

源岩油气藏形成机理及勘探实践

周立宏^{1,2}, 侯伟^{1,2}, 张雷^{1,2}

(1. 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司, 北京 100095; 2. 中石油煤层气有限责任公司, 北京 100028)

摘要:页岩油气和煤岩(层)气已成为非常规油气勘探开发的热点,但其是否可称为“藏”以及形成机理尚不明确。分析总结了源岩油气藏的概念,研究了源岩油气藏形成机理,重新定义源岩油气藏为“烃源岩内部通过微运聚或滞留作用形成的、含油量(S_1)或含气量(C)达到工业品位的层状甜点段(或甜点区)”。研究结果表明:①源岩油气藏具有源-储同体、微运聚成藏以及连续型分布的基本特征,其形成机理为压差驱动提供动力,微纳米级孔喉-裂隙系统提供通道,自封闭作用保障保存,非均质性诱导微运聚形成甜点。②依据岩石类型与生烃特征,源岩油气藏可划分为页岩油气藏和煤岩(层)气藏两大类。页岩油气藏是成熟-过成熟泥页岩已生成并滞留在泥岩、页岩及薄夹层中的油气聚集,优势组构相及超越效应是富集成藏的关键;煤岩(层)气藏是未熟-过成熟煤岩已生成并滞留在煤岩(层)中的天然气聚集,优质煤岩和良好保存条件是成藏控产的关键。③渤海湾盆地和鄂尔多斯盆地等源岩油气藏勘探开发已经取得了显著成效。渤海湾盆地沧东凹陷孔(孔店组)二段页岩油藏,水平井单井日产油量峰值达208 t,建成中国首个10万吨级陆相页岩油效益开发平台;鄂尔多斯盆地大宁-吉县区块煤岩气藏,单井预计最终可采储量(EUR)平均值达 $5\,567 \times 10^4 \text{ m}^3$,建成年产油气当量 $200 \times 10^4 \text{ t}$ 的煤岩气田。④源岩油气藏有望成为中国油气增储上产的重要领域。

关键词:形成机理;自封闭作用;微运聚成藏;甜点段;页岩油;页岩气;煤岩(层)气;源岩油气藏

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Formation mechanisms and exploration practices of source-rock hydrocarbon reservoirs

ZHOU Lihong^{1,2}, HOU Wei^{1,2}, ZHANG Lei^{1,2}

(1. China United Coalbed Methane National Engineering Research Center Co., Ltd., Beijing 100095, China; 2. PetroChina Coalbed Methane Company Limited, Beijing 100028, China)

Abstract: Shale oil and gas and coalbed methane (CBM) have become major focuses of unconventional oil and gas exploration and development. However, whether they can be defined as “reservoirs” and their formation mechanisms remain unclear. Based on an analysis and summary of the concept of source-rock hydrocarbon reservoirs, this study investigates the formation mechanisms of such reservoirs and redefines them as layered sweet-spot intervals (or sweet-spot zones) formed within source rocks through micro-scale migration and accumulation or retention, with oil content (S_1) or gas content (C) reaching industrial thresholds. As indicated by the research results, source-rock hydrocarbon reservoirs are characterized by source-reservoir integration, micro-scale migration and accumulation, and continuous distribution. Their formation mechanisms involve pressure differences as the driving force, micro- to nano-scale pore-throat and fracture systems as migration pathways, self-sealing as the preservation mechanism, and heterogeneity-induced micro-scale migration and accumulation leading to the formation of sweet spots. According to rock type and hydrocarbon-generation characteristics, source-rock hydrocarbon reservoirs can be classified into two major categories: shale oil and gas reservoirs and CBM reservoirs. Shale oil and gas reservoirs are accumulations of oil and gas generated and retained in mature to over-mature mudstones and shales, as well as in thin interbeds, where dominant fabric facies and the transmissivity effect are critical to hydrocarbon enrichment and accumulation. CBM reservoirs are accumulations

收稿日期:2025-05-18;修回日期:2026-01-08。

第一作者简介:周立宏(1968—),男,博士、正高级工程师,油气勘探开发理论技术与生产管理。E-mail: zhouli@petrochina.com.cn。

通信作者简介:侯伟(1981—),男,博士、高级工程师,石油天然气地质。E-mail: houweinan@163.com。

基金项目:国家科技重大专项(2025ZD1405702);中国石油天然气股份有限公司科技项目(2023ZZ18YJ);中石油煤层气有限责任公司科技项目(2023-KJ-18)。

of natural gas generated and retained in immature to over-mature coalbeds, in which high-quality coal rocks and favorable preservation conditions are the key to hydrocarbon accumulation and productivity. Significant progress has been achieved in the exploration and development of source-rock hydrocarbon reservoirs in the Bohai Bay Basin and the Ordos Basin. In the shale oil reservoir of the 2nd member of the Kongdian Formation in the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, the peak daily oil production of a single horizontal well reached 208 t, and the first economically viable continental shale oil development platform in China with an annual capacity of 100×10^3 t has been established. In the CBM reservoir of the Daning-Jixian block, Ordos Basin, the average estimated ultimate recovery (EUR) per well is expected to reach 55.67×10^6 m³, and a CBM field with an annual oil-equivalent production capacity of 2.00×10^6 t has been built. Source-rock hydrocarbon reservoirs are therefore expected to become an important domain for increasing oil and gas reserves and production in China.

Key words: formation mechanism, self-sealing effect, micro-scale migration and accumulation, sweet-spot interval, shale oil, shale gas, coalbed methane (CBM), source-rock hydrocarbon reservoir

引用格式:周立宏,侯伟,张雷. 源岩油气藏形成机理及勘探实践[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(3): 726–744. DOI: 10. 11743/ogg20260302.

ZHOU Lihong, HOU Wei, ZHANG Lei. Formation mechanisms and exploration practices of source-rock hydrocarbon reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(3): 726–744. DOI: 10. 11743/ogg20260302.

近年来,中国页岩油气和煤层(岩)气勘探开发取得了长足进步,正在由常规油气向非常规油气进行战略转变^[1-6]。2024年,中国页岩油产量突破 500×10^4 t,页岩气产量达到 250×10^8 m³,煤层气产量达到 138×10^8 m³。随着中国常规油气资源勘探开发难度与日俱增,未来非常规油气产量将会持续增加。页岩油气和煤岩(层)气均为滞留在源岩中的油气。随着源岩型资源的不断发现及其储量和产量占比的逐步提高,源岩油气已成为非常规油气勘探开发的主攻方向之一。过去一直只把烃源岩看作生油(气)层进行研究,随着非常规油气理论的发展,人们对烃源岩及其层系的研究也不断深化,开展了烃源岩储层、烃源岩层系含油气系统和烃源岩油气藏的圈层效应等研究^[7-10]。但对源岩油气藏的定义及内涵还不明确,对源岩油气藏的形成机理还缺乏系统认识。因此,有必要进一步厘清源岩油气藏的概念,揭示其形成机理,为源岩油气藏勘探开发提供理论支撑。

1 源岩油气藏概念

烃源岩是形成油气聚集的首要条件。随着页岩油气和煤岩(层)气等非常规油气勘探获得突破,人们发现,烃源岩不仅能生油气,而且也能作为储层聚集油气,形成油气藏。页岩油气或是页岩油气藏一直存在着模糊认识,但富集程度决定其是否具有商业化开发价值,实践中人们提出了“甜点”的理念^[11]。本文对这一甜点是否可称为藏,以及其形成机理展开研究论述。一些学者认为页岩油气没有圈闭不可称为藏,但忽略

了其内部微运聚富集成藏的过程。陈更生等认为页岩气是烃源岩中未排出的滞留气,缺乏二次运移,无明确圈闭边界,受限于富有机质泥岩的纳米级孔隙,这些特征不符合传统藏的定义^[12]。Selley认为圈闭是油气藏形成的必要条件,页岩气并非传统意义上的藏,而是富含有机质的烃源岩,其中的气体从未运移出^[13]。一些学者将页岩油气与页岩油气藏混同使用,在文中交替使用“页岩气”与“页岩气藏”,既强调页岩气“无运移、无圈闭”,又使用“藏”这个术语,反映出概念的模糊性^[14-17]。美国页岩油气的勘探开发实际上起始于源岩层系中的致密砂岩和碳酸盐岩油气藏,是源岩层系内运聚的结果,可称为藏。邹才能等突破传统圈闭理论,认为页岩油气为“连续型油气藏”^[18]。中国页岩油气资源储量行业标准^[19-20]都已明确把页岩油气称为“连续性油气藏”。四川盆地五峰组-龙马溪组页岩厚度大(180 ~ 600 m),含气量纵向上变化大(0.95 ~ 10.20 m³/t),其中龙(龙马溪组)一¹亚段1小层含气量最高(4.70 ~ 10.20 m³/t),是最佳甜点段,产气贡献率最高,通常是其他小层的2 ~ 5倍,最高达10倍以上^[21-23],说明页岩厚度大均有滞留油气,但不富集成藏(形成甜点)难以效益开发。因此,很有必要从藏的角度对源岩油气藏进行定义。

1.1 源岩油气藏定义

综合考虑烃源岩的源-储同体特性和效益可动性,本文将源岩油气藏定义为烃源岩层内部微运聚或滞留作用形成的呈层状分布的含油量(岩石热解总生烃量 S_1)或含气量(C)达到工业品位(可采量达到经济

下限)的甜点段(区)。烃源岩是指含有一定有机质的泥页岩、碳酸盐岩或煤岩(层),可为单一岩性,也可由2种或3种岩性复合而成。当它们热演化到一定程度就会生、排出油气,其孔隙结构和岩石物理特性也随演化程度发生变化。微运聚是指烃源岩层内具有不同的生烃和储集能力的纹层或薄夹层(单层厚度 $\leq 2\text{ m}$)之间的烃类运移和聚集,它是连接各成藏要素的桥梁,反映了油气从生成、排出到富集的全过程,控制了烃源岩层内最终富集油气的含量和组分,进而影响了油气分布特征和可动性^[24-27]。源岩油气藏虽然为源-储同体,但有运移聚集过程。参考页岩油国家标准,甜点段(区)是指烃源岩层内含油气性好(S_1 或 C 达到工业品位),储集条件优越,可改造性强,在现有经济技术条件下,具有商业开发价值的层段(聚集区)^[28]。笔者依据自身实践经历,综合渤海湾盆地、鄂尔多斯盆地、四川盆地和松辽盆地的典型勘探实践案例,提出现阶段富集成藏高产甜点段的商业品质标准:页岩油甜点段 S_1 大于 6 mg/g ;页岩气甜点段 C 大于 $5\text{ m}^3/\text{t}$;煤岩气甜点段 C 大于 $20\text{ m}^3/\text{t}$ 。在实际应用中,商业品质标准可根据具体地区的实际地质特征(热演化程度和厚度等)及开发技术条件进行调整。在常规油气藏中,存在一个实际的物理边界,这也是圈闭的必要条件。而源岩油气藏也存在物理边界,这个边界是不规则的,由甜点段(区)的含油气量(工业品位)、储层物性(孔隙度、渗透率)和微运聚范围等共同控制,可通过岩石热解(S_1)分析、含气量(C)测试、CT扫描(孔隙、裂隙分布)、钻井和测井-录井等技术手段进行识别、评价。笔者认为,源岩油气藏就是烃源岩层内的甜点段(区),甜点就是藏。非常规油气只是一个从资源角度提出的概念,烃源岩一般都含有油气但不一定富集成藏,达不到工业开采价值的非甜点资源不能称为藏。

1.2 源岩油气藏类型

源岩油气藏是富含有机质的烃源岩中赋存的油气藏,其类型与烃源岩类型直接相关。同类烃源岩形成的是油藏还是气藏,与烃源岩中有机质类型和演化程度有关。烃源岩按照岩石类型分为泥页岩、煤岩和碳酸盐岩3大类,目前已发现非常规油气的烃源岩以泥页岩和煤岩为主,碳酸盐岩作为烃源岩仍然存在有机质丰度低且生烃潜力有限等争议问题。烃源岩按照沉积环境分为海相、陆相和海-陆过渡相。因此,本文依据烃源岩的岩石类型和生烃类型,将源岩油气藏划分为页岩油气和煤岩(层)气2大类,并分析其形成机理。

