

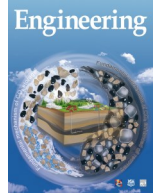


ELSEVIER

Contents lists available at ScienceDirect

Engineering

journal homepage: www.elsevier.com/locate/eng



Research
Unconventional and Intelligent Oil & Gas Engineering—Perspective

非常规油气沉积学——研究非常规油气资源富集的“一把钥匙”

邹才能^{a,b,#}, 邱振^{a,b,*}, 张家强^c, 李志扬^d, 韦恒叶^e, 刘贝^f, 赵建华^g, 杨田^h, 朱世发ⁱ, 陶辉飞^j, 张凤远ⁱ, 王玉满^{a,b}, 张琴^{a,b}, 刘雯^a, 刘翰林^a, 冯子齐^g, 刘丹^a, 高金亮^a, 柳蓉^k, 李一凡^l

^a Research Institute of Petroleum Exploration and Development, China National Petroleum Corporation, Beijing 100083, China

^b National Energy Shale Gas Research and Development (Experiment) Center, Beijing 100083, China

^c State Key Laboratory of Lithospheric Evolution, Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China

^d Department of Geology, Colorado College Colorado Springs, Colorado, CO 80903, USA

^e School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

^f School of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

^g School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China

^h State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Institute of Sedimentary Geology Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China

ⁱ China University of Petroleum, Beijing 102249, China

^j Oil and Gas Research Center, Northwest Institute of Eco-Environment and Resources, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000, China

^k College of Earth Sciences, Jilin University, Changchun 130061, China

^l School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China

ARTICLE INFO

Article history:

Received 10 February 2022

Revised 21 June 2022

Accepted 24 June 2022

Available online 6 August 2022

关键词

沉积学

黑色页岩

细粒沉积

有机质富集

异常高有机质

非常规油气

摘要

过去近20年,非常规油气资源(如页岩油/气、致密油/气)的商业化开采极大地改变了全球能源结构。非常规油气资源的“甜点区/段”(sweet-spot area/interval)通常由异常高有机质沉积或与其紧密伴生的(粉)细砂岩或碳酸盐岩等组成。非常规油气资源“甜点区/段”的形成主要受控于它们的沉积和成岩过程,是—定地质时期的构造活动、海/湖平面升降、气候变化、水体缺氧、火山活动、生物灭绝或辐射、重力流等全球或区域性地质事件沉积耦合的结果。异常高有机质泥页岩为烃类的生成提供了物质基础,而与其紧密伴生的(粉)细砂岩或碳酸盐岩为油气聚集提供了大量储集空间。本文以我国四川盆地奥陶系五峰组-志留系龙马溪组、鄂尔多斯盆地三叠系延长组以及北美阿巴拉契亚盆地泥盆系马塞勒斯组 and 威利斯顿盆地泥盆系-石炭系巴肯组4个典型非常规油气层系作为研究实例,结果表明:非常规油气“甜点区/段”的形成都受全球性或区域性重大地质事件的控制,它们的时空耦合为有机质的生产、保存和富集以及油气的生成、运移、成藏和开发创造有利的条件。非常规油气沉积学研究聚焦于富有机质泥页岩层系沉积时期重大地质事件及其相关的沉积耦合作用过程,是研究非常规油气“甜点区/段”形成与分布的“一把钥匙”。

© 2022 THE AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

1. 引言

以页岩油/气、致密油/气、煤层气、重油和油砂等为代表的非常规油气资源丰富且分布广泛[见附录A中的

图S1(a)] [1]。近20年来,新技术(如水平钻井和多级水力压裂)的应用使得传统上不具备开采价值的致密油/气和页岩油/气实现了商业化开发。2009—2019年,美国页岩气和致密油(包括页岩油)的年产量分别从1.4 ×

* Corresponding author.

E-mail address: qiuzhen316@163.com (Z. Qiu).

These authors contributed equally to this work.

2095-8099/© 2022 THE AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

英文原文: Engineering 2022, 18(11): 62–78

引用本文: Caineng Zou, Zhen Qiu, Jiaqiang Zhang, Zhiyang Li, Hengye Wei, Bei Liu, Jianhua Zhao, Tian Yang, Shifa Zhu, Huifei Tao, Fengyuan Zhang, Yuman Wang, Qin Zhang, Wen Liu, Hanlin Liu, Ziqing Feng, Dan Liu, Jinliang Gao, Rong Liu, Yifan Li. Unconventional Petroleum Sedimentology: A Key to Understanding Unconventional Hydrocarbon Accumulation. *Engineering*, <https://doi.org/10.1016/j.eng.2021.06.016>

10^{11} m^3 、 $3.2 \times 10^7 \text{ t}$ 增加至 $7.2 \times 10^{11} \text{ m}^3$ 、 $3.9 \times 10^8 \text{ t}$ [2]。中国是美国以外实现非常规油气资源商业化开发的主要国家之一。2020年,中国页岩气年产量达到 $2.0 \times 10^{10} \text{ m}^3$ [3],2022年页岩气、致密气和致密油年产量分别超过 $2.4 \times 10^{10} \text{ m}^3$ 、 $5.8 \times 10^{10} \text{ m}^3$ 和 $1.6 \times 10^7 \text{ t}$ 。尽管仍然存在着一些技术挑战,但非常规油气资源的商业开发从根本上改变了全球能源供给格局。

据美国能源信息署(EIA)统计,美国本土已探明的非常规油气资源主要分布在22个页岩区带中,页岩气和页岩油/致密油技术可采资源量分别为 $2.1 \times 10^{13} \text{ m}^3$ 和 $3.3 \times 10^9 \text{ t}$ [4] [见附录A中的图S1(b)]。这些非常规油气区带主要分布在加拿大地盾及其外围的前陆盆地和克拉通盆地中(见附录A中的表S1)。中国陆上分布着35个主要的富有机质页岩层系[5],它们沉积于海相、陆相以及海陆过渡相环境[见附录A中的图S1(c)和表S1]。页岩气是中国商业化开发较早的非常规油气资源之一,技术可采资源量约 $2.2 \times 10^{13} \text{ m}^3$,其中大部分为海相页岩气($1.3 \times 10^{13} \text{ m}^3$) [6]。中国页岩油/致密油资源以湖相沉积为主,技术可采资源总量为 $7.4 \times 10^9 \sim 3.7 \times 10^{10} \text{ t}$ 。

非常规油气资源勘探和开发的对象是“甜点区/段” [1,6]。“甜点段”是指在当前技术条件下,可以实现商业化开采的非常规油气富集层段,通常只占页岩层系总厚度的一小部分[1,6],“甜点段”横向展布所形成的地理区域则被称为“甜点区”。页岩油气“甜点区/段”具备良好的地质与工程条件特征,包括高的总有机碳(TOC)含量、孔隙度、含油饱和度/含气量、脆性矿物含量、地层压力系数以及丰富的纹层和微裂缝[6-7]。提高对非常规油气资源富集机理的认识,对非常规油气“甜点”空间分布的预测至关重要。

非常规油气“甜点区/段”形成的前提条件是发育能够大量生烃的烃源岩层[6,8]。TOC含量是评价烃源岩品质的主要指标之一。常规油气地质研究中,TOC $\geq 0.5\%$ 是泥页岩可作为烃源岩的TOC含量下限[9];发育在有机质未成熟至低成熟阶段的页岩油,其“甜点段”的TOC含量一般不低于6.0%,而处在高成熟至过成熟阶段的页岩气“甜点段”则以TOC $\geq 3.0\%$ 为特征[6,10]。TOC $\geq 3.0\%$ 的异常高有机质沉积[11],是控制页岩油/气“甜点区/段”形成和分布的决定性因素。致密油/气富集层及其勘探开发的“甜点区/段”多为与异常高有机质沉积紧密共生的砂岩或碳酸盐岩。可以说,开展异常高有机质沉积富集机理和与其紧密伴生的优质储层形成机制的研究,是理解非常规油气资源富集机理的关键所在。

沉积物中的有机质绝大部分来自表层水中的藻类等初

级生产者。正常的海洋条件下,光合作用产生的有机质大约10%能够离开水体表层循环并向下沉降[12]。有机质在向下沉降过程中发生一系列有氧和无氧分解,最终只有不到1%的初始有机质能被埋藏在沉积物中[13]。沉积物中有机质富集受初级生产力、底水氧化还原条件和沉积速率的共同控制[14]。大规模的异常高有机质沉积通常还与全球或区域地质事件密切相关,如海/湖平面波动[15]、气候变化[16]、海洋缺氧事件[17]、火山活动[18]和生物事件[19]。致密油/气“甜点区/段”的形成也与构造活动[20]、气候、海平面变化[21]、重力流事件[22]等导致的沉积体系急剧变化密切相关。因此,非常规油气“甜点区/段”的形成与重大地质事件控制的沉积耦合作用关系密切[6,23]。

非常规油气储层品质受原始沉积物组成和成岩改造的共同控制。一般而言,砂岩、碳酸盐岩及泥页岩的成岩过程包括压实作用、胶结作用和重结晶作用等。富有机质泥页岩的成岩作用还包括有机质热演化[24]和黏土矿物转化[25]。泥页岩的成岩演化过程受到岩相的影响,不同沉积环境下沉积作用为其后期成岩改造提供了物质基础。因此,系统考虑非常规储层的沉积与成岩作用,有助于预测和评价非常规油气“甜点区/段”。

