

再论美国圣胡安盆地煤层气开发的启示

李勇¹,许卫凯¹,刘世民²,刘宇¹,朱治同¹,张伟祺¹,王明伟¹,韩溢阳¹

[1. 中国矿业大学(北京)地球科学与测绘工程学院,北京 100083;2. 美国宾夕法尼亚州立大学 能源与矿物工程系,宾夕法尼亚州 斯泰特科利奇 16802]

摘要:中国深层煤层气取得重大突破,引领煤层气成为新的研究热点。美国圣胡安盆地是迄今全球煤层气开发最成功的盆地,其地质认识和开发经验具有重要启示意义。系统梳理了圣胡安盆地煤层气地质认识,分析了截至2019年气井生产数据,明确了如下认识:①高产走廊(Fairway)区产出气中25%~50%为原位热成因气,12%~60%为运移热成因气,15%~30%为次生生物成因气。②盆地存在超压、过渡和欠压3种压力系统,超压区煤镜质体反射率(R_o)一般大于0.8%,以干气为主, CO_2 含量平均达6.5%;欠压区 R_o 小于0.7%,以湿气为主, CO_2 含量一般小于2.0%。③高产走廊区的高产主控因素包括良好沉积环境(厚煤层+顶板页岩)、适中煤化程度(热成因气生成+适宜生物气生成)、水文补给和较好的构造保存条件。④气井产能受“压力系统-储层物性-水文调节”控制,不同层段气、水贡献存在差异。⑤盆地累计产煤层气超 $6\,500\times 10^8\text{ m}^3$,高产走廊区约1/3气井累计产气超 $1.13\times 10^8\text{ m}^3$,产气周期超300个月,且多数气井前24个月累计产量大于 $1\,820\times 10^4\text{ m}^3$ 。全球迄今发现两类煤层气高产模式:一类如圣胡安、粉河和苏拉特等盆地,依靠浅埋、厚煤层、高渗透和次生生物气补给等天然条件实现规模化稳产;另一类以鄂尔多斯盆地为代表,以埋深大、煤阶高、渗透率低、保存条件良好和原位热成因气为特征,依赖工程改造技术实现有效开发。未来煤层气产业发展需要持续推进地质-工程一体化认识,实现不同煤阶和不同类型煤层气规模效益开发。

关键词:甜点;富集高产;产能评价;成因;煤层气;鄂尔多斯盆地;圣胡安盆地

中图分类号:TE132.2 **文献标识码:**A

Revisiting implications of coalbed methane development in the San Juan Basin

LI Yong¹, XU Weikai¹, LIU Shimin², LIU Yu¹, ZHU Zhitong¹, ZHANG Weiqi¹, Wang Mingwei¹, Han Yiyang¹

[1. College of Geoscience and Surveying Engineering, China University of Mining and Technology (Beijing), Beijing 100083, China;
2. Department of Energy and Mineral Engineering, Pennsylvania State University, State College, PA 16802, USA]

Abstract: Significant breakthroughs have been achieved in the exploration and exploitation of deep coalbed methane (CBM) in China, establishing CBM as an emerging focus of academic research. The San Juan Basin stands out as the most successful basin in CBM development to date. Therefore, the geological understanding and development experience of this basin can provide critical implications. In this study, we systematically organize geological insights into CBM in the San Juan Basin and analyze gas well production data up to 2019. The results indicate that the gas produced from the fairway zone of the basin consists of approximately 25% ~ 50% in-situ thermogenic gas, 12% ~ 60% migrated thermogenic gas, and 15% ~ 30% secondary biogenic gas. The basin contains three pressure systems: overpressured, transitional, and underpressured. The overpressured zones are characterized by vitrinite reflectance (R_o) values of coals generally exceeding 0.8% and an average CO_2 content of up to 6.5%, with dry gas predominating. In contrast, the underpressured zones show R_o values of coals below 0.7% and CO_2 contents generally below 2.0%, with wet gas being dominant. The primary factors governing the high productivity of the fairway zone include a favorable sedimentary setting (thick coal seams + shale roof), moderate coalification (generation of thermogenic gas and suitable for the generation of biogenic gas), and significant hydrogeological regulation and well-developed structural framework for preservation. The productivity of CBM wells in the basin is jointly controlled by pressure systems, reservoir physical properties, and hydrogeological regulation, with gas and water contributions varying across different pay zones. The San

收稿日期:2025-07-12;修回日期:2025-09-23。

第一作者简介:李勇(1988—),男,博士、教授,煤与煤层气地质、非常规油气地质。E-mail:liyong@cumt.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2025ZD1405700)。

Juan Basin has cumulative CBM production exceeding $650 \times 10^9 \text{ m}^3$ of CBM. Within the fairway zone, approximately one-third of CBM wells have single-well cumulative production of greater than $113 \times 10^6 \text{ m}^3$. Wells in this zone exhibit gas production cycles lasting more than 300 months, with most yielding over $18.2 \times 10^6 \text{ m}^3$ of gas in the first 24 months of production. To date, two high-production models of CBM development have been identified worldwide. The first model is exemplified by the San Juan, Powder River, and Surat basins, where large-scale stable gas production is primarily supported by favorable natural conditions, including shallow burial depths, large coal seam thickness, high permeability, and recharge by secondary biogenic gas. The second model is represented by the Ordos Basin, characterized by great burial depths, high coal ranks, low permeability, favorable preservation conditions, and the predominance of in-situ thermogenic gas. In this case, the effective CBM recovery relies heavily on stimulation technologies. For the future development of the CBM industry, it is necessary to continuously advance the integrated geological and engineering understandings to achieve large-scale commercial CBM recovery across different coal ranks and basin types.

Key words: sweet spot, enrichment and high productivity, productivity evaluation, genesis, coalbed methane, Ordos Basin, San Juan Basin

引用格式:李勇,许卫凯,刘世民,等.再论美国圣胡安盆地煤层气开发的启示[J].石油与天然气地质,2026,47(2):475-489. DOI:10.11743/ogg20260208.

LI Yong, XU Weikai, LIU Shimin, et al. Revisiting implications of coalbed methane development in the San Juan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(2): 475-489. DOI: 10. 11743/ogg20260208.

圣胡安盆地(San Juan Basin)位于美国新墨西哥州与科罗拉多州交界,是全球煤层气开发历史最悠久、产量最高的盆地,被公认为煤层气工业化开发的里程碑,其开发历程、理论突破和工程技术经验对全球煤层气勘探开发产生了深远影响。1977年,Amoco公司在新墨西哥州Aztec东北部的Cedar Hill地区Fruitland煤层钻探并完成了第一口专用于煤层气生产的井——Cahn No. 1井^[1]。截至2009年,以Fruitland煤层为产层的7 736口井就已累计生产煤层气 $4\,446 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[2-3]。基于圣胡安盆地开发认识,形成了煤层气“吸附-解吸”^[4]“基质-裂隙双重孔渗”^[5]和“排水-降压-产气”等一系列理论认识,提出了煤层气可采性影响因素^[6],引领了全球煤层气产业发展。

参考圣胡安盆地等煤层气开发经验,中国煤层气产业经过30余年发展,在沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘实现了浅层(埋深 $<1\,500 \text{ m}$)煤层气的规模商业开发,实现年产气量约 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$,形成了具有中国地质特色的煤层气勘探开发技术^[7]。2019年以来,中国在鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块实现了深层煤层气勘探突破,吉深6-7平01井等一系列水平井初期日产气量超过 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$,建成了年产 $200 \times 10^4 \text{ t}$ 油当量的深层煤层气田^[8-9]。深层煤层气的勘探突破带动了科学研究的快速深入和推进,大量研究关注煤层气赋存、产出机理和开发特征。但是部分研究未系统了解已有煤层气地质认识与开发经验,在一定程度上制约着煤层

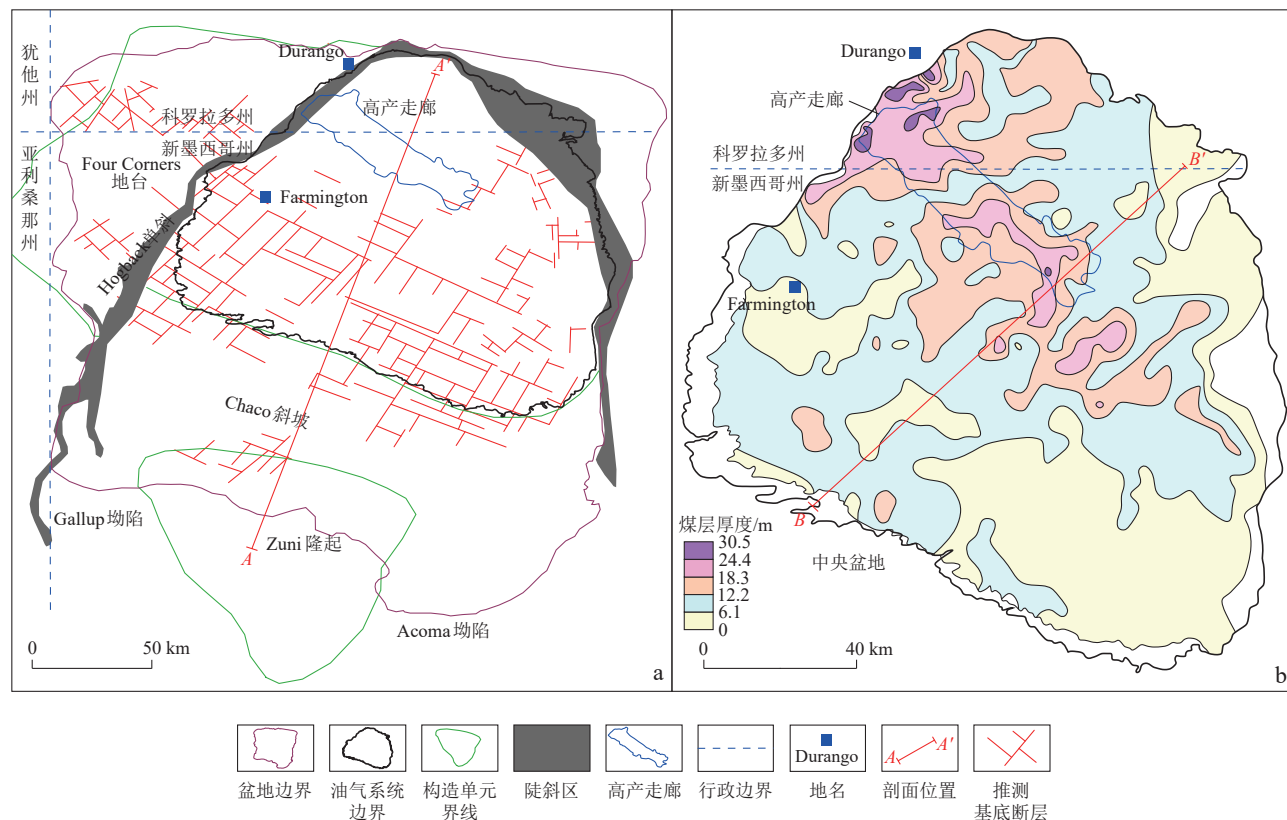
气开发地质理论认识新突破。

基于此,本文系统梳理圣胡安盆地煤层气地质认识、研究成果和历史经验,结合气井开发数据,明确圣胡安盆地煤层气富集高产关键控制因素,提出煤层气“生-运-聚-散”关键认识:①明确了煤层气成因来源,揭示煤层气成因复杂性及来源多样性,并且重点讨论煤层 CO_2 含量及影响因素;②煤层气富集控制因素,讨论超压形成机制,明确气体运移和聚集过程;③煤层气井产出特征,明确煤层气产量的变化及影响因素。通过对上述煤层气勘探经验和地质理论认识的解剖,以期更科学、准确地理解煤层气富集机理和产出特征,服务中国煤层气产业更快、更好地发展。