1.2.1 页岩油气藏

页岩油气藏是指成熟-过成熟烃源岩已生成并滞留在泥岩、页岩及薄夹层中的油气聚集,其中砂岩和碳酸盐岩等夹层单层厚度 $\leq 2\text{ m}$,累计厚度占比 $\leq 20\%$,单独开发无效益^[20]。页岩油藏典型例子如渤海湾盆地黄骅坳陷沧东凹陷古近系孔(孔店组)二段页岩油藏^[4]、济阳坳陷沙(沙河街组)四上亚段-沙三下亚段页岩油藏^[29]以及松辽盆地古龙凹陷青山口组页岩油藏^[30]等;页岩气藏典型例子如四川盆地长宁-威远地区五峰组-龙马溪组页岩气藏^[31]、鄂尔多斯盆地大宁-吉县区块山西组页岩气藏^[32]等。

1.2.2 煤岩(层)气藏

煤岩(层)气藏定义为未熟-过成熟烃源岩已生成并滞留在煤岩(层)中的天然气聚集。典型例子如鄂尔多斯盆地大宁-吉县区块太原组煤岩(层)气藏^[6]、准噶尔盆地白家海地区西山窑组煤岩(层)气藏^[33]、四川盆地龙潭组煤岩(层)气藏^[34]以及渤海湾盆地太原组煤岩(层)气藏^[35]等。

2 源岩油气藏形成机理

源岩油气藏基本特征可归纳为源-储同体、烃源岩品质优、储层物性相对较好,通过微运聚或滞留作用富集成藏,含油气量高,以储集物性为边界,无油-气-水界面,连续型大面积分布,发育甜点段(区)。非常规油气资源的突破性开发实践,凸显了源岩油气藏的重要战略价值,但其形成机制长期面临理论解释困境:经典浮力驱动模型难以合理解释低孔-渗烃源岩中油气相态的大规模原位滞留现象。本文主要从源岩油气藏的动力来源和聚集场所等方面探讨源岩油气藏形成机理。

2.1 压差驱动提供成藏动力

在源岩油气藏的形成过程中,“压差”扮演着关键角色,是成藏主要驱动力。在源岩的生烃过程中,受生烃增压及毛细管力作用影响,油气在源岩内部发生初次运移。后期,由于构造活动引起的挤压作用进一步形成压差,促进裂缝的形成,从而为油气的运移提供了更为高效的通道。

2.1.1 生烃增压

生烃增压指烃源岩热演化生成油气过程中产生的地层超压现象,是油气运移的主要动力^[36-39]。生烃增

压的形成机制主要包括2个方面:①流体体积膨胀^[26]。在热降解生油气阶段 $[0.5\% \leq \text{镜质体反射率}(R_o) \leq 1.3\%]$,高密度干酪根转化为低密度烃类,产生流体的体积远超干酪根本身,体积膨胀率可达11%~15%^[26];在热裂解生湿气阶段 $(1.3\% < R_o \leq 2.0\%)$,原油裂解为天然气,液态烃转变为气态烃,体积扩大数百倍;在热裂解生干气阶段 $(R_o > 2.0\%)$,重烃气裂解生成大量甲烷,体积进一步增大^[38]。因此,流体体积膨胀将引起孔隙流体压力的大幅增加。②孔隙流体封存^[37]。烃源岩的渗透性低,流体流动阻力大,当烃源岩热演化产生的流体不能及时向外排出时,则会导致流体在相对封闭的孔隙中积累,流体压力增大。生烃增压有利于源岩油气藏的形成(建设性作用),但压力过高可能导致油气藏破坏和调整(破坏性作用)。

生烃增压对源岩油气藏形成的建设性作用主要包括3个方面:①改善储层物性。超压可部分抵消埋藏压实作用,减缓岩石骨架上的有效应力,使储层保存相对较高的孔隙度;超压大于岩石破裂压力时,形成微裂缝,为油气运移提供通道,提高储层的渗流能力,如四川盆地涪陵地区五峰组-龙马溪组页岩气藏的超压作用促进了孔隙保存和微裂缝发育^[40]。②驱动油气运移与富集。超压形成压力梯度,促使油气从烃源岩排出向储层或裂缝运移,如沧东凹陷孔二段页岩油由富有机质纹层向富长英质纹层微运移。煤岩生烃高峰期,在高压推动下,气体在微纳米级孔隙吸附饱和后以游离气形式向割理裂隙运移充注(图1)。超压区形成压力封存箱,会导致页岩储层内部富有机质、高孔隙度和强连通性的高孔-渗带油气富集。如川东南五峰组-龙马溪组页岩下封存箱是页岩气高效开发的优先

层段^[41]。③提高封盖能力。超压作用可以形成压力封闭使下部油气不能向上逸散。超压作用能克服流体的浮力效应,阻止油气通过微裂缝进行垂向运移。

生烃增压对源岩油气藏形成的破坏性作用主要包括2个方面:①超压裂缝破坏。异常高压超过岩石抗压强度导致岩层发生水力破裂,形成贯通性裂缝,岩层的封闭能力下降,导致压力释放和烃类排出。超压强度太高不利于油气富集与保存,压力系数小于2.1(低于岩石破裂压力线)相对较好^[42]。②气藏压力分布复杂。烃源岩品质纵向上变化较大时,生烃增压能力差异导致不同层段压力变化较大,如页岩和泥岩薄互层地层中可能出现常压与超压交互现象。

生烃增压是源岩油气运移富集成藏的主要驱动力,影响因素主要包括有机质类型、有机质丰度、热演化程度、流体性质和顶-底板封盖性等。在勘探开发研究过程中需要通过流体包裹体分析、物理模拟实验、盆地数值模拟以及压力测试等技术方法,评价生烃增压的程度和范围,寻找“生烃增压-封闭保存”二元耦合的甜点段(区)。

2.1.2 构造挤压

构造挤压是由地球内部水平挤压应力引起的地质作用,主要表现为褶皱和断层等构造形态,常伴随油气运移通道的形成与开启。构造挤压对源岩油气藏的形成具有双重作用,既能促进油气生成与聚集(建设性作用),也可能导致油气藏的破坏或调整(破坏性作用)。

构造挤压对源岩油气藏的形成具有3个方面建设性作用:①改善储集条件^[42-43]。构造挤压作用可以克服岩石的抗张强度,使烃源岩发生脆性破裂,形成微裂

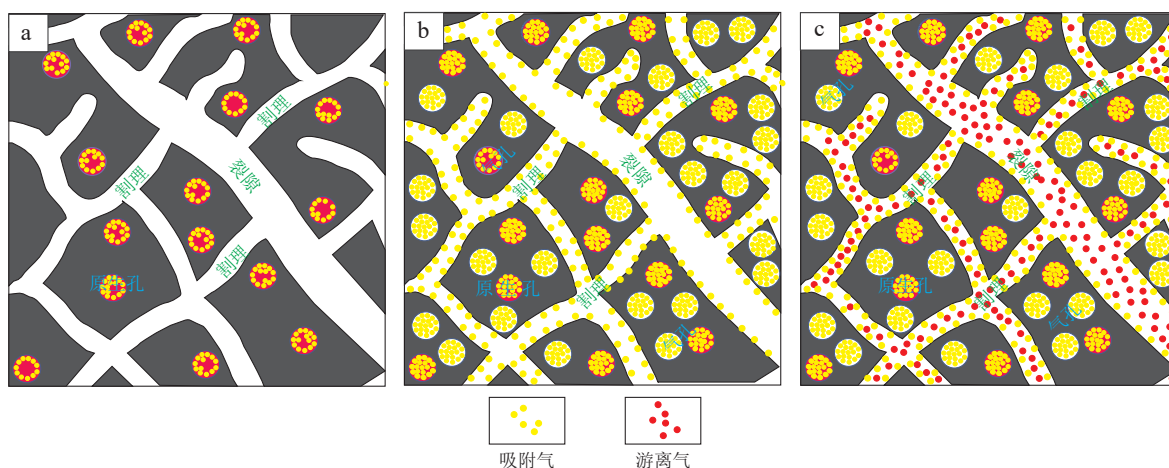


图1 煤岩生烃-运移过程示意图

Fig. 1 Schematic diagram of the hydrocarbon generation and migration process in coal rocks

a. 煤岩生烃初期(原生孔欠饱和和吸附气); b. 煤岩生烃中期(原生孔和气孔饱和和吸附气); c. 煤岩生烃高峰期(游离气向割理、裂缝充注)

缝,增大储集空间,提高渗流能力。构造挤压带来微构造,形成隆凹相间的格局,隆区应力释放物性较好、含气性高(图2)。挤压应力可降低压实作用影响,保护已形成的孔隙,改善储层物性^[43]。②提高封闭性。挤压应力还会引起流体压力的快速增加,形成超压环境,增强封闭条件,阻止油气外逸。构造挤压作用容易产生断层岩封闭,阻挡油气散失。③促进生烃和运移^[44]。构造挤压活动会产生摩擦热,形成的断裂可能沟通深部热液等流体,造成地层温度升高,提高有机质成熟度,加速有机质热降解作用过程生成烃类。构造挤压为油气运移提供了动力和通道(裂缝)^[45],在挤压应力作用下,油气成藏具有从高应力区向低应力区运移富集的趋势。

构造挤压对源岩油气藏形成的破坏性作用主要表现在3个方面:①储层伤害。强烈的挤压作用会造成岩石结构破碎,孔隙压缩和裂缝闭合,损害储层物性。如川东渝南地区挤压应力加剧龙马溪组页岩孔隙压实及黏土矿物转化,对大孔及微裂隙破坏明显^[46],渝东北地区高强度构造挤压作用导致龙马溪组页岩孔隙闭合、连通性变差^[47]。鄂尔多斯盆地石楼北区块构造复杂区煤体结构变形破坏,形成碎粒煤和糜棱煤。另外,挤压作用差异可能进一步造成储层非均质性增强,构造复杂区比构造稳定区储层物性差。②生烃抑制。构造挤压可能改变烃源岩的物质组成和大分子结构,降低化学反应速率,抑制有机质成熟和生烃作用。③油气散失。构造挤压使地层抬升剥蚀和褶皱变形,产生的断层或裂缝可

能切穿烃源岩及其顶、底板盖层,破坏源岩油气藏的封闭性,提供油气运移通道,造成油气泄漏。如鄂尔多斯盆地大宁-吉县区块东部斜坡带逆断层发育导致煤岩含气性变差。川东南盆缘松坎地区五峰组抬升剥蚀与褶皱变形造成页岩气侧向运移和散失^[48]。

构造挤压是源岩油气藏形成的重要动力,影响因素主要包括构造变形位置、地应力场特征、挤压强度和期次以及岩石力学特征等。在勘探开发研究过程中,需要综合运用三维地震资料处理解释、构造解析、应力场分析和储层精细表征等技术方法,识别甜点段(区)。

2.2 微纳米级孔喉-裂隙系统提供油气运移通道和聚集场所

微纳米级孔喉-裂隙系统是源岩油气藏的主要储集空间与渗流通道,其结构特征直接影响油气的赋存运聚机理和可动用性。微纳米级孔喉-裂隙系统的结构特征主要体现在以下2个方面:①多尺度融合性。源岩油气储层孔隙-裂隙系统主要包括纳米级孔喉(通常孔喉直径 $< 100\text{ nm}$)和微米级裂隙(裂隙开度介于 $0.1 \sim 50.0\text{ }\mu\text{m}$)。有机质孔是源岩油气储层纳米级孔喉系统的主要构成,其次为黏土矿物层间孔等无机矿物微孔。如大宁-吉县深层煤岩微孔(孔隙直径 $< 2\text{ nm}$)最为发育,平均总孔容占比81%^[6];川南龙马溪组页岩纳米孔隙以 $2 \sim 40\text{ nm}$ 孔径为主,该孔径区间孔隙体积占总孔隙体积的88.39%、孔隙比表面积占总孔