本研究中,我们概述了非常规油气系统中与细粒沉积岩相关的沉积和成岩作用的最新研究进展,并通过对四川盆地上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组、阿巴拉契亚盆地中泥盆系马塞勒组、威利斯顿盆地上泥盆统-下石炭统巴肯组和鄂尔多斯盆地中上三叠统延长组4个典型页岩层系的实例解剖,探讨重大地质事件对非常规油气“甜点区/段”形成和分布的控制作用。本研究从非常规油气沉积学的新角度探讨了非常规油气资源富集机理,旨在为非常规油气资源的高效勘探和开发提供新思路。

2. 非常规油气体系中的沉积过程

2.1. 富有机质泥页岩

2.1.1. 泥页岩沉积

页岩和泥岩是粒度小于 $62.5 \mu\text{m}$ 的颗粒含量超过50%的细粒沉积岩(图1)。页岩和泥岩都是细粒陆源碎屑岩中被广泛使用的术语,可统称为泥页岩。“页岩”一词常用于石油工业,带有页理发育、易裂开的含义,在新鲜暴露的岩石上不易观察到[26]。泥页岩中颗粒成分复杂,可来自大陆风化、初级生产者和成岩作用等[27]。由于粒度和沉积特征的变化不明显,泥页岩常被认为主要是在低水

动力学条件下通过悬浮沉降形成。富有机质泥页岩中发育较好的纹层（未被大型底栖动物扰动）[28–29]（图1），被认为是指示底水持续缺氧条件下碎屑颗粒和有机质连续悬浮沉降的主要证据[30]。然而，这种简单的泥质颗粒沉积模型受到了越来越多的挑战。近年来，有关细粒沉积物搬运、沉积和侵蚀过程的研究取得了一系列重要进展。现

代泥质大陆架上，一些相对高能的水动力过程（如河流洪水和洋流）中泥质颗粒的搬运和沉积已被直接记录[31]。无论盐度如何，河流和海洋中的泥都可通过絮凝作用形成聚集体，也被称为“絮凝体”[32]。在许多以泥质为主的现代沉积体系中，以絮凝体搬运和沉积的泥质沉积物也很常见[33]。

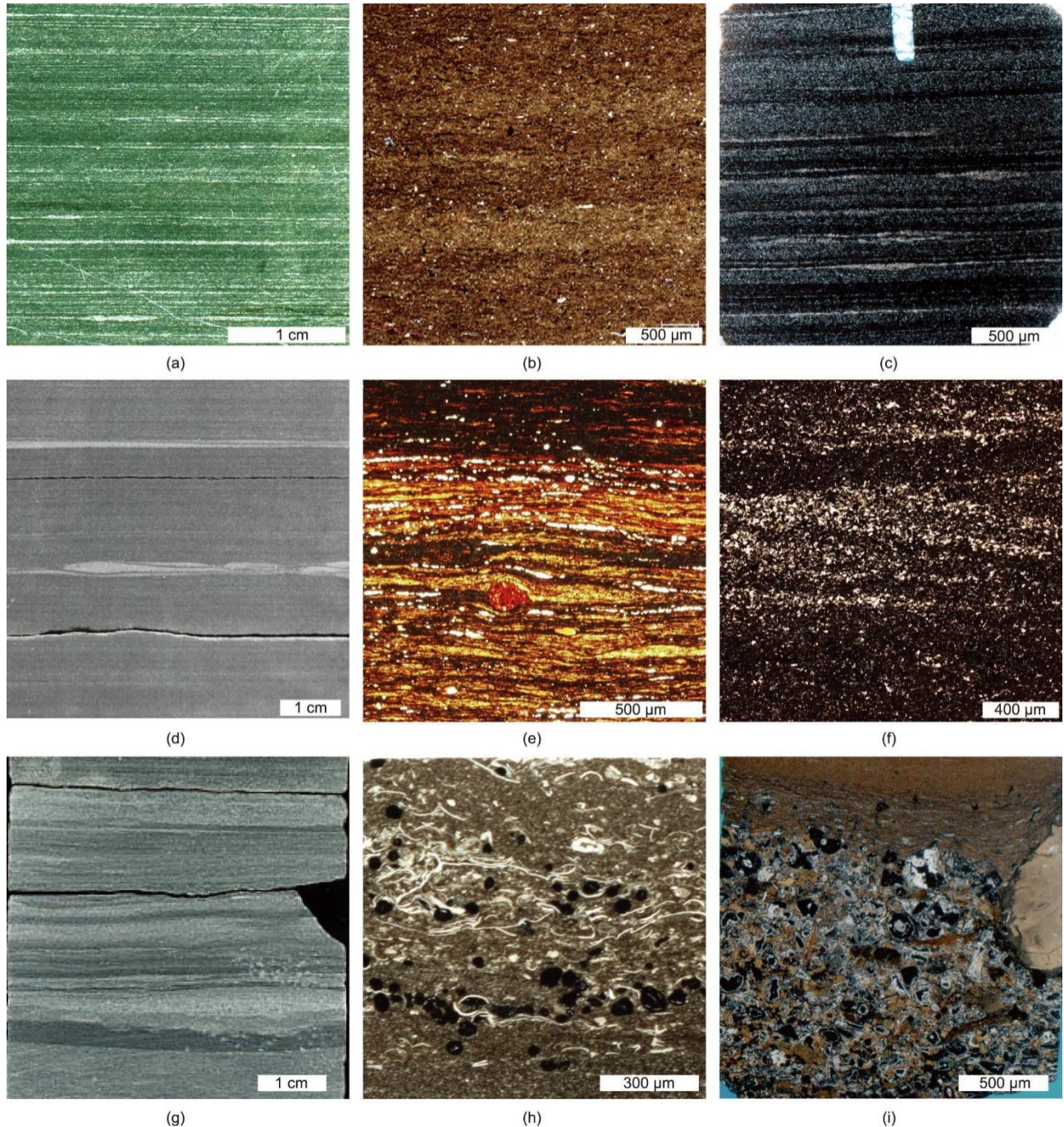


图1. 泥页岩中典型的沉积构造。(a) 平行层理、小型波纹层理，上奥陶统五峰组，四川盆地；(b) 平行层理，中泥盆统马塞勒斯组，美国阿巴拉契亚盆地[28]；(c) 平行层理和波纹层理，下石炭统巴肯组，美国威利斯顿盆地；(d) 波纹层理，寒武系筇竹寺组，四川盆地；(e) 波纹层理，三叠系延长组，鄂尔多斯盆地；(f) 波纹交互层理，二叠系芦草沟组，准噶尔盆地；(g) 波纹层理，白垩系鹰滩组，美国墨西哥湾盆地[29]；(h) 化石碎片和再作用黄铁矿（黑色颗粒）组成的滞留沉积，上奥陶统五峰组，四川盆地；(i) 化石碎片的滞留沉积，下石炭统巴肯组，美国威利斯顿盆地。

水槽实验表明,絮凝的泥质颗粒可以在底床上被搬运,并在足够强的流速(在5 cm的水深下大约为 $25 \text{ cm}\cdot\text{s}^{-1}$)下可促进砂粒的底床搬运[32,34]。泥页岩中的低角度波纹层理和局部侵蚀特征表明,泥质沉积物受到了底流的影响[35]。另外,各种沉积构造(如水流和波纹层理、平行层理以及粒序层理和负载构造)特征表明,泥页岩沉积还受到各种类型重力流的影响,如浊流、泥质异重流、风暴流、潮汐相关的水流以及包括它们两种或多种流体的组合[28-29,36-39](图1)。侵蚀面、滞留层(碎屑、生物作用或成岩作用)和富含早期成岩物质(如碳酸盐岩结核、黄铁矿结核和磷酸盐颗粒)等特征表明,泥页岩演化中存在侵蚀、间断以及凝缩作用[22]。

泥质沉积及其相对应的岩相的变化受沉积环境、泥质物质供应速度以及水动力条件的控制。新的研究表明,泥页岩沉积为稳定缺氧条件下的悬浮沉降,这一个过程并不是常态,而泥质沉积似乎比传统的认识更具偶发性和瞬时性。很多泥页岩层序(即使是富有机质泥页岩)在进行沉积相分析和岩相研究之后,也被重新解释为富氧环境中受底流影响的沉积产物(如参考文献[40])。

2.1.2. 有机质富集

沉积物中有机质的积累主要受初级生产力、底水氧化还原条件和沉积速率的控制[14]。初级生产力代表光合作用将太阳能转化为植物体中化学能的速率[41]。通常以沉积物-水界面上方0.5~1.0 m的底水氧化还原条件为代表[42]。氧化还原条件可分为富氧($> 2.0 \text{ mL}\cdot\text{L}^{-1} \text{ O}_2$)、少氧($2.0\sim 0.2 \text{ mL}\cdot\text{L}^{-1} \text{ O}_2$)、次氧化($0.2\sim 0 \text{ mL}\cdot\text{L}^{-1} \text{ O}_2$)、缺氧($0 \text{ mL}\cdot\text{L}^{-1} \text{ O}_2$)和硫化(无氧气和富 H_2S)条件[12,43]。通常认为次氧化条件也是缺氧的。因此,氧化还原条件常被分为富氧、少氧、缺氧和硫化四类。水体的氧化还原条件主要是由物理和生物地球化学过程决定:物理过程涉及氧溶解度、水体垂向混合和海洋水平环流(包括底流)的氧气再补给;生物地球化学过程涉及有机质分解过程中对氧气的消耗。正常海洋环境中,初级生产者所生成的90%以上的有机质会在富氧和缺氧条件中被分解,但缺氧环境比富氧环境能保留更多的残留有机质,因为缺氧条件会降低有机质的降解速率[42]。水体缺氧可形成TOC含量为1%~3%的泥页岩,但TOC含量高于3%~6%的沉积物,主要由高的初级生产力所贡献[11,42]。高的初级生产力水平会在底部水体消耗大量的氧气从而易形成缺氧条件,故海洋缺氧往往伴随着高的初级生产力。

