%膨润土+0.5%纯碱。钻进过程中控制钻井液粘度维持在 30-35s 之间，密度控制在 $1.05-1.08\text{g/cm}^3$ ，防止泥包钻头及井壁垮塌。

采用的钻具组合为： $\Phi 444.5\text{mm}$ 牙轮钻头 (GC315, 镶齿) + $\Phi 241\text{mm}$ 钻铤 *2 根 + $\Phi 203\text{mm}$ 钻铤 *4 根 + $\Phi 165\text{mm}$ 钻铤 *9 根 + $\Phi 127\text{mm}$ 加重钻杆 *18 根 + $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆。钻进至 450m 后循环干净后短起下，再用稠浆循环带砂，确保下套管顺利。

下入 $J55*339.7\text{mm} \times 9.65\text{mm}$ 套管，套管下深 450m，套管出地高：0m。固井使用 G 级油井水泥 58T，水泥浆密度： 1.85g/cm^3 ，替浆： 36.5m^3 ，水泥返至地面。候凝 48 小时后进行下步施工。

3.2.2 二开施工

二开下入定向钻具组合， $\Phi 241.3\text{mm}$ PDC 钻头+1.25°螺杆+ $\Phi 165\text{mm}$ 钻铤 *6 根 + $\Phi 127\text{mm}$ 加重钻杆 *18 根 + $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆。由于第三系地层半胶结比较松散、易坍塌，钻进时必须保证大排量，低钻压，高转速。定向钻进时每个单根进行测量一次，严格控制井眼轨迹。同时注意活动钻具，防止长时间滑动钻进导致钻具粘卡。馆陶组地层含有砾石，易损伤 PDC 钻头，经常观察岩屑含砾情况，以便及时调整参数，保护好钻头。

由于地热井全井段禁止使用会堵塞储层孔隙和渗流通道的重晶石、沥青类材料和磺化类材料等。因此，二开采用以聚丙烯酸钾 (K-PAM)、羧甲基纤维素 (CMC)、水解聚丙烯腈铵盐 ($\text{NH}_4\text{-PAN}$) 为主的聚合物钻井液，聚丙烯酸钾具有包被、提粘及降失水作用，羧甲基纤维素具有降低失水和提粘作用，水解聚丙烯腈铵盐具有降低失水和一定的稀释作用，钻井液中的 K、 NH_4 具有很好的防塌作用，对泥、页岩的水化膨胀有很好的抑制作用，确保井径规则、井壁稳定。

二开钻井液配方为：清水+5%膨润土粉+0.5%纯碱+2% $\text{NH}_4\text{-PAN}$ +2%复合沥青+1%K-PAM+CMC+单向封堵剂+重晶石粉。粘度控制：明上段地层维持粘度 30-35s，明下段地层维持粘度 35-40s，馆陶组提高粘度至 40-45s，东营组控制粘度至 45-50s。密度控制：明化镇组井段钻井液密度控制在 $1.10-1.12\text{g/cm}^3$ ，馆陶组井段密度在 $1.12-1.16\text{g/cm}^3$ ，东营组井段密度在 $1.15-1.20\text{g/cm}^3$ 。中压失水控制：明上段失水不做严格控制，明下段降低失水至 10ml；进入馆陶组后降低失水至 8ml 以下；东

营组控制中压失水在 6ml 以下。

完钻后起出螺杆钻具组合，下入牙轮钻头进行通井，钻具组合为： $\Phi 241.3\text{mm}$ 牙轮钻头+ $\Phi 165\text{mm}$ 无磁钻铤+ $\Phi 165\text{mm}$ 钻铤*6 根+ $\Phi 127\text{mm}$ 加重钻杆*18 根+ $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆。通井过程中如遇阻，要上下划眼，直到遇阻现象消失，方可继续下钻，坚持每 500m 灌浆一