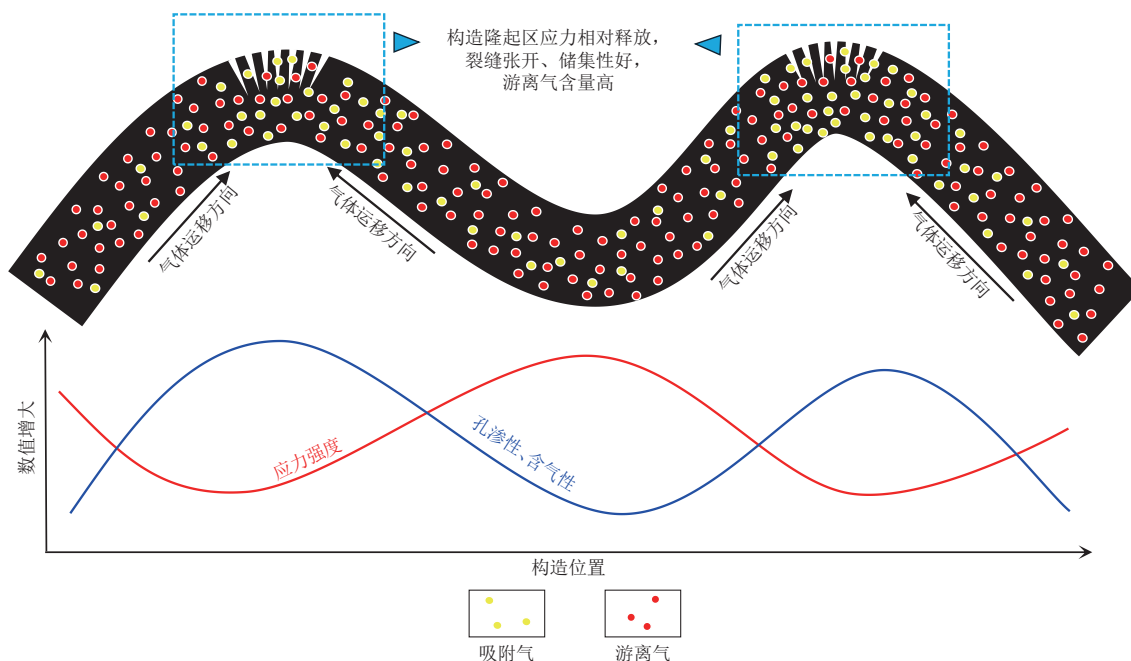


图2 构造挤压对煤岩气成藏影响示意图

Fig. 2 Schematic diagram illustrating the impacts of tectonic compression on coalbed methane (CBM) accumulation

隙比表面积的98.85%^[49]。微米级裂隙主要包括成岩收缩缝、层理缝、超压裂缝和构造微裂缝等,其中层理缝通常是微米级裂隙系统的主要构成。此外,由孔喉和微裂缝组合形成的复合孔缝也是源岩油气的重要储集空间。如松辽盆地青山口组页岩中有机质-黏土矿物复合孔-缝是页岩油的主要储集空间,其总孔容占比可达总孔隙的70%以上^[50]。②多维度网络连通性。源岩油气储层微米级裂缝发育密度较高,裂隙系统呈“主缝-支缝-微缝”分级分布,与纳米级孔隙共同构成了蜘蛛网般的三维立体通道。如渝东南LY-1井优质页岩层段平均微裂缝线密度为70条/m^[51],大宁-吉县区块煤岩面割理密度为3~10条/(5 cm),端割理密度为2~15条/(5 cm),呈线状和网状分布^[6]。

微纳米级孔喉和裂隙系统对源岩油气运移聚集的控制作用主要表现在以下3个方面:①油气赋存的核心场所。微纳米级孔隙表面赋存吸附态油气,而微裂隙则提供游离态油气储集空间。例如,页岩有机质微孔(孔隙直径<2 nm)的孔隙比表面积可达200~300 m²/g,为甲烷分子提供了大量吸附位点,大幅提升单位体积吸附量^[52]。大宁-吉县地区深部煤岩气藏游离气含量介于17%~43%,其游离气主要赋存于微裂隙中^[53]。②油气运移的关键通道。页岩气和煤层气微观产出普遍经历解吸、扩散、滑移流和黏性流过程:扩散主导,如页岩微孔(孔隙直径<2 nm)中气体的表面扩散对气体传输的贡献率可高达92.95%^[54];滑移流动,当气体分子平均自由程接近微孔隙的孔径时产生滑移效应,表观渗透率提高几十至数百倍;黏性流动,储层压裂后形成“基质-微裂缝-主缝”的多尺度分级流动,其中微裂缝起关键桥梁作用。③油气保存的重要内因。源岩油气储层纳米级孔隙结构复杂,孔喉非常狭窄,毛细管阻力很高,油气藏自封闭作用强^[55],有利于微纳米级孔喉-裂隙系统中油气的聚集和保存。

2.3 自封闭作用提供良好油气保存条件

自封闭作用是指油气通过自身内部或者油气与储集层介质界面之间的分子间作用力在储集层中富集保存成藏的地质作用^[55-56]。它是源岩油气藏内部的保存机制,可与外部盖层封堵协同作用,其形成机制主要体现在2个方面:①分子间作用力主导。页岩中吸附气通过范德华力吸附于有机质纳米孔表面,煤岩中吸附气(占主体)通过化学吸附固定于煤大分子,形成“吸附封闭”;同时,源岩与围岩的毛细管压力差(当孔喉半径<1 μm时,毛细管压力>10 MPa)形成“毛细管封闭”。②“生-储-盖一体”结构。烃源岩既是生烃层(提供油

气)和储集层(微、纳米孔喉存储油气),也是盖层(低渗透率抑制逸散)。

2.3.1 多种分子间作用力协同作用是源岩油气藏自封闭作用形成的基础

油气分子间作用力可以表现为分子黏滞力、分子缩合力、分子界面力(毛细管压力)、分子吸附力与分子笼合力等^[55]。由于油气高压物性参数、储层物性参数和温-压条件等的差异,源岩油气藏内部分子间作用力呈现多种形式,自封闭作用的主导作用力也呈现诸多类型。

页岩和煤岩储层孔隙类型多样(有机孔和无机孔)、孔喉较小(孔径可达纳米级)且孔径分布范围大(纳米—毫米级别),不同的孔隙尺寸其自封闭作用也存在差异^[57-58]。吸附态油气主要赋存于微纳米级孔隙空间,限域效应和位阻效应更强,自封闭效应受分子吸附力主导。游离态油气则主要赋存于较大孔裂隙中,主要受毛细管力控制形成自封闭。此外,也有学者研究认为,在煤岩气自封闭作用中,地应力也扮演者重要角色^[59]。由此可见,源岩油气藏形成的动力机制往往是多种分子间作用力协同作用的。

2.3.2 源岩与围岩的毛细管压力差导致源岩形成自封闭系统

源岩油气藏的油气赋存状态与常规油气藏不同,油气藏形成于烃源岩内部,由于其极端的致密性和束缚动力场的存在,油气的运移和聚集主要受毛细管力和生烃增压等的控制。这种情况下,烃源岩与围岩之间的毛细管压力差可能导致油气在烃源岩内部形成自封闭系统,从而控制着油气的富集。例如渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩油原油在生烃增压驱动下,以游离态和吸附态经过短距离初次运移聚集于长英质页岩储集体中,层理缝、构造缝、粒间孔、有机质孔和广泛分布的微纳米级孔喉系统为原油运移、聚集提供通道和储集空间,构成“自生自储、源-储一体”的页岩油成藏模式。另外,围岩的封盖条件对油气藏的形成也有影响,源岩本身可与围岩协同作用保存成藏。例如四川盆地龙马溪组页岩气藏的顶部发育厚层页岩作为盖层抑制油气散失,同时龙一段页岩内部各亚段之间通过自封闭(毛细管力和吸附力作用)保存天然气(图3)。

2.3.3 自封闭作用对油气藏含油气性和边界具有控制作用

自封闭作用具有相对性和动态性,主要产生在源

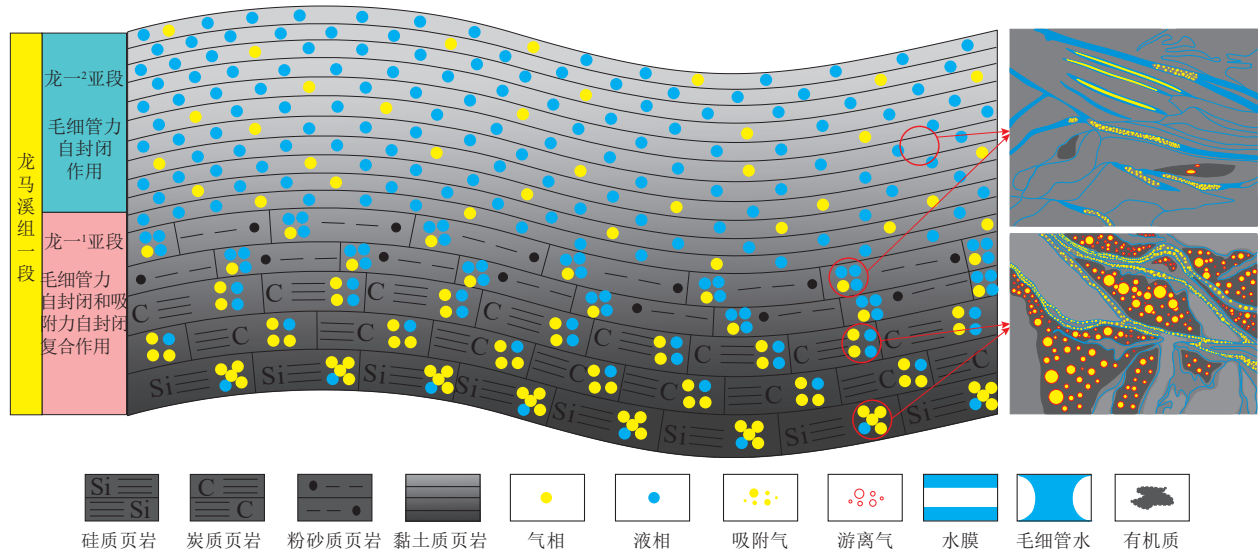


图3 四川盆地龙马溪组页岩气藏自封闭模式示意图(据文献[56]修改)

Fig. 3 Self-sealing model of the shale gas reservoir in the Longmaxi Formation, Sichuan Basin (modified after reference [56])

岩油气藏形成和保存过程中,并随着形成条件发生重大变化而破坏或者逐渐消失^[55-56]。自封闭作用越强(如高吸附性页岩和高镜质组含量煤岩),油气逸散程度越低,含油气量越高。因此,自封闭作用直接控制着源岩油气藏的含油气性及其分布边界。以页岩气藏为例,页岩气自封闭作用是多种地质要素(如页岩矿物含量、总有机碳含量、孔隙度、含水饱和度、孔隙结构参数和含气性等)在多种微观机制共同作用下的结果。如宋岩和万成祥^[56]根据页岩品质、孔隙结构特征及含水饱和度的空间分异规律,将四川盆地龙一段页岩气藏划分为上、下2个自封闭体系,二者储层参数存在显著差异(表1)。上体系以黏土质页岩为主,下体系以硅质和黏土质页岩为主。下体系页岩总有机碳含量(*TOC*)、孔隙度和孔隙比表面积均高于上体系,而平均孔径和含水饱和度则低于上体系。上部龙一²亚段气藏以毛细管力自封闭为主,下部龙一¹亚段气藏则表现为毛细管力自封闭和吸附力自封闭的复合作用模式。

2.4 微运聚形成甜点和富集成藏

在源岩油气藏的形成过程中,烃类微运移是关键环节之一。由于烃源岩孔隙度和渗透率极低,油气在生烃增压和毛细管压力差等动力作用下,主要通过微裂缝、微孔隙及有机孔等通道在岩层内部发生运移。此外,源岩层内发育多种纹层或薄夹层,这些层段在生烃能力和储集能力上存在显著差异,正是这种非均质性促使油气在不同层间发生微运移并重新分布,从而影响油气的聚集与成藏过程。

微运聚的发生条件主要包括2个方面:①生烃增压驱动,烃源岩生烃(如干酪根生油体积膨胀11%~15%)导致超压,突破孔喉毛细管阻力,驱动油气运移。②储层非均质性诱导,富有机质纹层(高生烃能力)与贫有机质纹层(高孔渗性)的岩相差异形成毛细管压差,促使油气从源纹层向储纹层运移。

微运聚的作用效果主要包括2个方面:①形成“甜点段”,油气在孔渗性较好的贫有机质纹层或光亮煤-

表1 四川盆地龙马溪组页岩气藏自封闭体系参数差异性(据文献[56]修改)

