

辽河油区煤炭地下气化技术分析与实践

杜 锋

(辽河石油勘探局工程技术研究院,辽宁盘锦 124010)

摘要:在介绍煤炭地下气化技术基本原理的基础上,根据辽河盆地东部凹陷小龙湾地区煤层地质概况,试验区录井、测井、试采成果及预测结果,通过对煤炭地下气化技术的可行性分析,认为该区块煤炭资源丰富,煤层割理发育,孔渗条件较好,具备开展该技术试验的储层条件。对部署的资料井——小M2井进行了施工前的风险及难点分析,通过钻井施工技术实践,进一步落实了该区块的地层构造、煤层分布及延伸情况,获取了煤层实际样本资料(取心),为煤炭分析化验及物理模型提供了数据资料。探索性地总结分析了在煤炭地下气化钻井施工技术中具有一定代表性的问题,并采取了相应技术措施,为煤炭地下气化技术发展提供了宝贵的研究思路,并积累了现场经验。

关键词:煤的气化;井身结构;取心;辽河油田

中图分类号: TQ546 **文献标识码:** B **文章编号:** 1001-0890 (2006) 05-0083-04

煤炭地下气化技术(underground coal gasification, UCG)就是从地面或井下施工,将地下煤层构筑成一个封闭的气化炉,有控制地使地下煤炭进行燃烧,通过对煤的热作用及化学作用产生可燃气体,而将灰渣、矸石、放射性物质等有害物留在地下,减少地表环境破坏,是集建井、采煤、能量转化等工艺为一体的多学科开发清洁能源与化工原料的新技术。这项变常规的物理采煤为化学采煤的技术,摆脱了传统煤炭开采方法投资巨大、生产成本高、回采率低、安全性差等缺点,为煤炭的合理开发和加工利用提供了新的发展方向。辽河油田根据中国石油天然气集团公司的部署和安排,进行了煤炭地下气化先导性试验,但因对煤层的研究甚少,首先要钻一口资料井——小M2井,对煤层进行系统的取心,以获取煤层实际样本资料,为煤炭分析化验及物理模型数据提供资料,同时进一步落实小31断块构造和煤层分布情况。在取得全部所需的资料后,通过对资料分析及根据煤炭地下气化工艺技术发展的实际情况和要求,再决定可否利用该井眼继续施工钻成一口水平井,与原生产井——小31井一起组成一个“U”型生产炉,投入生产试验。

1 煤炭地下气化技术基本原理

煤炭地下气化是将地下煤炭资源在原自然赋存状态下转变为可燃气体,并输送到地面的化学采煤方法。煤炭地下气化过程是在地下气化炉的气化通道中

实现的,其气化原理与地面气化原理基本相同。在开始气化时,由进气孔一侧点火,并由进气孔鼓入气化剂(空气、氧气、水蒸气),气化剂与煤在气化通道内发生氧化还原反应,煤层内形成氧化区、还原区和干馏干燥区。其气化原理如图1所示,当气化剂从进气孔被鼓入气化通道后,气化剂中的氧首先与煤层中的碳发生多相化学反应,产生大量的热,使煤层蓄热,生成的CO₂在还原段被还原为CO,水蒸气被分解为H₂和CO。当产生的地下气化煤气沿气化通道前进时,热作用使煤中的挥发物逸出,形成干馏煤气,并随气化煤气一同由排气孔引出。地下气化炉是煤炭地下气化的物质基础,组成地下气化炉的四个要素是:进气孔、排气孔、气化通道和气化煤层。井式气化炉的施工全部在地下进行,进、排气孔是井筒,气化通道采用特殊工艺技术施工,如火力渗透、水力压裂、电力贯通、定向钻进等。

