

非常规天然气

煤层气高产富集规律 及开采特征研究新进展

孔祥文¹, 赵庆波¹, 孙粉锦¹, 李贵中¹, 马财林²

(1. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北 廊坊 065007;

2. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西 西安 710021)

摘要:中国煤层气高产富集区有五大类型,即:富煤区构造高点、直接盖层稳定的上斜坡、凹中隆的火山岩活动区、封闭好的浅层低煤阶厚煤层区及断裂活动次生割理发育区。煤层气高产富集基本条件是三控论:封盖层控制含气量;应力场控制渗透率;构造体和煤体控制富集带。重点分析了沉积环境对煤层气高产富集的控制作用,从成煤原始母质、封盖能力、储集物性3个方面进行了阐述。木本植物为主的母质比草本植物为主的母质对煤层气的生成和保存更为有利。在各种沉积体系中,浅海—障壁海岸和湖泊2种类型,对煤储层的封盖能力较强。灰分含量越低、镜质组含量越高、微裂隙越发育,煤储层的物性越好。此外,还分析了煤层气高产富集的关键参数。阐述了煤层气开采特征,特别进行了定向羽状水平井高产条件分析,重点阐述了煤层水的类型及特点,包括层内水、层间水和外源水。

关键词:煤层气;富集规律;开采特征;沉积环境;煤层水

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

文章编号:1672-1926(2011)04-0738-09

引用格式:孔祥文,赵庆波,孙粉锦,等.煤层气高产富集规律及开采特征研究新进展[J].天然气地球科学,2011,22(4):738-746.

0 引言

中国煤层气资源丰富。全国煤炭资源量为 5.6×10^{12} t, 保有储量为 1.03×10^{12} t; 2010年 1.5×10^4 个煤矿产煤 32×10^8 t, 煤层气抽采 76.2×10^8 m³, 利用 23.78×10^8 m³, 近年来虽然利用率由19.7%提高到31.2%, 但仍仅是国外的几分之一。

到2011年6月, 全国钻煤层气井约6 300口, 探明储量为 $2 811 \times 10^8$ m³, 探明可采储量为 $1 439 \times 10^8$ m³, 探明2个超过 $1 000 \times 10^8$ m³大气田(沁水气田、鄂东气田)。但与国外比资源探明率仍低, 仅为0.76%。美国钻井 3.8×10^4 口, 探明可采储量为 2.5×10^{12} m³, 年产量为 493×10^8 m³, 探明率为11.8%; 加拿大钻井9 900口, 资源量为 22×10^{12} m³, 探明可采储量为 490×10^8 m³, 年产量为

73.4×10^8 m³, 探明率为18.5%; 澳大利亚钻井5 200口, 资源量为 8.4×10^{12} m³, 探明可采储量为 $4 934 \times 10^8$ m³, 年产气为 40×10^8 m³, 探明率为5.9%。因此, 中国仍需加大煤层气勘探开发的力度, 深化理论与技术研究, 为祖国的能源安全提供进一步的保障。

1 煤层气高产富集规律

1.1 煤层气高产富集区

煤层气高产富集基本条件是三控论: 封盖层控制含气量; 应力场控制渗透率; 构造体和煤体控制富集带^[1-3]。相应匹配的5种类型富集区如下。

(1)富煤区构造高点: 此区较为有利, 早期煤层埋藏深生气条件好; 后期构造抬升煤层变浅压实弱, 次生割理发育渗透性好, 在上覆有利盖层条件和滞

收稿日期: 2010-08-25; 修回日期: 2010-11-05.

基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”子课题“煤层气富集规律研究及有利区块预测评价”(编号: 2008ZX05033)资助.

作者简介: 孔祥文(1987-), 男, 山东泰安人, 硕士研究生, 主要从事煤层气地质方面的研究. E-mail: kongxw_cbm@163.com.

水环境中,两翼又是烃类供给指向区,易形成高渗、高含气、高饱和的高产富集区。

沁水煤层气田固县区块高部位气富水贫(高产块),单井日产气 3 000~6 000 m³,深部断槽内气贫水富(水槽),单井日产水 6~10 m³。已开采 3a,目前高产块单井日产气 3 059~5 525 m³,不产水;槽内最高日产气 346 m³,日产水 2~3 m³。

(2)直接盖层稳定的上斜坡:此区高产条件优越,受深层高温高压“热蒸解”向浅层低温低压“冷吸附”再聚集作用,下倾部位有充足烃类补给;而且,上斜坡煤层浅,压实作用弱,易形成高渗、高含气、高饱和和气藏。

潘庄浅台:沁水盆地南部的潘庄浅台 6 口定向羽状水平井 4 a 累计采气为 2.21×10^8 m³,平均单井产气 3.683×10^4 m³,最高日产气 10.5×10^4 m³。动用地质储量为 5.51×10^8 m³,采出程度为 40.1%,目前采气速度 11%,高点 4 口水平井后期不产水。

沁水盆地南斜坡由深(郑庄)至浅(大宁)渗透率、产量增高:上坡大宁煤层深 120~271 m,渗透率为 $(1.9 \sim 47) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,单井日产气 $(0.3 \sim 3) \times 10^4$ m³;下坡郑庄煤层深 800~1 200 m,渗透率为 $0.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,单井日产气 500~3 085 m³。该区煤层深 550 m 以浅,每加深 100 m 渗透率降低 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,直井产量下降 3 700 m³。

随着埋深的增加,煤层渗透率变小;随着煤层渗透率变小,日产气量也将变小^[4]。反之,随着煤层埋深的变浅,煤层渗透率、日产气量都将增高。

(3)凹中隆的火山岩活动区:此区有利于高产,火山岩侵入煤层,岩墙遮挡,岩床封盖,初期加剧生气,后期煤体快速冷却收缩,裂隙和次生割理发育,渗透性变好。

(4)封闭好的浅层低煤阶厚煤层区:此区有利于煤层气富集,尽管煤阶低,生气和含气量低,但巨厚煤层弥补了低含气特点,只要有好的盖层,上倾部位压实减弱煤层渗透性变好,可形成高渗、高饱和和气藏,甚至游离气和吸附气共生、互动、共储。如霍林河盆地霍试 1 井,射开煤层厚为 34 m,煤层埋深为 911 m,日产气为 1 256 m³。

