

# 山西煤层气区块页岩气井钻井技术分析

田 帅（长城钻探工程有限公司工程技术研究院，辽宁 盘锦 124010）

**摘要：**山西煤层气区块是一个极具开发潜力的非常规能源市场，市场容量大，开发空间巨大。在探索海陆过渡相页岩气压裂工艺后，页岩气体积压裂初见成效，初步形成了段内多簇+暂堵转向、大排量滑溜水连续加砂体积压裂工艺技术，单井日产气量最高超3万方。

**关键词：**煤层气区块；水平井；页岩气；钻井技术

该区域构造位置属于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东部，构造整体呈向西倾的斜坡，呈现为“一隆一凹两斜坡”的基本构造格局。该区块主要为三开水平井设计，完钻井深在3500~4000m。该区域钻井施工周期长，事故复杂频发，一定程度上影响了产能开发建设，平均钻井周期在105天左右。

## 1 技术难点

### 1.1 刘家沟和石千峰组地层裂缝发育

施工中极易发生漏失，个别井位甚至在上部地层纸坊组也存在漏失，且伴有纵向裂缝发育，防漏堵漏难度大。区块前期开发中，防漏堵漏等非生产时间占比较大。

### 1.2 区块整体机械钻速低

区块地层夹层较多，岩性变化快。表层即进入中生界，岩性较硬，二开钻进至刘家沟组地层，岩性以石英石为主，石英含量约占80%，研磨性强，钻头寿命短。

### 1.3 山西组煤层和碳质泥岩地层易垮塌

在二开钻达目的层落靶前，需要钻出多套煤线和煤层，且伴有碳质泥岩夹层，由于煤层和碳质泥岩地层几乎全部处于大井斜段，个别井需要在煤层进行定向作业，易发生垮塌，给中完前的起下钻以及中完套管串的下入增加了难度。

### 1.4 井身轨迹控制困难

区块目的层落靶砂体厚度有限，多为2~3m厚的砂体，有的甚至不足1m，中完落靶轨迹调整频繁。由于区块地层发育变化大，在水平段施工中泥岩和煤层钻遇率较高，在已完成的井中，80%的施工井均钻遇泥岩或煤层，预防井壁失稳难度大；水平段时常需要调整井身轨迹，轨迹控制难度大，且井身轨迹复杂，极易造成托压，对钻井液润滑性能要求高；随着水平段长度增加，防卡难度大，后期起下钻及施工中风险极高。

### 1.5 水平段施工难度大

区块基本都是小井眼设计，环空间隙小，排量受限，导致井眼净化困难，磨阻扭矩大，易憋堵。且水平段长，一般都在1500m以上，降摩减阻难度大。根据区块完井统计，水平段遇阻划眼、卡钻等故障风险极高。同时小尺寸钻具柔性强，易发生钻具事故；局部砂岩石英含量高，小尺寸钻头寿命和冲程短，钻井效率低。