2 可行性分析

2.1 煤层地质概况

辽河油区是以陆相沉积为主,具有多断块、多套含油层系、多种储层岩性、多种油藏类型、多种油品

收稿日期: 2006-04-12; 改回日期: 2006-07-05

作者简介: 杜锋(1962—),男,1991年毕业于辽河油田职工大学钻井工程专业,工程师。

联系电话: (0427) 7826270

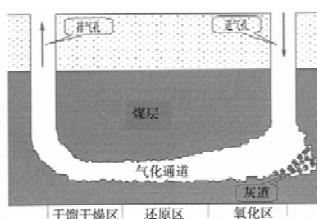


图 1 煤炭地下气化基本原理

性质的复式油气区，地质条件十分复杂。并且，辽河断陷盆地为油煤共生盆地，有三套煤系地层^[1]，煤层埋深多在 1 000 m 以上。

小龙湾位于辽河断陷盆地东部凹陷中段，受界东、热河台两条边界大断裂控制形成的沿北东向展布的狭长、东陡西缓的半背斜构造。其下第三系最为发育，是一套砂砾岩和泥岩沉积，夹多层火山岩。下第三系可细分为东营组和沙河街组。东营组是一套泛滥平原相沉积，以巨厚的砂砾岩和泥岩沉积为主。沙 3 段上部是煤系地层，以细砂岩、泥岩和煤层为主，并具有煤层多、厚度大、分布广和局部受火山岩蚀变的特点，该段共发育煤层 11~75 层，镜煤反射率为 0.45%~0.69%，煤岩类型主要为半亮煤。该区煤炭资源丰富，煤质中等到较好，同时根据小 13 井煤层岩心观察，煤层割理发育，孔渗条件较好，具备良好储层的条件，只要采取合适的开发措施，具有良好的开发前景。该区煤层参数见表 1。

表 1 小龙湾地区煤层参数

储层参数	最小值	最大值	平均值
煤层累厚/m	21	121	20~60
煤级			褐煤~长焰煤
割理密度/条·(5 cm ²) ⁻¹			5~7
兰氏体积/cm ³ ·L ⁻¹	11.18	18.09	15.49
兰氏压力/MPa	5.19	7.31	6.22
临界解吸压力/MPa	7.41	16.40	12.64
含气饱和度/%	68	98	86

2.2 邻井录井、测井成果

小 31 井：煤层井段 1 148.5~1 413.0 m，煤层总厚度 191 m，共 13 层，平均每层厚 14.7 m，最大煤层厚 132 m，最小煤层厚 1 m。

小 10 井：煤层井段 1 604.0~1 861.5 m，煤层总厚度 92 m，共 52 层，平均每层厚 1.8 m，最大煤层厚 5 m，最小煤层厚 0.5 m。

2.3 邻井试采成果

小 10 井试采情况见表 2。1995 年 8 月改间开井，该年 12 月底，日产气降至 $0.22 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，日产水 1

m^3 ，油压套压降至 1 MPa，关井。全井共计采气 $375 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，产水 256 m^3 。

表 2 小 10 井试采成果

井段/m	厚度/层数	试采情况
1 600.0~1 526.4	裸试	产气 64 996 m^3/d ，无油无水
1 757.4~1 754.9	6.4 m/2 层	产气 1 456 m^3/d ，水 9.12 m^3/d ，无油
1 741.5~1 737.6		
1 598.4~1 592.6	5.8 m/1 层	射后喷出地面为气水，产气 76 852 m^3/d
1 559.1~1 551.3	7.8 m/1 层	自喷产气 30 000 m^3/d ，无油无水

2.4 试验区预测结果

试验区煤层走向长约 4 400 m，倾向长约 880 m，可气化面积 4.0221 km^2 ，试验区煤层总储量为 $2.1116 \times 10^8 \text{ t}$ ，试验工程气化范围 7800 m^2 ，一个 U 型生产炉气化的煤炭储量为 $260 \text{ m} \times 11 \text{ m} \times 30 \text{ m} \times 1.4 \text{ t/m}^3 = 12.01 \times 10^4 \text{ t}$ ，气化率按 75% 计算，可以气化 $9.01 \times 10^4 \text{ t}$ 煤，按每吨煤可气化产生 1500 m^3 煤气计算，可以产生 $1.35 \times 10^8 \text{ m}^3$ 煤气，有用组分按 40% 计算，可以产生 $0.54 \times 10^8 \text{ m}^3$ 有用气体。经济效益巨大。

3 施工风险及难点

小 M2 井是辽河油区第一口真正意义上的进行煤炭地下气化技术试验的资料井，由于煤层具有不同于其他储层的特殊地质特性，因而存在以下主要施工风险及难点：

1) 该区地层断裂发育，构造复杂，岩相横向变化大。由于煤储层构造的不确定性，增加了施工与开采的难度，直接影响对煤炭资源的评价及开发效果。

2) 由于煤层机械强度低、孔隙和割理发育，具有非均质性和方向性。钻柱旋转和起下钻过程中钻具接箍的碰撞、压力激动、钻井液流的冲蚀等因素都将加剧煤层井漏的发生，极易造成井壁坍塌、掉块和扩径。若技术措施不当，还会造成憋泵、卡钻等复杂情况和事故。

3) 钻井液柱与煤层之间的压力差会改变井筒附近的压力，加重煤层塑性变形，造成渗透率降低。井内液柱压力越大，钻井液对煤层的侵入速度和侵入半径越大。下钻造成的影响激动和井塌引起的环空憋堵会加剧这种伤害。