(5)断裂活动次生割理发育区:此区是煤层气聚集有利场所。尽管煤层埋藏深,但局部构造高部位断层活动使煤层次生割理发育,渗透性变好,煤层变储层,游离气与吸附气共生、互动、共储。如准噶尔盆地彩 504 井,射开煤层井段为 2 567~2 583 m,日产气达到 6 500 m³。

总之,在构造断裂活动发育区的相对稳定区,以及构造稳定区的相对活动区都有利于煤层气的高产富集,即“动中找静,静中找动”。

1.2 沉积环境对煤层气高产富集的控制作用

沉积环境对煤层气的生成、储集、保存和渗透性能的影响是通过控制储层物质组成来实现的。沉积环境不仅控制着煤层气生成与储集的物质基础,同时对煤层气成藏的储盖条件有重要影响。

1.2.1 沉积环境对成煤原始母质的控制

高等植物丰富,经凝胶化作用形成的亮煤,灰分低、镜质组高、割理发育、含气量高;碎屑物质、水溶解离子携入或草本成煤环境的暗煤相反。厚煤层往往纵向上形成夹矸、暗煤、亮煤几个沉积旋回。明确层内渗透率、灰分、含气量、非均质性,可指导水平井钻探和压裂射孔。并由以往划相找砂体向划相定煤质发展。

上三角洲平原环境较为稳定,以淡水环境为主,因而往往有利于森林泥炭沼泽的形成与发育,能形成较厚的煤层^[5]。森林泥炭沼泽以木本植物为主,经凝胶化作用可形成利于煤层气生成和保存的煤层。

软煤往往是草本植物形成,表现为粘土矿物含量高,在测井响应上具有低电阻率、高声波时差、高自然伽马,如晋城樊庄区块山西组 3 号煤层中的软煤电阻率比块煤低 10 倍,为 1 000 Ω·m 以下,主要受控于以高岭石为主的粘土矿物含量:其中粘土矿物含量,块煤为 10%~15%,软煤为 17%~23%,即软煤和粉煤等除构造作用外,不排除有水进草本、水退木本的盆地沉积补偿差异和沉积环境变化的同生作用,甚至火烧作用成因。

1.2.2 沉积环境对封盖能力的控制

我国含煤地层沉积体系主要包括浅海—障壁海岸、浅海—无障壁海岸、三角洲、河流、湖泊和冲积扇 6 种类型^[6]。6 种沉积体系具有不同的储盖组合,保存条件不同。其中,对煤储层有较强封盖能力的是浅海—障壁海岸和湖泊体系;近海三角洲沉积体系的封盖能力变化较大,三角洲平原和分流间湾封盖条件较好;而浅海—无障壁海岸、河流以及冲积扇体系的封盖能力总体上较差。

1.2.3 沉积环境对煤储层的储集物性的控制

煤储层的储集物性与灰分含量、镜质组含量及微裂隙发育情况密切相关,而沉积环境对煤储层中的灰分含量、镜质组含量以及微裂隙的发育又有重要影响^[7]。灰分含量越高,煤储层储集物性越差;镜质组有利于割理的形成,其含量越高,储集物性越

好;微裂隙发育,储集物性好。

在华北石炭系一二叠系煤储层中,最有利的成煤环境是潮坪和三角洲环境。例如,山西太原地区的7号、8号、9号煤和沁水盆地的15号煤形成于潮坪沉积环境;山西太原地区的2号、3号煤层和沁水盆地的3号煤层都为三角洲平原沉积^[7]。

三角洲环境中的上三角洲平原分流间湾和废弃河道有利于泥炭堆积,可以形成较厚的煤层。潮坪环境中的泥炭堆积主要发生在潮间带上部和潮上带的泥坪中^[8]。就潮坪和三角洲平原2种沉积环境来说,潮坪具有周期性的潮汐活动,水动力以潮汐作用为主,涨潮时带来的细粒物质落潮时将大量沉积,因此该环境形成煤的灰分较高;而三角洲分流间湾及废弃河道中虽也有陆源碎屑输入,但与潮坪的周期性持续碎屑物质输入相比较少,因此灰分相对较低。

不同的沉积环境,形成煤的显微组分有所不同。在覆水、还原环境下形成的煤层,镜质组含量高,有利于割理发育,煤层的储集物性好。潮坪沼泽由于潮汐作用而呈现周期性的暴露与淹没,在氧化环境与还原环境中交替变换;三角洲平原沼泽沉积环境主要为弱氧化到还原环境。三角洲平原相中的分流间湾亚相的还原性较强,因此镜质组含量相对较高,煤层的储集物性相对较好。

一般沼泽水动力条件较弱,潮湿、弱氧化的环境有利于微裂隙的发育^[9-10]。

1.2.4 沉积环境控制煤层气富集的典型实例

(1)潮间沼泽相煤层厚,滞留泻湖洼相煤层薄:

鄂尔多斯盆地东缘南北宽560 km,太原组主煤层北厚南薄,受沉积相和时空控制:海水向南退出,北部聚煤期长,使潮汐三角洲沼泽相沉积的煤层厚;南部滞留泻湖相为草本湖洼薄煤层沉积(表1)。

鄂尔多斯盆地太原组障壁岛—潮坪—泻湖相聚煤模式:平行海岸障壁岛河边高地不稳定薄煤层—堡后潮坪河间湾泥炭坪木本相厚煤层—潮汐三角洲潮间湖洼草本相薄煤层。受盆地演化海平面变迁,堡后、潮坪泥炭坪可合体成障壁岛后大面积稳定分布的厚煤层沉积。

(2)三角洲平原河间弯沼泽相煤层厚,前缘河边高地相煤层薄:山西组主煤层北部河间湾沼泽相比南部三角洲前缘河边高地相煤层厚、封盖条件好。南部煤层薄,改造作用严重,成煤环境不稳定(表1)。

鄂尔多斯盆地山西组三角洲平原相聚煤模式:成煤有利环境多位于泛滥盆地低洼处及远离河道处,稳定滞水环境,陆生高等木本植物繁盛,在适宜的条件下岸后沼泽物可迅速堆积,从而形成厚度大而稳定的煤层,即木质物在高地生长,在间湾堆积成厚而稳定煤层,山西组煤层大多在这种环境下生成。当有少量的炭屑物质供给时煤的灰分含量高;当细粒沉积物供应丰富时不能形成泥炭堆积,而形成炭质泥岩,湖洼相也属这种类型;煤层厚度与砂体呈负相关性。