次，下到底以后用稠浆循环带砂。杜绝钻头在一个井段长时间循环钻井液，钻头应地层胶结比较好的井段循环。

通过采取合理的钻井参数及技术措施，通过在石油四处平台已经完井的 4 口井来看，取得了良好的施工效果，实钻技术指标与设计技术指标对比见表 1。

表 1 石油四处平台已钻井与设计技术指标对比表

	设计	1 井实际	2 井实际	3 井实际	4 井实际
井深 (m)	2300	2306	2442	2440	2440
平均机械钻速 (m/h)	10.05	15.27	15.14	23.12	18.69
纯钻时效 (%)	28	38.9	39.22	38.64	49.07
钻井周期 (d)	17.5	16.15	17.13	11.375	11.08
钻完井周期 (d)	30	29	31.2	22	19.3
台月效率 (m/m)	2200	2385.5	2348	3327.27	3564.38

3.2.3 井身轨迹控制措施

(1) 随钻测量仪器优选

考虑地热井会发生井漏状况，在选用仪器上采用结构简化、易操作、抗干扰能力强、可打捞的正脉冲无线随钻仪器（MWD）。

(2) 定向控制措施

- 1) 选用匹配的螺杆，配合稳定的工具面来控制制造斜率来达到施工要求；
- 2) 通过邻井地层资料的对比，利用 Navigator 轨迹定向软件及时的控制和预测轨迹变化情况，复合、滑动钻进相结合来使得全角变化率平稳；
- 3) 及时的做好井眼轨迹的模拟和预测工作，做好预留轨迹控制提前量，避免预留量不够造成无法挽回地步；
- 4) 控制钻压能够有效的防止井斜角过快的变化，确保井眼轨迹光滑；
- 5) 控制转盘转速可以防止钻具摆动幅度过大对方位造成影响；
- 6) 及时预测井斜角、方位角中提前量变化情况。

(3) 定向施工措施

- 1) 理论上螺杆造斜工具造斜能力要大于井眼的 10%-20%，选择 1.25 倍弯螺杆能满足 4-6 °/30 米的造斜率，定向时控制好工具面左右不得超过 10 °左右。
- 2) 利用地层倾角，采用少定向多复合的原则，基本复合滑动比为 80%。利用复合加压自然增斜的理念。必要时进行短程起下钻，及时的清理井

壁上吸附的岩屑，保证一个良好畅通的井眼有利于定向施工。采用 PDC+螺杆+欠尺寸的扶正器组合能够有效的防止井斜的增大趋势。

- 3) 钻进过程中如遇到快钻时必须紧跟钻压，防止掉井斜，相反慢钻时控制钻压防止增井斜。
- 4) 因为地层倾角的变化，转盘转速的快慢能够有效的控制方位的左右摆动，实际作业过程中方位角的变化率为 1-2 °/30m。
- 5) 根据软件计算控制好井斜角，方位角中的提前量。中靶前方位控制在高边 2-3 °，井斜控制在低边 3 °左右，利用地层倾角的自然变化优势复合中靶。
- 6) 定向前仪器要做地面组装、地面测试、井口测试、入井后中途测试，到底后要和多点仪器测量结果做对比，如遇井斜、方位误差超过 1-1.5 °时，则坚决不能使用。

3.2.4 热储层保护

在钻进至水层后，要做好保护热储层的措施，应采用 KCL 低聚合物钻井液钻井液体系。在整个钻井中不使用分散剂。既要保护井壁稳定，又要保证携砂的需要，同时又要保护热储层不受污染，使得钻井液具有人为的可调性，达到对地层无污染，无伤害，地层的渗透性可恢复达到 90% 以上，从而尽量提高地热井的产量。

馆陶组为新近系层，岩性主要为灰、绿灰、灰绿色砂岩，夹棕黄、棕红及灰色泥岩、砂质泥岩。该组地层砂岩发育，是良好的储水层段。需要做好地热水层的保护措施，措施如下：

- 1) 钻陶组地层钻进采用低聚合物钻井液钻井液体系。
- 2) 严格控制较低的钻井液密度，同时加强固相控制，含砂量小于 0.2%，减少固相颗粒对地热水层的侵入。
- 3) 保持钻井液流变性能的稳定，避免大幅度波动，保证钻开地热水层过程中各项性能均能始终符合保护地热水层及稳定井壁的要求。
- 4) 采用刚性微米级颗粒与高分子聚合物复配技术，在井壁上形成有效保护膜，防止钻井液滤