1 盆地地质特征

1.1 构造和地层组合

圣胡安盆地位于美国西南部,是一个形态近圆、构造上不对称的沉积盆地,总面积约 $17\,000 \text{ km}^2$ (图1)^[10],整体表现为北高南低,西缘抬升、东缘倾斜的构造格局。盆地形成受新生代拉张与前陆盆地沉积作用的叠加影响,北部边界受南科罗拉多隆起(Southern Colorado Uplift)控制,形成一系列北东-南西向的高角度正断层;西缘与科罗拉多高原相邻,断裂活动强烈,

图1 圣胡安盆地构造分布(a)及煤层厚度等值线图(b)^[11-13]Fig. 1 Structural map (a) and coal seam isopach map (b) of the San Juan Basin^[11-13]

存在多个与基底断裂耦合的反转构造,如Hogback带;南缘和东缘则表现为相对稳定的缓倾斜地层^[10]。

盆地地层自下而上由石炭系—古近系组成,在晚白垩世—古近纪经历了强烈的构造挤压与沉积充填,形成了厚度超过3 000 m的地层序列,并发育多个含煤及烃源岩层系,是北美最重要的煤层气与常规油气盆地之一。美国地质调查局(USGS)将盆地划分为4个主要全油气系统,包括Fruitland, Lewis Shale, Mancos-Menefee Composite 和 Todilto 系统(图2)。其中Fruitland系统以晚白垩世富含有机质的煤层和炭质页岩为烃源岩,以煤层气为主要资源;Lewis Shale系统以Lewis页岩为烃源岩及储层,是页岩气层系;Mancos-Menefee复合系统的烃源岩包括Mancos页岩和Menefee组富含有机质岩层,包括页岩气和部分石油资源;Todilto系统的烃源岩为侏罗纪Todilto石灰岩,储层为Entrada砂岩,以石油资源为主^[10]。

1.2 煤层分布

Fruitland组的煤层沉积记录了晚白垩世海平面变化和沉积环境演化的过程(图3)。其沉积年代介于76.3~75.0 Ma,煤层主要形成于滨海沼泽环境,受海

平面波动、沉积物供给和河流系统的共同控制^[11]。煤层埋深范围为0~1 300 m,最大埋深在盆地西北部。煤层总厚度为0~30 m,主体为3~10 m,在盆地中心区较厚,向边缘逐渐变薄甚至消失。煤层具有低硫分和高灰分的特点,灰分含量通常在10%~30%^[11]。Fruitland组上覆为Kirkland页岩,下伏为Pictured Cliffs砂岩,该砂岩下部则为厚度较大、岩性致密的Lewis页岩。煤岩镜质体反射率(R_o)从西南部的小于0.5%逐渐增加到北部的大于1.5%,煤级从次烟煤向中挥发分和低挥发分烟煤转变, R_o 等值线与盆地的构造等高线大致平行,表明煤成熟度主要与历史最大埋深有关(图4)。煤岩镜质体含量普遍大于80%,氢指数在23~380 mg/g,主体为Ⅲ型干酪根,以生气为主^[15-16]。但是部分煤样中,基质凝胶体和类脂体含量可高达30%,具备生成油和湿气的能力^[17-18]。

2 煤层气成因

2.1 煤层气组成

Fruitland煤层气的气体成分以 CH_4 (甲烷)为主,相

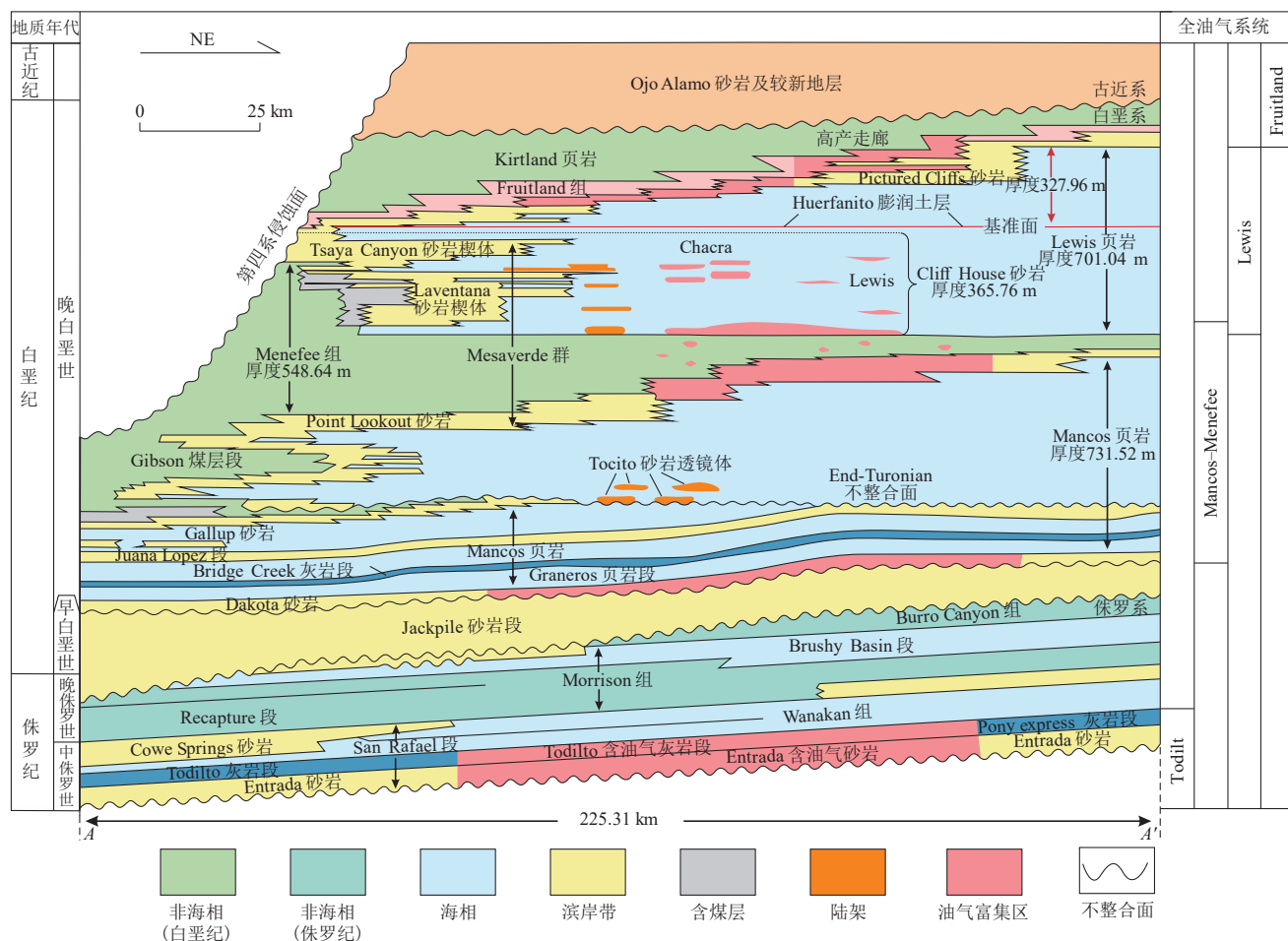


图2 圣胡安盆地4套全油气系统分布剖面^[10, 14](剖面位置见图1a)

Fig. 2 Column showing the distribution of four whole petroleum systems in the San Juan Basin^[10, 14](see Fig. 1a for the section location)

对高热演化程度区($R_o > 0.8\%$)煤层 CH_4 含量一般大于95%;相对低热演化程度区(一般 $R_o < 0.7\%$) CH_4 含量在80%~95%。随着 R_o 升高,气体成分逐渐由湿气向干气转变。在 R_o 小于0.7%区域,气体多为湿气; R_o 在0.7%~0.8%范围内时,气体成分开始向干气过渡;当 R_o 大于0.8%时,气体主要为干气。在干气区域这些高分子量烃类气体含量较低,通常低于1%;而在湿气区域含量相对较高,一般在1%~5%(表1)。

煤层 CO_2 (二氧化碳)含量变化较大,可分为大于10%,6%~10%,2%~6%和小于2%的不同区域。高 CO_2 含量区域主要分布在高产走廊, CO_2 含量主体大于6%,在东部和西部形成了两个广泛且几乎连续的 CO_2 含量大于10%区域,产出气体主要为特干气($C_1/C_{1-5} = 1$)。 CO_2 含量在高产走廊的东北区域逐渐降低,向南部则迅速降低,在南部 CO_2 含量小于1%。高 CO_2 含量在超压区更为明显(平均值为6.5%),在欠压区大幅降低(平均值为0.9%),而且与煤层厚度分布趋势具有一致性(表1,图5)^[10]。

2.2 碳同位素特征

圣胡安盆地煤层气 $\delta^{13}\text{C}_1$ (甲烷稳定碳同位素比值)在 $-39.8\% \pm 6.9\%$ 。较轻的甲烷碳同位素($\delta^{13}\text{C}_1 < -41\%$)主要出现在盆地南部的欠压区域以及北部边缘,较重的甲烷碳同位素则多见于超压区(表1)。这种变化表明,甲烷可能来源于不同成熟度的有机质,且受到了热成因气和微生物成因气的混合影响。具体来说:①在盆地南部的欠压区域和北部边缘的超压区域,较轻的甲烷碳同位素可能指示了微生物活动对甲烷生成的贡献;②超压区域内高产走廊,较重的甲烷碳同位素则可能更多地反映了热成因气的影响。此外,甲烷碳同位素的分布与区域地下水流动路径和地层的 $\delta^{18}\text{O}$ 值(稳定氧同位素比值)变化之间存在一定的关联,表明气体成分可能受到了盆地流体动力学和地质历史事件的影响。 CO_2 的稳定碳同位素比值($\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$)为 $12.8\% \pm 4.2\%$,较重的同位素表明可能至少部分 CO_2 来源于微生物活动。通过对 $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$ 与 $\delta^{13}\text{C}_1$ 交叉分析推测有不同比例的微生物