煤非均质储层广泛分布(图1),单井产量变化大,主要受沉积、构造压实控制,河间湾相灰分低、煤层厚,盖层好,含气量高;湖洼相灰分高、低含气;河边高地相煤层薄、灰分高、盖层差,含气量更低。

表 1 山西组、太原组主煤层沉积相、厚度分布区域

煤层	山西组主煤层		太原组主煤层		
沉积相	三角洲平原河间湾沼泽	三角洲前缘河边高地	潮间沼泽相		滞留泻湖相
煤层厚度/m	5~12	2~6	10~15	15~40	0~5
分布区域	保德、临县、大宁	柳林、乡宁	府谷、兴县—临县	保德—准格尔旗	乡宁—韩城

2 煤层气高产富集的关键参数评价

影响煤层气工业气流井产量的因素较多,而且关系错综复杂,通过详细分析并与影响煤层气富集的三大类因素(资源因素、煤储层因素、保存因素)进行对照,得出与煤层气工业气流井相关性最大的8个参数,包括含气量、直接盖层的岩性、渗透率、煤层厚度、埋深、吸附饱和度、地应力和地解比^[2,11-12](表2)。在诸多的影响因素中,并非所有因素均具有同等重要的作用,某些因素是必须具备的充分条件,某

些因素则仅是一种必要条件。如在开采过程中,渗透率因素是最为重要的因素之一,若有较高的渗透率,煤层厚度、直接盖层厚度等因素可以适当考虑。此外,各种因素之间也有一定的相关性,如渗透率与地应力及煤层埋深有一定的相关性^[4](图2,图3)。

根据统计的淮南、红阳、沁水等6个地区的54个煤层埋深与渗透率的数据,得出图2的关系。由图2可知,不论是在同一地区,还是从总体上看,渗透率都是随着埋深的增加而减小。图3表明了渗透率随地应力的增加而减小的趋势。

3 煤层气高产富集区的开采特征

根据对阜新盆地刘家区块、铁法盆地大兴区块及沁水盆地潘庄区块、樊庄区块等的开采曲线的分析,开发效果较好的 800 余口井在开采过程中产量变化分为 3 个阶段:上升—稳产—递减^[2-3],其中递减阶段又分为多个阶梯状递减段。上升期一般不超过 1 a,稳产期定向羽状水平井上升期为 1~3 a,直井为 4~6 a,递减期达 8~12 a(图 4,阜新盆地刘家区块 LJ-6 井 2003 年投产,初期日产气 4 500 m³,稳产 4 a 开始递减,目前日产气 700 m³,已累计采出 910×10⁴ m³,采出程度约 35%,预计采收率在 50% 以上)。又根据排采井的排采措施和管理原因,煤层气井开采类型进一步划分为 3 类,即:①畅通型解吸,

解吸速率接近降压速率,气泡带出部分束缚水,产量理想;②阻碍型解吸,解吸速率大于降压速率,气泡变形解吸困难;③超临界型解吸,解吸速率小于降压速率,应力闭合,开采效果最差。然而,若要获得较好的开发效果,则需要把握钻井技术、排采方法及工作制度等各个关口,此外,煤层产出水(包括层内水、层间水、外源水)对有些井的开采有很大影响,在排采过程中应加以重视。笔者拟从钻井技术(定向羽状水平井)、排采技术、煤层产出水 3 个方面来讨论煤层气开采特征及其效果。

