我国煤层气开发对策及前景展望分析

谢传礼[1] 涂 乙[1] 涂 辉[2] 臧真霞[1]

1.中国石油大学(北京)石油工程学院,北京 102249

2.四川科宏石油天然气工程有限公司,四川 成都 610051

摘要:

煤层气是一种新型接替能源,世界上很多国家都已投入煤层气的勘探和开发,其中美国、加拿大、澳大利亚的煤层气产业发展迅速。我国煤层气储存量非常丰富,在一定程度上能解决能源供给不足,但是我国煤层气储层特征相对复杂,勘探与开发难度颇大,不合理的煤层气井钻、完井方式会对储层造成伤害,影响煤层气的产出。针对上述问题,提出了适应我国绝大多数煤层气储层的钻井工艺和完井方式,着重介绍各种煤层气井钻井工艺和完井技术。分析结果表明:采用欠/微平衡钻井工艺与裸眼完井、动力洞穴完井和套管射孔压裂完井等完井技术配套开发煤层气,有利于减小对储层基质、割理的伤害,提高采气量。最后对我国煤层气的勘探开发前景进行了展望。

关键词:

煤层气;国外资源分析;储层特征;开发对策;展望

文献标识码:A

文章编号:1006-5539(2011)06-0040-06

0 前言

煤层气是一种以吸附状态赋存于煤层中的非常规天然气,又名煤矿瓦斯,其中甲烷含量大于 90%,它是天然气最现实的接替能源[1]。在热值上,煤层气与常规天然气相当,发热量在 8 000 kcal/m^3 以上,每 1 000 m^3 煤层气相当于 1 t 石油或 1.25 t 标准煤。不仅有利于煤矿安全生产,而且还能有效减少污染,改善我国能源结构[2-5]。世界上已经投入煤层气勘探和开发的国家有美国、加拿大、澳大利亚、中国、印度、英国、德国、波兰、西班牙、法国、捷克、新西兰等十几个国家。近年来,美国、加拿大、澳大利亚的煤层气产业发展迅速。

我国高度重视煤层气开发工作。2006 年 6 月,国家发改委颁布了《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用"十一五"规划》,国务院办公厅颁发了《关于加快煤层气(煤矿瓦斯)抽采利用的若干意见》,规定了一系列鼓励政策,提出了一些煤层气勘探开发和利用的有力措施。

实现全球可持续发展将面临着资源与环境新的挑战,考虑到能源供应、环境保护和煤矿安全,煤层气作为在近二十年才得到工业性开发的洁净能源,人们逐步认识到其巨大潜力,煤层气的勘探和开发引起了世界主要产煤国的高度重视。

1 国外煤层气研究开发与状况

目前,世界上已经有很多国家进入了煤层气勘探与开发时期,尤以美国、加拿大、澳大利亚的煤层气产业发展最为迅速。20 世纪 70 年代,美国第一次将煤层

收稿日期:
2011-09-18
基金项目:
国家973项目"高丰度煤层气富集机制及提高开采效率基础研究"(2009CB219604)
作者简介:
谢传礼(1957-)男,安徽颍上人,副教授,博士,1982年毕业于武汉地质学院地质系,1998年获同济大学海洋地质与地球物理系博士学位,现任教于中国石油大学(北京)石油工程学院,从事石油天然气勘探开发研究工作。

气作为资源，通过地面钻孔的方式进行开采，是世界上煤层气商业化开发最成功的国家，迄今为止美国的煤层气产量位居全球第一。加拿大煤层气主要以低变质煤为主，一些研究机构在分析低变质煤特点的基础上，在多分支水平井、连续油管压裂等技术方面开展了一系列研究，取得了突破性的进展，主要是降低了煤层气开采成本。澳大利亚的煤层气勘探开发以井下定向井开发为主，借助比较发达的天然气管网系统进行开采，煤层气产量有较快增长，据分析煤层气产量已成为天然气产量的重要组成部分。世界主要产煤国煤层气资源见表 1。