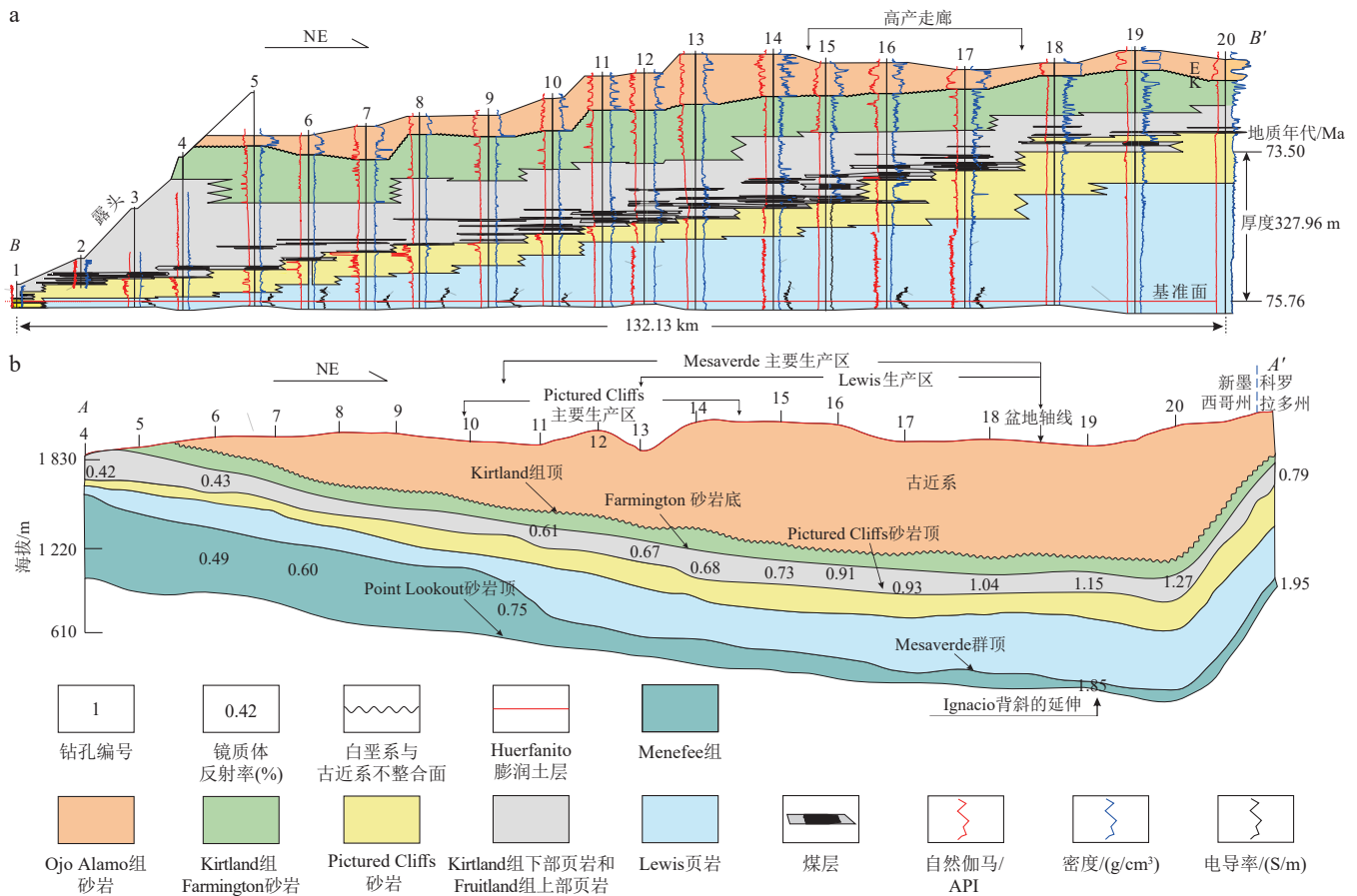
图3 圣胡安盆地南北向煤层分布(a)及构造剖面(b)^[11,19](剖面位置见图1)

Fig. 3 S-N-orientated sections showing the coal seam distribution (a) and structures (b) in the San Juan Basin^[11, 19] (see Fig. 1 for the section locations)

(a图垂向放大约24倍;b图垂向放大约15倍。 R_o 数据来自Fruitland组和Menefee组。)

和热成因 CO_2 的混合。

热成熟度主导气体干湿分异,煤岩 R_o 大于0.8%的区域主体为干气,受煤岩生烃路径影响^[20]。沉积格架是 CO_2 分布的重要控制因素,高 CO_2 含量带与Pictured Cliffs砂岩古海岸线走向(北西-南东向)及最大煤层等厚线一致^[11];微生物活动通过 CO_2 还原降低 CO_2 浓度并增加气体干燥度,其强度受更新世地下水温度冷却(至45℃)的影响而被激活^[21-22];构造和流体动态(如超压-欠压边界迁移)可局部改造 CO_2 空间格局,形成含量1%~3%的 CO_2 舌状过渡带,但整体弱于原始沉积控制。Scott^[21]等强调古水流迁移(如从南向北流动)改造原始 CO_2 分布,但 CO_2 含量等值线切割现代构造线却耦合古沉积单元,支持了Fassett(2000)的沉积主导论^[11]。

2.3 煤层气成因

Fruitland组煤层气来源包括原生生物成因气、原位热成因气、次生物成因气和运移热成因气。热成

因气主体形成于始新世—渐新世(40~25 Ma), R_o 大于0.8%指示干气发育,对应甲烷碳同位素偏重($\delta^{13}\text{C}_1 = -41.0\text{‰} \sim -34.1\text{‰}$)^[20-22]。原生生物成因气(沉积后10~25 Ma)形成于古新世—始新世低温环境(<80℃);次生物成因气(1.8 Ma至今)由上新世—全新世大气水带入微生物,经 CO_2 还原途径,在45℃最适温度下生成^[23-24],贡献于高 CO_2 含量区(>6%)。Scott等^[22]主张次生物成因气占25%~50%,但 ^{129}I 同位素定年揭示渐新世—中新世地层水携带早期微生物气成分,且 $\delta^{13}\text{C}_1$ 在欠压区低值(-46.7‰)暗示早期微生物气未被完全破坏^[21]。

Fruitland组煤层气系统表现出开放式演化特征,气体除原位热解产物外,还可能包含区域运移输入。主要证据包括:①异常超压的空间分布,超压区压力梯度高达1.36 MPa/(100 m),远高于盆地边缘的正常静水压力,无法由煤层原位生气量独立维持,指示气体迁移与再充注过程;②部分区域煤层气中 C_{2+} 烃类比例升高,且没有与 R_o 等热演化指标呈线性对应关系,

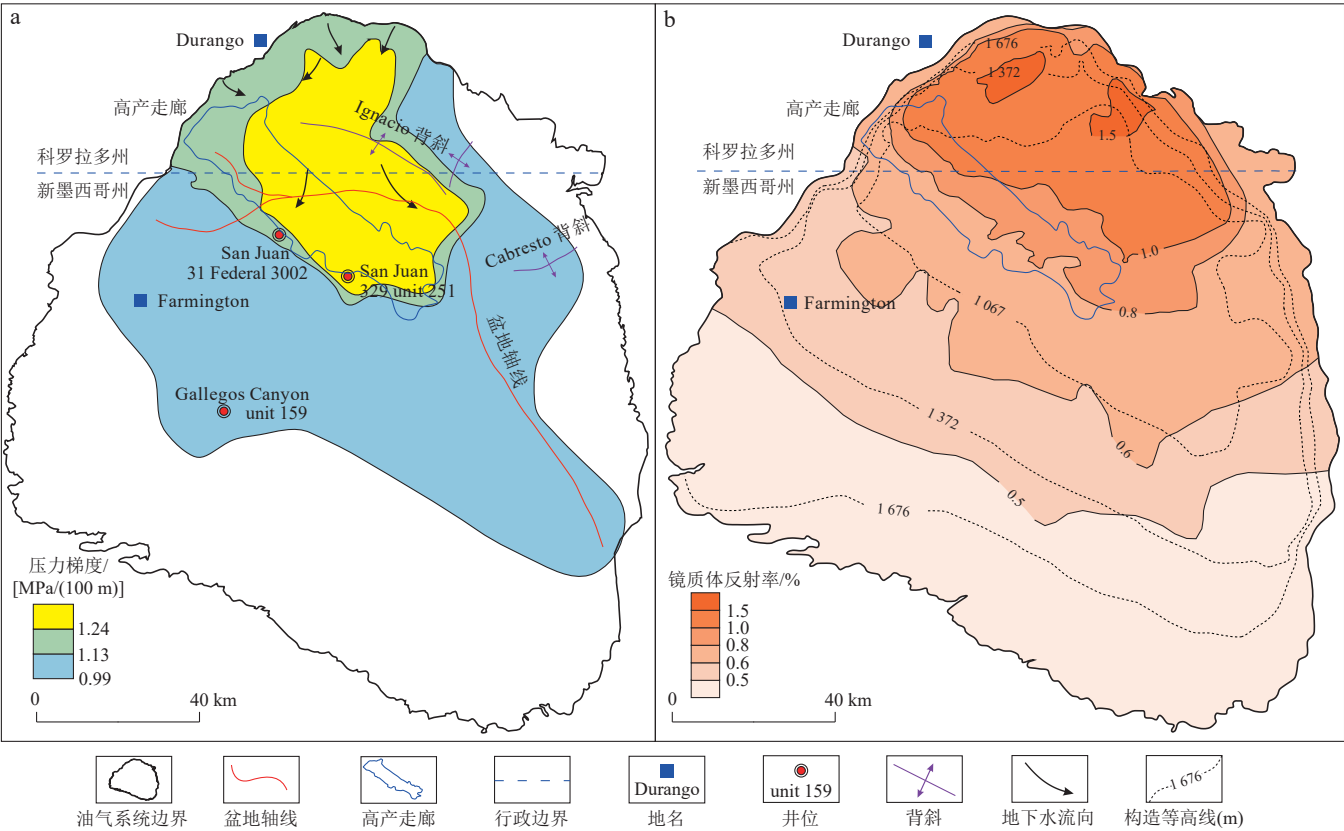


图4 圣胡安盆地地层压力梯度(a)和煤岩镜质体反射率(b)分布^[11,19]
Fig. 4 Maps showing the distributions of formation pressure gradient (a) and vitrinite reflectance (R_0) of coal rocks (b) in the San Juan Basin^[11, 19]

同时 Fruitland 组煤层气多为干气,但在部分构造低部位和高压井中检测显示较高乙烷和丙烷含量,说明这些区域可能接受了深层热解气的混合输入^[21];③ 稳定碳同位素值表现出区域差异,盆地边缘与中心区煤层气的 $\delta^{13}C_1$ 差异可达 4‰~5‰,碳同位素边缘更轻而中心更重,可能与热解程度升高或外源热成因气体的混合有关,该趋势与气体压力分布、含气量富集带和区域断裂分布具有一致性^[25]。Scott 等学者根据热模拟生烃数据及同位素数据估算得出,高产走廊区煤层气组成中 25%~58% 为原位热成因气,15%~30%

为二次生物成因气,12%~60% 为异地运移的热成因气^[21]。

3 煤层气富集特征

Fruitland 组煤层的含气量在空间上呈现出明显的非均质性,主要受控于生气量大小与保存条件优劣。盆地中部的高产走廊为高含气量富集带,煤层含气量普遍高达 10~15 m³/t(原始干燥基),局部井甚至超过 20 m³/t。该区高含气量的核心机制为:一方面,煤层热