沉积速率通常控制着不同细菌带上有机质的稀释效果和分解时间。高的沉积速率(例如,碳酸盐岩或砂岩的沉

积速率大于 $100 \text{ cm}\cdot\text{kyr}^{-1}$)能够稀释沉积物中有机质的浓度。现代沉积中,高的初级生产力和高的沉积速率之间一般有明显的相关性[42]。与高沉积速率相关的有机质一般是活性的,它们的分解会迅速消耗掉孔隙水中的氧气。因此,无论上覆底水的氧化还原条件如何,快速堆积的沉积物中往往能够形成缺氧的孔隙水[42]。当沉积速率小于 $100 \text{ cm}\cdot\text{kyr}^{-1}$,特别是小于 $10 \text{ cm}\cdot\text{kyr}^{-1}$ 时,水体的氧化还原条件对有机质聚集起着重要作用。因此,有必要开展低沉积速率下初级生产力和氧化还原条件对有机质富集影响程度的研究,它们都是影响有机质富集的最重要因素。

2.2. (粉)细砂岩沉积

(粉)细砂岩也是一种重要的非常规油气储层。通常,它们作为致密砂岩储层,以低渗透性为主要特征,不包括天然裂缝渗透率,气体渗透率一般小于0.1毫达西(mD , $1 \text{ mD} = 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) [44]。砂和泥同时沉积时,泥质杂基填充颗粒之间的孔隙空间,导致砂岩的渗透性降低,形成致密砂岩储层。因此,沉积成因的致密砂岩可能为近源沉积的未成熟(粉)细砂岩,它们与泥质碎屑流、混合流或异重流等密切相关[45]。但致密砂岩也发育在更广泛的沉积环境(如河流、浅海和深水环境)中[46]。然而,致密砂岩的形成并不仅受到沉积过程的控制。成岩作用可进一步改变它们的孔隙度和渗透性,导致更广泛的致密砂岩形成。例如,美国的致密砂岩储层多是沉积在高能沉积环境中的净砂岩,填隙物是自生胶结物而非泥质杂基[47]。致密砂岩储层的形成还需要相对稳定的构造环境和区域上连续砂质沉积。后期的构造改变,如断层和压裂,以及油气生成引起的超压,也可以改善致密砂岩储层的品质[48]。

深水重力流是全球范围内最重要的沉积物输送机制之一[49],可以在海底斜坡、深海平原和深湖区产生厚层块状粗粒砂体以及细粒沉积物[50]。厚层块状粗粒砂体通常紧邻优质烃源岩,烃源岩产生的油气可以就近运移到它们之中,形成高产的岩性油气藏[50]。而深水重力流产生的细粒沉积物通常富含有机质或紧邻富有机质沉积,是非常规油气体系中潜在的“甜点区/段”[50]。

3. 非常规油气体系中的成岩过程

3.1. 有机质热演化和有机孔隙

黑色泥页岩中的有机质是常规-非常规油气体系中油气的主要物质来源[24,51]。黑色泥页岩中的分散有机质由不同成因的显微组分组成[14,24,52]。热演化过程中,倾

油型的显微组分如无定形有机质和藻类体，首先通过沥青化过程转变为前油沥青。前油沥青很少发生运移，在生油窗和湿气窗阶段转化为油气和后油沥青[24,51,53]。后油沥青在干气阶段继续转化为干气和焦沥青。早期生成的油也可以在干气阶段二次裂解成气体和焦沥青[51,53]。倾气型显微组分（如镜质体）、惰性显微组分（如惰质体）和动物碎屑（如笔石）生烃潜力低，在热演化过程中其形态不发生明显变化[24,53]，即使在高成熟阶段仍可观察到。

当热成熟度达到生油峰值时[镜质体反射率 (R_o) 为 0.8%~1.0%]，次生显微组分固体沥青成为主要的有机质[24,51,53]（见附录 A 中的图 S2）。固体沥青以斑点、纤细且相互连接的形式出现在粒间孔和粒内孔中（图 2）[54–55]。由于固体沥青早期为流体，故在高成熟阶段可能会形成三维互连的有机质孔隙网络，可储存甲烷并提高储层孔隙度[24,51]。

非常规油气体系中，有机孔是孔隙网络中的重要组成部分（图 3），并且可能是某些含气页岩中的主要孔隙类型[56]。有机孔在页岩气储存中起着重要作用，页岩含气量和甲烷吸附量与有机孔发育程度呈正相关关系[6,57]。有机孔的发育程度受热成熟度、有机质类型、有机质含量、页岩组成、孔隙压力等因素的共同控制[53,56,58]。有机孔可分为原生孔隙和次生孔隙两类。原生有机孔多发育在结构化的有机质中，如陆源高等植物的细胞腔[53,58]；残余有机质（固体沥青或焦沥青）排出气态烃后，会形成次生有机孔[51,53,55–56,58–59]。次生有机孔在生气窗阶段比生油窗更发育，因为气体的产生和排出主要发生在生气窗，而生油窗阶段的沥青和油的运移导致新生成的有机孔会被填充[24,53]。

3.2. 页岩矿物成岩作用与孔隙演化

脆性矿物含量高低控制着页岩储层的压裂效果，对页岩油/气的商业化开采至关重要。石英是泥页岩中的主要脆性矿物，有陆源碎屑来源和自生两种成因[54,60]（图 4）。硅质生物骨架溶解后再沉淀，被认为是美国巴内特等多套页岩层系中自生微晶石英的主要形成机制[61]。石英碎屑的压溶作用以及黏土矿物的转化也可使石英发生次生加大作用，例如美国海恩斯维尔页岩[62]。

方解石胶结、交代和重结晶在泥页岩中也很常见[63]（见附录 A 中的图 S3）。钙质生物（如有孔虫）、季节性藻类勃发形成的碳酸盐岩、以及与生物、化学和压实作用有关的成岩作用为方解石的重结晶提供物质基础（见附录 A 中的图 S3）[64]。页岩中有机质纹层的边缘常见亮晶方解石，指示它们的形成可能与烃类生成关系密切。生烃过程

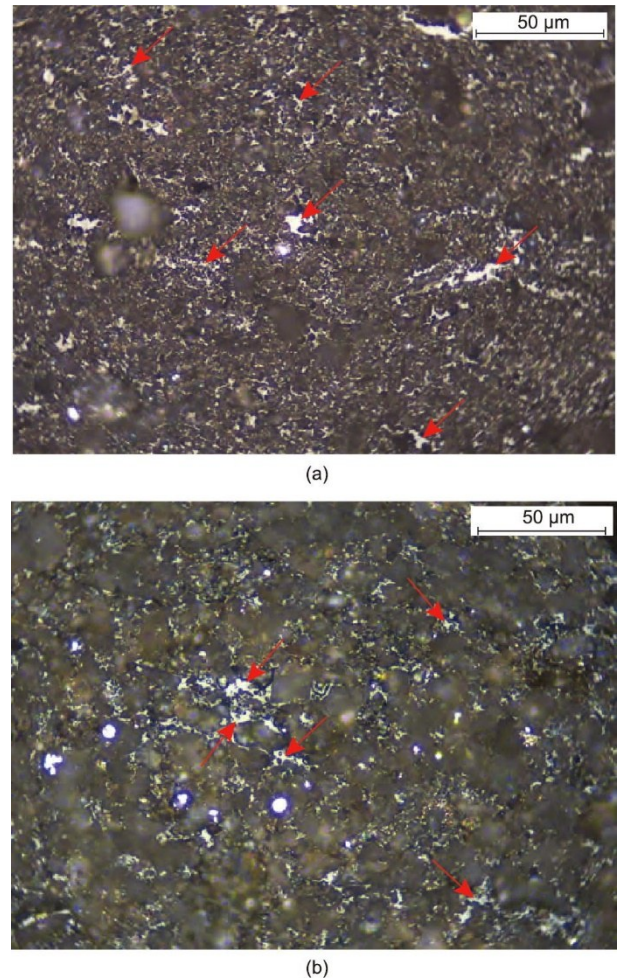


图 2. 黑色页岩中焦沥青（红色箭头）的显微照片（反射白光和油浸）。(a) 五峰组-龙马溪组页岩（等效镜质体反射率 $EqR_o = 3.07\%$ ），四川省长宁县。(b) 马塞勒斯页岩（ $EqR_o = 2.41\%$ ），美国纽约州卡纳斯塔塔。

中释放的 CO_2 和有机酸可导致碳酸盐岩矿物溶解，形成孔隙压力和浓度梯度，诱导孔隙和裂缝中流体以渗透或膨胀的方式发生短距离运移，当流体中 Mg^{2+} 被移除时碳酸盐岩矿物沉淀[65]。

黏土矿物也与油气的勘探开发密切相关，这是因为酸性黏土矿物对有机质生烃具有催化作用。因此，黏土矿物的成岩演化及其与有机质的相互作用受到了广泛的关注[66]。蒙脱石先转化为伊蒙混层 (I/S) 然后转化为伊利石，这是最常见的黏土矿物成岩作用[67]。蒙脱石向伊蒙混层的转化一般发生在 70–95 °C [68]，温度达到 200 °C 之前，大约 95% 的蒙脱石可以转化为伊利石[69]。该过程还受到层间流体化学成分、地层压力和时间的控制。

原始沉积组成控制着泥页岩的成岩路径，并影响着孔隙演化过程。虽然早期成岩所形成的自生矿物会降低储层孔隙度，但在成岩后期它们又能有效地抑制机械压实作用[68,70–71]（图 5）。富硅质页岩一般比黏土质页岩含有