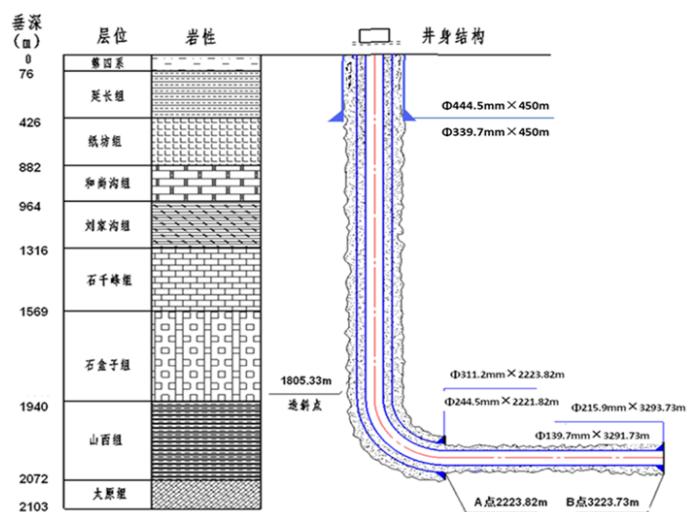
### 1.6 长水平段套管管串下入难度大

因区块地层发育变化大，水平段钻遇泥岩和煤层几率极大，井身轨迹调整频繁，导致井眼净化困难，扭矩摩阻大，对钻井液携砂、润滑和防塌要求较高，管串下入有较大的风险。

上述问题直接导致钻井周期大幅增加，一方面使得钻探成本大幅增加，另一方面也影响了产能建设进度，急需成熟的钻完井技术集成，降低钻探开发成本，支持产能开发建设。

## 2 施工井简介

本文选取区块两口施工难度较大的页岩气井进行分析，并提供相关安全钻井建议。两口井钻探目的为落实页岩水平井产能；提高气井单井产量，提升气田开发效果。两井均采用套管完井方法。



页岩气水平井井身结构示意图

一开套管固黄土层和延长组易漏地层，一开钻进时遇到恶性漏失可用水泥浆封堵；一开井深应根据实钻情况确定；技术套管下至A点，封固5#易漏失煤层，以减少井壁垮塌等复杂情况造成的钻井周期增加。

### 2.1 X1 井施工简况

一开井深455m，钻井周期11.71d；一开井眼(444.5mm)现场双泵无法开启（设备问题），只能采用单泵钻进，排量只有35L/s左右，影响井眼净化和水力破岩效果，平均机速仅2.5m/h。

二开中完井深2312m，钻井周期80.35d；钻至井深

1893m 停钻处理泥浆降失水加重延误时间 6 天（自井深 1785m 造斜开始，便出现拖压现象，工具面控制困难，导致造斜率一直跟不上设计，钻至 1885m 时，存在粘卡和掉块较多现象，定向困难于是决定起钻处理泥浆）；钻至井深 1982m 时，由于前期造斜率低，且地层提前，A 靶上调 13.2m，后期造斜率达到  $8.96^\circ /30m$  才能入靶，经商议决定进行井眼回填，回填井段：1600–1840m，于 1646m 开始侧钻，等轨迹以及侧钻耗时 18 天；中完下套管前通井，由于井下复杂，通井耗时 24 天。

三开油基泥浆转换以及因油基泥浆设备改造耗时 27 天；三开钻进采用旋转导向配合油基泥浆施工，完钻井深 3380m，钻井周期 8.88d。

## 2.2 X2 井施工简况

一开在 18m–50m 发生井漏，经过常规堵漏 4 次，打水泥堵漏 2 次，漏失 221 方，一开完钻井深 680m，钻井周期 13.33d，平均机钻  $3.22m/h$ ；

二开在井深 1470m 发生井漏，采用常规堵漏 3 次均无效，后水泥堵漏成功。在 1470–2441m 井段，井漏频发，通过常规堵漏、水泥堵漏等措施，最终钻至 2230m，做承压试验，经多次试验失败。后经现场研讨，使用密度为  $1.15g/cm^3$  钻开煤层，煤层钻进时降低失水  $5mL$  以内，并加大抑制剂、封堵剂投入，防止煤层垮塌，钻井周期 94.63d；

三开钻井周期 17.25d，水平段使用 NOV 钻头，单趟进尺达到 1685m，机械钻速达到  $8.27m/h$ 。

## 2.3 X1 井钻头使用情况

X1 井使用钻头 17 只，一开 4 只，二开 12 只，三开 1 只；

一开第四系 – 纸坊组共使用 3 只 PDC 钻头、1 只牙轮钻头，平均单只钻头进尺  $113.75m$ ，平均机械钻速  $2.25m/h$ ；

二开纸坊组 – 山西组，使用 11 只 PDC 钻头、1 只牙轮钻头，由于井斜不能达到设计要求填井一次，平均单只钻头进尺  $188.33m$ ，二开平均机械钻速  $2.45m/h$ ；