液侵入地热水层。

- 5) 合理使用好四级固控设备，保证振动筛、除砂除泥器、离心机的使用率，及时清除钻井液中的有害固相，最大限度的保护地热储层。

3.3 成井工艺

石油四处平台地热井完钻深度 2440m，成井结构为二级成井结构，结构图见表 2。按不同井径下入二种规格国产石油无缝钢管。

表 2 石油四处平台地热井成井结构图

名称	钻头尺寸/钻进深度 (mm/m)	井管规格/井管下深 (mm/m)	备注
泵室段井管	444.5/450	339.7/449	重合段长度：32.73m；固井井段：0.00~450m
定向段井管	241.3/2440	177.8/2420	取水层以上水泥封固，取水层下入 177.8mm 滤水管成井。

(1) 井身结构示意图：

砂岩孔隙型热储地热井采用二开井身结构，一开表层泵室段 $\Phi 339.7\text{mm}$ 套管全部用水泥封固，二开完钻后有两种完井方式：第一种采用悬挂器悬挂 $\Phi 177.8\text{mm}$ 套管， $\Phi 177.8\text{mm}$ 滤水管以上部分用止水器

止水；第二种采用悬挂器悬挂 $\Phi 177.8\text{mm}$ 套管， $\Phi 177.8\text{mm}$ 滤水管以上部分全部用水泥封固。甲方为了在探矿权范围内最大限度的利用地下热储层水资源，将本平台地热井设计为直-增-稳-降类型的定向井，井身结构见图 1。

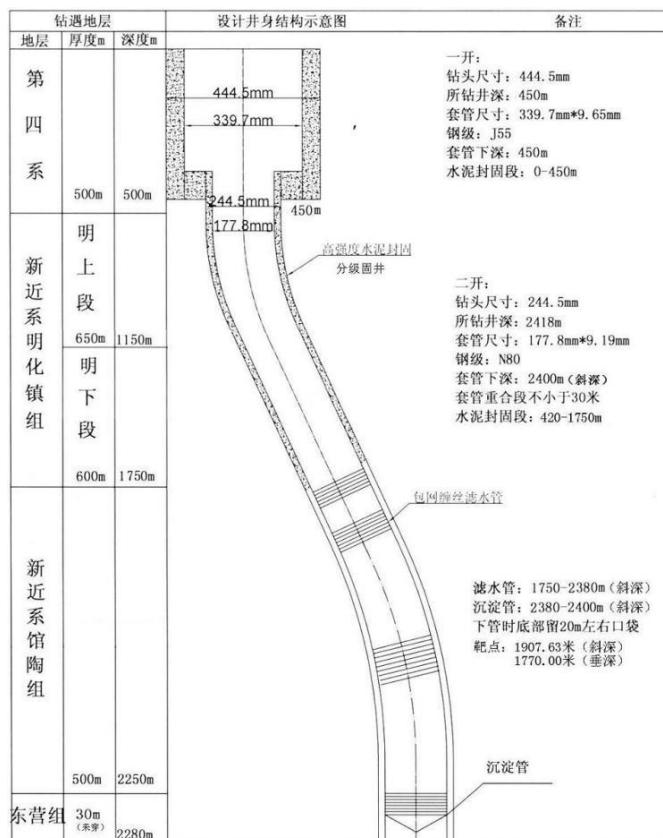


图 1 石油四处平台地热井井身结构图

(2) 滤水管安装及技术指标

滤水管的基本性能参数主要包括滤水孔直径，滤水管的长度、直径及防砂效果。目前，地热井常用的滤水管有3种：1)花管。适用于灰岩热储层，孔径18mm，横向孔距55mm，一圈12个孔。2)绕丝筛管。适用于砂岩热储层，基管打孔参数同花管，外包80目不锈钢筛网，缠304不锈钢丝，钢丝间距小于0.5mm。3)割缝衬管。适用于砂岩热储层，筛管缝长100mm，缝宽0.3mm，缝分布密度580-600条/m，过流流量可以达到160-180m³/h。本平台共下入滤水管35根，滤水管由N80*Φ177.8mm*Φ9.19mm石油套管打眼、包网(60目)缠丝加工制作。滤水管下部安装遇水膨胀橡胶圈，上部采用悬挂器悬挂及管外封隔器封隔止水。