Table 1 Differences in self-sealing system parameters of the shale gas reservoir in the Longmaxi Formation, Sichuan Basin (modified after reference [56])								
自封闭体系	层位	主要封闭机理	矿物组分	<i>TOC</i> /%	孔隙度/%	平均孔径/nm	孔隙比表面积/(cm²/g)	含水饱和度/%
上体系	龙一²亚段	毛细管力自封闭作用	黏土质为主	0.73	3.29	4.12	16.47	48.97
下体系	龙一¹亚段4小层	毛细管力自封闭和吸附力自封闭复合作用	黏土质和硅质为主	2.35	4.68	3.69	27.01	39.24
	龙一¹亚段1—3小层	毛细管力自封闭和吸附力自封闭复合作用	硅质为主	4.05	5.19	3.66	33.60	20.28

注:*TOC*为总有机碳含量。

半亮煤中富集;②控制油气赋存状态,富有机质纹层以吸附态为主(如页岩吸附气占比20%~90%),贫有机质纹层以游离态为主(如沧东凹陷长英质纹层游离油占比高)。

以页岩储层为例,其矿物组分具有极强的非均质性,常在厘米—米级尺度上呈现明显旋回性变化,其储集空间涵盖纳米级有机质孔隙与矿物晶间孔、微米级粒间孔以及毫米级裂缝,呈现出显著的多尺度特征。这种非均质性会导致不同类型页岩在岩相、有机质含量、孔隙度及渗透率等方面存在显著差异^[60]。在富有机质页岩层系中,油气生成后首先被干酪根网络吸附,直至达到最大吸附量,并填满刚性颗粒间的孔隙。此后,多余的烃类将沿纹层、成岩裂缝和超压裂缝等路径,向相邻且孔渗性较好的贫有机质纹层或薄夹层中运移,并在其中聚集。页岩油是页岩内部生成的原油未能完全排出而滞留或仅经历短距离运移至相邻页岩分层聚集的结果,具有明显的自生自储或源—储一体的特征。沧东凹陷孔二段以发育纹层状页岩油为主,长英质纹层和有机质—黏土质纹层高频互层发育,其中长英质纹层为主要储集层,粒间孔、晶间孔和溶蚀孔沿纹层连续分布。应用全息荧光扫描技术+微钻开展沧东凹陷孔二段不同组分纹层含油性分析,官108-8

井孔二段3 231.55 m深度处长英质纹层含油量为27.1 mg/g,有机质—黏土质纹层含油量为6.3 mg/g,长英质纹层含油量高于黏土有机质纹层,显示页岩油由富有机质纹层(源)向长英质纹层(储)微运移成藏^[61](图4)。页岩层系富/贫有机质纹层间存在显著的页岩油微运移现象,富有机质纹层生成的重烃组分优先溶胀或吸附滞留于干酪根中,轻烃组分则以游离态运移到邻近的长英质或碳酸盐贫有机质纹层富集^[62]。这种微运移聚集的烃类呈现游离态,而在富有机质纹层中烃类呈现吸附态。这类“微源储结构”主导的微运聚现象广泛存在于页岩系统内部。页岩油的微运聚特征决定了其连续性分布特征,而页岩的贫有机质层也可能是“甜点段”是油气开采的潜在目标。

源岩油气藏中源岩都具有沉积相变频繁、多尺度孔隙—裂隙结构极其复杂等特征,导致源岩层系在生烃、运移和聚集过程中常伴随有短距离运移现象,即微运聚过程。页岩内部微运移控制着不同岩相页岩含油性与可动性,是页岩多层系含油、多甜点富集的主要作用机制^[60]。源岩油气藏中微运聚规律研究对于源岩油气藏可动用资源量评价和有利层段优选具有重要意义。源岩油气藏微运聚的动力主要来自于2个方面:①相邻分层非均质性引发的毛细管力差,迫使烃类从小孔径富有

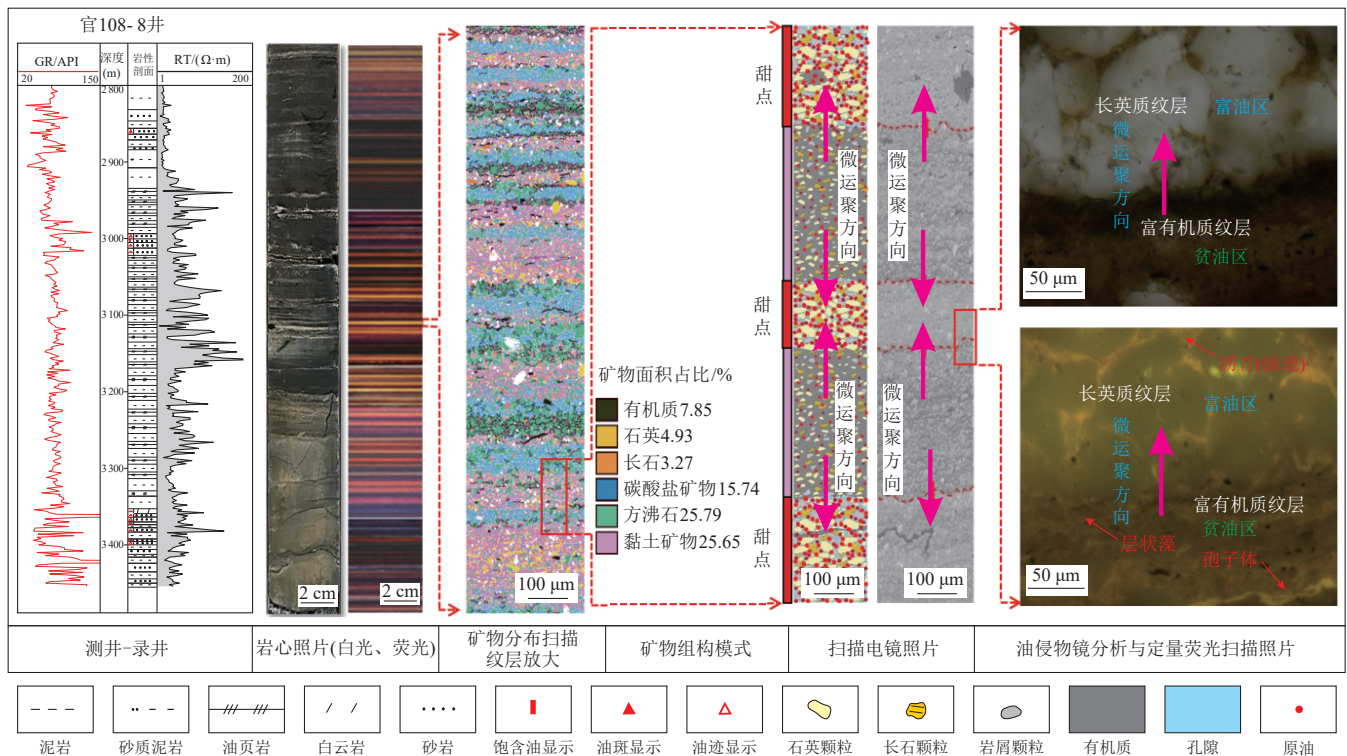


图4 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩油藏微运聚富集模式(据文献^[61]修改)

Fig. 4 Micro-scale migration and accumulation model of the shale oil reservoir in the 2nd member of the Kongdian Formation, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin(modified after reference [61])

机质纹层向邻近大孔径贫有机质纹层运移;②由于干酪根与其所生成油密度的差异,在生烃过程中形成超压,促使富有机质源岩生烃运移。这2种动力对应的就是前文讨论的生烃增压与毛细管压力差。源岩油气藏中微运聚示踪可以采用岩石热解参数^[63]、烃类族组分^[64]、干湿指数、非烃化合物、生物标志化合物^[65]及同位素^[66]等方法进行研究。不同方法的示踪效果存在差异,应考虑热演化程度、岩相组合和源岩结构等地质因素的影响。

源岩油气藏中的“甜点段”是指烃源岩中物性较好、油气富集程度较高的层段。甜点段的发育范围即对应着源岩油气藏的边界,而源岩油气藏的边界发育往往是多种因素共同作用的结果,例如沉积相变化导致颗粒变粗、有机质含量高促使有机孔发育、构造活动形成裂缝等。渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩优势组构相控制着“甜点”和“甜点体”的分布,同时控制着储集层的物性和含油性,最好的组构相为纹层状长英质页岩,富有机质纹层和富长英质纹层呈高频互层,页岩油由富有机质纹层(源)向富长英质纹层(储)微运移成藏,形成了C1③和C3⑧两个甜点段(图5)。

3 勘探实践

3.1 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩油藏

渤海湾盆地黄骅坳陷沧东凹陷孔二段整体为半干旱-半潮湿气候背景下的封闭咸化陆相湖盆,湖盆面积较小(面积<1500 km²),受盆外隆起和盆内凸起物源控制,形成多个向湖盆延伸的物源体系,砂屑物源输入强度大,湖盆中心以半深湖-深湖相泥页岩沉积为主,发育典型的页岩油藏^[3-5,67-69]。

3.1.1 成藏特征

沧东凹陷孔二段泥页岩厚度大,累计厚度达416 m,占孔二段总厚度的83.2%。G108-8井孔二段页岩500 m深度系统取心的厘米级观察描述及分析化验资料揭示,受物源输入强度变化、气候周期变化及沉积速率变化等因素影响,主要发育纹层型页岩,单一纹层厚度为0.05~0.50 mm,纹层密度可达10层/mm。页岩油富集层具有高频纹层(>10层/mm)、高有机质丰度(TOC为2%~6%)、高长英质含量(含量>50%)及低黏土矿物含量(含量<25%)的“三高一低”优势组构相特征,既有利于生油,又有利于滞留油的赋存与流动。

孔二段页岩富有机质纹层和富长英质纹层呈高频互层,这种微观尺度高频纹层状源-储匹配利于油气

微运聚。富有机质纹层为生油层,富含层状藻和孢子体等有机物,有机质丰度较高(平均TOC为4.87%),有机质类型以I型和II₁型为主,处于低成熟-中等成熟阶段,镜质体反射率(R_o)介于0.66%~0.96%,整体以生油为主,烃源岩品质好,为页岩油藏的形成提供了良好的物质基础。富长英质纹层为储油层,富含石英和长石等无机矿物,发育粒间孔、晶间孔和溶蚀孔等无机孔(占比80%以上),沿纹层连续分布,孔径主体为100~1000 nm,实测孔隙度为0.24%~6.03%(平均值3.10%),渗透率为 $(0.03 \sim 10.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值 $0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),构成页岩油藏的有利储集空间,油气主要赋存于连续分布的微纳米级无机孔中。页岩油由富有机质纹层(源)向富长英质纹层(储)微运移成藏,这种纹层结构的“源-储”频繁互层利于成藏。高含有机质页岩有“强吸附性”,只有满足自身吸附后多余的液态烃才可动,即必须具有超越吸附烃量效应。孔二段页岩滞留烃含量高, S_i 为0.30~12.40 mg/g,平均值为3.21 mg/g,含油饱和度指数(OSI)为23.6~735.6 mg/g,平均值为168.6 mg/g,可动油含量最高的纹层状长英质页岩是最优甜点。据此提出“优势组构相-滞留烃超越效应”富集模式(图4),为甜点段划分与甜点区识别提供了重要的认识基础。

3.1.2 勘探成效

沧东凹陷作为陆相断陷盆地的典型代表,具有烃源岩厚度大、储层非均质性强和热演化程度中等的特点^[70]。根据沧东凹陷孔二段页岩油勘探开发实践,基于I类甜点识别标准($S_i > 3 \text{ mg/g}$, $\text{TOC} > 2\%$, $R_o > 0.7\%$),遴选出了7个I类甜点段,总厚度为156 m。采用该标准选出的甜点共投产9口水平井,试采效果显示各井产量差异大,60%的已投产水平井单井预计最终可采储量(EUR)小于 $1.5 \times 10^4 \text{ t}$ 。