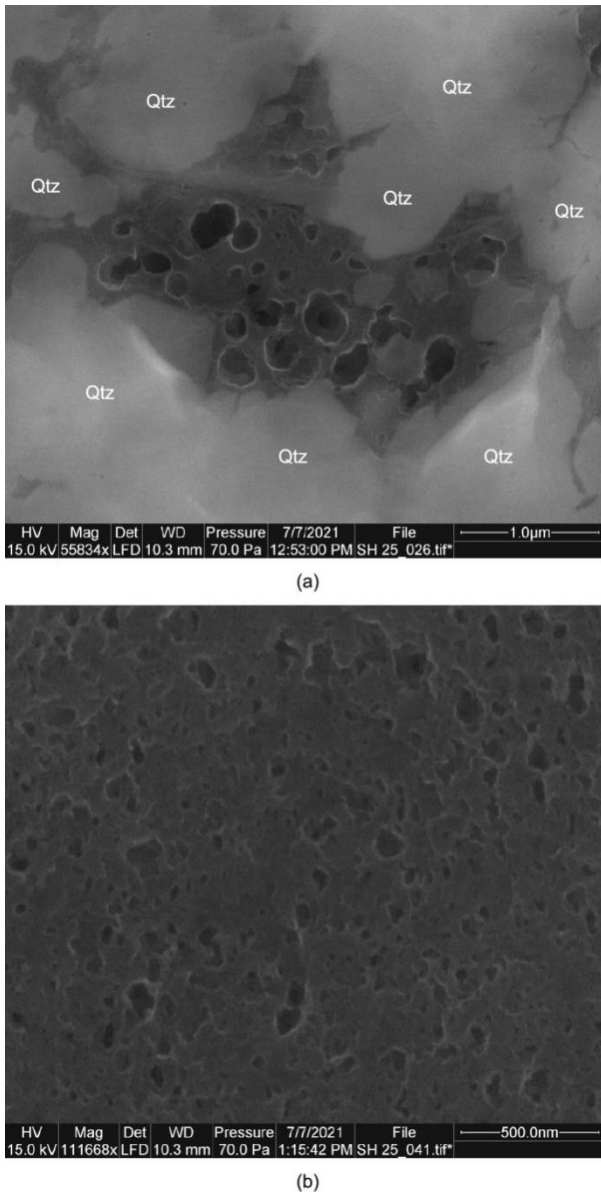


图3. 五峰组-龙马溪组页岩中的有机纳米孔, 四川省长宁县。(a) 有机孔受石英 (Qtz) 颗粒构成的刚性格架保护。(b) 有机质具有海绵状构造。

更多的有机孔隙, 这是因为前者可以形成刚性格架, 保护有机孔隙较少遭受机械压实的影响[72]。溶蚀孔和有机孔通常发育在成岩中晚期。此外, 在压力和构造应力的影响下, 成岩过程中形成的不同尺度的裂缝也可以储集油气, 并成为油气运移的通道, 从而能够显著提高泥页岩储层的渗透性。

4. 沉积学与非常规油气资源富集

非常规油气体系的形成主要是细粒沉积过程和成岩过程以及油气富集成藏共同作用的结果。与沉积环境相关的

沉积过程控制着有机质的富集 (形成烃源岩和页岩油/气储层) 和与其紧密共生的相对粗粒的碎屑岩和碳酸盐岩的沉积 (形成致密油/气储层)。而成岩过程包括矿物蚀变、有机质热成熟、孔隙演化等, 对储层品质具有重要影响。非常规油气资源的富集过程, 本质上为“甜点区/段”的形成过程, 其前提条件主要包括大规模烃类排出和运移、有效聚集以及发育封闭顶底板等。从根本上说, 沉积过程控制着烃源岩、储层与顶底板的发育、成岩演化及运聚成藏过程, 进而总体上控制着非常规油气体系的形成与分布[6,23]。

非常规油气勘探开发的主要目标是页岩层系中的“甜点区/段”, 即异常高有机质沉积和与其紧密共生的致密 (粉) 细砂岩或碳酸盐岩层段[6,11]。页岩层系中异常高有机质沉积及相关储盖层的形成, 与它们的沉积环境密切相关, 是多种全球或区域性重大地质事件耦合沉积的结果, 如构造活动、火山活动、海/湖平面升降、气候变化、水体缺氧、生物灭绝或辐射、重力流等。在显生宙的一些重要地质转折期, 这些地质事件的耦合沉积均有被记录 (见附录A的图S4)。本文选择4个代表性非常规油气层系进行介绍, 并讨论了它们的耦合沉积是如何影响“甜点区/段”形成以及非常规油气资源富集。

4.1. 典型非常规油气层系

4.1.1. 晚奥陶世-早志留世五峰组-龙马溪组页岩气

奥陶纪末至志留纪早期, 扬子陆棚海广泛发育了五峰组-龙马溪组页岩层系沉积, 并发育13个典型笔石带[23] (图6)。虽然该页岩层系总厚度可达300 m, 但仅在其底部发育的黑色笔石页岩层段为当前页岩气勘探开发的“甜点段”。华南地区五峰组-龙马溪组页岩气“甜点区”面积约为 $2 \times 10^4 \text{ km}^2$ [6] (见附录A中的表S1)。这些“甜点段”主要位于龙马溪组底部和五峰组上部, 主要由富有机质笔石页岩 (TOC大于3.0%) 组成[23] (图6)。“甜点段”的厚度一般为10~40 m, 具有较高的孔隙度 (大于4.0%)、含气量 (大于 $3.0 \text{ m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)、脆性矿物含量 (大于70%) 和地层压力系数 (大于1.2), 并发育丰富的纹层和微裂缝 [6]。2022年, 五峰组-龙马溪组页岩气的年产量达 $2.4 \times 10^{10} \text{ m}^3$, 页岩气累计探明储量近 $3.0 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (截至2022年年底)。五峰组-龙马溪组页岩气的商业化、规模化开采, 使得我国四川盆地成为北美以外全球最大的页岩气产区。

4.1.2. 中泥盆世马塞勒斯页岩气

马塞勒斯页岩沉积于美国阿巴拉契亚前陆盆地中, 中

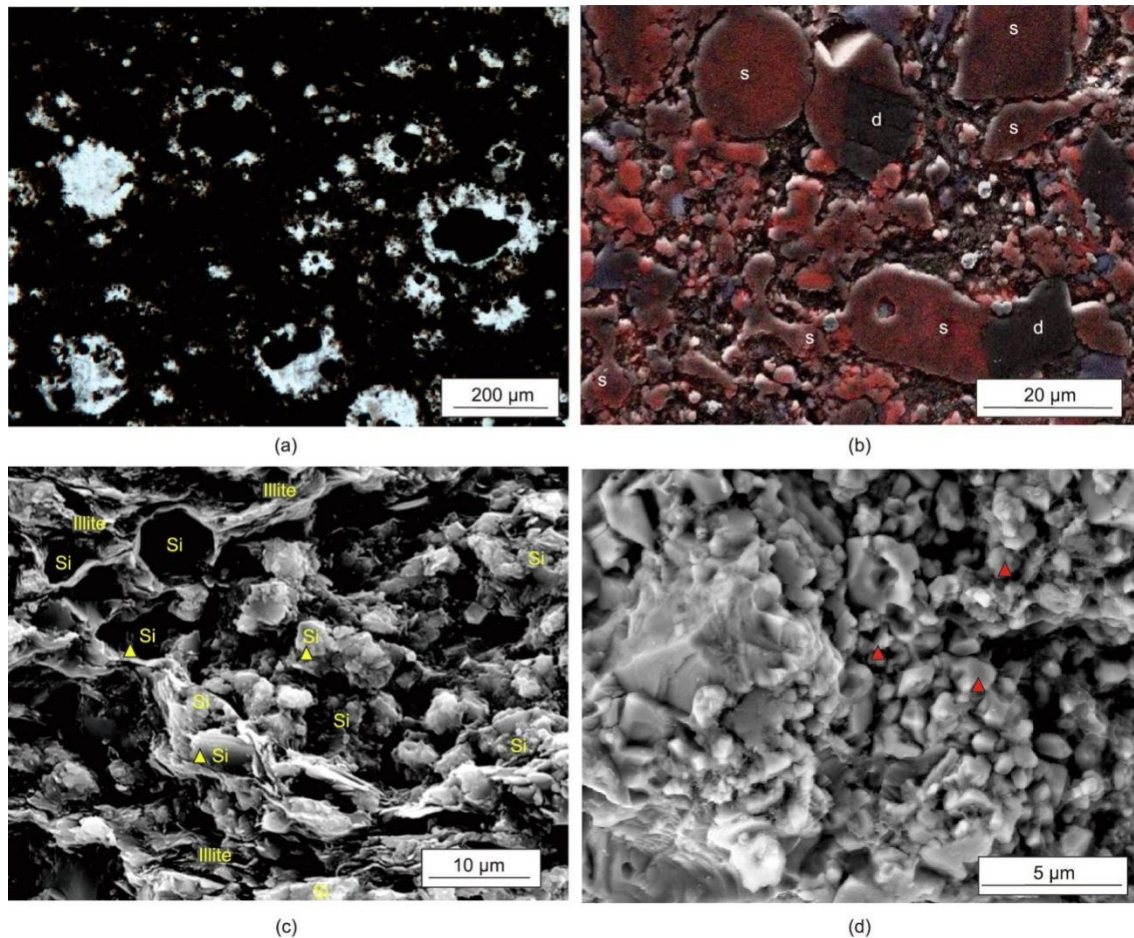


图4. 泥页岩中典型的自生石英。(a) 四川盆地威远地区龙马溪组页岩中的放射虫化石。(b) 得克萨斯州沃斯堡盆地的巴内特页岩中硅质交代的海绵骨针(s) [54]。(c) 得克萨斯州二叠盆地伍德福德页岩中的二氧化硅纳米球(Si)和板状自生石英[60]。(d) 四川盆地威远地区龙马溪组页岩中的微米级自生石英(红色小三角形)集合体。