表1　世界主要产煤国煤层气资源

国家	煤层气资源 / 10^{12} m^3	国家	煤层气资源 / 10^{12} m^3
俄罗斯	17 ~ 113	波兰	3
加拿大	6 ~ 76	英国	2
中国	30 ~ 35	乌克兰	2
美国	11.3 ~ 19	哈萨克斯坦	1
澳大利亚	8 ~ 14	印度	0.8
德国	3	南非	0.8

注：资料来源：IEA，有修改；中国新一轮油气资源评价，2006。

1.1　美国

从 20 世纪 80 年代初期，美国就开始进行勘探与开发煤层气，在西部洛基山造山带和东部阿帕拉契亚造山带的两个重要含煤盆地群中进行了全面的煤层气成藏条件的探索，选取了西部的圣胡安和中部的黑勇士盆地为勘探基地，结合现场和实验室工作，第一个提出煤层气开采“排水—降压—解吸—扩散—渗流”过程，取得了认识性的突破，率先建立了中阶煤煤层气成藏与开发的系统理论。随后美国又提出了以构造、沉积、煤化作用、渗透率及含气性为考察主体的煤层气评价与开发模式，确定了圣胡安和黑勇士盆地的煤层气产业基地地位，煤层气分布于 13 个盆地中，现已钻探煤层气井 82 000 多口。1983~1995 年，煤层气年产量从 1.7×10^8 m^3 增至 250×10^8 m^3，迅速形成了产业化开采规模；2003 年煤层气产量超过 450×10^8 m^3，2004 年达到了 500×10^8 m^3 左右，占天然气产量的 8 %~10 %，煤层气成为美国重要的能源资源[6]。

1.2　加拿大

1976 年，加拿大煤层气勘探开发工作就已经开始，与中国开展煤层气工作的时间基本相当。加拿大煤层气资源主要集中在加拿大西部沉积盆地阿尔伯塔省，另外还有不列颠哥伦比亚省，西部盆地的马蹄谷组和曼维尔组是其勘探开发煤层的主要地区。多年以来，加拿大政府一直支持煤层气的发展，加拿大煤层气主要以低变质煤为主，一些研究机构在分析低变质煤特点的基础上，在多分支水平井、连续油管压裂等技术方面开展了一系列研究，取得了突破性的进展，主要是降低了煤层气开采成本。然而前几年北美地区常规天然气储量和产量的下降，日趋紧张的供应形势，日益上升的天然气价格等等，这一切给加拿大煤层气的发展带来了新的动力。

据资料显示，1998 年加拿大煤层气产量只有 0.56×10^8 m^3，在 2002~2003 年，增加了 1 000 口左右的煤层气生产井，年产量一度达到 5.1×10^8 m^3，单井日产量达到了 3 000~7 000 m^3；2004 年煤层气生产井已达 2 900 口，年产量达到 15.5×10^8 m^3；2009 年第一季度，煤层气井数量突破 1.55 万口，目前年产煤层气 100×10^8 m^3；2010 年煤层气产量达到 140×10^8 m^3；计划 2020 年达到 280×10^8~390×10^8 m^3，到时煤层气产量将占天然气产量的 15 %左右，形成与美国相近的煤层气生产规模[7]。煤层气产量占天然气总产量比重进一步加大，这标志着煤层气勘探与开发已进入大规模商业化开发阶段。

1.3　澳大利亚

澳大利亚是世界第四大煤炭生产国和世界上最大的煤炭输出国，澳大利亚的煤炭资源量为 1.7×10^{12} t。煤层气资源量为 8.4×10^{12}~14×10^{12} m^3，煤层平均含气量为 0.8~16.8 m^3/t，煤层埋深普遍小于 1 000 m，渗透率多为 1×10^{-3}~10×10^{-3} μm^2，主要分布在东部悉尼、鲍恩和苏拉特三个含煤盆地，属低灰、低硫、高发热量的优质煤，灰分的质量分数为 6 %~17 %，硫的质量分数为 0.3 %~0.8 %。除优质的煤炭资源外，澳大利亚拥有世界先进的煤炭生产技术装备。