近期以“优势组构相-滞留烃超越效应”富集模式为指导,通过大数据分析,优选出最为相关的 S_i 和压裂脆性指数等5个关键评价参数, S_i 是表征页岩油工业品位的关键核心参数,与水平井产量具有良好的正相关性。实践证实:当 S_i 大于6 mg/g时,甜点段水平井千米井段日产油量可达30 t以上。据此,将 S_i 大于6 mg/g确定为本区页岩油的最低工业品位(即页岩油藏下限);低于该值不具备工业价值,称为页岩油气。在孔二段500 m深度处,应用该评价标准在单井纵向上识别出C1③和C3⑧共两个甜点段富集层(图5),识别精度达到10 m级,已经被证实具备效益开发能力。目前,页岩油甜点普遍厚度范围仅为8~10 m,常规地震

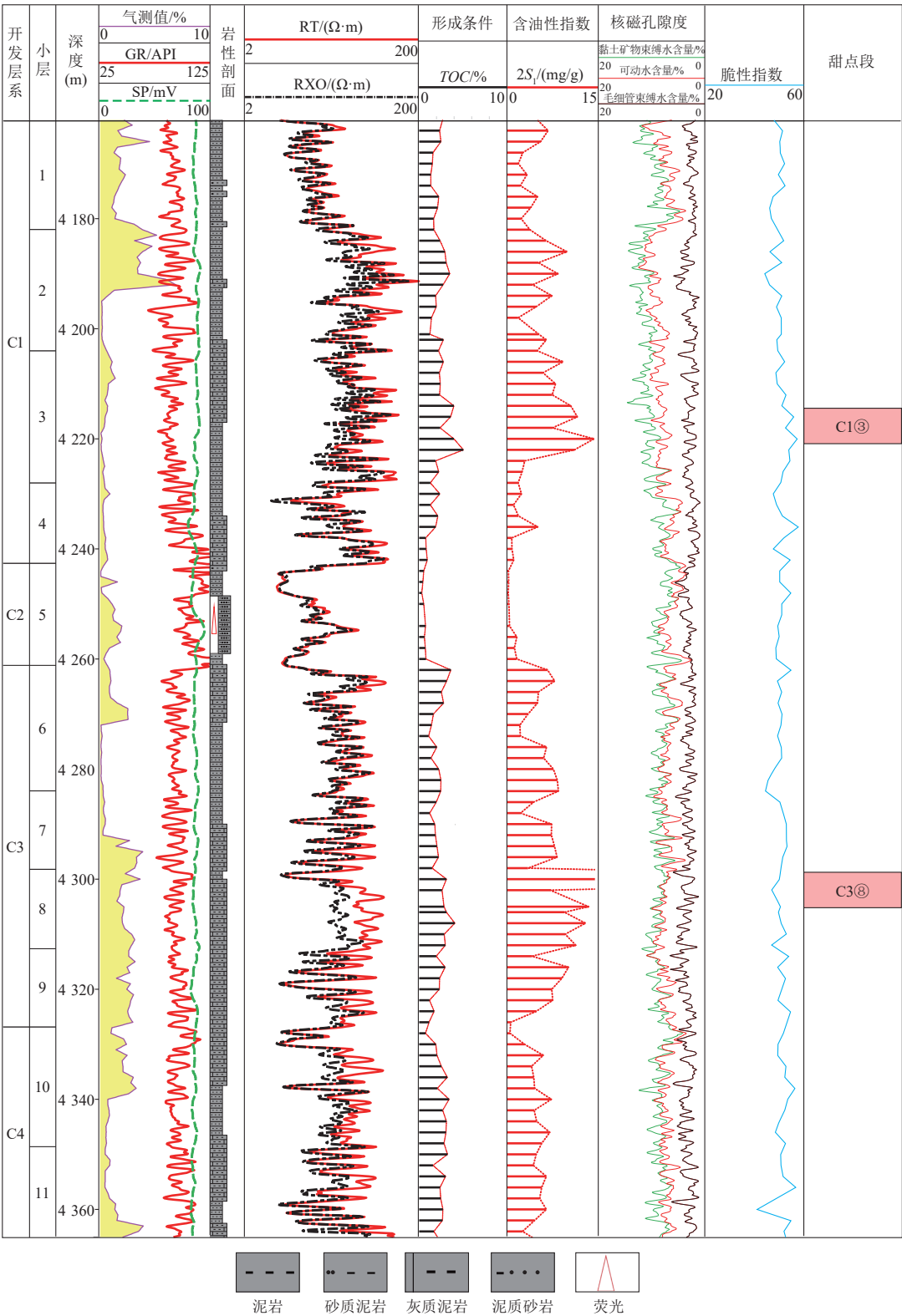


图5 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段甜点段识别综合柱状图

Fig. 5 Identification of sweet-spot intervals in the 2nd member of the Kongdian Formation, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

TOC. 总有机碳含量;S₁. 岩石热解总生烃量

(为便于显示,含油性指标取为S₁值的2倍。)

资料精度难以支撑其识别,因此当前页岩油气藏的识别主要依靠直井井控,即通过直井识别页岩油甜点范围,从而达到平面上控制油藏范围的目的。通过Z38井至KN17井之间孔二段页岩层系甜点对比显示(图6),

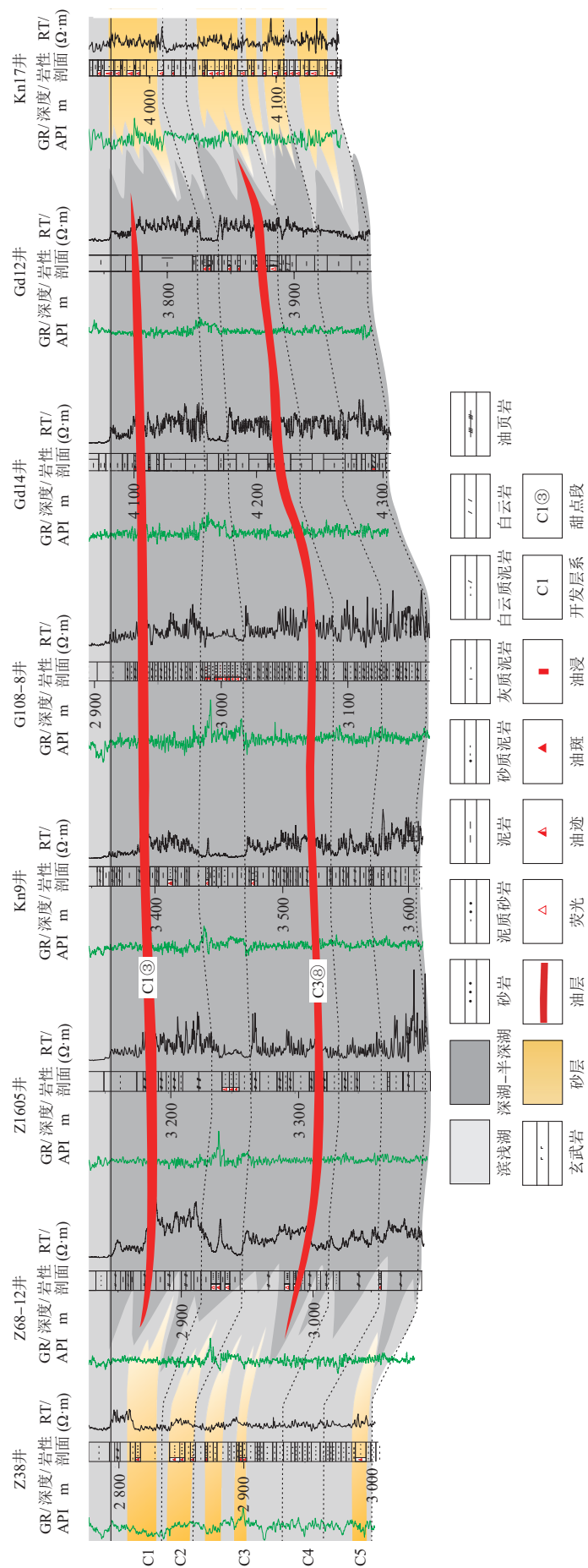


图6 渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩油藏甜点分布连井对比剖面(据文献[5]修改)

Fig. 6 Cross-well correlation of sweet spots in the shale oil reservoir of the 2nd member of the Kongdian Formation, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin (modified after reference [5])

孔二段发育C1③和C3⑧两个页岩甜点段,单个甜点厚度为9.0~12.0 m,累计厚度为81.4 m,横向上分布相对稳定,向两侧逐步过渡为砂岩相区。其中,官东地区C1③和C3⑧两个页岩甜点已被证实具备效益开发能力,有利面积为50.5~53.3 km²,估算页岩油资源量为 1.3×10^8 t。

2022—2023年,中国石油大港油田分公司在沧东5号平台针对C1③和C3⑧两套甜点段,采用“W”型立体交错布井方式部署了试验井组。完钻水平段长度平均值为1 973 m, S_1 平均值为10.5 mg/g,平均钻遇率为94.0%~96.7%。5号平台区11口井采用4.0 mm直径油嘴试油,压力为27.6~30.4 MPa,单井日产油量峰值为80~208 t。采用2.5~3.0 mm直径油嘴控压生产,平均生产近700 d,累计产油量为 18.4×10^4 t。预计平均单井EUR为 4.45×10^4 t,建成中国首个10万吨级陆相页岩油效益开发示范平台,完全成本为50美元/bbl。

3.2 鄂尔多斯盆地大宁-吉县区块煤岩气藏

“煤岩气”是以煤作为储集岩且处于煤炭开采经济技术极限深度以下煤层中的天然气,与煤层气(瓦斯)的伴生资源属性不同,煤岩气更强调从储层角度(岩石学的观点和方法)来研究煤层,主要针对埋深大于1 500 m,以高含气、高饱和气、吸附气与游离气共存形式赋存在煤岩中的天然气^[6]。鄂尔多斯盆地东南部大宁-吉县区块太原组8#煤层形成于潟湖-潮坪沉积环境,煤层厚度大、含气量高且连续性好,是目前煤岩气勘探开发的重点层系,属于典型的煤岩气藏。

3.2.1 成藏特征

大宁-吉县区块深层煤岩气成藏表现为二元富集模式,即连续稳定的优质煤岩是成烃控储的基础,良好的保存条件是成藏控产的关键。深层8#煤层厚度大(平均值为7.8 m),镜质组含量高(平均值为80.9%),热演化程度高(R_o 平均值为2.81%),生烃能力强,具备稳定的气源基础。深部8#煤层以微孔为主(平均孔容占总孔容的81%),割理裂隙发育,吸附能力强(兰氏体积平均值为27.6 m³/t),孔隙度低(平均值为3.5%),渗透率低(平均值为 0.05×10^{-3} μm²),含气量高(平均值为23.9 m³/t),储集空间多样、微观结构复杂,为气体的赋存、解吸和运移提供了有利空间。良好的保存条件也是煤岩气富集的关键之一。深部8#煤层顶、底板组合封闭性良好,顶部发育厚层灰岩,底部为泥岩或夹薄层砂岩,整体渗透率低,具备显著的遮挡与隔绝性能,构成稳定的保存环境。地层水多为CaCl₂型,总矿化度

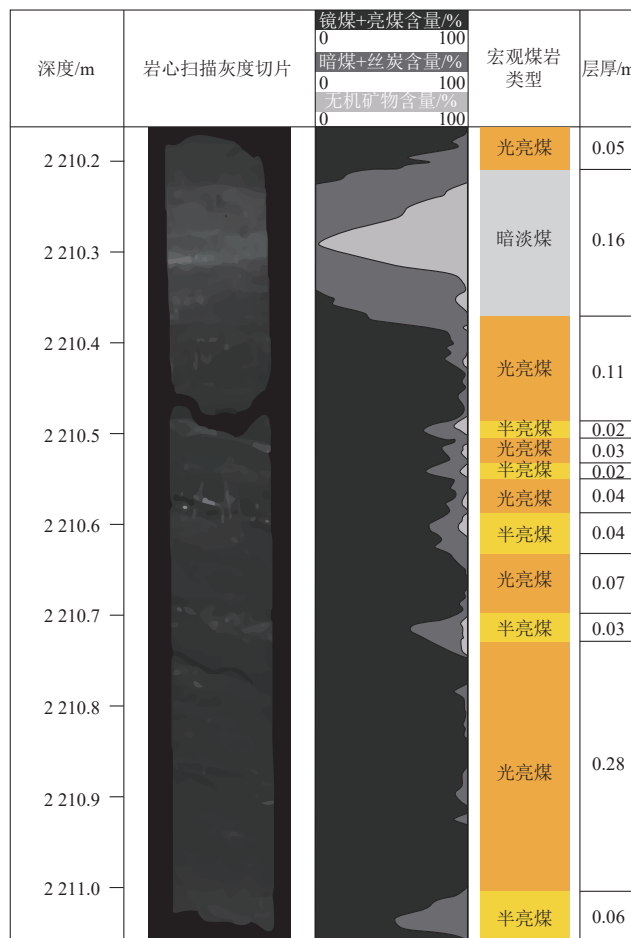


图7 鄂尔多斯盆地大宁-吉县区块太原组8#煤层宏观煤岩类型识别综合柱状图

Fig. 7 Identification of macroscopic coal-rock types in the No. 8 coal seam of the Taiyuan Formation, Daning-Jixian block, Ordos Basin