3.1 钻井技术——定向羽状水平井

定向羽状水平井技术适合于开采较低渗透储层的煤层气,集钻井、完井与增产措施于一体,能够最大限度地沟通煤层中的天然裂缝系统,进而提高煤

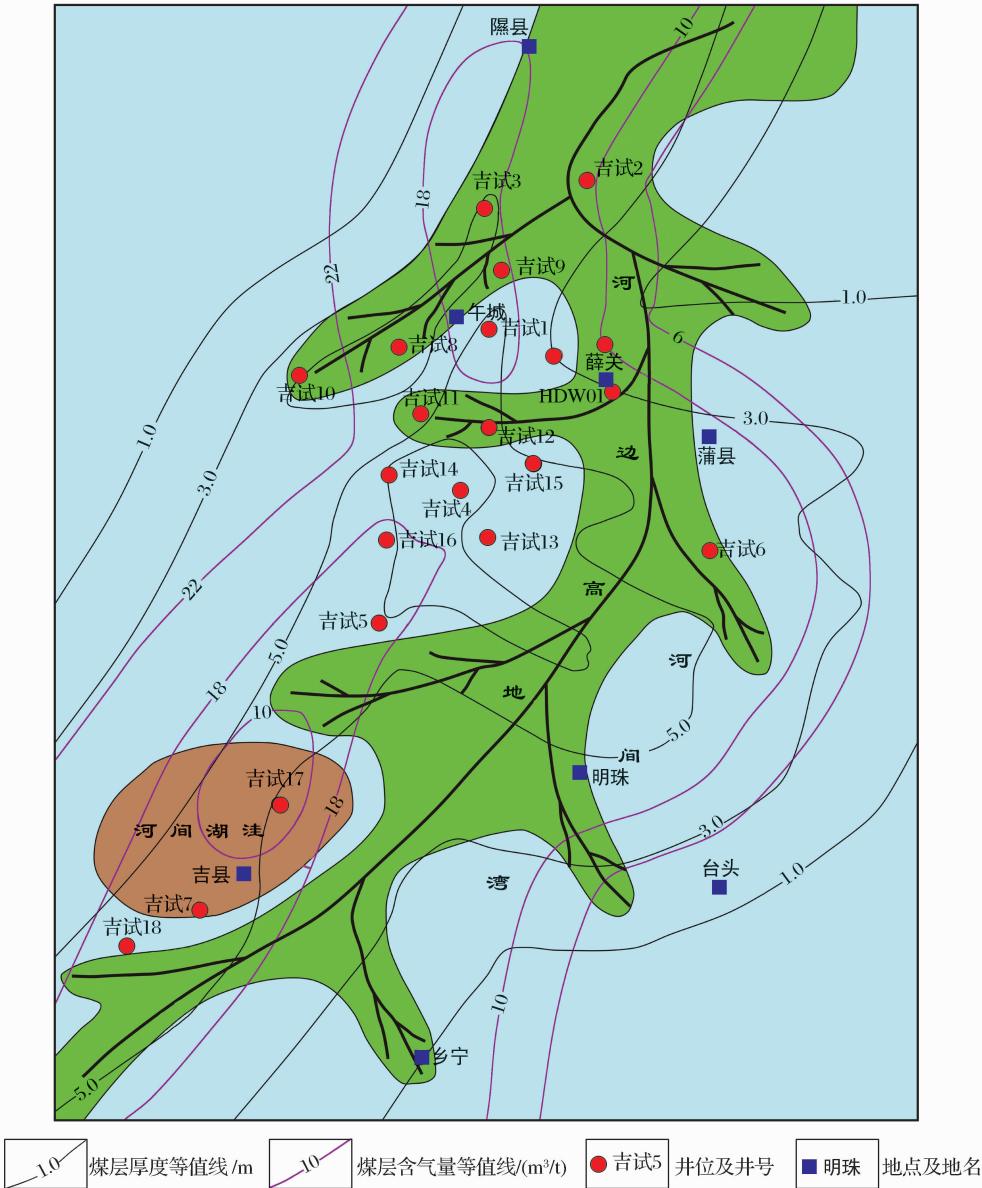


图 1 大宁—吉县地区 5 号煤层沉积相

表 2 煤层气工业气流井相关参数

参数	含气量/(m ³ /t)	直接盖层/m	渗透率/(×10 ⁻³ μm ²)	厚度/m	埋深/m	吸附饱和度/%	地应力/MPa	地解比	统计井数/口
中、高煤阶	>6 或 8	>2	>0.5	5	<1 200	60	<15	0.5	75
低煤阶	>4	>2	>0.5	20	<1 200	60	<15	0.5	22

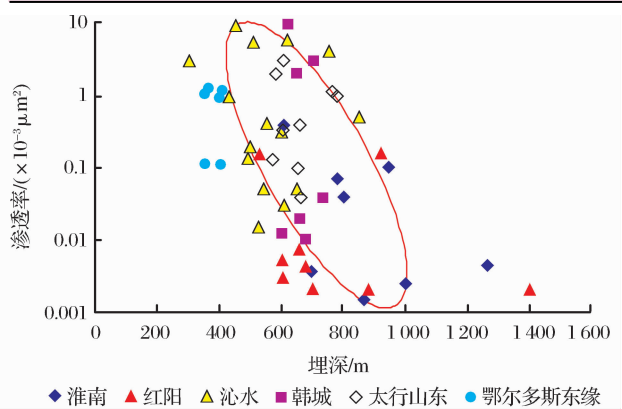


图 2 煤层埋深与渗透率关系

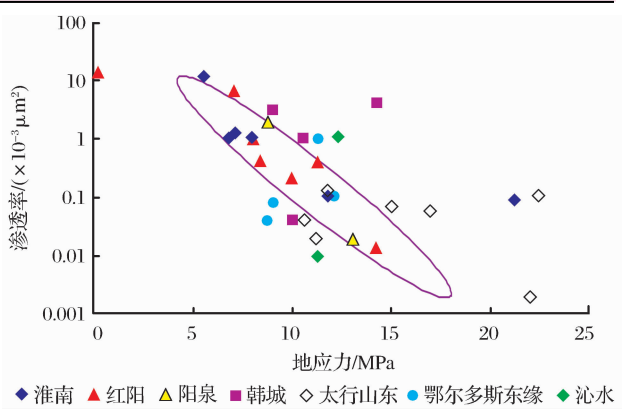


图 3 地应力与渗透率关系

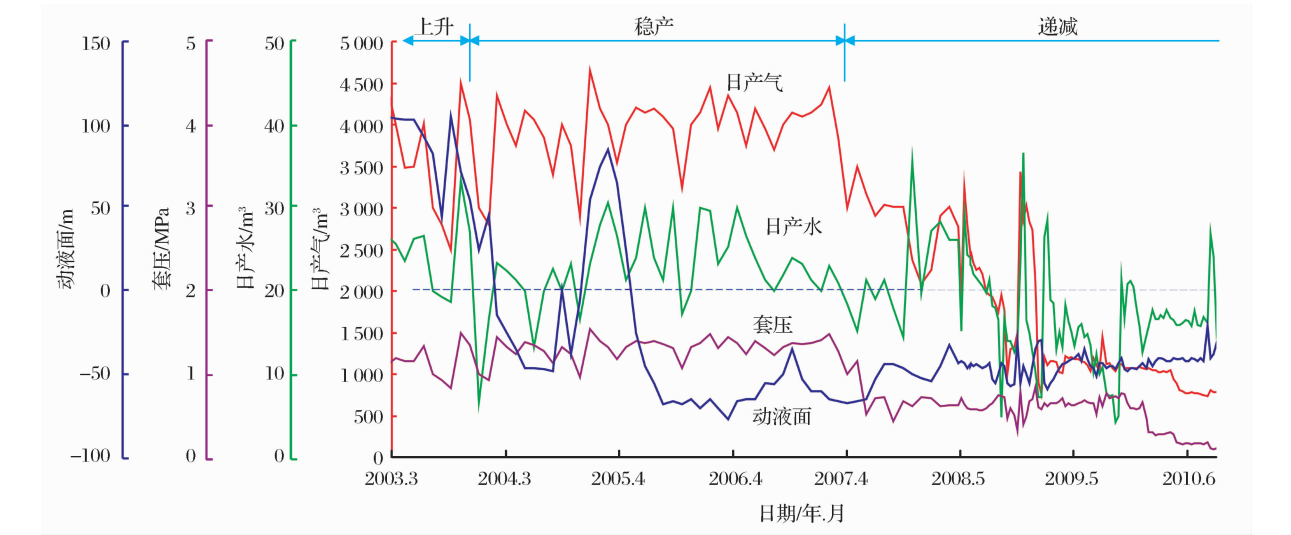


图 4 阜新盆地刘家区块 LJ-6 井排采曲线

层气产量和采出程度^[13-14]。具有开发风险大、投资回报高的特点,是先采气后采煤的最佳配套技术。

3.1.1 定向羽状水平井高产条件

全国已钻井 160 余口,单井最高日产气 $10.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。高产井需满足以下条件:① 构造稳定,无较大断层;② 远离水层,封盖条件好;③ 软煤和构造煤不发育;④ 煤层埋深小于 1 000 m;⑤ 煤厚大于 5 m;⑥ 含气量大于 $15 \text{ m}^3/\text{t}$;⑦ 主分支平行煤层或上倾煤层;⑧ 煤层有效进尺大于 3 000 m;⑨ 分支展布合理(主支长 1 000 m 左右,分支间距 200~300 m,夹角 $10^\circ \sim 20^\circ$);⑩ 煤层钻遇率大于 85%。