1976 年，澳大利亚煤层气的勘探开始起步，20 世纪末以来，澳大利亚煤层气的开发借鉴了美国煤层气资源评价和勘探、测试方面的成功经验，在分析煤层含气量高、含水饱和度变化大、原地应力高等地质特点的基础上，开展了水平井高压水射流改选这一特色技术的研究，将煤矿井下抽放技术应用到地面开发中，形成独特的 U 型井技术。1998 年澳大利亚煤层气产量只有 0.56×10^8 m^3，应用此技术后 2004 年产量达到 13×10^8 m^3，2006 年产量达 18×10^8 m^3，2007 年产量 29×10^8 m^3，2009 年更是取得了产量 40×10^8 m^3 的好业绩，近年增速超过 39 %。

2　我国煤层气藏储层特征分析

据 2006 年煤层气资源评价结果[8~10]，我国埋深 2 000 m 以浅煤层气资源量为 36.8×10^{12} m^3，储量十分

丰富。以华北、西北、东北、滇藏及华南为主要的聚煤大区，其中又以华北和西北聚煤大区为主，资源量分别占全国总资源量的 62.67 %和 27.98 %，其次为华南聚煤大区，东北聚煤大区煤层气资源量相对较低，我国煤层气资源分布，见表 2。在煤层气成藏的地质因素中，构造因素是最为重要而直接的控气因素；沉积环境主要影响煤储层的生气潜力、储集性能及渗透性；地下水对煤层气的生成、运移和富集具有一定的控制作用；三者有利匹配，则有利于煤层气的成藏和勘探开发。

表2 我国煤层气资源分布数据表

含煤大区	含煤区 / 个	资源量 /10^{12} m^3	资源比例 /(%)
华北	20	17.13	62.67
西北	13	7.65	27.98
东北	9	0.4	1.46
滇藏	3	0.01	0.04
华南	23	2.15	7.85

我国的煤层气藏普遍存在“三低一高”(压力较低、饱和度低、渗透率低和吸附性高)的储层特征[11~12]，并且煤层气储层地质构造相对复杂，对煤层气藏勘探与开发的难度较大，与之相适应的钻、完井技术必然思路不同，优化选择的技术方法也不尽相同。近年来，展开了大量的煤层气勘探和开发技术研究，例如，有关煤层气的地球物理勘探技术、钻井技术、完井技术、增产工艺技术等。尤其是我国通过多年的攻关，在高变质无烟煤煤层气的开采技术方面取得了实质性进展。

在煤层气藏钻、完井过程中，由于煤层气藏储层致密、渗透率低、储层裂缝微细，如若使用不适当的钻、完井工艺，会导致钻井液和完井液中固体颗粒对煤层基质孔隙、粒间孔隙和割理系统的堵塞，以及煤基质自身吸附膨胀、压力敏感效应的产生和工艺作业技术等对煤层气井储层造成损害，不仅直接堵塞了煤层气储层输气通道，而且给后续补救带来极大的经济压力，严重影响煤层气的产出量，更为严重的是可能造成煤层气井报废。因此，有必要针对煤层气井储层特征，进行钻井工艺和完井技术适应性研究和探讨，选出针对我国绝大多煤层气储层实效的钻井和完井工艺措施，减小或者避免对储层的伤害，这对提高煤层气井产出量具有很现实的意义，不给后续压裂改造增加额外的经济负担。

3 钻井工艺优选方案

钻井过程中诱发煤层气损害的根源是钻井液[13~14]，通过研究认为，其对煤层的伤害主要有以下几方面：钻井液中固相颗粒对煤层的损害；煤与钻井液中的高分子聚合物相互作用产生的堵塞；煤基质吸附膨胀造成的损害；压力敏感性对煤层的损害。

近年来对储层伤害方面[15]的研究，取得了一些认识，相对于常规钻井方法来讲，低压钻井工艺是一种液柱压力较低的钻井方法，液柱压力可能小于(欠平衡)或等于(平衡)、或略大于(微过平衡)地层压力；钻井流体可以是水、油基钻井液，或是气基流体。但是能使煤层处于受低压的解放状态，能有效地降低压差，钻井液中有害物质侵入煤层的机会减少了，从而对煤层气储层有保护作用。在钻井过程中，采用既能降低伤害，又具抑制滤液类型的钻井液，可起到保护储层的作用。这种钻井技术有：欠平衡钻井即泡沫钻井、清水钻井、气体和雾化钻井、边喷边钻技术，另外还有微过平衡钻井技术，下面将详细介绍这几种钻井技术[16~17]。