高(6 000~320 000 mg/L),水动力弱,流体封闭性强,进一步抑制气体逸散,维持煤层气高饱和状态。

在深部8#煤层内部,受煤相沉积、煤岩类型、孔裂隙结构以及气体运移机制的影响,煤层在纵向上存在显著差异。全直径CT扫描结果表明:煤岩类型在纵向上变化非常明显,具有分层结构,单一分层厚度为2~28 cm,层密度在10层/m以上(图7)。煤岩微观实验表明:光亮煤-半亮煤的生烃能力(镜质组含量)是暗淡煤的1.2倍,储集能力(孔容和孔隙比表面积)是暗淡煤的1.5倍,渗流能力(裂缝密度和渗透率)是暗淡煤的2~4倍。光亮煤-半亮煤具有“高镜质组含量、高孔隙度、高含气量、低灰分”特点,是深部煤岩气开发的最优甜点(图8)。8#煤层自下而上,光亮煤-半亮煤占比逐渐增多,黑金靶体位于8#煤层上部(图9)。煤层内部常见“光亮煤、半亮煤、半暗煤、暗淡煤”的互层结构,在煤岩生、排烃过程中,不同煤岩类型之间存在微运移。

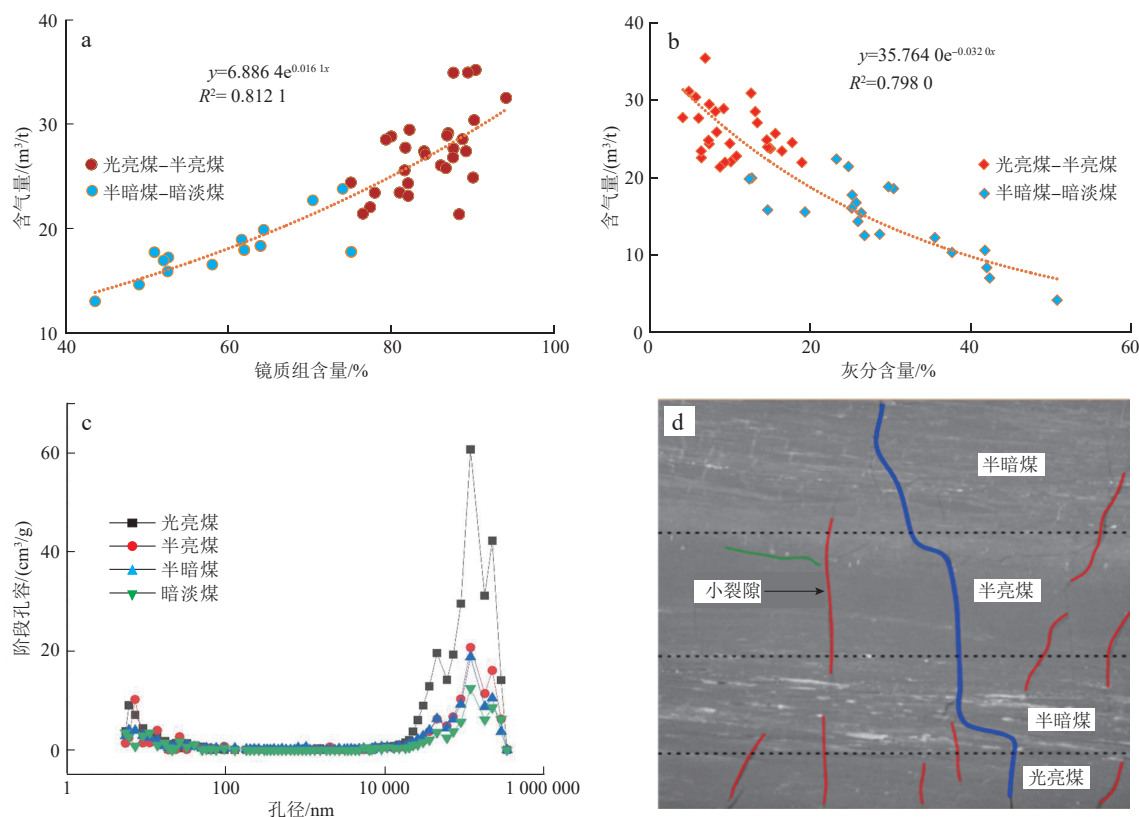


图8 鄂尔多斯盆地大宁-吉县区块太原组8#煤层含气性及孔隙-裂隙特征

Fig. 8 Gas-bearing properties and pore-fracture characteristics of the No. 8 coal seam of the Taiyuan Formation, Daning-Jixian block, Ordos Basin

a. 含气量与镜质组含量相关性; b. 含气量与灰分含量相关性; c. 不同煤岩类型孔径分布; d. 不同煤岩类型裂隙发育特征(扫描电镜照片)

此外,煤岩割理裂隙发育,既是游离气的储集空间,也是良好的运移通道。在生烃压力、浮力和重力的驱动下,游离气由基质孔隙向割理裂隙扩散运移,由此形成的天然气垂向微距离运聚,也是“黑金靶体”形成的重要因素。

3.2.2 勘探成效

大宁-吉县区块深层煤岩气具有含气量高、渗透率低和非均质性强等特点^[71]。中石油煤层气有限责任公司在该区开展了系统的地质评价和甜点优选研究工作,以深层煤岩气二元富集模式理论为指导,建立了太原组8#煤层甜点段富集层(黑金靶体)评价标准:镜质组含量大于75%、含气量大于20 m³/t和灰分含量小于20%。应用该标准,纵向上识别出甜点段富集层(黑金靶体)位于距8#煤层顶部4 m以内(图9),水平井动态监测表明黑金靶体是产量贡献主体,35%的黑金靶体贡献了60%的产量。

2023—2024年,中石油煤层气有限责任公司在大宁-吉县区块吉深6-7井区,针对太原组8#煤层黑金靶

体,部署实施水平井102口,平均水平段长度为1 220 m,黑金靶体钻遇率为95%,投产水平井97口,日产气量为 390.0×10^4 m³,首年平均日产气量为 5.3×10^4 m³,平均单井EUR为 $5\,567 \times 10^4$ m³,建成 10×10^8 m³/a产能工程。目前,大宁-吉县区块深层煤岩气探明地质储量已达 $3\,062 \times 10^8$ m³,日产气量超 700×10^4 m³,建成了年产油气当量 200×10^4 t的煤岩气田。

4 结论

1) 提出了源岩油气藏概念。源岩油气藏是指烃源岩内部通过油气层内微运聚或滞留作用形成,呈层状分布,含油量(S_i)或含气量(C)达到工业品位(可采量达到经济下限)的甜点段(区)。源岩油气藏就是烃源岩层内的甜点段(区),甜点就是藏。

2) 划分了源岩油气藏类型。依据烃源岩的岩石类型和生烃特征,将源岩油气藏划分为页岩油气藏和煤岩(层)气藏两大类。页岩油气藏是成熟-过成熟泥页岩已生成并滞留在泥岩、页岩及薄夹层中的油气聚

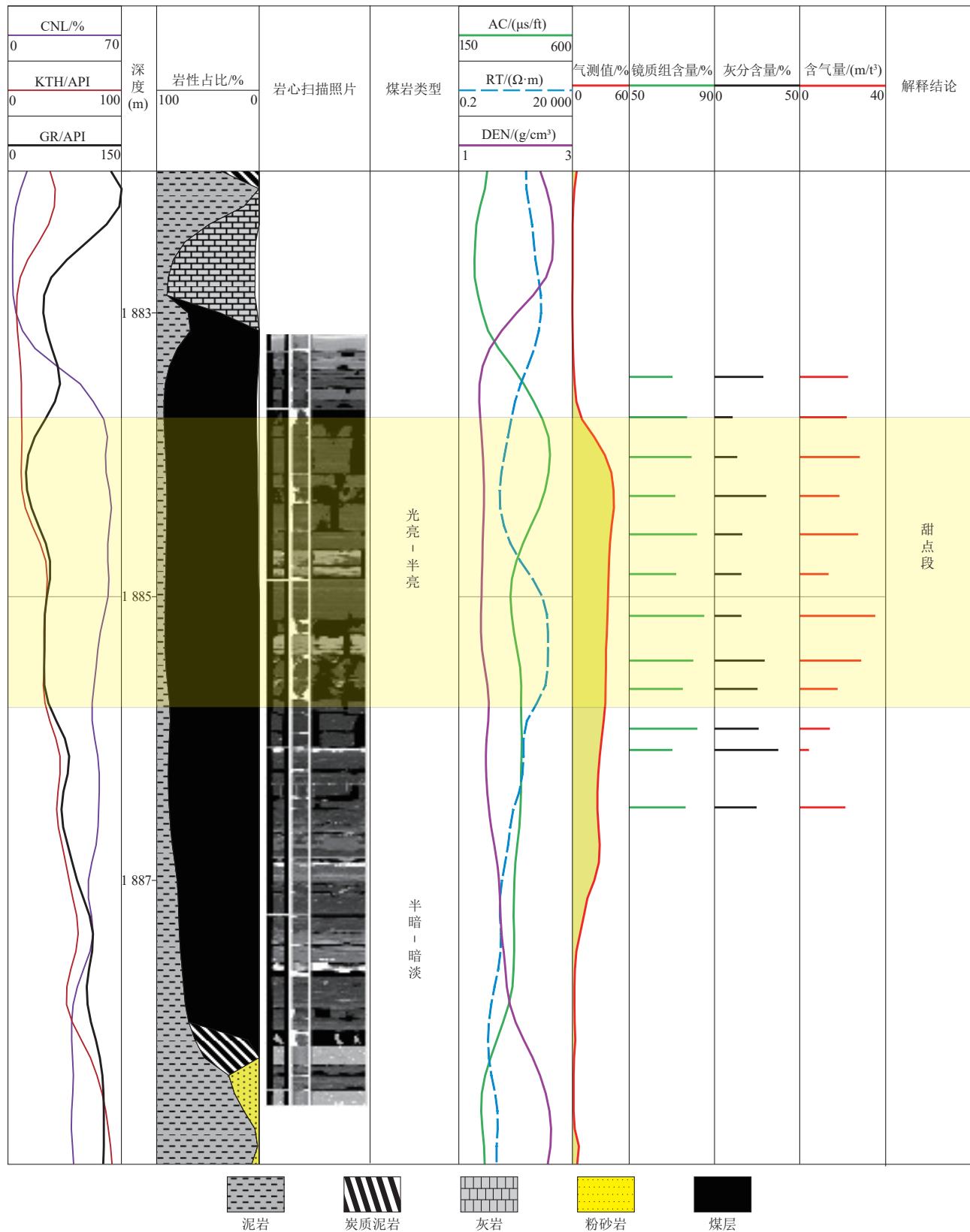


图9 鄂尔多斯盆地大宁-吉县区块太原组8#煤层甜点段(黑金靶体)识别综合柱状图

Fig. 9 Identification of sweet-spot intervals (“black-gold target bodies”) in the No. 8 coal seam of the Taiyuan Formation, Daning-Jixian block, Ordos Basin

集,优势组构相及超越效应是富集成藏的关键。煤岩(层)气藏是未熟-过成熟煤岩已生成并滞留在煤岩(层)中的天然气聚集,优质煤岩和良好保存条件是成藏控产的关键。

3) 揭示了源岩油气藏基本特征和形成机理。源岩油气藏一般具有“源-储同体、微运聚富集成藏、连续型大面积分布、发育甜点段(区)”的特征。源岩油气藏形成机理主要体现为压差驱动提供了成藏动力,微纳米级孔喉-裂隙系统提供了运移通道和聚集场所,自封闭提供了良好保存条件,微运聚形成甜点和富集成藏。