定向羽状水平井的钻井部位不同,产量有很大变化,有平行煤层、上倾煤层、下倾煤层、上倾一下倾“凸”型煤层 4 种钻井部位。根据单井日产气、阶段

累计产气、地层每下降 1MPa 产气分析,水平井在煤层轨迹平行最好,其次上倾、下倾差,最差上倾一下倾“凸”型(图 5)。对于同一井型,煤层浅、进尺大、开发效果好。

3.1.2 定向羽状水平井开采特征

(1)单井日产气和累计采气量是同一区块直井压裂采气量的 10 倍以上。潘庄区块直井 Pzc2 井、Pzc6 井日产气分别为 $1.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $0.9 \times 10^4 \text{ m}^3$;定向羽状水平井单井日产气最高达 $(5 \sim 10.5) \times 10^4 \text{ m}^3$,单井累计采气在 $(1\,466 \sim 5\,391) \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上,渗透率为 $(1.9 \sim 6.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。樊庄区块直井单井日产气为 $(0.05 \sim 0.6) \times 10^4 \text{ m}^3$,单井累计采气在 $(0.6 \sim 765) \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上;定向羽状水平井单井日产气为 $(0.5 \sim 6.3) \times 10^4 \text{ m}^3$,目前单井累计采气一般在 $(10 \sim 3\,633) \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上,渗透率

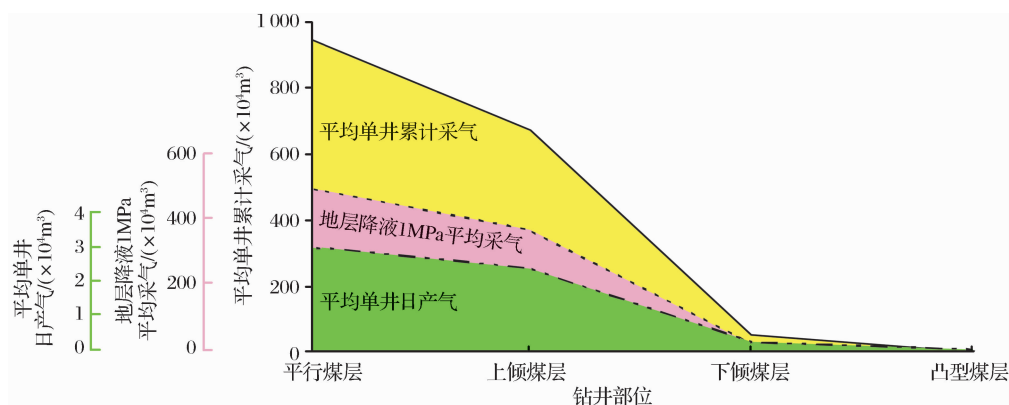


图5 定向羽状水平井不同钻井部位产气效果分析

为 $(0.3 \sim 0.5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

(2) 已投产的 80 口老井中, 日产气大于 $5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的有 7 口; 在 $(1 \sim 5) \times 10^4 \text{ m}^3$ 之间的有 21 口; 在 $(0.2 \sim 1.0) \times 10^4 \text{ m}^3$ 之间的有 16 口; 小于 $0.2 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的有 36 口, 占 45%。

(3) 一般产量上升期为 100~370 d, 稳产期为 110~853 d (1~2.5a), 递减期最长为 986 d (Pzp03-1 井, 最高日产气量为 $105\ 133 \text{ m}^3$, 目前日产气量为 $8\ 231 \text{ m}^3$)。

(4) 开发效果好的井产气后液面下降速率小, 一般为 $0.1 \sim 0.5 \text{ m/d}$, 平均检泵一次连续开井 200 d 以上, 累计采气 $480 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上; 检泵次数多的井液面下降速率大, 一般为 $40 \sim 206 \text{ m/d}$, 平均检泵一次连续开井 37~80 d, 累计采气为 $(3.4 \sim 37) \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

3.2 煤层气排采技术

煤层气产出分吸附态—游离态—残留态 3 个阶段: I 吸附态, 开始只产水, 随压力下降气泡分散状态析出, 水相对渗透率下降, 气产量上升; II 游离态, 压力降到解吸点后吸附态变游离态, 气水重新分配, 使水向低处、气向高部位运移, 气相对渗透率增大产量增高—稳产, 为气、水、煤粉三相流; III 残留态, 欠饱和、低产气, 小孔或远端气产出, 水量下降或不产水, 为气水两相或气单相流。

开发效果与排采技术方法有着非常重要的联系。煤层气井开采中煤粉迁移严重, 强应力敏感性使强抽排引起裂缝应力闭合渗透性下降 (压敏速敏效应) 和煤粉迁移卡泵; 低速降压抽排又可形成游离气藏死角 (无效解吸); 数值模拟最大限度克服应力敏感的每天降液速度初期小于 12 m, 中期为 $0.5 \sim 2 \text{ m}$, 在临界解吸压力点上下稳定液面。因此, 需要合理的排采制度来获得较高的产量^[15-17]。

在排采过程中要把握缓慢降压、连续抽排、平稳调峰、快速检泵 4 个关口, 控制好套流压、液面、煤粉

迁移 3 个环节, 以期实现稳产期长、采收率高的开发效果。此外, 还要进一步强调快速检泵缓慢降压, 开发效果好的井产气后液面下降速率小, 一般为 $0.1 \sim 0.5 \text{ m/d}$, 平均检泵一次连续开井 200 d 以上, 累计采气 $480 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上; 检泵次数多的井液面下降速率大, 一般为 $40 \sim 206 \text{ m/d}$, 平均检泵一次连续开井 37~80 d, 累计采气 $(3.4 \sim 37) \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