3.1 欠平衡钻井技术

3.1.1 气体和雾化钻井

对于实际油田，在干旱缺水和漏失地区常用气体和雾化钻井，使用空气循环钻井技术，可减少煤层气储层接触固体颗粒和化学添加剂，并且对煤层施加的静水压力也是最小的，因而可有效保护煤层气储层。

3.1.2 清水钻井技术

一般认为[18]，当用钻井液来控制地层压力的时候，优先使用产出的地层水，或者加有少量膨润土提高粘度的清水，将其作为钻井液，既可以降低钻井过程中的压差和成本，又可减少储层中矿物质的化学反应及粘土颗粒的膨胀，因而对储层的伤害大大降低了。

3.1.3 泡沫钻井技术

泡沫流体一般由稳定泡沫和硬胶泡沫组成。稳定泡沫是指漉体、发泡、空气剂和稳定剂配成的分散体系。硬胶泡沫是由气体、牯土、稳定剂和发泡剂配成的稳定性比较强的分散体系；在需要泡沫寿命长，携屑能力强的场所可使用硬胶泡沫，在普通低固相钻井液中加入发泡剂与稳定剂即可制作此种钻井液，其密度在 0.8~1.10 g/cm^3 之间可调，滤失量和成本均低，可以对煤层气储层进行有效保护。

3.1.4 边喷边钻技术

在地层压力较低的油气藏，一般采用上述气体型钻井液及相应钻井技术，这种钻井技术下井口回压一般较低。对于地层压力较高(地层压力系数大于 1.0)的油气藏，采用欠平衡压力钻井时，可用非气体型钻井液，控制当量循环钻井液密度低于地层压力系数即可实现。这种情况下的井口回压有时可能较高。

3.2　微过平衡钻井技术

众所周知，在欠平衡钻井，或者平衡压力钻井情况下，采用液相钻井液进行钻井时，会出现钻井液无法在孔壁上形成泥饼，将造成钻井液在地层内失水量的增加和固相的侵入等情况发生，据此 DI JIAO 等人[19]认为，钻井过程中存在一最小过平衡压力，其定义为钻井液能在井壁上形成泥饼时的钻井液液柱压力，最小过平衡压力大小与钻井液的流变性和特定现场条件有关，根据室内所测的钻井液流变性和模拟特定现场条件下的岩心失水试验数据，可以计算出最小过平衡压力，此种技术称为微过平衡钻井技术。

4　煤层气常用完井方式分析研究

煤层气完井技术是煤层气开发中的关键技术，合理选择完井和井底连通参数，加强完井作业中对煤层的保护，降低煤层伤害，有利于延长煤层气井的生产时间，提高煤层气井产量，加速煤层气开发[20-21]。

根据实验研究发现对储层造成伤害的因素有：水泥颗粒对煤层割理和孔隙的堵塞；水泥浆滤液对煤层的伤害；水泥浆液柱与煤层之间的压力差；射孔作业对煤储层的伤害等。

目前国内外煤层气完井方式有很多种，本文主要介绍裸眼洞穴完井、动力洞穴完井和套管射孔压裂完井这三种技术。

4.1　裸眼洞穴完井

裸眼洞穴完井方式是在裸眼完井的基础上发展起来的一种独特的煤层气完井方式[24]。在较高的生产压差作用下，利用井眼的不稳定性，在井壁煤岩发生破坏后允许煤块塌落到井筒中，进而形成物理洞穴（自然裸眼洞穴完井）。其特点是提供良好的井眼条件，同时节约了套管和水泥。裸眼洞穴井示意图见图 1。