4) 指导了源岩油气藏勘探实践。渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩油藏,水平井单井日产油量峰值达208 t,建成中国首个10万吨级陆相页岩油效益开发平台;鄂尔多斯盆地大宁-吉县区块煤岩气藏,单井平均EUR达 $5\,567 \times 10^4 \text{ m}^3$,建成了年产油气当量 $200 \times 10^4 \text{ t}$ 的煤岩气田。源岩油气藏勘探开发效果显著,有望成为中国油气增储上产的核心方向。

参 考 文 献

- [1] 邹才能,赵群,丛连铸,等. 中国页岩气开发进展、潜力及前景[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 1-14.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, CONG Lianzhu, et al. Development progress, potential and prospect of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 1-14.
- [2] 马新华,张晓伟,熊伟,等. 中国页岩气发展前景及挑战[J]. 石油科学通报, 2023, 8(4): 491-501.
MA Xinhua, ZHANG Xiaowei, XIONG Wei, et al. Prospects and challenges of shale gas development in China [J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(4): 491-501.
- [3] 周立宏,蒲秀刚,陈长伟,等. 陆相湖盆细粒岩油气的概念、特征及勘探意义:以渤海湾盆地沧东凹陷孔二段为例[J]. 地球科学, 2018, 43(10): 3625-3639.
ZHOU Lihong, PU Xiugang, CHEN Changwei, et al. Concept, characteristics and prospecting significance of fine-grained sedimentary oil gas in terrestrial lake basin: A case from the second member of Paleogene Kongdian Formation of Cangdong Sag, Bohai Bay Basin[J]. Earth Science, 2018, 43(10): 3625-3639.
- [4] 周立宏,陈长伟,韩国猛,等. 陆相致密油与页岩油藏特征差异性及其勘探实践意义:以渤海湾盆地黄骅坳陷为例[J]. 地球科学, 2021, 46(2): 555-571.
ZHOU Lihong, CHEN Changwei, HAN Guomeng, et al. Difference characteristics between continental shale oil and tight oil and exploration practice: A case from Huanghua Depression, Bohai Bay Basin[J]. Earth Science, 2021, 46(2): 555-571.
- [5] 周立宏,陈长伟,杨飞,等. 渤海湾盆地沧东凹陷页岩油效益开发探索与突破[J]. 中国石油勘探, 2023, 28(4): 24-33.
ZHOU Lihong, CHEN Changwei, YANG Fei, et al. Research and breakthrough of benefit shale oil development in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(4): 24-33.
- [6] 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.
- [7] WILLIAMS K E. Source rock reservoirs are a unique petroleum system [C]//AAPG 2013 Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh, 2013. Houston, TX: AAPG, 2013: 41138.
- [8] 徐晨光. 烃源岩油气藏评价模拟系统设计与软件初步[D]. 西安: 西北大学, 2001.
XU Chenguang. Evaluation and modeling system of source rock reservoir and its preliminary software [D]. Xi'an: Northwest University, 2001.
- [9] 魏恒飞,李秋媛,毕建军,等. 论烃源岩层系含油气系统[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(6): 1-12.
WEI Hengfei, LI Qiuyuan, BI Jianjun, et al. Discussion on the petroleum system of hydrocarbon source-rock series[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(6): 1-12.
- [10] 罗群,赵贤正,蒲秀刚,等. 烃源岩油气藏的圈层效应特征、差异成藏机制与有序分布模式[J]. 地学前缘, 2023, 30(1): 174-186.
LUO Qun, ZHAO Xianzheng, PU Xiugang, et al. Source-rock reservoirs: Ring structure characteristic, differential accumulation mechanism and ordered distribution pattern [J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(1): 174-186.
- [11] 孙龙德,赵文智,刘合,等. 页岩油“甜点”概念及其应用讨论[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 1-13.
SUN Longde, ZHAO Wenzhi, LIU He, et al. Concept and application of “sweet spot” in shale oil [J]. Acta Petroli Sinica, 2023, 44(1): 1-13.
- [12] 陈更生,董大忠,王世谦,等. 页岩气藏形成机理与富集规律初探[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 17-21.
CHEN Gengsheng, DONG Dazhong, WANG Shiqian, et al. A preliminary study on accumulation mechanism and enrichment pattern of shale gas [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 17-21.
- [13] SELLEY R C, SONNENBERG S A. Elements of petroleum geology[M]. 3rd ed. Amsterdam: Academic press, 2015.
- [14] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [15] 张金川,薛会,张德明,等. 页岩气及其成藏机理[J]. 现代地质, 2003, 17(4): 466.
ZHANG Jinchuan, XUE Hui, ZHANG Deming, et al. Shale gas and its accumulation mechanism [J]. Geoscience, 2003, 17(4): 466.

- [16] 张金川, 汪宗余, 聂海宽, 等. 页岩气及其勘探研究意义[J]. 现代地质, 2008, 22(4): 640-646.
ZHANG Jinchuan, WANG Zongyu, NIE Haikuan, et al. Shale gas and its significance for exploration[J]. Geoscience, 2008, 22(4): 640-646.
- [17] 张小龙, 张同伟, 李艳芳, 等. 页岩气勘探和开发进展综述[J]. 岩性油气藏, 2013, 25(2): 116-122.
ZHANG Xiaolong, ZHANG Tongwei, LI Yanfang, et al. Research advance in exploration and development of shale gas[J]. Lithologic Reservoirs, 2013, 25(2): 116-122.
- [18] 邹才能, 陶士振, 侯连华, 等. 非常规油气地质, [M]. 北京: 地质出版社, 2011.
ZOU Caineng, TAO Shizhen, HOU Lianhua, et al. Unconventional petroleum geology [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2011.
- [19] 全国自然资源与国土空间规划标准化技术委员会(SAC/TC 93). 页岩气资源量和储量估算规范: DZ/T 0254-2020[S]. 北京: 地质出版社, 2020.
National Technical Committee on Standardization of Natural Resources and Territorial Spatial Planning (SAC/TC 93). Regulation of shale gas resources and reserves estimation: DZ/T 0254-2020[S]. Beijing: Geological Publishing House, 2020.
- [20] 全国自然资源与国土空间规划标准化技术委员会(SAC/TC 93). 页岩层系石油储量估算规范: DZ/T 0501-2025[S]. 北京: 地质出版社, 2025.
National Standardization Technical Committee for Natural Resources and Land Spatial Planning (SAC/TC 93). Specification of shale layers oil reserves estimation: DZ/T 0501-2025 [S]. Beijing: Geological Publishing House, 2025.
- [21] 焦方正. 页岩气“体积开发”理论认识、核心技术与实践[J]. 天然气工业, 2019, 39(5): 1-14.
JIAO Fangzheng. Theoretical insights, core technologies and practices concerning “volume development” of shale gas in China [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(5): 1-14.
- [22] 刘乃震, 王国勇. 四川盆地威远区块页岩气甜点厘定与精准导向钻井[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 978-985.
LIU Naizhen, WANG Guoyong. Shale gas sweet spot identification and precise geo-steering drilling in Weiyuan Block of Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6): 978-985.
- [23] 马新华, 李熙喆, 梁峰, 等. 威远页岩气田单井产能主控因素与开发优化技术对策[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(3): 555-563.
MA Xinhua, LI Xizhe, LIANG Feng, et al. Dominating factors on well productivity and development strategies optimization in Weiyuan shale gas play, Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(3): 555-563.
- [24] 胡涛, 姜福杰, 庞雄奇, 等. 页岩油微运移识别、评价及其石油地质意义[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(1): 114-126.
HU Tao, JIANG Fujie, PANG Xiongqi, et al. Identification and evaluation of shale oil micro-migration and its petroleum geological significance[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(1): 114-126.
- [25] 文杰, 徐尚, 苟启洋, 等. 页岩油微运移研究进展及意义[J]. 地质科技通报, 2024, 43(4): 1-14.
WEN Jie, XU Shang, GOU Qiyang, et al. Research status and significance of shale oil micromigration[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2024, 43(4): 1-14.
- [26] 李士祥, 郭茂恒, 潘松圻, 等. 烃类源内微运移对页理型页岩油差异富集的影响——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7₃亚段为例[J]. 中国石油勘探, 2023, 28(4): 46-54.
LI Shixiang, GUO Qiheng, PAN Songqi, et al. Influence of intrasource micro-migration of hydrocarbons on the differential enrichment of laminated type shale oil: A case study of the third sub-member of the seventh member of the Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(4): 46-54.
- [27] 周文, 蒋柯, 徐浩, 等. 从页岩到页岩气储层: 论泥(页)岩层构成油气储集层的必要条件[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2025, 52(1): 140-152.
ZHOU Wen, JIANG Ke, XU Hao, et al. From shale to shale gas reservoir: On the necessary conditions for a shale layer to form an oil or gas reservoir [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2025, 52(1): 140-152.
- [28] 全国石油天然气标准化技术委员会(SAC/TC 355). 页岩油地质评价方法: GB/T 38718-2020[S]. 北京: 中国标准出版社, 2020.
National Petroleum and Natural Gas Standardization Technical Committee (SAC/TC 355). Geological evaluating methods for shale oil: GB/T 38718-2020 [S]. Beijing: Standards Press of China, 2020.
- [29] 刘惠民. 济阳拗陷古近系页岩油地质特殊性及其勘探实践——以沙河街组四段上亚段—沙河街组三段下亚段为例[J]. 石油学报, 2022, 43(5): 581-594.
LIU Huimin. Geological particularity and exploration practice of Paleogene shale oil in Jiyang Depression: A case study of the upper submember of Member 4 to the lower submember of Member 3 of Shahejie Formation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(5): 581-594.
- [30] 何文渊, 柳波, 张金友, 等. 松辽盆地古龙页岩油地质特征及关键科学问题探索[J]. 地球科学, 2023, 48(1): 49-62.
HE Wenyuan, LIU Bo, ZHANG Jinyou, et al. Geological characteristics and key scientific and technological problems of Gulong shale oil in Songliao Basin[J]. Earth Science, 2023, 48(1): 49-62.
- [31] 董大忠, 梁峰, 管全中, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气优质储层发育模式及识别评价技术[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 96-111.