泥盆世时期该盆地处于劳伦西亚大陆东南部。马塞勒斯页岩是当前全球规模最大的页岩气产层(图7; [73-81])。马塞勒斯页岩由Union Springs页岩、Cherry Valley灰岩和Oatka Creek页岩三个层段组成[74]。根据TOC含量差异,马塞勒斯页岩可分为下部的富有机质层段和上部的贫有机质层段。富有机质层段包括整个Union Springs页岩和Oatka Creek页岩下部,TOC含量高(5%~13%,平均为7%) [74,78-80]。贫有机质层段为Oatka Creek页岩的上部,TOC含量相对偏低(2%~4%,平均为3%) [74,78,80]。下部富有机质层段主要由黏土矿物含量偏低的黑色页岩组成,是马塞勒斯页岩气“甜点段”,是最重要的产气层位。“甜点段”储集空间主要为粒间孔和裂缝,孔隙度一般为3%~10% [82-83],其大小与有机质含量和热成熟度关系密切。马塞勒斯页岩气“甜点段”的厚度一般超过15 m [84],孕育了美国最大的单体天然气田。2020年的日产量超过 $6.7 \times 10^8 \text{ m}^3$,占美国天然气总日产量的三分之一以上[2]。

4.1.3. 晚泥盆世末-早石炭世巴肯致密油/页岩油

泥盆纪-石炭纪转折期,巴肯组主要沉积于劳伦西亚大陆西部的一个椭圆形克拉通内部盆地-威利斯顿盆地之中(图8 [19,21,48,85-96])。巴肯组自下而上可细分为4个层段:Pronghorn段、下巴肯段、中巴肯段和上巴肯段[86](图8)。下巴肯段和上巴肯段以发育平行层理的黑色页岩为主,尽管平均厚度相对较薄,分别为3 m和2 m [97],但它们为世界级的烃源岩层,有机质丰度高,平均TOC含量为8%~10% [21,92-93,97]。

巴肯组孕育了美国具有代表性的非常规油气田,2020年每天致密油产量超 $1.6 \times 10^5 \text{ t}$ 、页岩气超 $5.5 \times 10^7 \text{ m}^3$ [2]。该油气田中的大部分油气开采自中巴肯段和Pronghorn段。中巴肯段的平均厚度为13 m [98],其致密油“甜点段”是由细粒净砂岩、砂质颗粒灰岩和微晶白云岩组成,平均孔隙度约9%,最高可达14% [48,87,94-96]。巴肯致密油/页岩油“甜点区”规模大,其中在美国的面积超过 $3.4 \times 10^4 \text{ km}^2$,在加拿大超过 $2.3 \times 10^4 \text{ km}^2$ [99](见