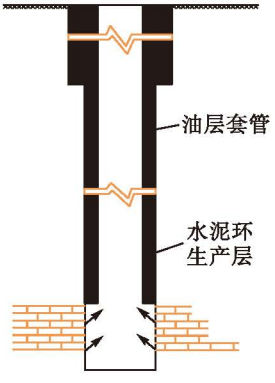

图 1　裸眼洞穴完井示意图

现场实践发现，裸眼洞穴完井具有良好的远期经济效益。裸眼洞穴完井仅从完井作业或强化增产措施方面评价，成本的确相对较高，但从总投入与产出比分析，洞穴完井的相对成本较低。在煤层气富集区域，成功的裸眼洞穴完井可以使产量成倍增加。

4.2　动力洞穴完井

人工施加压力（从地面注气），使井壁煤层发生破坏，再清除井底的煤粉，进而形成物理洞穴（动力或人工洞穴完井）[22-23]。动力洞穴完井地面流程见图 2。

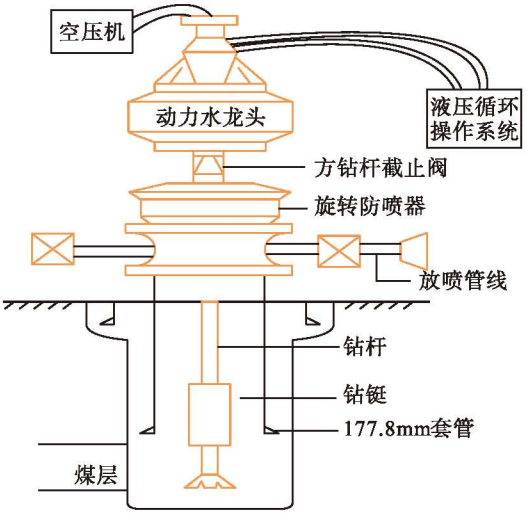

图 2　动力洞穴完井地面流程

动力洞穴完井工艺技术与其它完井方法相比，钻井、完井、排水采气的整个工序过程具有不进行单相注入/压降试井和压裂等措施就可以达到单井面积降压、恢复和提高煤层渗透率等优点。在物性较好、封盖条件好、厚度大、煤层割理发育、含气量及解吸率高的中低挥发份（中高煤阶）的煤岩储层也适用此种方法。局限性在于洞穴完井工艺的成功需要高渗透率、超压和高挥发份烟煤阶几种条件的结合。

山西临县程家塔乡后南裕村的 LX20001 井，使用这种完井技术煤层通过人工造穴后，造穴后的渗透率提高了近 8.2 倍，证明动力洞穴完井工艺的可行性。虽然目前我国在几个地区也陆续进行过试验，但尚未进入大规模实战阶段，预计在今后的煤层气勘探及开发领域中，会更多使用这种技术。

4.3　套管射孔压裂完井

美国大多数西部煤层盆地均采用下套管并压裂的钻井工艺[25]，优点在于：可以避免裸眼完井工艺所带来的问题；在不同的煤层可实行单独的完井；不会出现井壁不稳定的问题；可对大规模的水侵和气侵进行有效控制。射孔压裂完井方式见图 3。

在我国煤层气井中，98 %的井采用的是套管射孔压裂完井技术，压裂液选择很重要，否则将对煤孔隙造成堵塞。泡沫压裂液非常适合低压煤层气储层，国

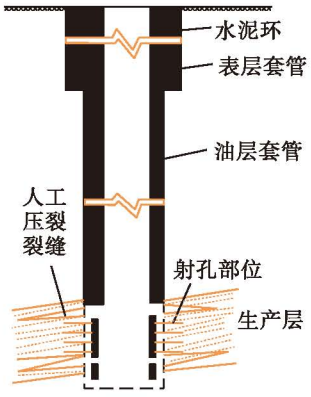

图 3 射孔压裂完井方式

内沁水盆地南部主力煤层实施的泡沫压裂试验结果证明，泡沫压裂效果比较好、返排快、产气相对较高，缺点是压裂成本高。

获得高产的原因是人工在煤层形成裂缝，增大渗流面积、改善了渗流方式，人工形成的长裂缝有利于煤层深处甲烷气解析并流到井筒中去。

5 我国煤层气勘探开发前景展望

a)我国中、高煤阶煤层气主要赋存在华北地区。据预测华北地区煤层气远景资源量约为 17.15×10^{12} m^3，占全国 62.5 %，其中在中、高煤阶区的远景资源量 123×10^8 m^3，占全国 44 %，华北区的煤层平均含气量变化范围为 4.3~32.8 m^3/t，平均为 9.3 m^3/t，这类煤阶具有含气量高、含气质量好、含气饱和度高、资源丰度大，一般煤层割理发育，煤储层物性好、封盖条件好、保存条件有利、高产条件优越等特点。