表1 圣胡安盆地煤层气总体特征

Table 1 Overall characteristics of CBM in the San Juan Basin

参数	超压区	欠压区	过渡区
气体干湿度	干气($C_1/\sum C_{1-5}$ 平均值 0.99)	湿气($C_1/\sum C_{1-5}$ 平均值 0.92)	两者之间
乙烷含量	较低(平均值 0.6%)	较高(平均值 4.8%)	两者之间(平均值 2.4%)
CO ₂ 含量	高(最高 40.0%, 平均值 6.5%)	低(平均值 < 2.0%, 0.9%)	中等(1.0%~3.0%)
N ₂ 含量	低(平均值 0.5%)	较低(平均值 1.1%)	低(平均值 0.5%)
甲烷碳同位素	较重($\delta^{13}C_1 = -41.0\text{‰} \sim -34.1\text{‰}$)	较轻($\delta^{13}C_1 \geq -46.7\text{‰}$)	两者之间
微生物气贡献	显著(晚期微生物气混合)	局部存在	可能混合

注: $C_1/\sum C_{1-5}$ 为甲烷(C_1)与气态烃(C_{1-5})含量比值; $\delta^{13}C_1$ 为甲烷稳定碳同位素比值。

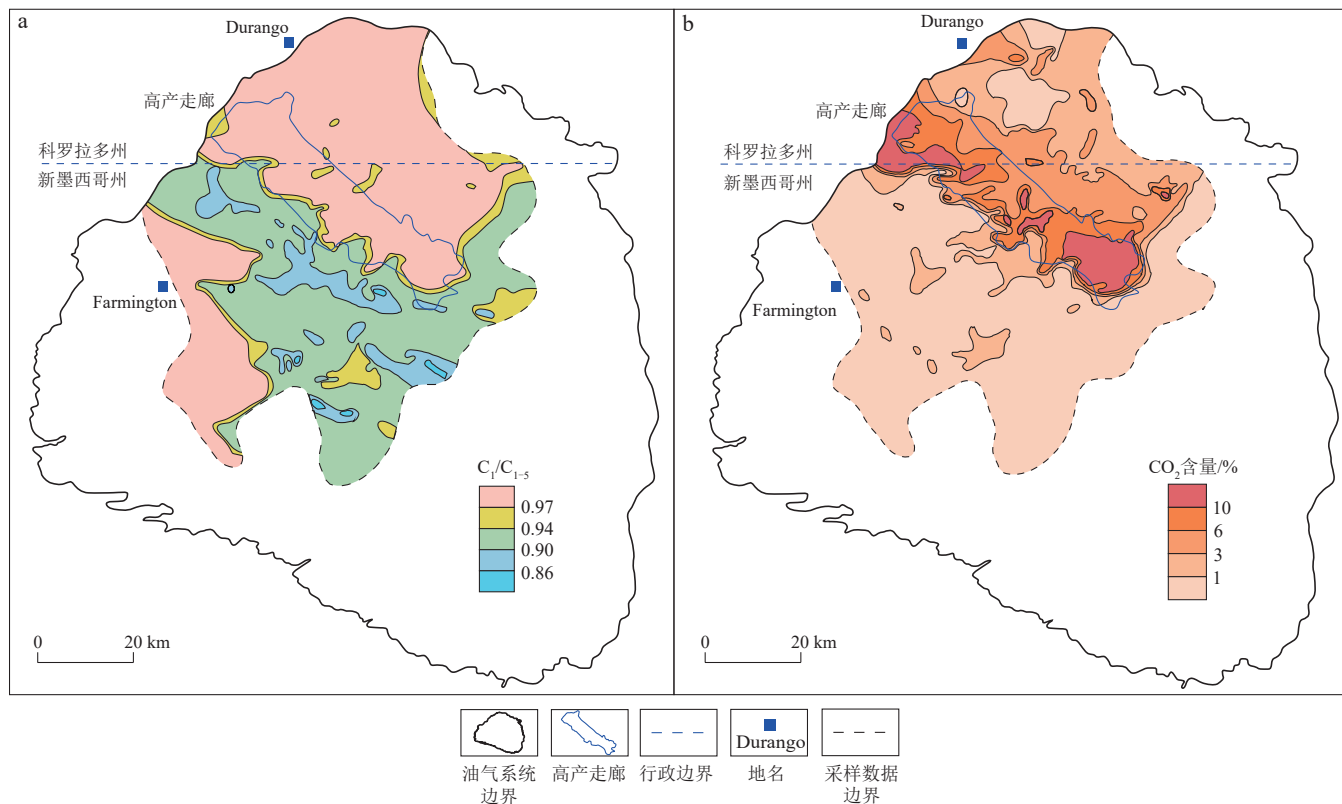


图5 圣胡安盆地煤层气 C_1/C_{1-5} 含量比值分布(a)和 CO_2 含量分布(b)^[10,19]

Fig. 5 Maps showing the distributions of wet/dry gas (a) and CO_2 content (b) of CBM in the San Juan Basin^[10, 19]

(C_1/C_{1-5} 为甲烷(C_1)与气态烃(C_{1-5})含量比值。)

成熟度高、有机质丰度大,生气量充沛,为天然气聚集提供了充足的物质基础;另一方面,区域内发育良好的封闭条件(如盖层有效性强和断层遮挡等)与稳定的水动力环境,有效抑制了天然气的垂向运移与横向散失,使得所生气体得以高效保存。在此基础上,煤层内压力系统逐渐积累形成异常超压[压力梯度达 $1.1 \sim 1.4 \text{ MPa}/(100 \text{ m})$,显著高于静水压力],这一超压特征本质上是高生气量与强保存条件共同作用的结果。从盆地中心向边缘过渡,随着生气量递减(热成熟度降低)及保存条件变差(封闭性减弱和水动力扰动增强),天然气逸散或被水侵入的风险增加,含气量降至 $5 \sim 8 \text{ m}^3/\text{t}$,甚至更低。这种“生气量-保存条件-压力系统”的耦合演化,最终导致盆地可划分为异常超压高含气区(中部,生气量充足+保存条件优越)、次级超压-正常压力过渡带(斜坡区,生气量中等+保存条件一般)和欠压低含气区(边缘,生气量不足+保存条件差)(图4,图6)。整体上,含气量的空间分异本质上反映了生气供给与保存条件的协同控制作用,而超压则是这一过程在压力场中的外在表现。

煤层气超压富集是多尺度、多阶段耦合作用的结果,体现了沉积、热演化、水文及构造因素的协同影响

(图7)。① 沉积控区:高微生物气活性区(如沉积期的高产走廊区)与厚煤层(厚度 $> 12 \text{ m}$)和 Pictured Cliffs 砂岩古海岸线(北西-南东向)吻合,古海岸线主导海陆过渡相沉积,向陆一侧发育沼泽-泥炭沼泽环境,为泥炭长期堆积(煤层厚度 $> 12 \text{ m}$)提供有机质富集场所;砂岩作为相邻的高渗层,为气体运移提供了侧向通道,气体沿砂岩体侧向运移至厚煤区,再被局部压力系统与水动力条件封存,从而在高产走廊区集聚^[10]。② 热成熟度约束: $R_o = 0.8\%$ 为干气窗起点,但 $R_o \leq 1.7\%$,这限制了热成因气规模。③ 水文动态调节:上新世南北向气体迁移(超压驱动)富集,形成高产走廊区^[18],上新世之后大气水侵入激活微生物气的生成。④ 区域构造控制:盆地基底断裂系统不仅控制沉积格局,而且构成了气体垂向和侧向运移通道,促进深层热解气体的上升和大气水的渗透,综合影响气体的生成、运移及成藏过程。

高产走廊区气体封闭机制极为关键,主要体现在:

① 顶底岩性封盖, Kirtland 页岩与 Lewis 页岩封盖作用形成 Fruitland 煤系与 Pictured Cliff 砂岩流体系统; ② 区域构造控制下的U型管式封闭,盆地北部渗透率高,接受地下水补给作用,形成水力封堵,盆地核部为

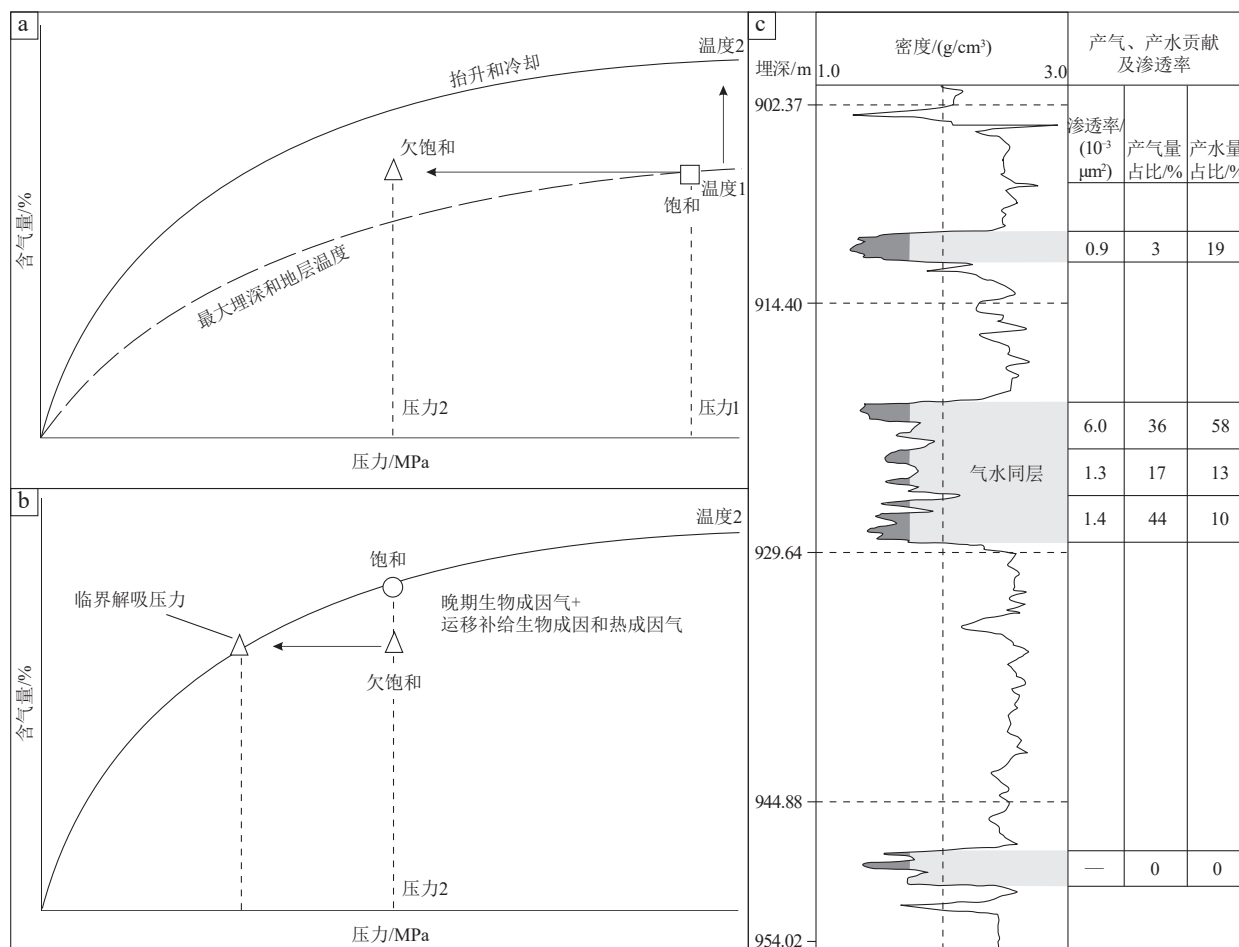
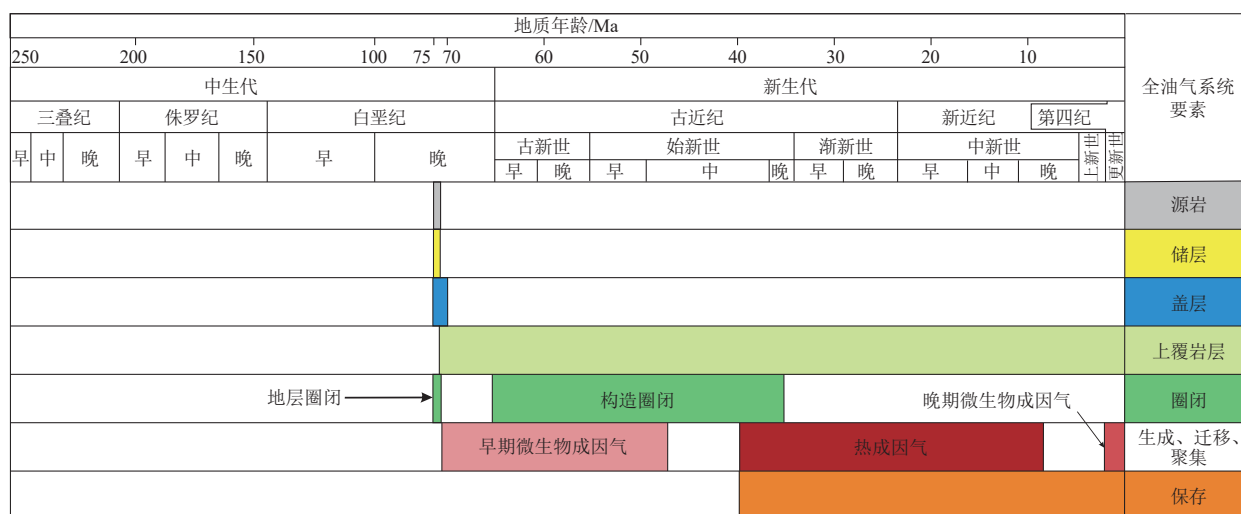
图6 圣胡安盆地煤层压力系统演化模式及产气层段差异对比^[21, 26]