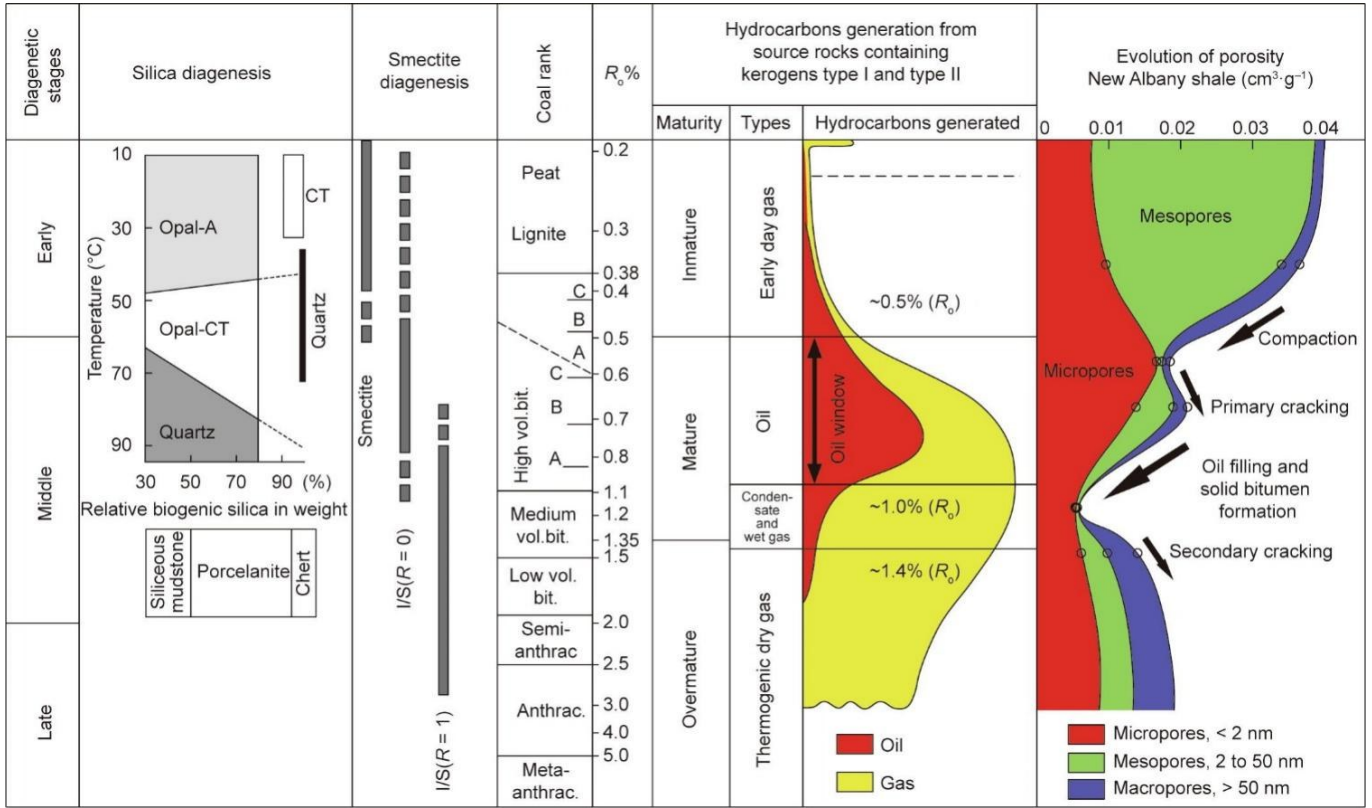


图5. 泥页岩成岩作用过程中的矿物、有机质和孔隙演化[68,70-71]。

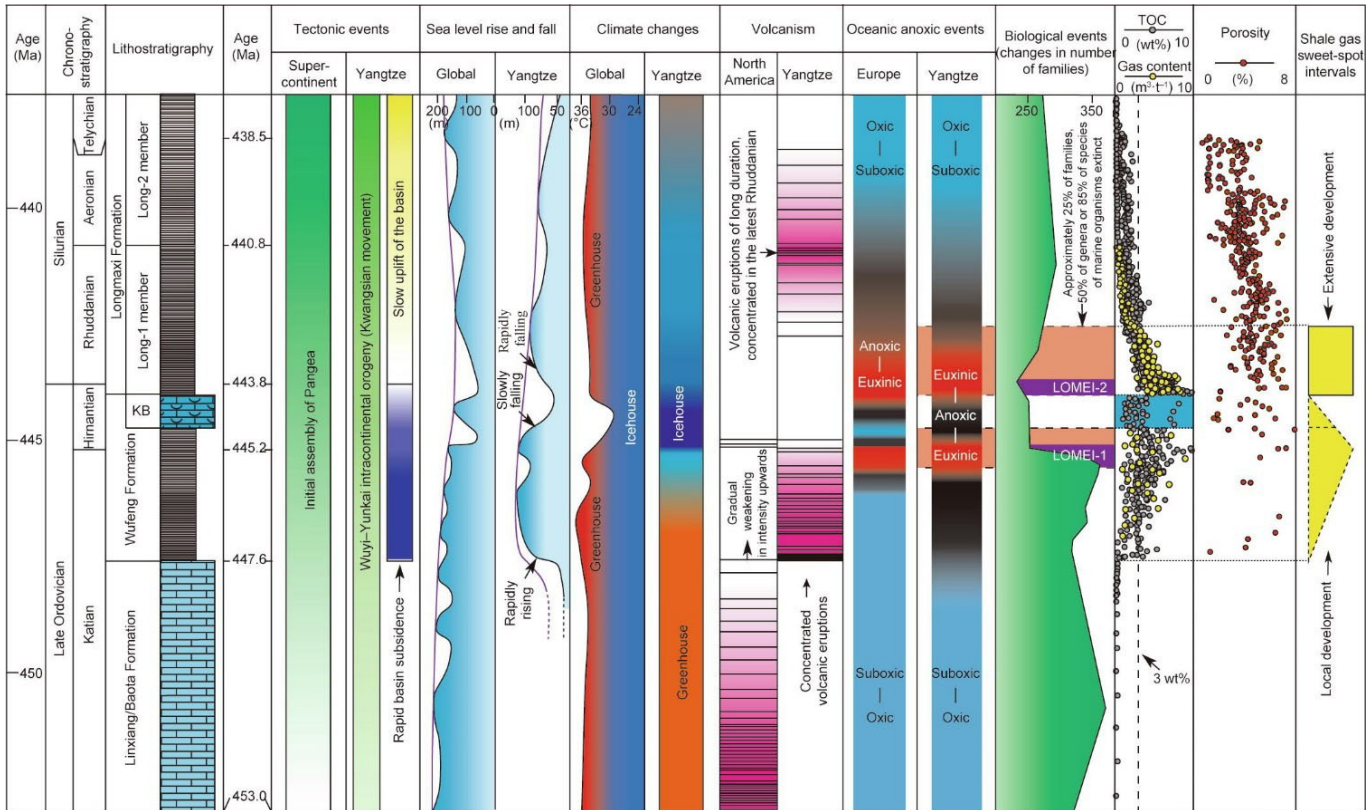


图6. 奥陶纪-志留纪转折期重大地质事件和四川盆地五峰组-龙马溪组页岩气“甜点段”分布 (据文献[23]修改)。

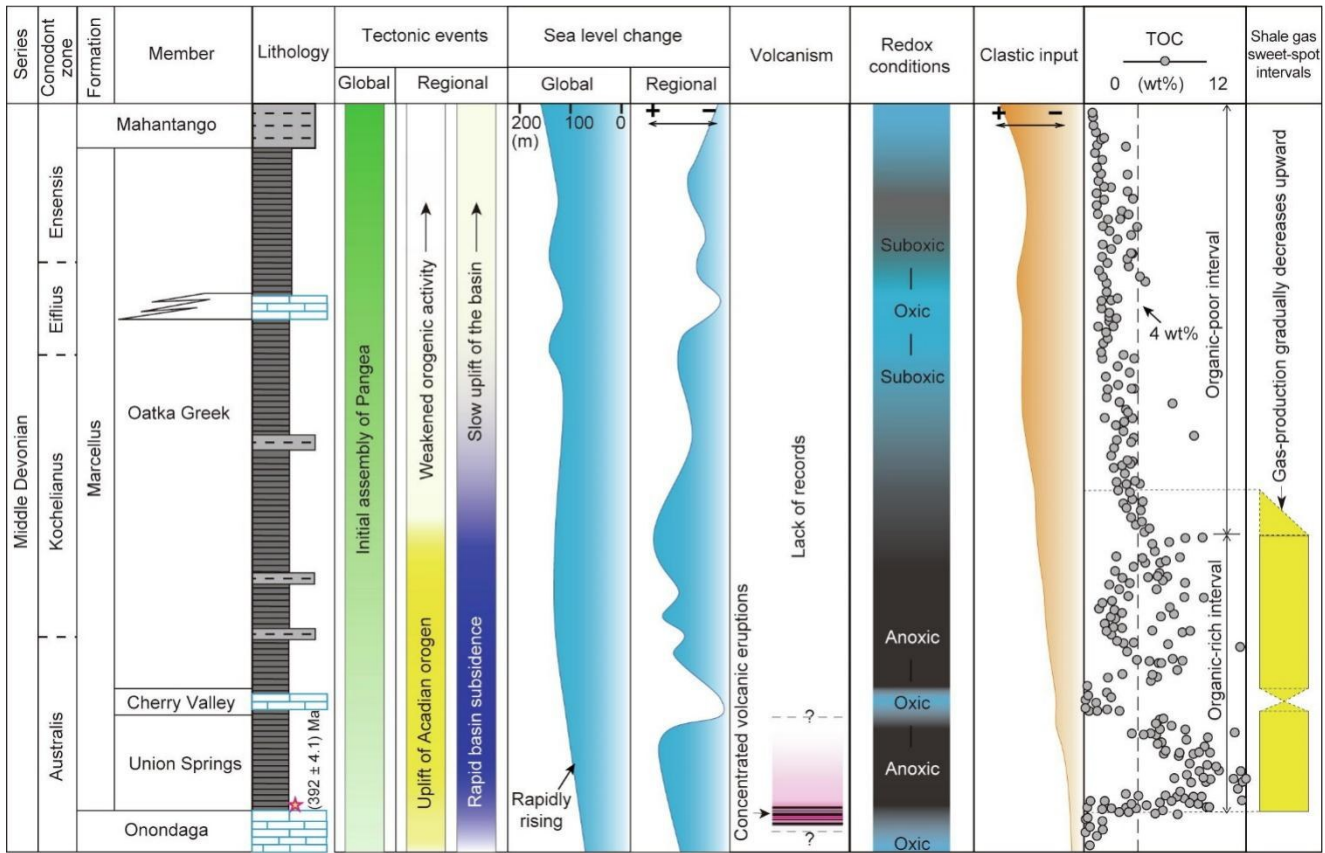


图7. 中泥盆世重大地质事件与美国阿巴拉契亚盆地马塞勒斯页岩气“甜点段”分布。马塞勒斯组地层柱状图修改自文献[74]，星号处指示火山灰的年龄[73]。构造活动强度是据文献[74]修改。底水的氧化还原条件基于文献[75]。全球海平面变化曲线来自文献[76]。相对海平面变化曲线来自文献[77]。碎屑输入曲线来自文献[74]。TOC含量数据来自文献[74,78-81]。

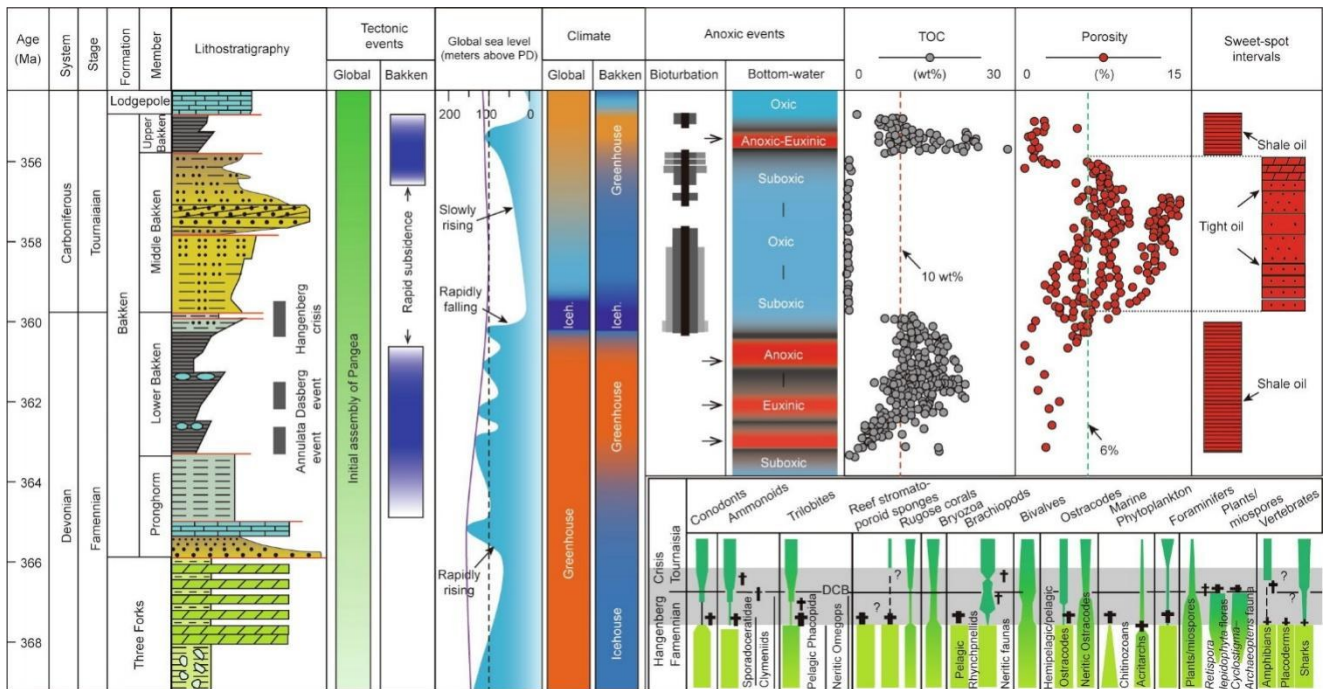


图8. 晚泥盆世-早石炭世转折期重大地质事件和北美威斯顿盆地巴肯组致密油/页岩油“甜点段”分布。地层柱状图修改自文献[86]。构造事件修改自文献[19,88-89]。全球海平面变化曲线修改自文献[76]。气候变化修改自文献[19,93]。生物扰动数据修改自文献[91]，其中条形图的宽度代表生物扰动的相对强度。底层水的氧化还原条件基于文献[89]。TOC含量数据来自文献[21,92-93]。孔隙度的数据来自文献[48,94-96]。“甜点段”分布来自文献[87]。古生物数据来自文献[19]，交叉点代表灭绝，条形图的宽度代表分类群的相对丰度。

附录A中的表S1)。

4.1.4. 中晚三叠世延长组致密油/页岩油

三叠系延长组沉积于鄂尔多斯盆地，该盆地位于华北板块西南缘。根据岩性组合、测井、凝灰岩标志层等特征，延长组自上而下可细分为长1至长10段共计10个层段。长7段主要由黑色页岩、泥岩以及粉砂岩和砂岩夹层组成[23]（图9）。长7段底部（长7₃）的黑色页岩是页岩油的重要“甜点段”，TOC含量较高，可达30%，厚度一般为30~60 m。长7段中上部（长7₂和长7₁）中由重力流沉积的（粉）细砂岩是致密油的“甜点段”（图9）。致密油和页岩油的“甜点区”面积分别可达 $1.06 \times 10^4 \text{ km}^2$ 和 $2.60 \times 10^4 \text{ km}^2$ [100]（见附录A中的表S1）。2020年，长7段的致密油产量为 $9.31 \times 10^5 \text{ t}$ [101]，致密油累计探明储量超过 $1 \times 10^9 \text{ t}$ ，页岩油远景资源量约 $6 \times 10^9 \text{ t}$ [100]。