3.3 煤层产出水的类型及开采特征

(1) 层内水: 煤层割理、裂隙中的水。日产水小, 开采中后期高部位几乎不产, 低部位递减。层内水又可进一步划分为可动水 (洞缝)、吸附水 (煤粒面)、湿存水 ($< 10^{-5} \text{ cm}$ 毛细管内)、结晶水 (碳酸钙) 4 类。

(2) 层间水: 薄夹层水渗入煤层。开采中产水量明显递减, 可控制。

(3) 外源水: 断层或裂缝沟通高渗奥陶系灰岩水层及其他水层。产水大、难控制。

煤层产出水的类型与盖层类型密切相关。当煤层顶底板均为泥岩封盖时, 可以阻止顶板非煤系水与煤层水发生水力联系, 且使煤层含气量增加, 从而形成高含气煤层气富集区。从沉积相角度讲, 夹持在泥岩之间的煤大都较稳定, 煤岩未受氧化反应条件破坏, 煤质纯, 煤中灰分含量低。当煤层顶底板为砂岩时, 煤层不稳定, 煤岩灰分含量高, 对煤层气成藏而言, 煤层顶板砂岩水与煤层水串通: 一方面会使煤层气含量降低; 另一方面增加煤层气开发难度, 煤层水难以抽排干净, 达不到排水降压的目的, 煤层气成藏条件差。煤层顶底板为灰岩时, 与灰岩处的构造位置、石灰岩中的泥质含量以及裂缝溶洞发育情况有关。裂缝溶洞发育时含水量较大, 常常难以控制, 如奥陶系灰岩。若裂缝溶洞不发育、泥质含量高, 则灰岩封闭能力较好, 可以成为较好的盖层。

在鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县地区的吉试 1 井—吉试 6 井的剖面上可以看到煤层产出的 3 种不

同类型的水(图 6)。

图 6 中①所示为层内水:顶板泥岩,日产水为 16.6 m³,日产气为2 847 m³,总矿化度为8 490 mg/L, Cl⁻矿化度为 3 789 mg/L,SO₄²⁻矿化度为 13.9 mg/L。图 6 中②所示为层间水:顶板泥岩,日产水为 21 m³,日产气为2 446 m³,总矿化度为5 293 mg/L,Cl⁻矿化度为

1 880 mg/L,SO₄²⁻矿化度为 4.3 mg/L。图 6 中③所示为外源水:顶板灰岩,日产水为 89 m³,日产气为 217 m³;总矿化度为 1 667 mg/L,Cl⁻矿化度为 154 mg/L,SO₄²⁻矿化度为1.9 mg/L。