b)我国低煤阶煤层气勘探开发的潜力区主要集中在东北、西北。陆相低煤阶中小型含煤盆地广泛沉积在东北、西北的侏罗系下第三系，可以在连续沉积较大型盆地的斜坡带，勘探古水动力场相对稳定、优质巨厚煤层和原生割理发育潜力区，也就是高饱和生物降解型煤层气田。这类气田尽管含气量低，但具有煤层厚、含气饱和度高、物性好等优点，容易形成煤层气高产区。据预测，此地区低煤阶煤层气远景资源量约为 8×10^{12} m^3，约占全国总资源量 30%。美国科研人员近几年来，在粉河、尤因塔等盆地，已经发现了这类高产煤层气田。

c)华南区是我国另一个重要的煤层气富集区。主要目的层为上二叠统煤层，以川滇黔地区为富煤带，可采煤层总厚度在 10~20 m 以上；华南地区有 23 个相对较大残留型含煤盆地，煤层气远景资源量约为 2.15×10^{12} m^3，占全国总资源量 8 %；其中贵州六盘水盆地煤层厚 15~25 m，含气量 10~35 m^3/t，9 个残余向斜面积达 4 355 km^2，煤层气远景资源量约 $7\ 000\times10^8$~$9\ 000\times10^8$ m^3。除六盘水盆地外，重庆、织纳地区形成的煤层总厚度高达 20~40 m 以上。综上华南区煤层具有含气量大、含气饱和度高等特点，但受后期构造影响，煤层气资源比较分散。

d)江西萍乐地区也有比较丰富的煤层气，有利勘探面积为 2 400 km^2，煤层气远景资源量约 400×10^8 m^3。应进一步对这类地区的煤层气成藏条件做深入研究，找出有利区块进行钻探煤层气。南方还有一些巨厚煤层分布的小盆地，如云南省一些第三系小盆地，这些小盆地也是低煤阶煤层气勘探有利地区。

6 结论

a)对于煤层气的开采，一般采取适当减小钻井液密度的方法，既可以降低钻井液滤失量，又能减少对储层基质和割理系统的损害，从而对煤层气储层输气通道起到有效保护作用。

b)在钻井过程中应选择合理的钻井工艺技术，在满足钻井生产安全的条件下，尽量选用欠平衡钻井与微平衡钻井工艺技术，既可以达到清洁钻井的目的，又能降低对储层基质和隔离系统的伤害。

c)由于煤层的特殊性，煤层气井不能完全照搬油气井的完井技术，应根据煤层的性质，探索适合煤层气井的完井技术。在我国大多数煤层气井中，裸眼完井、动力洞穴完井和套管射孔压裂完井等完井技术应用十分广泛，在有效打开储层的同时，有利于煤层深处的气体解析流入井筒，提高最终采气量。

d)目前世界各大主要产煤国家对这种新型接替能源的勘探开发非常重视，我国五大聚煤区储煤资源丰富，华北区储层物性条件好，而东北和西北煤层气成藏特征与美国煤田盆地有相似之处，有巨大潜力发展为高产煤层气田。

参考文献：

[1] 钱伯章，朱建芳. 煤层气开发与利用新进展[J]. 天然气与石油，2010，28(4)：29-34.

[2] Wei Chongtao，Qin Yong，Man Lei，et al.Numerical Simulation of Geologic History Evolution and Quantitative Prediction of CBM Reservoir Pressure[J]. Rotterdam：Balkema Publishers，2004，11(26)：325-329.

[3] Flores R M. Coalbed methane：From Hazard to resource[J]. International Journal of Coal Geology，1998，35(4)：3-26.

