

深部煤层气开发与压裂技术应用经济效益研究

郭瑞琴（山西省地质矿产研究院有限公司，山西 太原 032000）

摘要：为充分发挥深部煤层气压裂技术优势，提高深埋煤层中天然气的开采效率和产量。以山西省某深部煤层气开发项目为例，分析低排量喷砂射流压裂、连续油管底封拖动压裂、油管大排量压裂等技术下的效益和不足，提出带压油管压裂技术，重点论述技术要点，以期对相关项目的开展提供借鉴与参考，促进施工作业的安全性和压裂效率的提升。

关键词：深部煤层气；压裂技术；开发；应用；经济效益

随着能源需求的不断增长和传统能源资源的日益枯竭，对可再生能源以及非常规天然气资源的需求越来越迫切。深部煤层气储量丰富，但存在着渗透性差、流动性差、采出率低等问题，传统开采方法很难有效释放其中的天然气。在此背景下，深部煤层气压裂技术以其独特的优势得到了广泛关注和应用。结合实例，通过对深部煤层气压裂技术的研究，旨在为煤层气工业的发展提供科学依据和技术支撑，促进我国煤层气资源的高效开发和利用。

1 开发项目区工程概况

山西省某深部煤层气开发项目总占地面积约180km²，项目范围内整体地形特点为低山丘陵地形。通过勘探资料可知，断裂结构以NW向为主，地层的褶曲发育形式多样，呈现出长轴线性的特点。褶皱的面积和幅度相对较小，表明这些褶皱可能受到复杂的应力场和构造控制的影响。此外，在区域分布方面，背斜和向斜构造具有等间距性，即在整个项目区内呈现较为均匀的分布模式。逆断层主要分布在项目区的边缘地带，其作用类似于挤压和抬升地层。这些断裂结构的存在与演化，是该地区地质构造发展的重要。项目区含有正断层和逆断层的数量分别是16条和4条，断层的间距范围为200m~50m。图1为项目区煤系地层构造，其主力煤层为3号煤层和15号煤层，埋深均在1000m以上，均属于深部煤储层。经勘探，主力煤层含气量在15m³/t以上，3号煤层处于山西组的中下位置，煤层埋深在1030~1795m之间，煤层厚度在1.70~2.65m之间，厚度均值2.11m，厚度由南向北呈现变薄趋势。15号煤层在太原组的下部，煤层的埋深在1105~1930m之间，煤层厚度在1.15~6.68m之间，厚度均值3.42m，厚度由南向北呈现变厚趋势。分析煤层结构特点，主要为碎裂煤和原生结构煤，经实验室检测，岩心渗透率为0.08×10⁻¹⁵~0.40×10⁻¹⁵μm²。

项目深煤层区具有较大地应力和闭合应力，渗透性不良，对主裂隙的延伸产生严重影响。在压裂过程中煤层中普遍嵌入不同程度的支撑剂，具有较高的压裂失败风险。

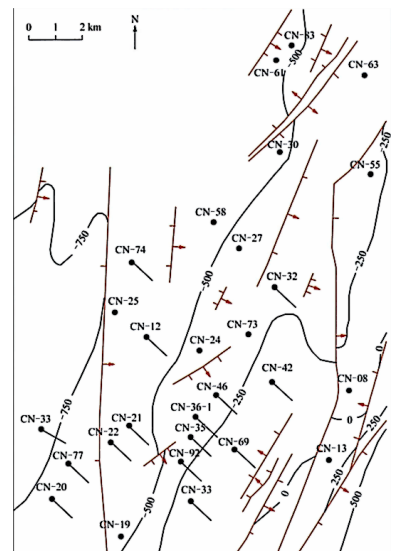


图1 项目区煤系地层构造

2 项目区深部煤层气压裂技术现状

2.1 低排量喷砂射流压裂

表1 项目南区块深部煤层气压裂参数

序号	压裂指标	压裂参数
1	油管排量 (m ³ /min)	0.5~3.0
2	环空排量 (m ³ /min)	0.4~1.5
3	油管压力 (MPa)	42.5~60.0
4	环空压力 (MPa)	31.5~45.0