有层间水的气井连续降压可控制水产量提高开发效果(图 7)。

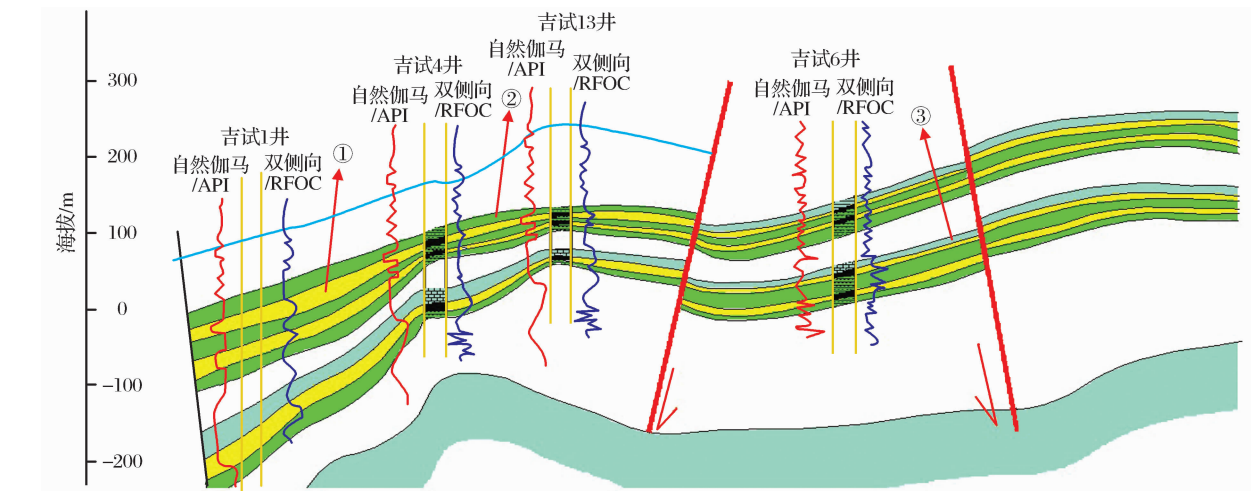


图 6 吉试 1 井—吉试 6 井构造剖面

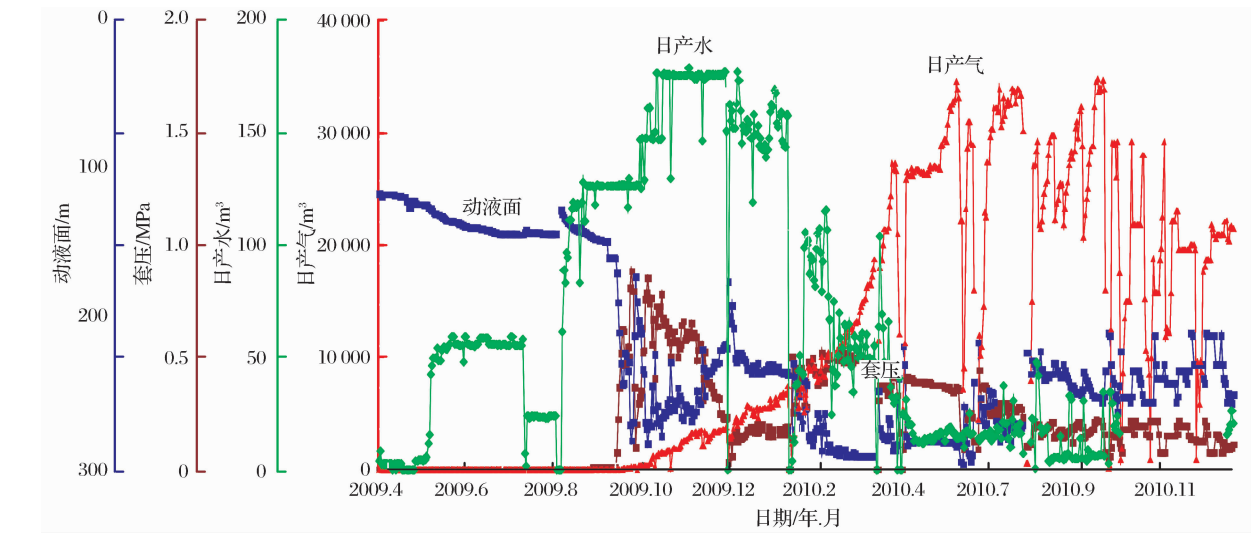


图 7 沁水樊庄 FzP11-1 井 3 号煤排采曲线特征

沁水樊庄 FzP11-1 井煤层总进尺为 4 710 m。2009 年 4 月投产,最高日产水为 175 m³,目前日产气为 25 503 m³,日产水为 14.5 m³,套压为 0.13MPa,液面为-3 m,累计产水为 3.84×10⁴ m³,累计采气为 1 035.5×10⁴ m³。可以看出,对有层间水进入煤层气井的情况,短期加大排水量,后期日产气持续上升,开发效果较好。

通过本文研究,笔者初步预测全国煤层埋深 3 000 m 以浅煤层气资源量为 55×10¹² m³(图 8)。从目前开发现状分析,常规技术开采仅占 7.3%,适

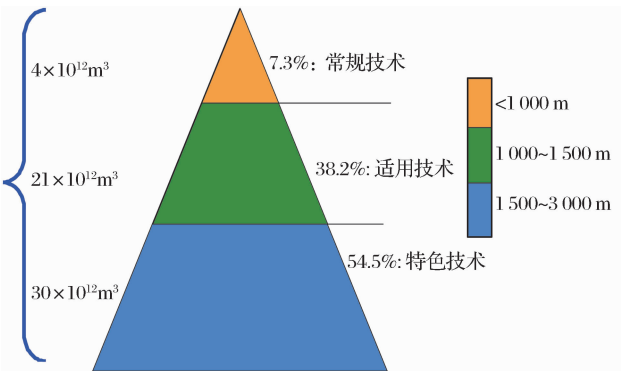


图 8 煤层气资源量及适用技术

用技术可采储量占 38.2%,有 54.5%需今后发展特色新技术才能有商业开发价值。

4 结论

(1)中国煤层气高产富集有五大规律:富煤区构造高点有利,直接盖层稳定的上斜坡高产条件优越,凹中隆的火山岩活动区有利于高产,封闭好的浅层,低煤阶厚煤层有利于煤层气富集,断裂活动次生割理发育区是煤层气聚集有利场所。在此基础上总结了沉积环境对煤层气高产富集的控制作用,从成煤原始母质,封盖能力,储集物性 3 个方面进行了阐述。木本植物为主的母质比草本植物为主的母质对煤层气的生成和保存更有利。在各种沉积体系中,浅海—障壁海岸和湖泊 2 种类型,对煤储层的封盖能力较强。灰分含量越低、镜质组含量越高、微裂隙越发育,煤储层的物性越好。潮坪环境中,陆源碎屑输入较少,且多为覆水沼泽,还原性较强,更易形成物性好的煤储层。

(2)此外,还分析了煤层气工业气流井的相关参数,为煤层气的进一步勘探开发提供了有效参数。

(3)在开采特征方面,阐述了定向羽状水平井高产所需条件及开采特征、煤层气排采应注意事项;重点阐述了煤层水的类型及特点。有层间水的气井连续降压可控制水产量提高开发效果。

此外,单井产量受控于煤层含气性、渗透性和构造部位,成庄 3 号煤渗透率 $(20\sim 0.01)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,有些井高产,有些井低产,即解吸气向构造顶部或高渗通道差异流向或“游离成藏”,高点气大水少,甚至后期自喷,向斜水大气少。因此控制降压速率避免形成游离气藏死角并防止压差大带出煤粉堵塞通道,是提高长半径畅通型解吸开发效果关键。同时,一次开发找煤层吸附气,二次开发找生产中由于气水产出压力下降,打破原始封闭状态,解吸气窜层或窜位(沿煤层上倾再聚集)形成游离气藏。

(4)整体发展新技术,因地制宜方可有效。新技术与煤层气地质条件要适用,有的不适用水平井(断裂发育区),有的不适用洞穴完井(渗透率小于 $5\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$),地层倾角大于 5° 方可利用沿煤层钻井技术开发煤层气。因此,需要针对不同地区的不同地质条件使用不同的新技术。

(5)初步预测全国煤层埋深 3 000 m 以浅煤层气资源量为 $55\times 10^{12}\text{m}^3$ 。从目前开发现状分析,常规技术开采仅占 7.3%,适用技术可采储量占 38.2%,有 54.5%需今后发展特色新技术才能有商业开发

价值。

致谢:论文中的数据资料由中国石油勘探开发研究院廊坊分院煤层气勘探开发研究所、华北油田、沈阳宏地勘等煤层气勘探公司提供,写作过程中得到了各位领导和同事的悉心指导和帮助,在此表示衷心的感谢!