- DONG Dazhong, LIANG Feng, GUAN Quanzhong, et al. Development model and identification evaluation technology of Wufeng-Longmaxi Formation quality shale gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(8): 96-111.
- [32] 张雷, 赵培华, 侯伟, 等. 鄂尔多斯盆地东缘山西组山₂³亚段泥页岩地球化学特征与沉积环境[J]. *天然气地球科学*, 2023, 34(2): 181-193.
- ZHANG Lei, ZHAO Peihua, HOU Wei, et al. Geochemical characteristics and sedimentary environment of mudshale in Shan₂³ sub-member of Shanxi Formation, eastern margin of Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2023, 34(2): 181-193.
- [33] 郭绪杰, 支东明, 毛新军, 等. 准噶尔盆地煤岩气的勘探发现及意义[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(6): 38-49.
- GUO Xujie, ZHI Dongming, MAO Xinjun, et al. Discovery and significance of coal measure gas in Junggar Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(6): 38-49.
- [34] 文龙, 明盈, 孙豪飞, 等. 四川盆地二叠系龙潭组深层煤岩气地质特征与勘探潜力——以NT1H井为例[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(6): 1678-1685.
- WEN Long, MING Ying, SUN Haofei, et al. Geological characteristics and exploration potential of deep coalbed methane in the Permian Longtan Formation, Sichuan Basin: A case study of Well NT1H [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(6): 1678-1685.
- [35] 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.
- [36] BERG R R, GANGI A F. Primary migration by oil-generation microfracturing in low-permeability source rocks: Application to the Austin Chalk, Texas [J]. *AAPG Bulletin*, 1999, 83(5): 727-756.
- [37] 腾格尔, 邱楠生, 俞凌杰, 等. 中国南方不同埋藏条件下海相页岩气差异保存机理[J]. *地质学报*, 2024, 98(11): 3285-3301.
- BORJIGEN Tenger, QIU Nansheng, YU Lingjie, et al. Differential preservation mechanisms of marine shale gas under varying burial conditions in southern China [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2024, 98(11): 3285-3301.
- [38] 杨小艺, 刘成林, 王飞龙, 等. 渤海湾盆地渤中凹陷西南洼古近系东营组超压分布特征及成因[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(1): 96-112.
- YANG Xiaoyi, LIU Chenglin, WANG Feilong, et al. Distribution and origin of overpressure in the Paleogene Dongying Formation in the southwestern sub-sag, Bozhong Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(1): 96-112.
- [39] 郭小文. 含油气盆地生烃增压演化研究——以东营凹陷和白云凹陷为例[D]. 武汉: 中国地质大学, 2010.
- GUO Xiaowen. Overpressure evolution caused by hydrocarbon generation in petroliferous basins—Two cases studies from Dongying and Baiyun depressions [D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2010.
- [40] 王强, 魏祥峰, 魏富彬, 等. 川东南涪陵地区五峰组—龙马溪组页岩气藏中的超压作用[J]. *石油实验地质*, 2019, 41(3): 333-340.
- WANG Qiang, WEI Xiangfeng, WEI Fubin, et al. Overpressure in shale gas reservoirs of Wufeng-Longmaxi formations, Fuling area, southeastern Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2019, 41(3): 333-340.
- [41] 刘伟新, 卢龙飞, 叶德燎, 等. 川东南地区奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩气异常压力封存箱剖析与形成机制[J]. *石油实验地质*, 2022, 44(5): 804-814.
- LIU Weixin, LU Longfei, YE Deliao, et al. Significance and formation mechanism of abnormally pressured compartments of shale gas in the Ordovician Wufeng-Silurian Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(5): 804-814.
- [42] 鲁雪松, 赵孟军, 张凤奇, 等. 准噶尔盆地南缘前陆冲断带超压发育特征、成因及其控藏作用[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(5): 859-870.
- LU Xuesong, ZHAO Mengjun, ZHANG Fengqi, et al. Characteristics, origin and controlling effects on hydrocarbon accumulation of overpressure in foreland thrust belt of southern margin of Junggar Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(5): 859-870.
- [43] ZENG Lianbo, WANG Hongjun, GONG Lei, et al. Impacts of the tectonic stress field on natural gas migration and accumulation: A case study of the Kuqa Depression in the Tarim Basin, China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2010, 27(7): 1616-1627.
- [44] 苗洪波, 陈红汉, 王立武, 等. 大型挤压构造事件对油气成藏的影响[J]. *石油实验地质*, 2009, 31(1): 63-67.
- MIAO Hongbo, CHEN Honghan, WANG Liwu, et al. Influence of large-scale tectonic compression events on the hydrocarbon accumulation [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2009, 31(1): 63-67.
- [45] 马海龙, 刘一锋, 邱楠生, 等. 西昆仑山前南缘构造带超压与油气成藏关系[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(12): 2049-2061.
- MA Hailong, LIU Yifeng, QIU Nansheng, et al. Relationship between overpressure and hydrocarbon accumulation in the southern piedmont of West Kunlun Mountains [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(12): 2049-2061.
- [46] 彭钰洁, 朱炎铭. 挤压应力对川东渝南龙马溪组页岩孔隙的影响[J]. *特种油气藏*, 2016, 23(2): 132-135.
- PENG Yujie, ZHU Yanming. Impact of compressive stress on

- shale pores in the Longmaxi Formation in eastern Sichuan and southern Chongqing[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2016, 23(2): 132-135.
- [47] 付文鼎, 尚福华, 麻书玮, 等. 渝东北地区龙马溪组页岩孔隙结构特征及其主控因素[J]. *沉积与特提斯地质*, 2024, 44(4): 796-808.
- FU Wending, SHANG Fuhua, MA Shuwei, et al. Pore structure characteristics and main controlling factors of the Longmaxi shales in northeastern Chongqing[J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 2024, 44(4): 796-808.
- [48] 曾宇, 侯宇光, 胡东风, 等. 川东南盆缘常压区页岩裂缝脉体特征及古压力演化[J]. *地球科学*, 2022, 47(5): 1819-1833.
- ZENG Yu, HOU Yuguang, HU Dongfeng, et al. Characteristics of shale fracture veins and paleo-pressure evolution in normal pressure shale gas zone, southeast margin of Sichuan Basin[J]. *Earth Science*, 2022, 47(5): 1819-1833.
- [49] 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 川南龙马溪组页岩气储层纳米孔隙结构特征及其成藏意义[J]. *煤炭学报*, 2012, 37(3): 438-444.
- CHEN Shangbin, ZHU Yanming, WANG Hongyan, et al. Structure characteristics and accumulation significance of nanopores in Longmaxi shale gas reservoir in the southern Sichuan Basin [J]. *Journal of China Coal Society*, 2012, 37(3): 438-444.
- [50] 孙龙德, 王凤兰, 白雪峰, 等. 页岩中纳米级有机黏土复合孔隙的发现及其科学意义——以松辽盆地白垩系青山口组页岩为例[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(4): 708-719, 758.
- SUN Longde, WANG Fenglan, BAI Xuefeng, et al. Discovery of nano organo-clay complex pore-fractures in shale and its scientific significances: A case study of Cretaceous Qingshankou Formation shale, Songliao Basin, NE China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(4): 708-719, 758.
- [51] 张颖, 张海涛, 何希鹏, 等. 渝东南武隆地区龙马溪组页岩孔隙裂隙特征研究[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2018, 40(4): 29-39.
- ZHANG Ying, ZHANG Haitao, HE Xipeng, et al. Shale pore characteristics of Longmaxi Formation in Wulong area, southeastern Chongqing [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2018, 40(4): 29-39.
- [52] 刘香禹, 张烈辉, 李树新, 等. 考虑页岩多重吸附机制的超临界甲烷等温吸附模型[J]. *石油学报*, 2022, 43(10): 1487-1499.
- LIU Xiangyu, ZHANG Liehui, LI Shuxin, et al. Supercritical methane isothermal adsorption model considering multiple adsorption mechanisms in shale[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(10): 1487-1499.
- [53] 杨焦生, 冯鹏, 唐淑玲, 等. 大宁—吉县区块深部煤层气相态控制因素及含量预测模型[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1879-1891.
- YANG Jiaosheng, FENG Peng, TANG Shuling, et al. Phase control factors and content prediction model of deep coalbed methane in Daning-Jixian block [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1879-1891.
- [54] 吴克柳, 李相方, 陈掌星. 页岩纳米孔吸附气表面扩散机理和数学模型[J]. *中国科学: 技术科学*, 2015, 45(5): 525-540.
- WU Keliu, LI Xiangfang, CHEN Zhangxing. The mechanism and mathematical model for the adsorbed gas surface diffusion in nanopores of shale gas reservoirs [J]. *Scientia Sinica (Technologica)*, 2015, 45(5): 525-540.
- [55] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩. 论非常规油气成藏机理: 油气自封闭作用与分子间作用力[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(3): 437-452.
- JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. The mechanism of unconventional hydrocarbon formation: Hydrocarbon self-containment and intermolecular forces [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(3): 437-452.
- [56] 宋岩, 万成祥. 四川盆地龙马溪组页岩气自封闭机理及差异[J]. *石油学报*, 2025, 46(9): 1677-1687.
- SONG Yan, WAN Chengxiang. Mechanisms and differences of self-sealing in shale gas reservoirs of Longmaxi Formation in Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2025, 46(9): 1677-1687.
- [57] 郭旭升, 王濡岳, 申宝剑, 等. 中国页岩气地质特征、资源潜力与发展方向[J]. *石油勘探与开发*, 2025, 52(1): 15-28.
- GUO Xusheng, WANG Ruyue, SHEN Baojian, et al. Geological characteristics, resource potential, and development direction of shale gas in China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(1): 15-28.
- [58] 陈君青, 贾承造, 姜林, 等. 全油气系统非常规油气成藏过程中自封闭作用的主要类型与定量表征[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(4): 1071-1091.
- CHEN Junqing, JIA Chengzao, JIANG Lin, et al. Major types and quantitative characterization of self-sealing during the accumulation of unconventional hydrocarbons in the whole petroleum system [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(4): 1071-1091.
- [59] 陈世达, 汤达祯, 陶树. 原位地应力约束下煤储层自封闭作用及其成藏效应[J]. *煤炭学报*, 2021, 46(8): 2466-2478.
- CHEN Shida, TANG Dazhen, TAO Shu. Self-sealing of coals and CBM accumulation effect constrained by in situ stress [J]. *Journal of China Coal Society*, 2021, 46(8): 2466-2478.
- [60] HU Tao, PANG Xiongqi, JIANG Fujie, et al. Movable oil content evaluation of lacustrine organic-rich shales: Methods and a novel quantitative evaluation model [J]. *Earth-Science Reviews*, 2021, 214: 103545.
- [61] 周立宏, 王华, 陈长伟, 等. 陆相页岩油地质学[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 2024.
- ZHOU Lihong, WANG Hua, CHEN Changwei, et al. *Geology of lacustrine shale oil* [M]. Wuhan: China University of Geosciences

- Press, 2024.
- [62] HU Tao, LIU Yuan, JIANG Fujie, et al. A novel method for quantifying hydrocarbon micromigration in heterogeneous shale and the controlling mechanism[J]. *Energy*, 2024, 288: 129712.
- [63] HAN Yuanjia, HORSFIELD B, MAHLSTEDT N, et al. Factors controlling source and reservoir characteristics in the Niobrara shale oil system, Denver Basin[J]. *AAPG Bulletin*, 2019, 103(9): 2045–2072.
- [64] PAN Songqi, ZOU Caineng, LI Jian, et al. Unconventional shale systems: A comparative study of the “in-source sweet spot” developed in the lacustrine Chang 7 Shale and the marine Barnett Shale[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 100: 540–550.
- [65] KONG Angxin, JIANG Zaixing, HAN Chao, et al. Organic matter enrichment and hydrocarbon accumulation models of the marlstone in the Shulu Sag, Bohai Bay Basin, northern China[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2020, 217: 103350.
- [66] 李文鏢, 卢双舫, 李俊乾, 等. 页岩气/煤层气运移过程中的同位素分馏研究进展[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(5): 929–942.
- LI Wenbiao, LU Shuangfang, LI Junqian, et al. Research progress on isotopic fractionation in the process of shale gas/coalbed methane migration [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(5): 929–942.
- [67] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 陆相湖盆页岩层系基本地质特征与页岩油勘探突破——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组二段一亚段为例[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(3): 361–372.
- ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Geological characteristics of shale rock system and shale oil exploration in a lacustrine basin: A case study from the Paleogene 1st sub-member of Kong 2 Member in Cangdong sag, Bohai Bay Basin, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(3): 361–372.
- [68] 赵贤正, 蒲秀刚, 周立宏, 等. 深盆湖相区页岩油富集理论、勘探技术及前景——以渤海湾盆地黄骅坳陷古近系为例[J]. *石油学报*, 2021, 42(2): 143–162.
- ZHAO Xianzheng, PU Xiugang, ZHOU Lihong, et al. Enrichment theory, exploration technology and prospects of shale oil in lacustrine facies zone of deep basin: A case study of the Paleogene in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(2): 143–162.
- [69] 蒲秀刚, 时战楠, 韩文中, 等. 陆相湖盆细粒沉积区页岩层系石油地质特征与油气发现——以黄骅坳陷沧东凹陷孔二段为例[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(1): 46–58.
- PU Xiugang, SHI Zhannan, HAN Wenzhong, et al. Petroleum geological characteristics and hydrocarbon discovery of shale system in fine-grained sedimentary area of lacustrine basin: A case study of Kong2 Member in Cangdong Sag, Huanghua Depression [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(1): 46–58.
- [70] 蒲秀刚, 柴公权, 许静, 等. 黄骅坳陷古近系细粒沉积区勘探开发认识技术迭代与页岩油增储上产成效[J]. *石油学报*, 2024, 45(9): 1399–1408.
- PU Xiugang, CHAI Gongquan, XU Jing, et al. Technological iteration and understandings of exploration and development as well as increase of shale oil reserves and production in Paleogene fine-grained sediments areas of Huanghua depression [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(9): 1399–1408.
- [71] 张雷, 边利恒, 侯伟, 等. 深部煤储层孔隙结构特征及其勘探意义——以鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块为例[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1867–1878.
- ZHANG Lei, BIAN Liheng, HOU Wei, et al. Pore structure characteristics and exploration significance of deep coal reservoirs: A case study of Daning-Jixian block in the eastern margin of Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1867–1878.

(编辑 董奕含)