该项目低排量喷砂射流压裂技术运用于南区块的深部煤层气开采。水平井的深度在1505m~1570m之间，未进行固井，设计压裂4层，成功压裂0层，具体压裂参数见表1。通过对压裂参数分析，在压裂施工时泵注高度明显过高，但施工排量表现出明显不足，将油管排量、环空排量设置为2m³/min，油管、套管的压力分别达到65MPa、45MPa。调整水平井套管抗

压强度为 70MPa, 未得到改善。

基于低排量喷射流压裂技术, 当喷射速度减慢时, 压裂液无法有效地渗透到岩石裂缝中, 使得填充裂缝的能力减弱, 进而影响流体掏穴能力, 导致缝宽变窄以及环空排量的降低。此外, 裂缝的延伸能力也会受到衰减的影响。因裂缝的延伸受阻, 导致压裂液无法迅速通过裂缝将支撑剂推入周围的岩石中, 从而影响了压裂的效果。过多的支撑剂堆积也导致裂缝的渗透性下降, 限制了油气的产出。

2.2 连续油管底封拖动压裂

连续油管底封拖动压裂技术运用于项目区南区块的 8 口水平井深部煤层气开采工作中, 经过测量各井的垂直深度范围 1550m~1625m, 均未采取固井措施, 计划压裂 6 层, 成功 1 层。具体压裂参数如下: 携砂液油管排量: $0.4\text{m}^3/\text{min}$; 环空排量: $4.4\sim 4.9\text{m}^3/\text{min}$; 施工压力参数: $42.5\sim 62.0\text{MPa}$ 、 $36.5\sim 40.8\text{MPa}$; 砂比: $4.8\%^{[1]}$ 。将 N80 级钢套管作为套管材料, 具有 45MPa 的抗压强度。施工后 2 口井出现超压现象, 成功压裂 1 口井, 但其油管压力达到 64MPa, 采取连续油管底封拖动压裂后, 压裂成功率仅为 44.6%, 为进一步提高压裂效果, 项目以 P1100 级钢套管替换 N80 级钢套管, 通过提高压力上限, 压裂成功率达到 80%。但分析现场实际情况, 受油管 and 套管间环空空间的限制, 施工时难以做到高排量, 且压力参数波动大, 难以有效提高裂缝导流能力, 缝的宽度和长度均难以达到设计要求。

2.3 油管大排量压裂

油管大排量压裂技术在项目区 2 口深部煤层气水平井中有所应用, 煤层的埋深在 1370~1705m 之间。均将 N80 级钢套管作为套管材料, 2 口井的携砂液排量依次为 $6.5\sim 9.5\text{m}^3/\text{min}$ 、 $6.5\sim 8.0\text{m}^3/\text{min}$; 施工压力依次为 $22.8\sim 44.2\text{MPa}$ 、 $27.8\sim 45.2\text{MPa}$; 砂比依次为 7.7%、9.2%。通过分析上述压裂参数, 在进行压裂施工时需考虑以下几点因素: 缝长、缝宽、邻井情况、构造应力与深部煤层气地应力等, 该项目的缝长小, 而缝宽大, 周围邻井少, 将支撑架侵入在地层中更加容易^[2]。但是支撑裂缝具有较差的导流能力, 导致难以有效联通井群, 形成了井间的孤岛效应。

3 开发项目区深部煤层气压裂技术优化措施

3.1 确定深部煤层气压裂技术方案

综合分析现状压裂技术存在的不足主要表现在以下几方面: 施工工艺具有较大的污染性、裂缝的可控效果不良、对储层形成较大的干扰, 存在施工安全隐

患、施工成本更高但施工效率低。因此, 综合项目区深部煤层气开采现状, 经多方研讨确定带压油管水力压裂新技术。该技术是从常规油管压裂技术发展而来, 设计套管中置入的井下压裂管串组合。在施工实践时, 稳压装置安装位置在井口与井下油管, 油管的内外在压裂过程均存在压。为对压裂作业提供良好的保障, 使用钢丝绳打捞装置做到提升和下放。