(3) 止水位置与方法

表层套管要求采用油井水泥全封固，技术套管段进行永久性止水，技术套管与表层套管重合32.73米。下部馆陶组采用管外封隔器，采用悬挂器进行悬挂，并使用膨胀橡胶圈进行止水。

考虑到水泥在井中是沉淀性凝固的特点，用水泥固井有可能在套管搭接处，产生空洞现象，也就是说没有凝结的水泥浆，易产生冷水直接从搭接处进入井管内，造成热水温度降低。因此，我们使用了遇水膨胀橡胶圈，其规格为Φ238mm*Φ179mm*Φ30mm(外径*内径*厚度)。该橡胶圈的特点是：浸入水中自动膨胀，无味无毒，而高温、无水时自动复原，膨胀系数在遇水4天后能增大300倍，将其套在套管上，在它膨胀前可以完成下套管、固井作业，然后膨胀止水。

3.4 固井止水

3.4.1 固井施工主要技术难点

- (1) 一开井径大，地层松软、砾岩发育，易漏失，且井径扩大率大，井径相对不规则，套管较难居中；
- (2) 下套管时容易导致套管不居中，影响顶替效率和固井质量；
- (3) 二开井段固井封隔时要注意制定周密施工方案，采取有效措施，防止钻井液或是深部地热水上窜污染浅层水源，必须保证固井、止水量。

3.4.2 一开表层套管固井

- (1) 套管串结构(由下至上)：引鞋+Φ339.7mm套管串。
- (2) 注水泥方案：水泥浆密度1.85±0.03g/cm³，水泥返出地面，表层套管留15m-20m的水泥塞。

3.4.3 二开套管固井施工工艺流程

二开采用表层下入微台阶的方式实现坐挂，使用时配合专用的送入工具，将尾管悬挂器及尾管下入到井内设计深度。当钻具下放至微台阶处，尾管重量被支撑在表层套管上，实现坐挂。下套管采用的是钻杆送二开套管入井悬挂方式，管串结构：引鞋+滤水管管串+盲板+管外封隔器+注水泥分级罐+光管+悬挂器+送入钻具。悬挂器承载短节距离悬挂短节2m左右时降低下放速度并观察指重表读数，悬重突然下降即说明悬挂器已坐挂。缓慢下放钻具，释放掉尾管浮重，继续下压5T。后开泵打压管外封隔器坐封(憋压至10MPa，稳5-10min，使封隔器充分涨封，继续憋压至12MPa、14MPa、16MPa分别稳压2min)，坐封后继续打压打开分级罐(将压力提升至20MPa，打开压差双级罐)，打开分级罐建立循环。逐渐提排量至固井替浆排量，观察泵压及岩屑返出情况，循环两个迟到时间后，若泵压稳定，无岩屑返出，可以进行倒扣丢手。坐挂成功后调整钻具，保证悬挂器受压1-5T，坐卡瓦，正转进行倒扣。先试倒扣5圈，观察回转情况，若无明显回转，继续倒扣，总倒扣圈数应不少于25圈。倒扣完成后上提钻具，观察悬重，若上提悬重等于上部钻具悬重说明扣已经倒开，注意上提高度不超过1.5m，防止将密封芯子提离悬挂器。倒扣成功上提吨位正常后，下放至倒扣处循环钻井液。循环干净后开始进行固井作业。

二开固井采用分级固井注水泥技术，利用分级罐将较长井段分成两段固井，主要解决固井段长、压差大以及井下情况复杂等问题。先打入前置液2m³，注入水泥浆40.55m³后卸方钻杆投胶塞，替浆33.5m³碰压(碰压8MPa，稳压2min，泄压，检查回流，无回流)，钻具内憋压2MPa，缓慢上提钻具，仔细观察悬重及压力变化，压力突然下降时即为中心管已经拔出，此时立即开泵循环，冲洗出多余水泥浆，此时固井结束，开始候凝。