参考文献(References):

- [1] Zhao Qingbo, Tian Wenguang. Coalbed Methane Exploration and Development in China[M]. Xuzhou: China University of Mining and Technology Press, 2008: 3-32. [赵庆波, 田文广. 中国煤层气勘探开发与认识[M]. 徐州: 中国矿业大学出版社, 2008: 3-32.]
- [2] Zhao Qingbo, Li Guizhong, Sun Fenjin, *et al.* Geologic Zoning Evaluation Theory and Exploration Technology of Coalbed Methane[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 1-135. [赵庆波, 李贵中, 孙粉锦, 等. 煤层气地质选区评价理论与勘探技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 1-135.]
- [3] Zhao Qingbo, Chen Gang, Li Guizhong. The regular patterns of highly-produced CBM, its production performance and the progress of prospecting technologies in China[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(9): 13-19. [赵庆波, 陈刚, 李贵中. 中国煤层气富集高产规律、开采特点及勘探开发适用技术[J]. 天然气工业, 2009, 29(9): 13-19.]
- [4] Zhang Peihe. Study of permeability of coal seam based on data well production in south Qinshui basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3): 503-507. [张培河. 基于生产数据分析的沁水南部煤层渗透性研究[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 503-507.]
- [5] Li Zengxue, Wei Jiuchuan, Liu Ying. Coal Geology[M]. Beijing: The Geological Publishing House, 2007: 1-254. [李增学, 魏久传, 刘莹. 煤地质学[M]. 北京: 地质出版社, 2007: 1-254.]
- [6] Qin Yong, Fu Xuehai, Yue Wei, *et al.* Relationship between depositional systems and characteristics of coalbed gas reservoir and its caprock[J]. Journal of Palaeogeograph, 2000, 2(1): 77-84. [秦勇, 傅雪海, 岳巍, 等. 沉积体系与煤层气储盖特征之关系探讨[J]. 古地理学报, 2000, 2(1): 77-84.]
- [7] Jin Zhenkui, Su Nina, Wang Chunsheng. Controlling factors of reservoir of coal rocks in Carboniferous-Permian, north China[J]. Acta Geologica Sinica, 2008, 82(10): 1323-1327. [金振奎, 苏妮娜, 王春生. 华北地台东部石炭系—二叠系优质煤储层形成分布控制因素[J]. 地质学报, 2008, 82(10): 1323-1327.]
- [8] Zhao Chenglin, Zhu Xiaomin. Sedimentary Petrology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006: 289-291. [赵澄林, 朱筱敏. 沉积岩石学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006: 289-291.]
- [9] Yao Yanbin, Liu Dameng, Tang Dazhen, *et al.* Influence and control of coal petrological composition on the development of microfracture of coal reservoir in the Qinshui basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2010, 39

- (1):6-13. [姚艳斌,刘大锰,汤达祯,等.沁水盆地煤储层微裂隙发育的煤岩学控制机理[J].中国矿业大学学报,2010,39(1):6-13.]
- [10] Zhang Songhang, Tang Shuheng, Tang Dazhen, *et al.* The characteristics of coal reservoir pores and coal facies in Liulin district, Hedong coal beld of China[J]. International Journal of Coal Geology, 2010, 8: 117-127.
- [11] Zhao Qingbo, Zhang Gongming. Important parameters in the evaluation of coal-bed gas and principles for screening exploration target[J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(2): 23-26. [赵庆波,张公明.煤层气评价重要参数及选区原则[J].石油勘探与开发,1999,26(2):23-26.]
- [12] Wang Yibing, Tian Wenguang, Li Wuzhong, *et al.* Criteria for the evaluation of coalbed methane area selection in China[J]. Geological Bulletin of China, 2006, 25(9/10): 1105-1107. [王一兵,田文广,李五忠,等.中国煤层气选区评价标准探讨[J].地质通报,2006,25(9/10):1105-1107.]
- [13] Xian Bao'an, Gao Deli, Li Anqi, *et al.* Analysis on exploration mechanism and application of coal-bed gas with directional pinnate horizontal wells[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(1): 114-117. [鲜保安,高德利,李安启,等.煤层气定向羽状水平井开采机理与应用分析[J].天然气工业,2005,25(1):114-117.]
- [14] Qiao Lei, Shen Ruichen, Huang Hongchun, *et al.* Drilling technology of multi-branch horizontal well[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(3): 112-115. [乔磊,申瑞臣,黄洪春,等.煤层气多分支水平井钻井工艺研究[J].石油学报,2007,28(3):112-115.]
- [15] Li Jinhai, Su Xianbo, Lin Xiaoying, *et al.* Relationship between discharge rate and productivity of coalbed methane well[J]. Journey of China Coal Society, 2009, 34(3): 376-380. [李金海,苏现波,林晓英,等.煤层气井排采速率与产能的关系[J].煤炭学报,2009,34(3):376-380.]
- [16] Zhang Yapu, He Yingfu, Yang Zhengming, *et al.* Experimental research on stress sensitivity of coalbed reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3): 518-521. [张亚蒲,何应付,杨正明,等.煤层气藏应力敏感性实验研究[J].天然气地球科学,2010,21(3):518-521.]
- [17] Kang Yongshang, Deng Ze, Liu Honglin. Discussion about the CBM well draining technology[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(3): 423-426. [康永尚,邓泽,刘洪林.我国煤层气井排采工作制度探讨[J].天然气地球科学,2008,19(3):423-426.]

New Advances of Productive & Enriching Patterns and Production Characteristics of Coalbed Methane in China

KONG Xiang-wen¹, ZHAO Qing-bo¹, SUN Fen-jin¹, LI Gui-zhong¹, MA Cai-lin²

(1. Langfang Branch, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration
and Development, Langfang 065007, China;

2. Exploration and Development Research Institute of Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710021, China)

Abstract: Five coalbed methane productive and enriching types are examined in China, including structural high of coal-rich zone, upslope with stable regional direct cap rock, uplift of depressions in regional active volcanic zone, well-sealed thick coal zone with low coal rank and faulting & secondary cleat developed zone. The productivity and enrichment of coalbed methane are based on the following three conditions; cap rocks control gas content; stress field controls permeability; structure and coal types control enrichment zone. The controlments of sedimentary environment on coalbed methane enrichment are also analyzed, including the coal-forming precursor, sealing ability and reservoir quality. Woody plants are better than herbs in coalbed methane generation and preservation. Shallow sea-coastal barrier and lake environments have better sealing ability. Coals with lower ash content, higher vitrinite content and developed microfracture have better reservoir quality. Further, key parameters of coalbed methane productivity and enrichment are analyzed. The production characteristics of coalbed methane are elaborated, and the productive conditions of directional pinnate horizontal wells are emphatically analyzed. Three types of coalbed water including internal water, interlayer water and external water are described.

Key words: Coalbed methane; Enriching pattern; Production characteristics; Sedimentary environment; Coalbed water.