3.2 合理选择压裂液

该项目根据储层的整体特征, 选择氢氰酸酯类水基压裂液, 用于低温热压裂。该压裂液适用于低温环境下的热压裂操作, 可以有效地应对低温储层的特征和需求。与传统的油基压裂液相比, 水基压裂液对环境的影响更小, 符合环保要求。另外, 项目区油藏具有中、强水敏特征, 在将压裂液注入其中后, 易形成较多的水相^[3]。此外, 外界流体可能会进入储层中, 形成水锁作用。因此, 综合考虑上述影响因素, 在压裂施工前, 对压裂液进行合理配比, 确定组成如下: 0.3% 胍胶、0.5% 粘土稳定剂、0.5% 氯化钾、0.3% 气井助排药剂、0.1% 环境杀菌剂、0.3% 起泡剂、0.5% 水锁损害处理剂。在试配后对样品进行粘性试验, 该压裂液在 45℃ 温度下, 120min 的时间内, 达到 $110\text{MPa}\cdot\text{s}$ 粘度。

3.3 合理选择支撑剂

考虑到该项目煤系地层具有较深的埋深和较小的封闭压力, 为满足支护性能要求, 原则支撑剂的原材料为天然石英砂, 其破碎比在 12% 以下。施工中常用的石英砂规格包括粉砂 (40~70 目)、中等砂 (20~40 目)、粗砂 (12~20 目)。其中在预注液中加入一定量的粉砂, 可以避免压裂液的渗出, 对于裂缝的形成有利。加入一定量的中粗砂支护, 能够使煤的渗透率得到提高。加入一定量的粗砂, 使裂缝进口具有良好的导水性能, 避免在开采作业过程中导致泥沙反冲。结合该项目区实际情况, 确定密封面的压强系数为 $1.42\text{MPa}/100\text{m}$, 确定支撑体的主要组分为 20 目/40 目陶瓷颗粒, 磨削处理射孔口后, 使段塞的摩擦阻力得以降低。

3.4 带压油管压裂技术流程

该项目带压油管压裂施工技术流程具体施工要点如下: ①使用通径规通过旋转和下压的方式, 刮除井筒内的污垢和附着物, 恢复井筒的原始直径和光滑度。使用刮削器清除套管内的杂质以保证作业顺利。利用防喷器防止井口喷射的设备, 能有效保护作业人员和设备的安全; ②在液压环形喷雾器上放置油管, 在第一个压裂电位置设置喷射器实施压裂作业, 达到预期

的效果;③压裂作业前,安装悬挂上法兰和井口闸阀组。悬挂系统是用于支撑下部的设备和管线。安装完成后,进行试压,确保连接处的密封性符合要求,并通过试压合格;④内喷砂射孔操作之前,确保液压单闸板防喷器已关闭,防止喷砂过程中的高压液体或颗粒物反弹造成伤害。调整压力和流量,控制喷砂的速度和强度,持续进行压裂施工;⑤完成压裂后,停止向井眼注入压裂液,观察压力下降的情况,通过测量压力下降曲线,确定是否达到预期的压裂效果;⑥为确保施工时环空中的气体或液体不会对作业安全产生影响,打开井口四通的放压阀,环空压力得到良好的释放。当达到设定的压力值后关闭防压阀;⑦在操作过程中,需要监控压力值以确保达到设定的数值,然后关闭放压阀;⑧为了将堵塞器引入井内,以达到相应的作业要求。在泵入堵塞器后,需要等待泵压升高,表示堵塞器已经就位;⑨通过缓慢开启井口闸阀组的放压阀,逐渐平衡井口和井内的压力差。打开液压单闸板防喷器,防止压力释放时产生喷射现象,关闭液压环形防喷器,确保施工作业的安全性;⑩为了确保在后续的操作中能够有效控制流体的喷射,使液压单闸板防喷器处于关闭状态,液压环形防喷器处于开启状态。为了有序进行后续的压裂作业,连接地面压裂管线和井口闸阀组,确保井口闸阀组下阀门处于开启状态。