根据前面几口井固井施工得知，水泥返不到悬挂器位置，需要进行挤水泥固井作业，即“穿鞋戴帽”。注

入水泥浆 6.4m^3 , 关防喷器替浆 6m^3 , 挤水泥固井结束,憋压 3MPa 候凝。

3.4.4 固井防窜措施

实现防窜主要是依据平衡压力原理, 即保证压稳。主要有 3 个时期加强压稳, 固井前的压稳、固井过程中注替压稳、固井候凝过程中压稳, 候凝防窜技术, 防止层间窜流[11-16]。

- (1) 通过增加“直角稠化”效果, 实现防窜。在确保施工安全的前提下, 由水泥浆稠化曲线可知, 缩短水泥浆的稠化时间, 可以增加“直角稠化”效果, 从而减少流体窜入的时间。由于地下情况的复杂性和层内的窜流特性以及水泥浆自身水化凝固特性, 因此, 在确保施工安全的前提下, 尽量缩短稠化时间, 增加“直角稠化”效果, 可有效增强水泥浆防窜控制过程, 即压力平衡过程(水泥浆处于液体状态时, 能够传递液柱压力, 平衡和压稳地层流体)、浆体胶凝过程(水泥浆被顶替到位时, 开始出现失重和体积减缩)、浆体脱水过程(在水泥浆凝结前, 由于液注压力高于地层压力, 水泥浆失水会加剧失重, 导致低于水柱压力, 同时失水过大大会出现桥堵)、浆体凝结过程(失重达到高峰, 水泥浆的孔隙压力低于大气压是最容易发生地下流体窜流的过渡期)和浆体硬化过程(水泥浆已经形成了结构力, 具有防窜能力)整体缩短, 达到快速封固, 降低水侵入的几率, 减轻水泥浆转化水泥石后的体积收缩程度, 达到防止窜流的目的。
- (2) 利用逐级压稳, 实现防窜。利用逐级压稳, 可采用双凝或者三凝体系, 保证固井质量。并且将领尾浆稠化时间差由原先 60 min 增加到 120 min 以上, 在水泥浆凝固的过程中, 可以减少水泥失重影响, 保证压稳下部目的层流体。双凝或多凝固井在地层承压能力充分的情况下, 配合环空控制回压技术, 则对于防止高压流体窜入和水泥浆凝固过程中的“失重”而诱发的油气水窜等效果更佳。控制回压技术的方法, 根据不同类型的井采用的方法不同, 采用的环空控制回压技术方法如下:
 - 1) 打重帽法: 经过计算, 可以配置一定数量的高密度钻井液, 在注前置液前注入井内,

施工终结后, 这部分加重钻井液处于水泥浆上方的环形空间, 可以弥补一定的失重压力。

- 2) 自然蹩压法: 它是在固井碰压后, 迅速密封井口环空, 利用水泥水化过程中的放热引起压力膨胀形成自然蹩压。
- 3) 注液加压法: 这项技术核心是蹩压时间和压力值的计算。对于不漏井碰压后即可实施环空注液蹩压; 对于可能漏失的井, 在固井碰压后未发生漏失, 还需注液加压压稳高压层的井, 应采用固井前所做的地层承压试验时, 折合的全井当量密度, 或固井施工顶替最高环空总动态液柱压力当量密度, 减去碰压后环空总静态液柱压力当量密度, 再乘以井深, 所得压力值进行注液蹩压。
- 4) 循环加压法: 此方法用于双级注水泥固井和尾管固井。双级注水泥施工中, 一级施工完毕, 打开循环孔, 开泵循环; 尾管注水泥施工碰压完毕, 拔出中心管, 起钻若干柱, 开泵循环。均依靠环空流动阻力对下部水泥浆施加压力, 循环时间要求在保证井眼清洗干净后继续循环至下部水泥浆稠化。