4.2. 地质事件与异常高有机质沉积

4.2.1. 高的营养物质供给促进沉积水体表层初级生产力水平提高

沉积物中的有机质主要来自表层水体或陆地上的初级生产者。在开放的海洋环境中，海洋表层水体中的初级生产者主要是以藻类为主的浮游植物，其繁盛程度决定了有机质的生产能力。高的营养物质供应可提高水体中初级生产力水平及有机质的生成量[102]。异常高有机质沉积一般需要丰富的营养物质来源，包括大陆风化输入、富营养成分的上升流或热液等。这些营养物质的供给程度与重大地质事件（包括构造活动、气候变化、海/湖平面波动、

火山活动等）密切相关[15,18]。气候变化控制着陆地营养物质的输入通量和途径，进而影响着异常高有机质沉积物的形成：全球或区域气候条件从干旱到潮湿的转变，通常会增强大陆风化和河流径流量，使得陆地营养物质的输入增加，引发水体表层浮游藻类等生物的繁盛。例如，北美威利斯顿盆地上、下巴肯段的异常高有机质页岩（TOC含量高达35%）是在潮湿的气候条件下沉积的，而中巴肯段低有机质含量的沉积物则形成于降雨量少的半干旱气候条件[19,90]（图8）。

与上升流相关的古代富有机质沉积在全球分布广泛[21,103]。泥盆纪-石炭纪转折期大规模的全球海平面上升引发了上升流增强，被认为是大陆边缘营养物质输入的重要方式之一（图8）。Simth等[21]认为，巴肯组异常高有机质页岩沉积时期，全球海平面的快速上升使得半封闭的威利斯顿盆地与广海之间形成类似河口湾的海洋循环模式，即来自广海的富营养成分的上升流进入该盆地海水的中间层（深度100~200 m），引发了浮游生物的大规模繁盛和初级生产力水平的显著提高。

构造事件相关的火山作用和热液活动，对异常高有机质沉积的形成也有明显的促进作用（图6、图7、图9和图10）。火山和热液活动一般通过两种途径提高沉积水体表层初级生产力水平：①火山灰的沉降和热液喷发直接向水体中释放营养元素；②大规模火山喷发和热液活动伴随的CO₂排放，导致大气CO₂分压升高所引发气候变暖，进而加速大陆风化，使得陆源营养物质的输入增强[104–108]。奥陶纪-志留纪转折期，华南地区构造与火山活动

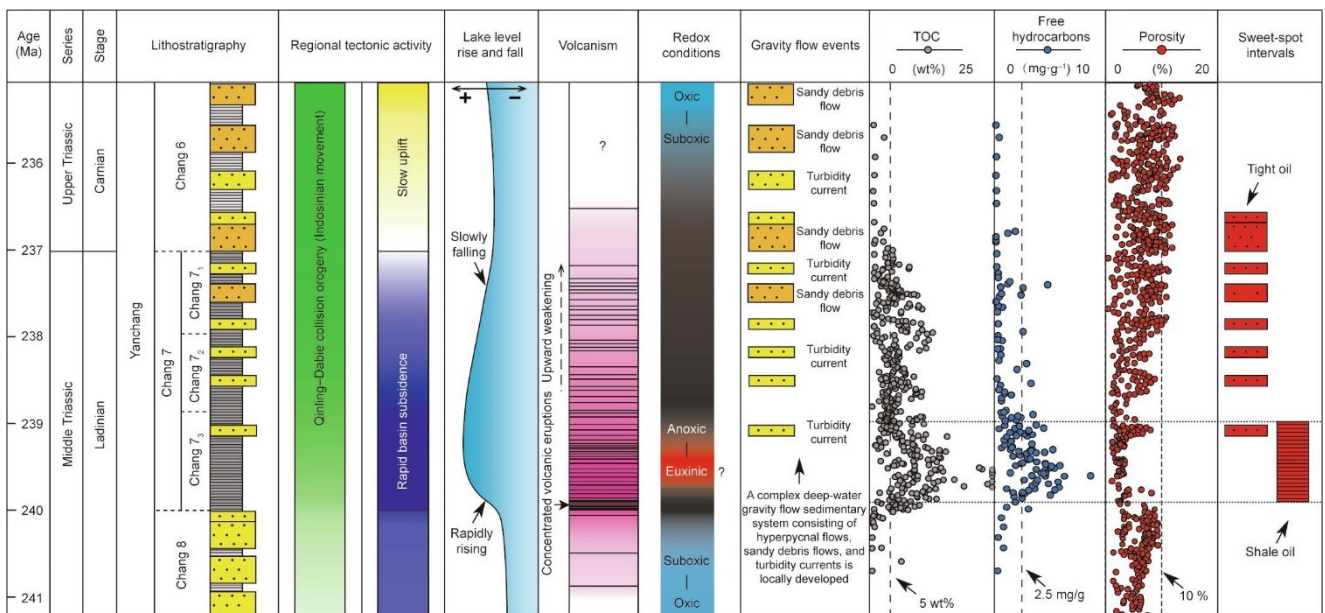


图9. 中一晚三叠世转折期主要地质事件和鄂尔多斯盆地延长组致密油/页岩油“甜点段”分布（据文献[23]修改）。

强烈[18,23,104,109–110]，五峰组异常高有机质页岩段的形成被认为与火山灰的营养输入有关(图6)。大量火山灰沉降到华南扬子陆棚海，在沉积和早成岩过程中，可向海水中释放了大量的营养元素(P、Si、Fe、Zn等)[104]，能够提高海水表层初级生产力水平(图6)。阿巴拉契亚盆地的马塞勒斯页岩底部异常高有机质段的形成也与火山活动关系密切(图7)。

鄂尔多斯盆地三叠系延长组陆相异常高有机质沉积(TOC高达30%)，与秦岭造山事件相关的火山喷发和热液活动关系密切[111](图9[23])。长7段异常高有机质沉积中出现火山灰层多达150层，单层厚度可达1 m[112]。长7段热液活动的证据包括岩石学(如层状铁白云岩和燧石)和地球化学(如异常高的Fe和Mn含量，具有重硫同位素的草莓状黄铁矿等)[111]。热液不仅能够直接向沉积水体输入大量的营养元素(P、Fe、Si、Zn等)以提高初级生产力水平，还可以通过 H_2S 和 SO_2 的释放促进底部水体缺氧[113]。长 7_3 亚段沉积时期是鄂尔多斯盆地及周缘火山和热液活动的高峰期，与异常高有机质沉积的形成时间较为一致[105](图9)。

生物灭绝/辐射事件可通过重塑海洋/湖泊生态系统，潜在地影响沉积水体的初级生产力水平及有机质富集[19]。泥盆纪-石炭纪巴肯组记录了Hangenberg生物灭绝事件，这一事件对海洋和陆地生态系统的影响持续了

100~300 kyr，并造成海洋生物中约16%的科和21%的属灭绝，以及全球陆地上*Archaeopteris*森林的消失[19](图8)。另外，下巴肯段沉积时期还发生了两幕式次一级的生物灭绝事件(即Annulata事件和Dasberg事件)[114]。这些灭绝事件及其伴随的海洋表层升温和营养物质供应的增强，导致了某些种属的初级生产者异常繁盛[83,114]。晚奥陶世大灭绝(约445 Ma)是显生宙五大灭绝事件中的第一次[115]，导致了海洋底栖、游泳等生物的大量灭绝。灭绝事件之后的幸存者(如某些种属的笔石)，由于竞争者的减少和生存空间的增加而繁盛[116]。同时，全球气候逐渐变暖以及高级捕食者的减少，有利于浮游藻类等生物的大量繁殖，促进了龙马溪组下部异常高有机质的笔石页岩广泛沉积[23](图6)。

4.2.2. 广泛的缺氧有利于有机质的保存与富集

沉积物中有机质的富集与底部水体氧化还原条件也存在着紧密的联系[117]。奥陶纪末期至志留纪早期，发生了两幕全球性的缺氧/硫化缺氧事件(图6)，导致了全球广泛分布的异常高有机质沉积，包括北美、欧洲、华南等地区。其中，第一次硫化缺氧事件发生在凯迪末期至赫南特初期，主要影响深水陆棚环境；第二次硫化缺氧事件与赫南特末期至鲁丹初期的全球海平面快速上升及深部硫化缺氧水体的上涌有关，影响波及整个陆棚(包括浅水的内