4 深部煤层气压裂技术应用实例及经济效益

该项目实施带压油管压裂技术的压裂段为8段,压裂作业效率为3~4h/段。压裂施工油管压力曲线如图2,对相关数据予以分析后发现,油管压裂较为平稳,压裂液排量保持在 $2.5\text{m}^3/\text{min}$ 左右,裂缝延展压力保持在 $50\sim 60\text{MPa}$ 左右,砂比均值10%。在压裂作业过程中,技术人员全程监测压力和流量等参数,以评估压裂裂缝的扩展情况。将1/5的压裂时段设定为观测间隔,通过对每个观测间隔内的数据进行分析,评估压裂裂缝的长度、宽度、面积等重要参数,以确保压裂作业的有效进行。分析微地震形式,该项目主要为垂直裂缝,西翼缝、东翼缝长度分别为70m、77m,延展方位依次为 $\text{SW}10^\circ$ 、 $\text{NE}40^\circ$ 。受顶底板应力屏蔽影响,深埋煤层内压裂裂缝高度延展受到一定限制,裂缝具有较长的延伸长度。由此可见,带压油管压裂技术相比于该项目现状压裂技术,具有更大的压裂裂缝规模和储层改造体积。结合既往基于其他三种压裂技术的煤层气水平井,单井的产气量为 $1500\sim 3000\text{m}^3/\text{日}$,在带压油管压裂技术下,产气量增

长2~3倍,具有良好的生产效益。

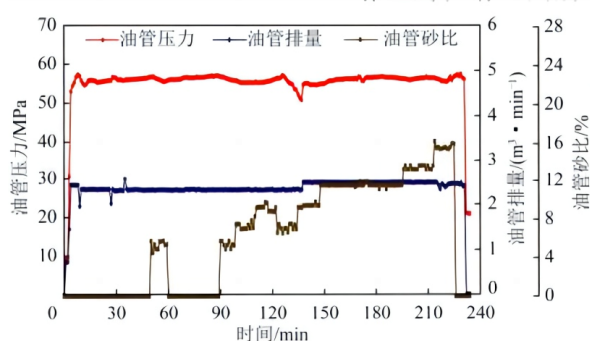


图2 带压油管压裂施工油管压力曲线

基于常规油管压裂技术,利用钢丝绳打捞装置、油管内稳压装置等设备改进带压油管新技术;施工压力主要为平稳型,利于形成长直主压裂通道,日产气量达到 4000m^3 以上。该技术对储层伤害小、压裂效率高、稳定性强,可节约作业成本。据国家能源局发布数据显示,我国截至2022年拥有大约26万亿 m^3 的煤层气资源,累积探明地质储量约为8039亿 m^3 ,说明中国在煤层气领域具有巨大的开发潜力。煤层气储量分布以山西省为主,覆盖大部分地区。在开采技术方面,随着压裂技术的不断更新发展,煤层气开发技术将更加成熟,实现降本增效。随着节能减排政策的推进和清洁能源需求的增加,煤层气将成为我国能源结构转型和可持续发展的重要选择。

5 结束语

深部煤层气压裂技术作为一项重要的能源开发技术,对于提高煤层气产能、增加能源供应具有重要意义。山西省某深部煤层气开发项目基于现状压裂技术不足,提出带压油管压裂施工技术方案,经效益分析,有效延长井寿命和提高煤层气产能,为能源的可持续发展做出积极贡献。

参考文献:

- [1] 申鹏磊,吕帅锋,李贵山,等.深部煤层气水平井水力压裂技术——以沁水盆地长治北地区为例[J].煤炭学报,2021,46(8):2488-2500.
- [2] 蒋艳芳.通许深部煤层气测试压裂技术探索及应用[J].油气井测试,2023,32(2):24-28.
- [3] 姚红生,陈贞龙,何希鹏,等.深部煤层气“有效支撑”理念及创新实践——以鄂尔多斯盆地延川南煤层气田为例[J].天然气工业,2022,42(6):97-106.

作者简介:

郭瑞琴(1989-),女,汉族,山西介休人,中国地质大学(北京)石油与天然气工程专业,硕士研究生,地质工程师,研究方向:煤层气、页岩气。