3.4.5 提高顶替效率措施

(1) 套管居中度设计及校核。

套管在井筒内并不完全居中, 尤其是在井斜比较大的情况下, 套管壁贴向井壁一侧。根据中国的石油工业部标准以及 API 规范, 套管串在井眼中的居中度小于 66.7% 时, 固井质量就受影响, 管外环空套管贴近井壁窄边的钻井液难以被顶替, 滞留后的钻井液将出现水泥沟槽。要提高固井顶替效率, 就必须提高套管居中度设计。套管居中度设计的原则: 常规井眼套管居中度应大于等于 67% , 小间隙套管居中度不低于 80% , 尤其是水层井段; 另外, 不易多下扶正器的复杂井和易漏失井, 重点保证渗透层井段的套管居中度。

利用 Landmark 软件模拟了井斜角大于 40° 情况下, 安装不同数量及类型的扶正器套管居中情况。根据模拟结果, 扶正器按照要求为: 井斜小于 40° 的井段, 确保每根套管安装 1 个弹性双弓扶正器; 井斜大于 40° 的井段, 每根套管若只安装 1 个弹性扶正器情况下,

套管居中度为 40%-50%，若只安装 2 个扶正器，交替使用弹性双弓与刚性螺旋扶正器，套管居中度可达到 70%以上。

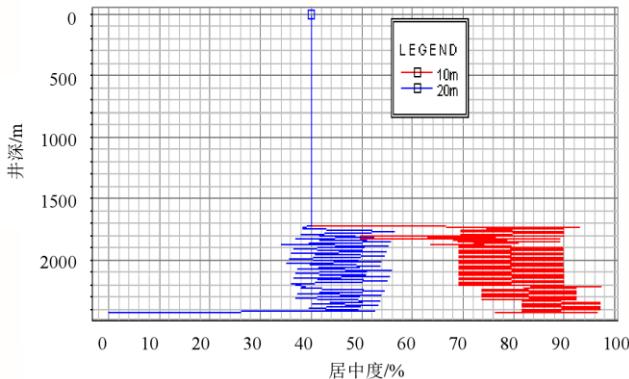


图 2 套管居中度模拟图

(2) 井眼准备。

井眼准备主要包括降低井径的不规则程度、提高地层承压能力等。

1) 降低井径的不规则程度

对于固井而言，井径不规则包括有“糖葫芦”井眼、椭圆型井眼。

“糖葫芦”井眼是指井径扩大率大小不一，因为循环长时间冲蚀或井壁掉块等发生，有时出现单个“大肚子”井眼的情况，有时出现多个连续的“大肚子”井眼，类似于“糖葫芦”一样，在固井顶替过程中，钻井液出现滞留在大井径井眼处，不能被完全顶替。

椭圆型井眼存在宽窄边的差异，对固井顶替效率影响较大，宽窄边的差异导致流速差异，与套管偏心的影响相似。在椭圆型井眼内，环形空间间隙大小不一，即使套管百分之百居中，间隙沿周向上仍不均匀，从而在顶替过程中，在套管与井眼之间宽间隙处，钻井液易被水泥浆顶替，钻井液易被滞留在窄间隙处，从而导致使固井质量不好。

2) 堵漏提高地层承压能力

对于严重漏失且不能满足平衡压力注水泥要求的易漏失井，固井前必须采取堵漏措施，若压漏地层，水泥浆无法顶替到预定位置，因此需要提高地层承压能力。堵漏提高地层承压能力后，在下套管前必须筛除钻井液中残留的堵漏材料，否则堵漏材料将影响钻井的性能，且不易调整。

(3) 钻井液调整。

固井前应充分洗井，用以达到钻井液性能优化目的及效果：改善钻井液的流变性，降低顶替压力，防

止压漏地层。可以通过降低钻井液屈服值，降低流动摩擦力、初终切以及塑性粘度，其实质是改善流变性；通过有效改善滤饼化学特性，使得井壁虚泥饼易被清除，可以提高第二界面固井质量。