Fig. 6 Evolutionary pattern of the coal seam pressure system and comparison of gas pay zones in the San Juan Basin (modified after references [21, 26])

a. 煤层吸附能力随抬升的变化;b. 晚期生物成因气和运移气体补给形成煤层超压;c. 不同煤层段的渗透性及产气、产水贡献差异

图7 圣胡安盆地Fruitland组煤层演化关键地质事件^[27-28]Fig. 7 Key geological events during the evolution of coal seams of the Fruitland Formation, San Juan Basin^[27-28]

U型管底部,为煤层气富集高产区,盆地南部渗透率低,受毛细管力、渗透率差异、构造特征和水文特征等

影响形成压力封闭^[29];③局部小构造形成的小型构造圈闭,圣胡安盆地各区域内产气、产水特征存在着巨大

差异,其水文特征亦表明在各区域内的流体联系较弱,在局部小构造控制下,形成了小型构造圈闭和超压高产煤层气甜点区^[30-31]。

4 气井产出特征

4.1 总体产气特征

圣胡安盆地煤层气井有着超高的累计产气量和平均日产气量,美国能源信息署(EIA)对科罗拉多州和新墨西哥州的统计数据^[32],基本反映了圣胡安盆地每年累计产气量的变化(图8)。从1989—2019年(之后无数据统计),年产气量呈现稳定增长、后缓慢下降的趋势,2004年最高产气量达 $296.76 \times 10^8 \text{ m}^3$,2019年仍有 $161.97 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的产气量。在2002年,圣胡安盆地的科罗拉多州煤层气在产井约4 050口^[33],年产气量 $147.25 \times 10^8 \text{ m}^3$,单井平均日产气量约 $1 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。基于已有的1989—2019年数据,圣胡安盆地累计产出煤层气 $6 444 \times 10^8 \text{ m}^3$,预计实际累计产气量远超过 $6 500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

为进一步分析煤层气井生产情况,基于截至2019年的圣胡安盆地煤层气总产气量、平均日产气量、前24个月产气量和产水量等数据,将圣胡安盆地划分为多个煤层气产气特征区块,并结合圣胡安盆地煤层气地质特征,详细分析了地质条件与圣胡安盆地煤层产气量的相关性以及控制作用。

高产走廊单井累计产气量可达 $13.59 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上(图9a),单井最高日产气量可达 $28 \times 10^4 \text{ m}^3$,煤层埋深914 m,采用洞穴完井(洞穴直径约1.5 m)。高产走廊的划分依据是单井产气量超过 $28 000 \text{ m}^3/\text{d}$,煤层具有厚度大、压力高、渗透率高和天然裂缝发育的特征。洞穴完井通过诱导裂缝和剪切破坏,主动提升近井渗透率,水力压裂因流体伤害和近井扭曲,反而降低了产

能,因此在高产走廊洞穴完井产气量是压裂井的5~10倍,但是在非高产走廊区仍需水力压裂^[31]。

除了高产走廊,附近部分区域单井累计产气量也很高,1/3气井累计产气量在 $1.13 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上。盆地南部产气量低,仅有少量井累计产量超过 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$,但大部分煤层气井亦可达 $2 800 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。盆地北部煤层气井产气量明显大于南部区域,北部日产气量多在 $8 000 \text{ m}^3$,最高可达 $55 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。南部地区日产气量一般为 $850 \sim 14 160 \text{ m}^3$,单井日平均产气量多在 $5 000 \text{ m}^3$ 以下。盆地中部地区有一条带状高日产气量区,单井日产量大于 $5 000 \text{ m}^3$ 。高日产气区条带与高产走廊近似平行,均为北西方向,这与圣胡安盆地的构造特征有着较大关系(图9b)。

前24个月产气量可在一定程度上反映游离气对总产量的贡献。产气量高值区主要位于高产走廊的部分区域内,这与总产气量高值分布有一定相似性。前24个月产气量单井最高值达 $2.27 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上,高值区内有较大比例的气井产量大于 $1 820 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。高产走廊东北部虽然有着较高的累计产气量,但在前24个月的产气量相对较低,反映了高产走廊东北部与西南部的煤层气地质条件亦有着一定的差异(图9c)。

在累计产水量方面(图9d),盆地南、北两端的产水量相对较高,中部的煤层气井产水量相对较低。整个盆地煤层气井产水量最高的区域位于盆地最北端,单井累计产水量最高可达 $1 850 \times 10^4 \text{ m}^3$,多数煤层气井累计产水量在 $4.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上;高产走廊部分区域有着较高产水量,整体上盆地北部煤层气井产水量大于南部地区。高产气井的产水量也普遍较高,峰值多在 $6 \sim 70 \text{ m}^3/\text{d}$ 。盆地南部低产的煤层气井在10~20个月达到产能高峰,之后煤层气井月均产气量逐渐降低;而且气井产水量极低,几乎没有排水降压阶段。

4.2 典型产气曲线

同一套煤层不同层段的产气贡献也存在一定差异。图6c展示的煤层气井,大部分产水量(占比58%)来自中部层段的上部,而44%的产气量则来自该层段下部3 m的区间^[26]。次生生物气的生成可能集中于(但不仅限于)产水量较高且渗透率较高的煤层,进而影响气井的产气量(图10)。

San Juan 329 Unit 251井位于超压区,产气过程可分为3个阶段:①稳产阶段(1993—1998年),日产气量稳步上升至 $(10 \sim 13) \times 10^4 \text{ m}^3$,日产水量持续下降并稳定在 20 m^3 以下,反映煤层排水充分且解吸良好;②高峰阶段(1999—2002年),日产气量多次突破 $20 \times$

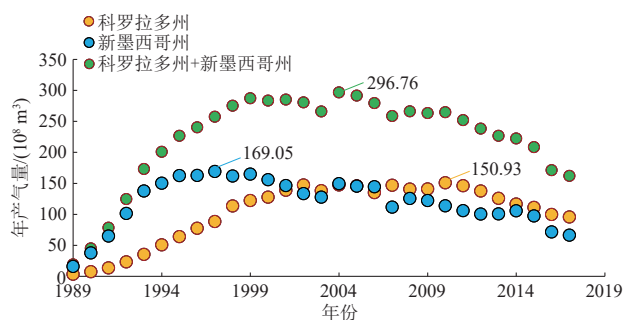


图8 圣胡安盆地1989—2019年煤层气年产气量变化^[32]

Fig. 8 Variations in the CBM production in the San Juan Basin from 1989 to 2019^[32]

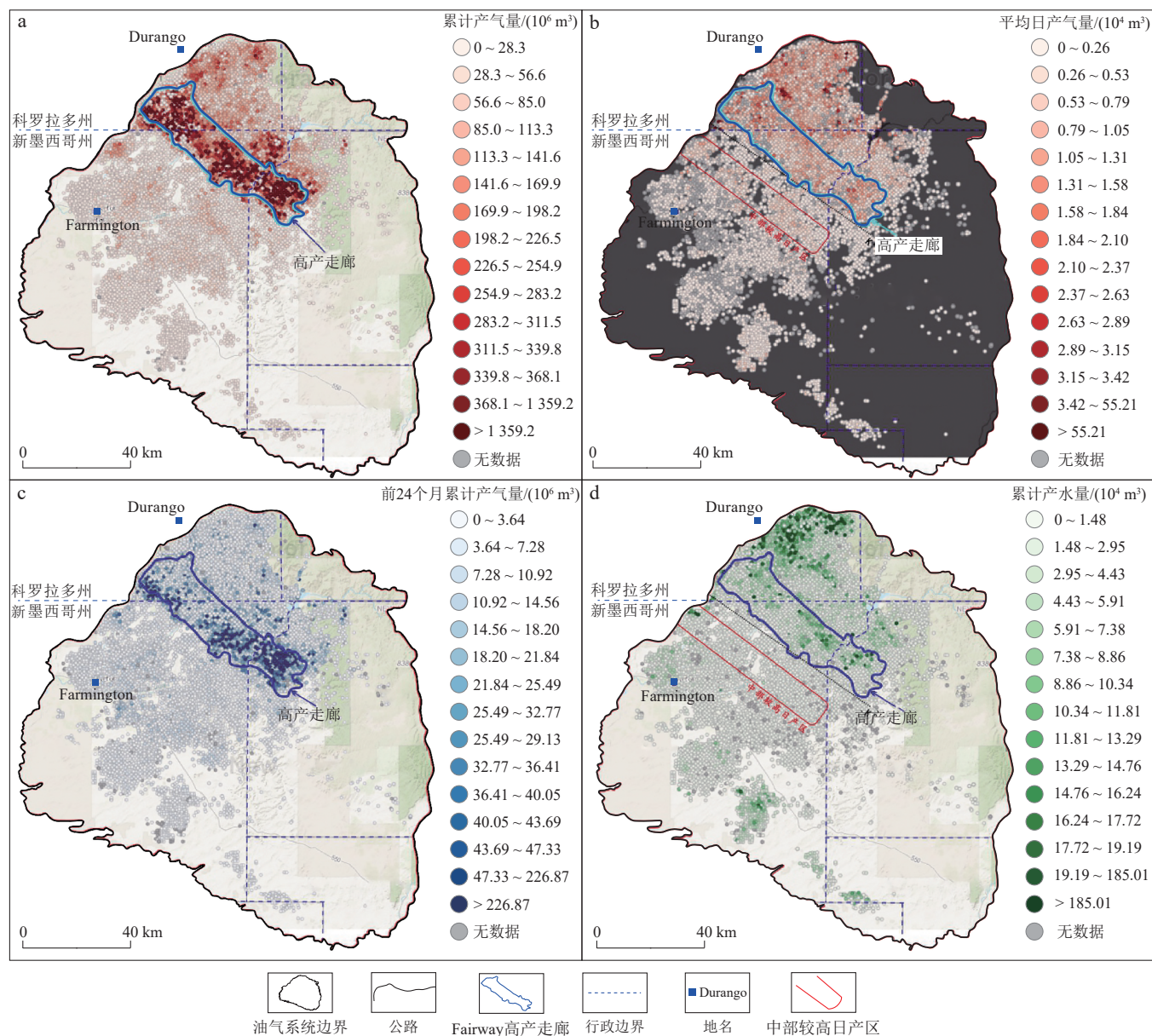


图9 圣胡安盆地煤层气井单井产气、产水量分布特征(数据来源于美国商业公司)