[4] Gay R，Harris I. Coalbed Methane and Coal Geology[J]. London：The Geological Society，1996，9(14)：204-212.

[5] Jessen K, Tang G, Kovscek A. Laboratory and Simulation Investigation of Enhanced Coalbed Methane Recovery by Gas Injection[J]. Transport in Porous Media, 2008, 73(2): 141–159.

[6] 林金贵. 我国煤层气研究开发的历史现状与趋势措施[J]. 科技资讯, 2006, 7(7): 17.

[7] 樊明珠. 中国石化煤层气发展建议[J]. 研究动态, 2009, 3(6): 1–5.

[8] Qin Yong, Sang Shuxun, Fu Xuehai, et al. Potentials of CBM Resources in Key Mine Areas in China and Some Theoretical Aspects for Resources Evaluation [A]. Beijing: State Administration of Coal Mine Safety: The 6th International Workshop on CBM/CMM[C], 2006.

[9] Song Yan, Zhao Mengjun, Liu Shaobo, et al. The Influence of Tectonic Evolution on the Accumulation and Enrichment of Coalbed Methane(CBM)[J]. Chinese Science Bulletin, 2005, (S1): 1–6.

[10] Xianbo Su, Xiaoying Lin, Shaobo Liu, et al. Geology of Coalbed Methane Reservoirsinthe Southeast Qinshui Basin of China[J]. International Journal of Coal Geology, 2005, 4(62): 197–210.

[11] Shao Longyi, Zhang Pengfei, Jason Hilton, et al. Paleoenvironments and Paleogeography of the Lowerand Lower Middle Jurassic Coalmeasuresinthe Turpan–Hami Oil–Prone Coal Basin, Northwestern China [J]. AAPG Bulletin, 2003, 87(2): 335–355.

[12] Su Xianbo. The Classification and Model of Coalbed Methane Reservoir[J]. Acta Geologica Sinica, 2004, 3(3): 187–193.

[13] 赵庆波, 雷　群, 李景明. 煤层气地质与勘探技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999, 74–89.

[14] 杨胜来, 杨思松, 高旺来. 应力敏感及液锁对煤层气储层伤害程度实验研究[J]. 天然气工业, 2006, 26(3): 90–94.

[15] 符觉替, 崔迎春, 王成彪. 煤层气井储层保护钻井工艺[J]. 煤田地质与勘探, 2001, 29(3): 38–42.

[16] 涂　乙, 邹来方, 汪伟英, 等. 煤层气井储层的伤害及优选保护钻井工艺[J]. 油气田地面工程, 2010, 29(2): 4–6.

[17] Tracy L, Grills P. Magnetic Ranging Technologies for Drilling Steam Assisted Gravity Drainage Well Pairs and Unique Well Geometries–a Comparison of Technologies[C]. SPE 79005, 2001.

[18] 鲜保安, 孙　平, 王一兵, 等. 煤层气水平井欠平衡钻井技术研究与应用[J], 中国煤层气, 2008, 23(1): 41–43

[19] Di Jiao. Investigatmn of Dynamic Mud Cake Formation[C]. The Concept of Minimum Overbatlance Pressure. SPE 26323, 1993.

[20] Scott A R. Hydrogeologic Factors Affecting Gas Content Distribution in Coal Beds [J]. Int. J. Coal Geol.2002, 6 (50): 363–387.

[21] 王　玺. 煤层气井完井及保护煤层技术初探[J]. 中国煤层气, 1995, 3(1): 61–63.

[22] 顾维军, 王　倩. 煤层气井动力洞穴完井工艺[J]. 油气井测试, 2000, 9(2): 50–52.

[23] Li H Z, Mouline Y, Midoux N. Modelling the Bubble Formation Dynamics in Non–Newtonian Fuids[J]. Chemical Engineering Science, 2002, 3(57): 339–346.

[24] 张　益, 佟晓华, 李　慧, 等. 苏里格气田上古地层裸眼完井可行性研究[J]. 天然气与石油, 2011, 29(4): 41–43.

[25] 康园园, 邵先杰, 石　磊, 等. 煤层气开发技术综述[J]. 中国煤炭地质, 2010, 22(增刊): 43–46.