1) 保持合理的切力和塑性粘度比

对于层流顶替，影响水泥浆顶替的效果，与其动切应力比及塑性粘度比有关。当水泥浆与钻井液的动切应力比大于 1，水泥浆与钻井液的塑性粘度比大于 1 时，两种液体不易掺混，水泥浆推进趋于均匀，顶替效率较高。当水泥浆与钻井液的动切应力比小于 1，水泥浆与钻井液的塑性粘度比小于 1 时，水泥浆与钻井液容易掺混，顶替效率变差。

紊流状态下，由于紊流的横向脉动速度作用及均匀的流速剖面，粘度比和动切力比不如层流时对顶替效率的影响明显。但钻井液稠时，要达到同样的顶替效率，紊流对钻井液的冲洗、携带作用时间要求长，即不利于提高顶替效率。因此，无论在什么流态下，都有必要在固井前，降低钻井液的动切力和塑性粘度。

2) 降低钻井液触变性

钻井液的触变性代表了井壁及套管壁滞留钻井液的程度，对水泥浆顶替效率有明显的影响，尤其是在低速状态下，钻井液更易被滞留在井壁上。随着环空返速的增加，钻井液触变性较低时，钻井液静切力减弱，对井壁的粘附力减小，水泥浆易将其驱替带走。

结合现场施工情况，因为在注水泥前要循环钻井液，因此可用 10 min 的静切力值，以此作为钻井液触变性。如果由于某种情况而使钻井液在井内静置较长时间，则应测量相应时间的钻井液的静切力值，且降得越低越好。

3.5 洗井

洗井是地热井成井中极重要的工艺，目的是消除钻井过程中钻井液对含水层的影响，最大程度的打开含水层。洗井方法一般可分为机械洗井和化学药剂洗井 2 类。机械洗井包括喷射洗井、气举洗井、活塞洗井和水泵抽水洗井；化学药剂洗井包括焦磷酸钠洗井、酸化洗井和液态二氧化碳洗井等。地热井洗井时，上述各种洗井方法基本不能单独使用，需要几种洗井方法组合在一起使用，才能形成一个完整的地热井洗井作业流程。砂岩热储地热井主要采用喷射洗井+气举洗井的洗井方法。

洗井前先下钻将水泥塞及套管附件扫掉，用清水

替浆，待进水和管口出水相似后，使用钻井液泵大排量循环冲洗井筒，至水清砂净。之后下入转喷射洗井工具，喷嘴压降不低于 2MPa，从井底向上清洗井壁，利用工具产生的清水扰动作用，清除在井壁上黏附的滤饼；主要含水层井段要增加喷射洗井次数，洗井次数不少于 3 次。最后使用空压机进行气举洗井，气举深度为 800m。用空压机直接注入高压气体，实现限气量或者限压力可控井喷，对产层瞬时减压 3-18MPa，不断减压又不断恢复，实现地层吞吐清洗效果，进一步疏通地层通道。最后下入地热专用潜水泵对水层再次进行抽水洗井。

3.6 抽水试验

洗井结束后要进行抽水试验，目的是为了确定地热井的实际生产水量，评价含水层的富水性，推断和计算地热井的最大涌水量与单位涌水量。通过抽水试验取得的水文地质参数确定地热井的影响半径，并提出开发地热井的合理井距。本平台井抽水试验进行三次降深：每个降深段的稳定抽水延续时间均大于 24h。通过抽水试验，使水量及水温达到了相关规范规定的地热井抽水试验要求。

本平台抽水试验采用测线法测量静水位及动水位，测线长度为 200m，材质为铜质电导线，最小标记为 1m，标记间长度采用钢板尺进行测量；用三角堰法进行流量计量，用流速流量计法进行验证，结果以三角堰法为准，堰箱宽 1m、高 1.5m，长度为 2.3m，中间有两道挡板，用以减慢流速，保持水面的稳定；采用水银温度计进行温度的测量。