4) 由煤的物理性质所决定, 取心过程中, 易发生煤心滑动和受挤压, 取出的煤心一般破碎程度较大, 收获率很难保证。

5) 煤的孔隙中含有膨胀性的粘土矿物, 有的充填在煤的孔隙中, 有的充填在内生裂隙或构造裂隙中, 与夹层相似, 滤液侵入后会使这些粘土水化、分散, 产生的内张力瓦解煤体的完整性, 最终导致煤体崩解。

6) 煤层段孔隙压力低, 极易受钻井完井液固相颗粒及滤液的污染, 但在钻井完井过程中, 为了安全钻穿煤层, 防止井壁坍塌, 又要适当提高钻井完井液的密度, 保持一定的过平衡, 这就必然会增加其固相含量和滤失量, 加重对煤层的污染。因此存在着防止煤层污染和保证安全钻进的矛盾。

4 现场施工

煤炭地下气化钻井施工过程主要以“保护储层和井壁安全”为目标, 钻进过程中遇到的主要问题是井壁失稳、储层损害、循环漏失等。根据煤的储层特征(煤层渗透率、含气饱和度和含气量、煤层孔隙压力等)和地质特征(煤级、煤层厚度、裂隙等)的变化, 将钻井、完井和储层保护技术综合起来进行设计和施工。与常规油气井钻井施工技术对比既有共性, 又有特性^[2]。

1) 共性部分: 如钻井设备、钻具、工具等配套的基本原则, 钻井技术规范、井壁稳定、平衡钻进等技术、井身结构设计的基本原则和程序以及油气层保护的基本原理等。这些在国内已有成功的技术经验, 大部分可直接沿用, 有些稍加修改就可引用。

2) 特性部分: 包含若干技术难题, 主要是煤炭地下气化井取心技术、储层保护、完井技术等。

4.1 井身结构

根据小龙湾地区的地层特征, 考虑现有钻井工艺技术和设备的能力, 以及要达到的钻探目的, 对小M2井井身结构进行了优化设计, 表3为该井的设计与实钻井身结构。

表3 小M2井身结构设计与实钻井身结构

程序	钻头尺寸/mm	井深/m	套管尺寸/mm	套管鞋下深/m	阻流环深度/m	水泥返高/m
一开	444.5	202	339.7	200.0		地面
	实际	444.5	203	339.7	201.9	190.57
二开	设计	311.1	1 433	244.5	1 428.0	
	实际	311.1	1 432			

注: 小M2井二开钻进至目的层(沙3段)井深1 432 m, 即钻穿煤层

留60 m后打水泥帽, 填井段800~650 m, 注水泥浆15 m³后完钻。

4.2 井身质量

小M2井为二开井。由于地层存在较大倾角, 通过选择合理的钻具组合(一开为塔式, 二开为钟摆)、优选钻井参数, 确保了井身质量。该井井底闭合位移5.6 m, 基本达到了煤炭地下气化技术的要求(井身钻直)。

4.3 取心质量

小M2井在1 080.04~1 377.50 m井段进行取心施工, 主要采用φ240 mm刮刀取心钻头和BX-125式取心工具, 为了满足取心工艺的要求, 同时也防止在煤层段钻进时造成压力激动而伤害煤层, 钻进时采用“三低”参数, 即低排量(8~10 L/s)、低钻压(2~3 t)、低转速(60 r/min)。全井取心进尺118.81 m, 煤心收获率87.12%, 造成收获率低的原因主要是第4筒因下钻开泵大排量循环, 销子提前被剪断而使岩心卡落井。

4.4 钻井液技术

一开应用无机盐凝胶钻井液体系钻进, 以满足大井眼携岩要求。钻进中按比例随时补充无机盐、改性淀粉, 以维持适当的粘度和切力, 确保表层套管顺利下入。

二开应用无膨润土盐水聚合物钻井液体系钻进, 在进入煤层前50 m, 补充SMP、改性淀粉等处理剂, 使API滤失控制在较低范围之内, 改善泥饼质量。要注意煤层顶玄武岩的垮塌问题, 钻进过程中使用重晶石将钻井液密度调整到1.15 kg/L, 其中KCl的质量分数不能小于8%, 同时控制钻井液的各项性能指标在设计要求内。钻进煤层的技术重点主要是煤层保护和保持煤层井壁的稳定, 因此, 钻井液密度不要大幅度变化, 泥饼要薄而坚韧致密, 还要适量补充聚合醇, 减少水锁效应对煤储层的损害。该井施工时井下基本正常。

5 技术措施

1) 施工中卡准煤层位置, 取全取准煤心是评价煤炭地下气化潜力的重要手段。一般情况下, 在钻进过程中, 采用牙轮钻头钻进时, 煤岩钻时明显较低, 利用钻时曲线可以对比预测煤岩深度, 通过加密测量钻时, 并结合本区地层可钻性情况, 就可以判断是否已钻达煤岩。