Fig. 9 Distributions of gas and water production from the CBM wells in the San Juan Basin (data from American consulting companies)

a. 累计产气量; b. 平均日产气量; c. 前24个月累计产气量; d. 累计产水量

10^4 m^3 , 而产水量趋近于0; ③ 衰减阶段(2003年起), 产气量逐年递减, 进入低产阶段, 产水量长期接近于0。整体呈现稳产—高峰—缓衰的特征(图10a)。

San Juan 31 Federal 3002井位于过渡区, 产气过程也可分为3个阶段: ① 初产调整阶段(1994—1998年), 日产气量快速上升至 $(4 \sim 6) \times 10^4 \text{ m}^3$, 水量波动显著, 表明煤层脱水尚不充分; ② 稳产阶段(1999—2005年), 日产气量在 $(2 \sim 4) \times 10^4 \text{ m}^3$ 波动, 产水量大幅减少并趋于稳定; ③ 衰减阶段(2006—2018年), 产气量缓慢递减, 偶有短期增产, 产水量接近于0。整体呈现早期高产、后期缓降的特征(图10b)。

Gallegos Canyon Unit 159井位于低压区, 产气过程可划分为2个阶段: ① 初产调整阶段(2000—2002年), 日产气量快速升至 $(1.5 \sim 2.0) \times 10^4 \text{ m}^3$ 后递减, 气井日产水量基本在 1 m^3 以下; ② 递减—稳产阶段(2003—2018年), 日产气量下降至 $(0.2 \sim 0.6) \times 10^4 \text{ m}^3$, 产水量偶有波动。整体呈现气体产能先快速增加、后缓慢降低的趋势(图10c)。

4.3 产量主控因素

圣胡安盆地煤层气产能呈现明显的区域分异性, 其控制机制本质上体现为“压力系统—储层物性—水文

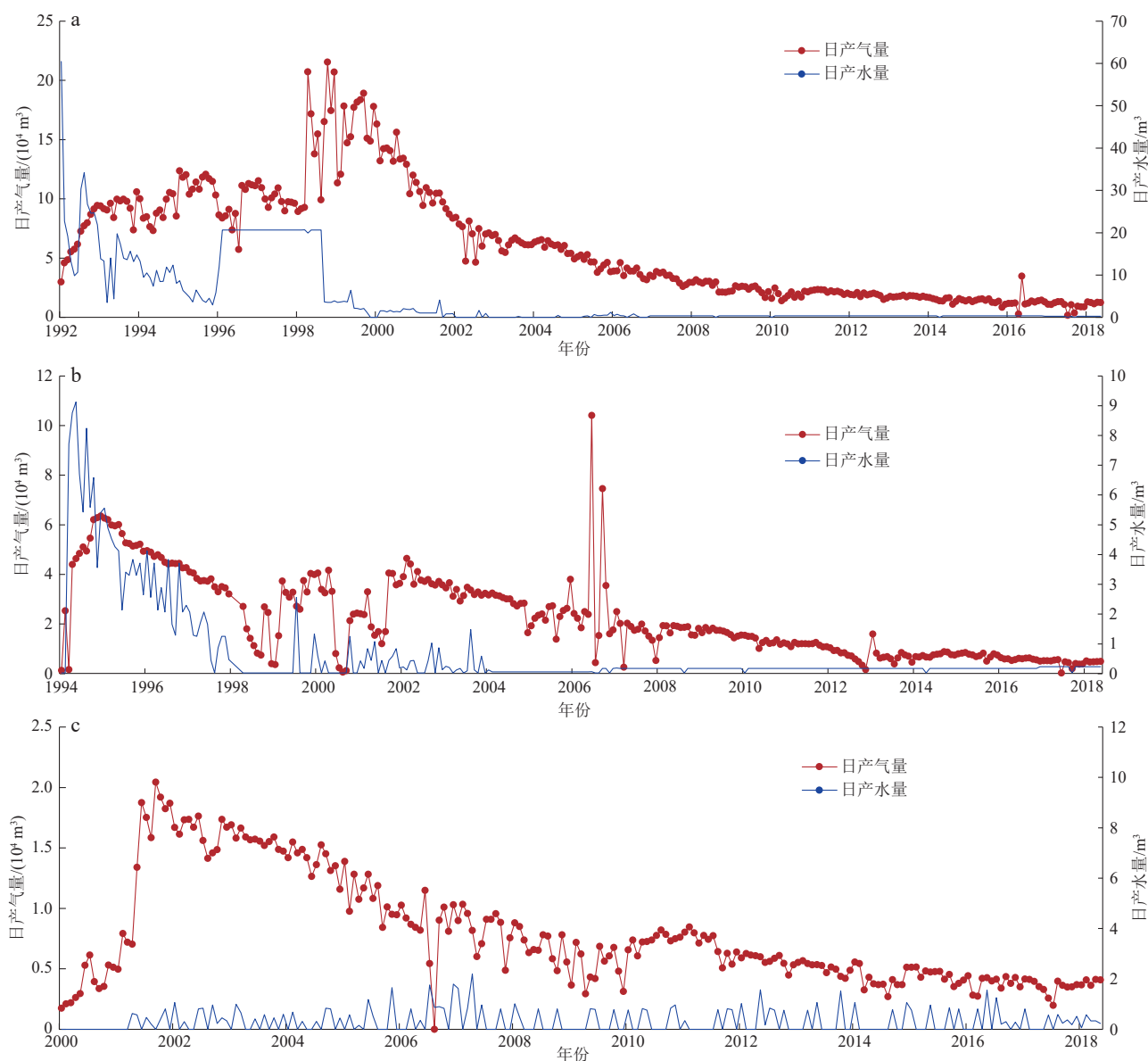


图10 圣胡安盆地各区域代表性煤层气井产能曲线(井位见图4a)

Fig. 10 Productivity curves of representative CBM wells across various areas in the San Juan Basin (see Fig. 4a for the well locations)

a. 高产井 San Juan 329 Unit 251, 生产时间317个月, 累计产气量 $5.76 \times 10^8 \text{ m}^3$; b. 中产井 San Juan 31 Federal 3002, 生产时间289个月, 累计产气量 $1.90 \times 10^8 \text{ m}^3$; c. 低产井 Gallegos Canyon Unit 159, 生产时间221个月, 累计产气量 $0.52 \times 10^8 \text{ m}^3$

调节”的多尺度耦合效应。压力系统决定了气井的初期产能和可采程度。Fruitland 高产走廊普遍处于异常超压环境, 压力梯度达 $1.1 \sim 1.4 \text{ MPa}/(100 \text{ m})$, 这种良好的封闭条件保障了气体的大规模富集。

高渗透性[渗透率在 $(5 \sim 60) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$]也是气井高产的关键因素, 受如下因素控制: ① Fruitland 煤层直接覆盖于 Pictured Cliff 砂岩之上, 且北部 Fruitland 组下部亦发育多层砂岩, 在盆地构造演化及差异压实过程可能会导致构造次生裂隙的产生, 使得渗透率大幅增加^[34-35]。② 受盆地构造特征控制, 北部面割理方向主要为北西向, 而南部主要为南北向、北东向和北西

向, 中间过渡地点为高产走廊, 割理发育提供了良好的渗流通道^[29], 天然裂缝发育地层的渗透率多在 $10 \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。③ 微生物产生生物气的同时亦消耗部分煤基质, 由此使得煤储层孔隙增大, 并增加煤储层渗透率, 高渗透率的地层将有助于地表水将微生物菌群的携入, 微生物对煤基质的消耗作用又进一步增强煤层的渗透率, 形成良性循环。水文系统一方面影响生物气的补给, 同时也影响煤层排水降压效果。良好排水条件, 能够有效降低地层压力, 促进煤层气持续解吸, 提高气井产能。水动力封堵、边水侵入或排水不彻底导致的压降不足会使气井产能受限。

5 启示

5.1 全球煤层气盆地对比

目前全球煤层气开发在多类型盆地中均有突破(表2)。以圣胡安、粉河和苏拉特等为代表的北美和澳大利亚煤层气盆地,普遍为中-低或低煤阶,埋深较浅($< 1\ 300\text{ m}$),煤层厚度中等-大,渗透率相对较高,因而依靠直井即可获得较高产量。相比之下,中国煤层气区块如准噶尔盆地阜康和鄂尔多斯盆地保德等同样属于中-低煤阶,但埋深更大($300 \sim 1\ 200\text{ m}$),渗透率较低 $[(1 \sim 10) \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2]$,产能普遍依赖压裂改造。沁水盆地樊庄、潘庄以及鄂尔多斯盆地大吉区块则代表中国典型的高煤阶或深层煤层气,煤层薄、埋深大且渗透率极低,虽含气量较高,但必须通过水平井及大规模压裂才能实现经济开发。总体上,国外盆地更多依赖天然地质优势,而中国多数盆地需依赖工程改造才能有效开发煤层气。

圣胡安盆地Fruitland组以中-低煤阶(R_o 为 $0.6\% \sim 1.5\%$)、浅-中等埋深($122 \sim 1\ 280\text{ m}$)、中等厚度煤层($9 \sim 30\text{ m}$)、高含气量($8 \sim 20\text{ m}^3/\text{t}$)和较高渗透率 $[(30 \sim 50) \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2]$ 为特征,具备优越的高渗透、浅埋深和厚煤层条件,直井即可获得 $(0.7 \sim 5.0) \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的高产煤层气,是全球煤层气开发的典范。鄂尔多斯盆地大吉区块则代表深层煤层气特征,具有高煤阶(R_o 为 $2.2\% \sim 2.8\%$)、大埋深($2\ 000 \sim 2\ 400\text{ m}$)和煤层相对较薄($4 \sim 12\text{ m}$)的特征,尽管含气量高($18 \sim 26\text{ m}^3/\text{t}$),