观测静水位、动水位、水量、水温及恢复水位。静水位在抽水试验之前进行测量，动水位的观测按照非稳定流的试验要求进行，在开始抽水的第 5、10、15、20、25、30 分钟进行观测，之后每小时进行观测，出水温度及出水量同步进行观测。动水位的稳定时间不小于 24 小时。对于热恢复水位的观测按 1、1、1、1、1、1、1、2、5、5、5、5、5、5、15、15、15 分钟密度测量，最后为每 60 分钟观测一次，至观测到热恢复水位及静水位后停止。

本平台抽水之前测得静水位为 64m。抽水试验中测得大落程的时间稳定时间为 48h，中落程的稳定时间为 24h，小落程的稳定时间为 12h。验收时测得出水量为： $122\text{m}^3/\text{h}$ ，温度为：73℃，动水位：98m。

4 结论

- (1) 石油四处平台井科学合理施工，各项操作措施，在钻井液配置及维护上，与实钻地层岩性相适应，成功维护了井壁稳定，且水层无污染。
- (2) 钻进参数合理，提高了机械钻速，井眼轨迹圆滑，起下钻无任何阻卡反应，下套管顺利到位。
- (3) 通过压稳地层流体实现固井工艺技术防窜，缩短水泥浆的稠化时间，增加“直角稠化”效果，采用双凝或者三凝体系，逐级压稳，克服水泥浆候凝期间因水泥浆“失重”而发生环空水窜。固井止水质量高，严格按照程序实施，保证了固井质量，也保证了取水量。
- (4) 洗井效果好，采用清水替浆洗井、喷射管钻具洗井及空压机气举洗井等方式相结合，水温、水量均超出设计要求。

参考文献

- [1] 《河北省霸州市煎茶铺镇田青口村南地热定向开采 1 号井地热资源勘查可行性研究报告》.
- [2] 《河北省霸州市煎茶铺镇田青口村南地热定向开采 1 号井地热资源勘查实施方案》
- [3] 徐军祥. 我国地热资源与可持续开发利用 [J]. 中国人口、资源与环境, 2005, 4(2): 139-141.
- [4] 孙冰. 我国深层地热资源的认识与勘探方法建议 [J]. 中国煤田地质, 2006, S1: 20-22+41.
- [5] 胡继良, 陶士先, 单文军, 刘三意. 超深井高温钻井液技术概况及研究方向的探讨 [J]. 地质与勘探, 2012, 48(1): 155-159.
- [6] 赵丰年, 马春红, 向烨. 地热能开发技术标准体系研究进展 [J]. 当代石油石化, 2015, 05: 27-31.
- [7] 贾军. 中国大陆科学钻探 CCSD-1 井钻井液体系的研究 [D]. 中国地质大学 (武汉), 2015.
- [8] 吴进茂. 关于高温岩体地热钻井施工关键技术的探讨 [J]. 城市地理, 2014, 12(16): 45.
- [9] 潘东懿, 汤振清, 吴绍清, 等. 地热井深孔钻进工艺研究 [J]. 山东煤炭科技, 2006, 2(4): 59.
- [10] 孔令珍, 张新福, 王荣生, 等. 地热井成井技术研究 [J]. 地下水, 2011, 33(2): 106-107.
- [11] 田勇. 福州 XG-5 号地热井施工工艺 [J]. 探矿工程, 2003, 000(z1): 253-254.

- [12] 何满潮, 李启民, 李春华, 等. 地热新能源利用新技术 [J]. 建设科技, 2005, 13(2): 22-23.
- [13] 唐文泉. 泥页岩水化作用对井壁稳定性影响的研究 [D]. 青岛: 中国石油大学 (华东), 2011.
- [14] 冯福平, 艾池, 杨丰宇, 等. 偏心环空层流顶替滞留层边界位置研究 [J]. 石油学报, 2010, 31(5): 858-862.
- [15] 张铎远. 浆体性能及井眼条件对顶替效率的影响研究[D]. 北京: 中国石油大学, 2007.
- [16] 步玉环, 张大千, 郭权庆. 大位移井顶替效率最优的套管居中度设计方法 [J]. 中国石油大学学报 (自然科学版), 2015, 39(2): 53-57.