2) 在煤层以上的井段中, 可采用常规石油钻井的技术措施^[3]。但钻开煤层前应做好钻开煤层的技术、材料、设备、井眼等准备工作。

3) 煤层段的钻井参数一般比钻常规油气井低,

以减少压降及循环压耗,接单根前将井底煤层岩屑循环干净,起钻前循环时钻头应避开煤层段,控制起下钻速度,下钻到底后用小排量慢慢顶通水眼,尽量减小压力激动以避免损害煤层。

4)进入煤层尽量选用短齿钻头(HA517),提升对煤岩的破碎程度,以减小蹩跳钻和垮塌造成的环空憋堵,泵压上升过高,从而尽量避免伤害煤层,并防止造成钻具设备损坏、井漏、井塌等井下复杂情况。

5)钻入煤层前,应根据邻井资料、煤岩物理力学、压力、地应力等参数综合分析计算,同时考虑泥页岩夹层的稳定问题,确定合理的钻井液密度,尽量采用近平衡压力钻井,要求密度不能大幅度改变。在钻开煤层2~3 m后,停钻循环钻井液一周,连续测量钻井液密度,若无异常,方可继续钻进。以解决防止煤层污染和保证安全钻进的矛盾。

6)煤层取心钻进时采用低钻压、低转速、低循环压力和低水冲击力。可选用可移动塑料或玻璃钢内筒,长度小于9.1 m,以提高现场煤心收获率。

6 结论及建议

1)辽河油区煤炭地下气化技术研究与应用还处于起步阶段,施工中缺少成功的经验,采取的一些开发技术措施还不是很成熟,如煤层地质构造、减小储层损害的钻井液、完井方式、开采数值模拟等工艺技

术,还有待于进一步深入探索与完善。

2)由于钻井工艺技术(井径)的局限性,制约着煤炭地下气化开采的规模,应深入开展多条进出气孔、气化通道,以及大井眼钻井和扩眼完井等技术创新。

3)因为煤炭资源赋存条件的不同,煤炭地下气化工程试验复杂、多变。在开展工程试验和生产实践的同时,应集中力量研究工程施工和稳定生产与控制工艺中的共性问题,以减小工程发展中的盲目性和技术风险。

4)作为洁净、高效利用煤炭资源的煤炭地下气化技术,对于实现经济、能源、环境的协调发展具有重要的现实意义。借鉴国外已有的成功经验充分利用国内资源和人才优势,切实可行地实施引进消化和自主研发相结合的战略,发展煤炭地下气化技术。

参 考 文 献

- [1] 王国勇,付晓云.小龙湾地区煤层气地质特征分析[J].特种油气藏,2001,8(3):22-24.
- [2] 刘广志.开发煤层气的工程技术[J].探矿工程,1998,37(1):25-28.
- [3] 杨振荣,王延恒,李玉群,等.三交地区煤层气钻井技术介绍[J].石油钻采工艺,2000,22(3):38-39.

[审稿 张绍槐]

Underground Coal Gasification Technology in the Liaohe Oilfield

Du Feng

(Engineering & Technology Research Institute, Liaohe Petroleum Exploration Bureau, Panjin, Liaoning, 124010, China)

Abstract: Based on coal gasification principle, coal bed geology of the Xiaolongwan area located in the east depression in the Liaohe basin, predictions and data from well logging and production tests, reservoir of this area, after feasibility analysis, is considered suitable for underground coal gasification test due to its abundant coal resource, developed coal bed cleap, better porous seepage condition. Necessary data for coal analysis and physical model are obtained from risk and trouble analysis on well XiaoM-2 (an allocated data well), information of formation stratum, coal bed distribution and extension verified by drilling operation, and actual coal samples. Typical problems arise from this operation are probed and their countermeasures are also brought forward, which provide valuable research directions and field experience for the underground coal gasification technology.

Key words: coal gasification; casing program; coring; Liaohe Oilfield

PowerAMPS 自动管理压力钻井系统

PowerAMPS 自动管理压力钻井系统——利用连续循环变化控制压力钻井技术,根据水力油井模型程序处理的数据(包括钻柱转速、机械钻速、钻井液粘度、密度和温度等)预测环空压力剖面。一旦建立了理想的压力剖面,该系统就自动调节节流器,根据需要微调,以补偿由排量变化引起的环空摩擦压力的变化。该系统可以更好地进行井控,更精确地控制井眼压力,在尽可能不中断钻进的情况下转换和处理返回的钻井液。

该系统解决了许多长期存在的和钻井、井眼稳定相关的问题,消除了停止/开始循环时的压力波动,提高了钻井液管理水平,增强了ECD控制,改善了井眼条件,而最重要的是提高了在窄压力窗口下有效钻进的能力。

[闫循彪摘译自 World Oil, April, 2006]