但渗透率极低 $[(0.05 \sim 2.00) \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2]$,压力条件也更复杂,其开发依赖于通过水平井和大规模压裂等工程手段改造储层和释放产能。

5.2 对煤层气富集理论和开发实践的指导意义

20世纪40年代,圣胡安盆地在钻探钾盐中发现天然气,20世纪70年代又在治理天然气井中发现了煤层气。正如Downey所言,油气的发现是在持之以恒的实际工作中,发现了别人未曾注意到的现象,进而揭示新的资源类型,这种发现离不开坚持与创新^[36]。油气勘探突破没有偶然,一定是在前期大量地质和工程工作认识基础之上的必然。鄂尔多斯盆地大吉深层煤层气的发现也是在浅层煤层气和致密砂岩气开发之后,通过不断迭代地质认识,探索工程技术基础之上实现的。再次回顾圣胡安盆地煤层气地质理论和工程实践,对深层煤层气勘探开发具有显著的启示意义。

1) 煤层气具备多元来源。圣胡安盆地煤层产出气中运移热成因气和次生生物成因气占相当比重,前者的占比高达 $15\% \sim 30\%$,显示煤层气本身并非全部由原位吸附气主导,煤层具备吸附和封存多类型天然气的能力。近年来,鄂尔多斯盆地煤层气中也发现了无机来源的氢气和 CO_2 ,说明气体成因需准确识别^[37]。同时仍存在以下问题待明确:①热模拟实验显示煤岩可生成大量 CO_2 ,但地质历史中实际生成量及其去向仍不清楚,鄂尔多斯盆地保德区块和沁水盆地各个区块的 CO_2 含量不高,而新疆米东区块则较高;②生物气生成的煤阶上限尚不明确,传统认为 R_o 大于 1.5% 后煤岩失活,但实验表明高阶煤仍可生成生物气^[38],地

表2 国、内外典型煤层气盆地、地区开发地质条件对比^[2,7,9]

Table 2 Comparison of geological conditions of typical CBM-bearing basins/regions in China and abroad^[2,7,9]

盆地、地区	中-低煤阶		低煤阶		中-低煤阶		高煤阶		
	圣胡安	粉河	苏拉特	吉尔嘎朗图	阜康	保德	樊庄	潘庄	大吉(深层)
成煤时代	K	E	K ₂ -E	K ₁	J ₂	C-P	C-P	C-P	C-P
深度/m	122 ~ 1 280	90 ~ 457	150 ~ 800	< 900	300 ~ 1 200	400 ~ 1 000	300 ~ 1 000	250 ~ 600	2 000 ~ 2 400
$R_o/\%$	0.60 ~ 1.50	0.37 ~ 0.49	0.30 ~ 0.65	0.32 ~ 0.60	0.40 ~ 1.10	0.65 ~ 0.92	2.60 ~ 3.80	3.60 ~ 4.40	2.20 ~ 2.80
煤层厚度/m	9 ~ 30	12 ~ 30	10 ~ 30	100 ~ 200	20 ~ 80	5 ~ 39	5 ~ 15	9 ~ 18	4 ~ 12
含气量/(m^3/t)	8 ~ 20	1 ~ 5	3 ~ 14	1 ~ 4	4 ~ 12	3 ~ 8	10 ~ 35	10 ~ 30	18 ~ 26
渗透率/ ($10^{-3}\ \mu\text{m}^2$)	30.00 ~ 50.00	10.00 ~ 1 500.00	10.00 ~ 300.00	1.00 ~ 2.00	1.00 ~ 10.00	2.00 ~ 5.00	0.01 ~ 2.00	0.20 ~ 30.00	0.05 ~ 2.00
压力梯度/ [MPa/(100 m)]	0.80 ~ 1.36	0.70 ~ 0.97	0.90 ~ 1.00	0.90 ~ 1.00	0.70 ~ 1.00	0.68 ~ 0.99	0.80 ~ 1.00	0.50 ~ 1.00	0.80 ~ 1.10
单井日产气量/ (10^4 m^3)	直井 0.70 ~ 5.00	直井 0.20 ~ 1.50	直井 0.50 ~ 3.00	直井 0.10 ~ 0.25	直井 0.10 ~ 1.30	直井 0.20 ~ 0.80	直井0.15, 水平井0.50 ~ 10.00	直井0.30 ~ 0.50, 水平井1.00 ~ 10.00	水平井 2 ~ 10

注: R_o 为镜质体反射率。

质过程中的煤阶上限需研究;③无机气体何时进入煤层、如何与煤层气协同富集,以及产出过程中的含量变化仍待厘清。

2) 煤层水需要系统认识。圣胡安盆地煤层水包括年龄不同的3类:①现代水;②多种年龄的混合水;③裂变源 ^{129}I 同位素校正年龄在75~70 Ma,与Fruitland组同时沉积的地层水。 ^{36}Cl 同位素测年显示,露头5 km内水样年龄小于20 Ma,盆地核部超过检测界限(^{36}Cl 半衰期300 ka),不同年龄地下水受盆地构造格局变化影响^[39-40]。不同年龄水体受控于构造格局演化。相比之下,中国鄂尔多斯盆地深层煤岩气产水少,而浅层煤层气产水多^[41],需进一步厘清地层水年龄及其对成藏的影响。

3) 对高产机理的认识有待深化。不同盆地煤层气富集地质因素差别大,圣胡安盆地展现了异常超压存在,并且受常规圈闭影响。中国深层煤层气研究过程中也应当关注地层保存条件和有利圈闭的作用,在良好的封闭条件下可能存在高产甜点有利分布^[42-43]。同时,圣胡安盆地单井产剖测试也显示不同层段产气和产水存在明显差异,这在深部煤层同样存在。深层煤层气展现了一定的“源岩控储、物性控藏”特征^[44],可在封盖条件良好的稳定高渗煤层寻找甜点区,但是不同盆地的有利甜点区和甜点段分布仍有待深入认识。

4) 产气规律需要重构。圣胡安盆地气井具有“三高”特征:高产气时长、高单井产量和高累计产气量。目前深层煤层气单井预测最高产量约 $6\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[8],而该盆地多口直井产量超 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$,且保持长达25~30a,气井产期和稳产期能保持较长时间的原因需要重新认识。中国是否存在类似气井以及如何实现长期稳产,需在后续地质与开发工作中不断探索与认识。

5.3 圣胡安盆地煤层气发现过程及勘探启示

在回顾圣胡安盆地油气勘探百年历程的文章《The San Juan Basin at 100 Years》中, Raymond Pierson (2021)详细记录了圣胡安盆地煤层气发现的起源^[1]。他曾是一名负责管理71口天然气井的抽油工,其中部分井位于Pictured Cliffs砂岩层。这些井最初在20世纪40年代为寻找钾盐而钻探,意外发现天然气后采用裸眼完井方式投产。为解决井筒积水导致的产能受限问题, Pierson尝试一种类似虹吸管联合泡排的提产措施,成功提升了多口井的产气能力。然而,其中一口井异常:注入液已完全回收却持续产水,产水坑中还发现了煤粉。实验室分析表明,该井产出水与Pictured Cliffs地层水成分差异明显,产气几乎为纯甲烷,表明产

层可能并非Pictured Cliffs砂岩。进一步分析认为,该井可能因改造穿层或射孔深度误差,意外开采了上覆Fruitland中的煤层气。这一异常产气现象成为圣胡安盆地煤层气具备商业潜力的首个实证。Amoco公司据此于1975年在Aztec地区钻探Cahn No. 1井,正式拉开了该区煤层气勘探与开发的序幕^[1]。文章最后, Pierson回忆了一个对他产生深远影响的对话。某日他在这口气井旁与一位石油工程师交谈,问道:“Amoco是怎么知道地下7 285英尺深的Dakota组存在油气的?他们又看不见地下。”工程师答道:“这是地质学家判断出来的”。Pierson又追问:“可他们也看不到啊。”工程师笑答:“在某种意义上,他们能‘看到’”(Well, in a way they can)。正是这段对话,激发了他对地质学的兴趣,并最终促使他攻读并获得了地质学学士学位。

美国石油地质学家协会(AAPG)前主席 Marlan W. Downey 在其2014年撰写的《Thinking Like Oil》一文中指出:“In exploration, you will be looking at data many already have seen; you need to think what no one else has thought!”(在勘探中,你将面对许多人已经看过的数据,但你需要思考别人未曾想到的)^[36]。圣胡安盆地煤层气虽然赋存于中低煤阶的浅层煤中,但其所涉及的一系列基础地质问题,依然具有广泛的启发意义。

6 结论

1) 圣胡安盆地煤层气有原生生物成因、次生生物成因、原位热成因和运移热成因4种来源。原生生物成因气生成于沉积后10~25 Ma,原位热成因气主生烃期在始新世中期至上新世(~25 Ma),次生生物成因气的生成大致始于中新世与上新世分界(~5 Ma),运移热成因气聚集开始于渐新世。高产走廊区产出气中12%~60%属于运移热成因气,15%~30%属于次生生物成因气。

2) 盆地甲烷含量随煤岩热演化程度升高而增加,超压区 R_o 一般大于0.8%,以干气为主($C_1/\sum C_{1-5} > 0.97$), CO_2 含量平均达6.5%;欠压区 R_o 一般小于0.7%,以湿气为主($C_1/\sum C_{1-5} < 0.94$), CO_2 含量小于2.0%(平均值为0.9%)。煤层乙烷含量在0~12.0%,平均值为2.3%,在欠压区平均值达4.8%; N_2 含量普遍较低,平均值为0.8%,在欠压区含量相对较高。 CO_2 包括生物成因和热成因,同时受热演化程度、流体运移与压力体系共同影响。

3) 高产走廊区的形成受沉积、煤阶、水文和构造综合控制:①沉积环境优越,煤层厚度大于12 m且与

下伏砂岩沉积期古海岸线叠置,顶、底板分别为Kirtland与Lewis页岩,形成良好封闭性;②煤化程度适中, R_o 在0.8%~1.7%,热解作用已开始但未过熟,生成热解气同时煤岩有机质仍具活性,为生物气生成提供基础;③受水文地质调节,北高南低的流体势梯度导致热解气向北部富集,同时大气水沿断裂带下渗促进生物气形成;④构造输导控制,盆地基底断裂密集分布,为下部烃源岩热解气上升和浅部微生物气的生成提供了垂向及侧向运移通道,局部形成小型构造圈闭利于气体富集。

4) 盆地累计产出超 $6\,500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 煤层气,产能呈现明显的区域分异性,其控制机制本质上体现为“压力系统-储层物性-水文调节”多尺度耦合效应。高产走廊区1/3的气井累计产气量超过 $1.13 \times 10^8 \text{ m}^3$,高产走廊区较大比例煤层气井前24个月产量大于 $1\,820 \times 10^4 \text{ m}^3$,最大可达 $2.27 \times 10^8 \text{ m}^3$,主体以游离气为主。盆地北部煤层气井产水量大于南部地区,北部累计产水量最高可达 $1\,850 \times 10^4 \text{ m}^3$,多数煤层气井在 $4.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上。

5) 全球煤层气开发存在两类模式。一类如圣胡安和粉河等盆地,依靠浅埋、厚煤层及高渗透等天然条件实现规模化稳产;另一类则以中国为代表,多数盆地埋深大、煤阶高且渗透率低,通过工程改造技术实现规模效益开发。需要持续攻关不同煤阶和不同类型煤层气,以实现煤层气规模效益开发。