三开水平段钻进使用 1 只 PDC 钻头，三开平均机械钻速  $8.97m/h$ 。

## 2.4 施工中出现的问题

X1 井二开施工中，下钻至 1150m 遇阻（层位：刘家沟），之后陆续划眼下钻至井底 1924m（层位：盒 8）。下钻到底后开始定向作业，滑动钻进  $16.8m$ （井深 1940.8m）钻时变慢，并且期间出现多次上提下放钻具活动困难，后经井队讨论决定起钻。

起出后发现扶正器有磨损、牙轮钻头有崩齿情况，现场推断：刘家沟下部为厚层状致密砂岩硬度较大导致。

## 3 两井施工经验总结

一开采用膨润土浆钻井液，该井段为大井眼（ $444.5mm$ ），

携砂防垮塌是关键，在设备允许的条件下尽可能提高钻井液排量，以利于提高岩屑上返速度及促进提速；

X1 井在二开侧钻成功后，通过加强对泥浆的处理和监控，有效的控制了定向时的拖压和工具面不稳的情况，采用  $216mm$  螺杆配 5 刀翼 PDC 钻头复合钻进平均钻时达到  $10min$  左右  $1m$ ，定向造斜率也得到了很大的提高，平均造斜率达到  $5.5^\circ /30m$  以上，保证了后期顺利入靶；

密切注意悬重和泵压变化，防止断钻具事故的发生，要求观察泵压时同时记录泵的冲数，要随时校正指重表，发现问题及时处理，不可观望等待，吉页 – 平 1 井二开钻进泵压下降起钻检查发现钻铤母扣刺漏，险些发生钻具事故；

X2 井在刘家沟组至山西组地层存在纵向裂缝发育，导致钻进时连续井漏，严重影响机速，堵漏过程中，由于仪器螺杆对堵漏材料粒径有要求，导致堵漏效果不佳，二开起下钻次数多；

山西组煤层段和煤系地层存在很大垮塌风险，由于处于井斜较大井段，处理难度大，对钻井液防塌性能及携砂清洁井眼的要求要求高，5# 煤层影响造斜率，造斜过程中加以注意；

X2 井技术套管固井时，在注水泥过程中全程失返，井口无回流，为保障固井质量，反挤水泥两次。

X2 井井漏问题严重，全井累计漏失  $6522.01m^3$ ，水泥堵漏 6 次，堵漏耗时 43d，刘家沟组 – 石盒子组多次发生严重失返性漏失，总结本井漏失特点如下：

①该段地层纵向裂缝发育；②易漏井段长，漏点多，发生失返性井漏后难以准确判断漏点位置；③堵漏过程中对堵漏剂颗粒粒径选择性强。堵漏剂选择不合适只起到“封门”效果，在活动钻具或起下钻过程中发生重复井漏现象，并且定向仪器和螺杆的使用过程中，均对钻井液中的堵漏材料粒径有一定要求，不能对较大裂缝进行封堵；④地层承压能力极差，接单根、下钻等产生激动压力容易诱发井漏。

二开井段施工效率低，针对刘家沟组 – 石盒子组区域性漏失要充分分析原因，选择适合该地层的堵漏剂材料，提高堵漏效果，从而达到快速钻进的目的。

## 参考文献：

- [1] 秦勇, 申建等. 深部煤层气成藏效应及其耦合关系 [J]. 石油学报, 2012.
- [2] 李景明, 巢海燕等. 中国煤层气资源特点及开发对策 [J]. 天然气工业, 2009.
- [3] 赵建新. 煤层气水平井钻进技术分析及现场应用优选 [J]. 能源技术与管理, 2021.
- [4] 叶绪峰. 浅析煤层气水平井卡钻事故处理方法 [J]. 化工管理, 2019.
- [5] 李生奇. 煤层气多分支水平井钻井关键技术研究 [J]. 煤炭与化工, 2014.