参 考 文 献

- [1] PIERSON R M. The San Juan Basin at 100 Years: From barefoot completions to coal-bed methane[J]. AAPG Explorer, 2021, 42(12): 18-23.
- [2] FASSETT J E, ZEIGLER K E, LUETH V. et al. Fall field conference guidebook-61 geology of the four corners country[C]. Socorro: New Mexico Geological Society, 2010: 181-196.
- [3] FASSETT J E. The San Juan Basin: A complex giant gas field, New Mexico and Colorado[J]. Mountain Geologist, 2006, 43(3): 225-230.
- [4] SCOTT A R. Hydrogeologic factors affecting gas content distribution in coal beds[J]. International Journal of Coal Geology, 2002, 50(1-4): 363-387.
- [5] CUI Xiaojun, BUSTIN R M, CHIKATAMARLA L. et al. Adsorption-induced coal swelling and stress: Implications for methane production and acid gas sequestration into coal seams[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2007, 112(10): 202.
- [6] FLORES R M. Coalbed methane: From hazard to resource[J]. International Journal of Coal Geology, 1998, 35(1-4): 3-26.
- [7] 李勇, 徐凤银, 唐书恒, 等. 鄂尔多斯盆地煤层(岩)气勘探开发进展及发展方向[J]. 天然气工业, 2024, 44(10): 63-79.
- LI Yong, XU Fengyin, TANG Shuheng, et al. Progress and development direction of coalbed methane (coal-rock gas) exploration and development in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(10): 63-79.
- [8] 周立宏, 熊先钺, 李勇, 等. 深层煤层(岩)气革命性突破及关键理论与技术[J]. 天然气工业, 2025, 45(5): 17-30.
- ZHOU Lihong, XIONG Xianyue, LI Yong, et al. Revolutionary breakthroughs and key theories and technologies in deep coalbed methane development[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(5): 17-30.
- [9] 周立宏, 熊先钺, 丁蓉, 等. 煤岩气内涵、富集机理及实践意义[J]. 天然气工业, 2025, 45(3): 1-15.
- ZHOU Lihong, XIONG Xianyue, DING Rong, et al. Connotation, enrichment mechanism and practical significance of coal-rock gas[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(3): 1-15.
- [10] U. S. Geological Survey San Juan Basin Assessment Team. Total petroleum systems and geologic assessment of undiscovered oil and gas resources in the San Juan Basin Province, exclusive of Paleozoic rocks, New Mexico and Colorado: Data Series 69-F[R]. Reston, VA: U. S. Geological Survey, 2013.
- [11] FASSETT J E. Geology and coal resources of the Upper Cretaceous Fruitland Formation, San Juan Basin, New Mexico and Colorado[R]. KIRSCHBAUM A, ROBERTS L N R, BIEWICKI R H. Geologic Assessment of Coal in the Colorado Plateau: Arizona, Colorado, New Mexico, and Utah: U. S. Geological Survey Professional Paper 1625-B. Denver: U. S. Geological Survey, 2000: 1-132.
- [12] TAYLOR D J, HUFFMAN A C, Jr. et al. Map showing inferred and mapped basement faults, San Juan Basin and vicinity, New Mexico and Colorado: IMAP 2641[R]. Reston, VA: U. S. Geological Survey, 1998.
- [13] U. S. DEPARTMENT OF ENERGY OSTI. Location, reprocessing, and analysis of two dimensional seismic reflection data on the Jicarilla Apache Indian Reservation, New Mexico, final report[R]. U. S. Department of Energy, 2000.
- [14] MOLENAAR C M. San Juan Basin time-stratigraphic nomenclature chart[C]. FASSETT J E, JAMES H L, HODGSON H E. San Juan Basin III. Socorro: New Mexico Geological Society, 1977.
- [15] RICE D D, CLAYTON J L, PAWLEWICZ M J. et al. Characterization of coal-derived hydrocarbons and source-rock potential of coal beds, San Juan Basin, New Mexico and Colorado, U. S. A. [J]. International Journal of Coal Geology, 1989, 13(1-4): 597-626.
- [16] RICE D D. Relation of natural gas composition to thermal maturity and source rock type in San Juan Basin, northwestern New Mexico and southwestern Colorado[J]. AAPG Bulletin, 1983, 67(8): 1199-1218.
- [17] RICE D D. Composition and origins of coalbed gas[M]. LAW B E, RICE D D. Hydrocarbons from Coal. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1993: 159-184.
- [18] MAVOR M, NELSON C R. Coalbed reservoir gas-in-place analysis[R]. Gas Research Institute, 1997.
- [19] IHS Energy Group. PI/Dwights plus US well data[data current as of June 2002][Z]. Englewood, Co: IHS Energy Group; database

- available from IHS Energy Group, 15 Inverness Way East, D205, Englewood, CO 80112, U. S. A. , 2002.
- [20] TISSOT B P, WELTE D H. et al. Petroleum formation and occurrence: A new approach to oil and gas exploration [M]. Berlin: Springer, 1978: 521.
- [21] SCOTT A R, KAISER W R, AYERS W B Jr. et al. Thermogenic and secondary biogenic gases, San Juan Basin, Colorado and New Mexico—Implications for coalbed gas producibility [J]. AAPG Bulletin, 1994, 78(8): 1186–1209.
- [22] SCOTT A. R. , Kaiser W. R. , Ayers W. B. J. et al. Composition and origin of Fruitland coalbed and Pictured Cliffs Sandstone gases, San Juan Basin, Colorado and New Mexico[J]. Geological Society of America. 1991,23(4): 93–108.
- [23] ZEIKUS J G, WINFREY M R. et al. Temperature limitation of methanogenesis in aquatic sediments [J]. Applied and Environmental Microbiology, 1976, 31(1): 99–107.
- [24] GORODY A W. The origin of natural gas in the Tertiary coal seams on the eastern margin of the Powder River Basin [C]. Coalbed Methane and the Tertiary Geology of the Powder River Basin, Wyoming and Montana; 50th Annual Field Conference Guidebook. Tulsa: AAPG, 1999: 89–101.
- [25] RIDGLEY J L, CONDON S M, HATCH J R. et al. Geology and oil and gas assessment of the Fruitland total petroleum system, San Juan Basin, New Mexico and Colorado: Digital Data Series DDS-69-B[R]. Reston, VA: U. S. Geological Survey, 2001.
- [26] PRATT T J, CLOSE J C. et al. Integrated methods for coal gas reservoir completion zone selection [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 1993. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1993: SPE-26630–MS.
- [27] MAGOON L B, DOW W G. et al. The petroleum system [M]. MAGOON L B, DOW W G. The Petroleum System—from Source to Trap. AAPG, 1994: 3–24.
- [28] BERGGREN W A, KENT D V, SWISHER III C C, et al. A revised Cenozoic geochronology and chronostratigraphy [M]. Geochronology, Time Scales and Global Stratigraphic Correlation. Tulsa: SEPM Society for Sedimentary Geology, 1995, 129–212.
- [29] COMBES J M, DUAN Lianxiu. Groundwater hazard control and coalbed methane development and application technique [C]. International Mining Tech'96 Symposium. 1996.
- [30] FLORES R M, RICE C A, STRICKER G D, et al. Coalbed gas systems, resources, and production and a review of contrasting cases from the San Juan and Powder River Basins [J]. International Journal of Coal Geology, 2008, 76(1–2): 46–71.
- [31] PALMER I D, MAVOR M J, SEIDLE J P, et al. Openhole cavity completions in coalbed methane wells in the San Juan Basin [J]. Journal of Petroleum Technology, 1993, 45(11): 1072–1080.
- [32] U. S. Energy Information Administration. (2019). Annual Energy Outlook 2019[Report]. U. S. Department of Energy.
- [33] CULLICOTT C. Overview of CBM issues in the San Juan Basin [C]. Coalbed Methane Development in the Intermountain West. Boulder: University of Colorado Law School, 2002: 217–219.
- [34] AYERS W B Jr, AMBROSE W A, KAISER W R, et al. Geologic and hydrologic characterization of coalbed methane reservoirs, Fruitland Formation, San Juan Basin, Colorado and New Mexico [C]. AAPG Annual Convention Dallas, Texas, April 7–10, 1991.
- [35] LAUBACH S E, MARRETT R A, OLSON J E, et al. Characteristics and origins of coal cleat: A review [J]. International Journal of Coal Geology, 1998, 35(1–4): 175–207.
- [36] MARLAN, D. Downey: Thinking Like Oil [J]. AAPG Explorer, 2014, 35(8): 54–55.
- [37] 刘成林, 洪思婕, 王馨佩, 等. 中国氦气勘探开发进展与展望 [J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(3): 777–789.
- LIU Chenglin, HONG Sijie, WANG Xinpei, et al. Progress and prospects of helium exploration and production in China [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(3): 777–789.
- [38] HAN Qing, GUO Hongguang, ZHANG Jinlong, et al. Methane generation from anthracite by fungi and methanogen mixed flora enriched from produced water associated with the Qinshui Basin in China [J]. ACS Omega, 2021, 6(47): 31935–31944.
- [39] MARTINI A M, WALTER L M, BUDAI J M, et al. Genetic and temporal relations between formation waters and biogenic methane: Upper Devonian Antrim Shale, Michigan Basin, USA [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1998, 62(10): 1699–1720.
- [40] NOLTE E, KRAUTHAN P, KORSCHINEK G, et al. Measurements and interpretations of ^{36}Cl in groundwater, Milk River aquifer, Alberta, Canada [J]. Applied Geochemistry, 1991, 6(4): 435–445.
- [41] 丁蓉, 庞雄奇, 贾承造, 等. 鄂尔多斯盆地石炭纪—二叠纪煤系全油气系统天然气成藏特征与有序分布模式 [J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1333–1348.
- DING Rong, PANG Xiongqi, JIA Chengzao, et al. Natural gas accumulation characteristics and orderly distribution pattern of gas reservoirs in the whole petroleum system of the Carboniferous–Permian coal measures, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1333–1348.
- [42] 周立宏, 陈长伟, 韩国猛, 等. 复杂断陷盆地深层煤岩气地质特征、有利成藏因素及发育模式——以渤海湾盆地大港探区为例 [J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(6): 1665–1677.
- ZHOU Lihong, CHEN Changwei, HAN Guomeng, et al. Geological characteristics, favorable accumulation factors, and developmental models of deep coal-rock gas in complex fault-bounded basins: A case study of the Dagang exploration area in the Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(6): 1665–1677.
- [43] 李勇, 朱治同, 吴鹏, 等. 鄂尔多斯盆地东缘上古生界致密储层含气系统压力演化 [J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1568–1581.
- LI Yong, ZHU Zhitong, WU Peng, et al. Pressure evolution of gas-bearing systems in the Upper Paleozoic tight reservoirs at the eastern margin of the Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1568–1581.
- [44] 李勇, 徐立富, 张守仁, 等. 深煤层含气系统差异及开发对策 [J]. 煤炭学报, 2023, 48(2): 900–917.
- LI Yong, XU Lifu, ZHANG Shouren, et al. Gas bearing system difference in deep coal seams and corresponded development strategy [J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(2): 900–917.