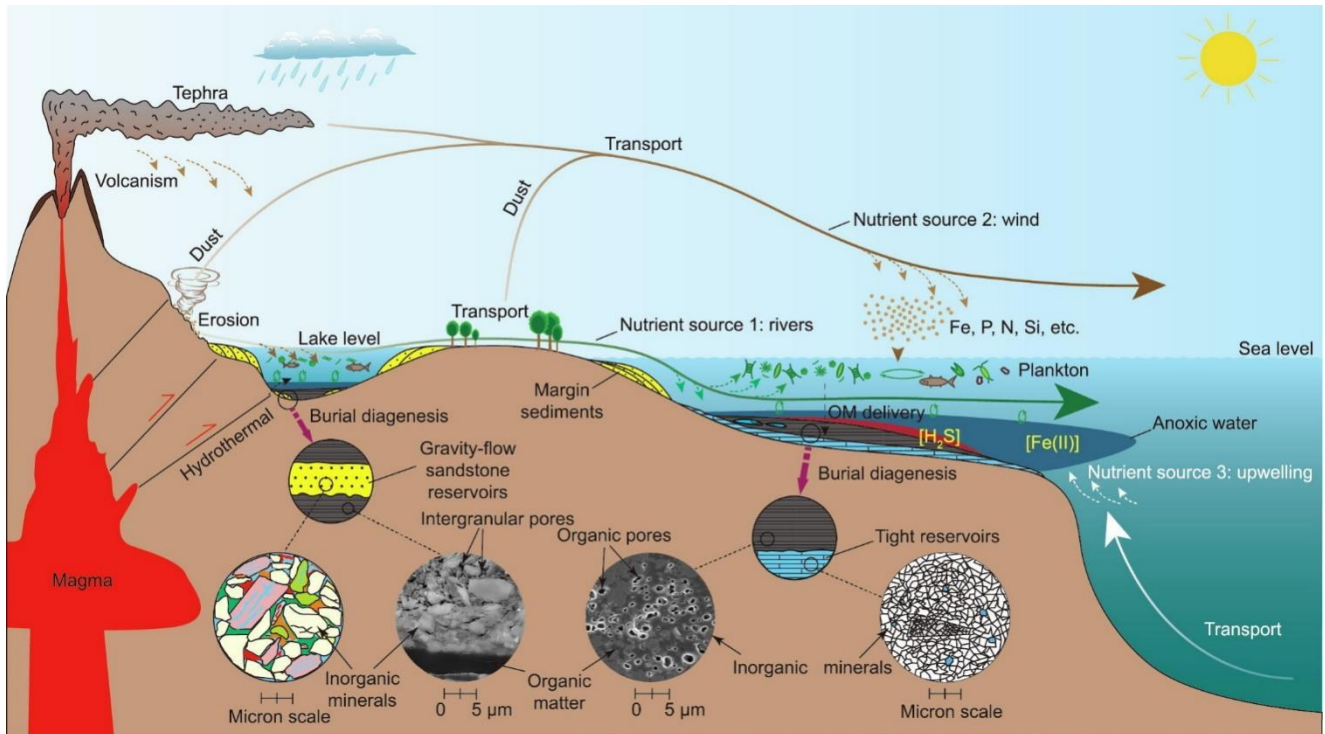


图10. 全球/区域性重大地质事件与非常规油气“甜点区/段”形成过程示意图。扫描电子显微镜图像来自鄂尔多斯盆地延长组长7段页岩(左)和四川盆地五峰组-龙马溪组页岩(右)。

陆棚)环境[17]。四川盆地五峰组-龙马溪组页岩中的异常高有机质层段与这两次全球硫化缺氧事件有着很好的对应关系(图6)。第一次硫化缺氧形成的五峰组异常高有机质页岩的空间分布相对有限,而第二次硫化缺氧事件形成的龙马溪组异常高有机质页岩的分布范围则更广[17,23]。另外,这两次硫化缺氧事件能够促进了海洋中营养元素(如磷)的重循环至沉积水体之中[118],从而进一步提高水体表层的初级生产力水平。

威利斯顿盆地下巴肯段黑色页岩也记录了一次全球性海洋缺氧事件[19,89,99]。这些页岩具有有机质含量高、黄铁矿富集等特征(图6)。同时期的黑色页岩也在欧洲、北美、东南亚、北非、俄罗斯、泰国和华南地区广泛分布[119]。法门期末黑色页岩占据了该时期全球约21%的沉积区[120]。这些黑色页岩的沉积与海平面的上升有很好的对应关系,指示着全球海平面上升导致的缺氧水体扩张可能引发了该时期的大洋缺氧事件[117]。

阿巴拉契亚盆地马塞勒斯页岩中异常高有机质层段也沉积于缺氧水体条件,但其缺氧可能由多种因素造成(图7)。马塞勒斯组沉积早期,底水缺氧是由于海洋垂直环流的减弱或停滞造成的,这可能与阿巴拉契亚海盆的半封闭性和快速构造沉降、海平面上升、水体季节性温度分层以及雨影效应等因素有关[74,77,121]。另外,由于陆地营养物质的大量输入,水体初级生产力水平提高,增加了有机质的产率。有机质颗粒在向下传递的过程中因分解作用而消耗了水体中的氧气,形成了底部水体和沉积物中孔隙水的缺氧条件[52,77],这种现象也被称为“生产力-缺氧反馈”机制[15,122]。

4.2.3. 低的沉积速率减少有机质被稀释

增强的陆源碎屑输入和相关的高沉积速率($> 100 \text{ cm} \cdot \text{kyr}^{-1}$)通常会稀释沉积物中的有机质含量。阿巴拉契亚盆地马塞勒斯页岩沉积时期,随着陆源碎屑输入逐渐增加(Al和Ti含量的增加),有机质含量从Union Springs段到Oatka Greek段逐渐下降(图7)。大多数古代富有机质层段形成于低沉积速率的环境。海洋中异常高有机质沉积的平均速率远低于 $100 \text{ cm} \cdot \text{kyr}^{-1}$:五峰组-龙马溪组页岩的沉积速率为 $0.2 \sim 0.4 \text{ cm} \cdot \text{kyr}^{-1}$ (平均TOC含量为2%~8%)[5]、巴肯组页岩为 $0.1 \sim 0.3 \text{ cm} \cdot \text{kyr}^{-1}$ (平均TOC含量为8%~11%)[21]、马塞勒斯组页岩为 $0.17 \sim 1.3 \text{ cm} \cdot \text{kyr}^{-1}$ (平均TOC含量为8%~10%)[73,123]。以鄂尔多斯盆地长7₃段黑色页岩为代表的湖相异常高有机质沉积物的沉积速率接近 $5 \text{ cm} \cdot \text{kyr}^{-1}$ [100,112]。沉积速率变化对有机质的稀释或聚集有重要影响,其过程主要受构造活动、气候变

化、海/湖平面波动等重大事件的控制。

4.3. 地质事件与优质储层形成

4.3.1. 沉积环境突变引发致密储层的形成

美国威利斯顿盆地巴肯组和鄂尔多斯盆地延长组长7段分别是海相和湖相致密油/页岩油的代表性层系,它们的共同特点是源岩和储层紧密共生,油气没有发生长距离的运移。在这两个典型层系中,(粉)细砂岩或碳酸盐岩的基质孔隙度明显高于页岩,是主要的产油层段[20,124](图8和图9)。这些砂岩和碳酸盐岩是在气候变冷、海/湖平面快速下降、沉积重力流等重大事件耦合作用下,沉积环境发生剧烈变化时期所沉积的[97,125-126]。

美国威利斯顿盆地巴肯组发育两个世界级的烃源岩层(即上、下巴肯段)和两个致密储层段(中巴肯和Pronghorn段)。上、下巴肯段富有机质页岩中排出的烃类就近运移到中巴肯段和Pronghorn段中[93](图8)。中巴肯段内的细砂岩、生物碎屑岩和微晶白云岩层段具有较高的基质孔隙度(平均值约为9%,最高为14%),是巴肯油气田致密油勘探和开发最具潜力的目标层段[127]。沉积学研究表明,上、下巴肯段沉积于缺氧条件下较深水体(深度大于200 m),而中巴肯段则是在浅水(深度小于10 m)高能条件下沉积形成的[124]。巴肯组内相邻层段之间沉积环境的剧烈变化与气候驱动的海平面波动密切相关,表现为沉积速率低($0.1 \sim 0.3 \text{ cm} \cdot \text{kyr}^{-1}$)的深水细粒沉积物(下巴肯段)与沉积速率偏高的浅水粗碎屑沉积物互层(中巴肯段)[97,124]。随后,海平面快速上升导致低速率的上巴肯段沉积(图8)。泥盆纪-石炭纪转折期全球气候发生了快速波动,陆地植物繁盛加剧了大陆风化作用,同时海洋中有机碳大量埋藏,这些共同引发了全球气候的变冷[19];火山活动以及海平面下降造成的有机质氧化,能够促使大气中 CO_2 浓度增加,引发全球逐步变暖[128]。在这些环境突变过程中发育了异常高有机质沉积与优质储层。

鄂尔多斯盆地长7段的湖相致密储层的形成与重力流事件密切相关(图9)。一些地质事件,如火山喷发、地震和风暴,可引发早期沉积物的重力失稳和滑动,形成水下重力流,将大量的浅水沉积物搬运到半深湖-深湖之中,形成(粉)细砂岩储层[6,125]。这些深水砂体在横向上是连续的,纵向上与异常高有机质页岩紧密相邻。这种源储紧密共生的模式大大减小了烃类运移的距离,提高了油气聚集效率[6,129]。尽管这些(粉)细砂岩储层后期会受到强烈的成岩改造,但它们的平均孔隙度一般为4%~8%,

渗透率为0.02~0.10 mD，仍优于平均孔隙度低于2.5%、渗透率低于0.01 mD的泥页岩[130]。因此，鄂尔多斯盆地长7段中的致密油“甜点区/段”以这些（粉）细砂岩为主（图9和图10），其形成与分布可能主要受控于该盆地重力流事件。

4.3.2. 异常高有机质热演化提升页岩储层的品质

页岩长期以来被认为是烃源岩和盖层，而现今被视为具有可采价值的非常规油气储层，这得益于有机质中大量孔隙的发现。有机孔一般呈不规则状、气泡状、椭圆状，大小一般由几纳米到几百纳米（图3）[6,56]。当有机质热成熟度（ R_o ）达到大约0.6%或更高时，在I型和II型干酪根中大量发育有机孔（可占总孔隙度的40%~50%）[56]。页岩中具有异常高有机质的“甜点段”孔隙度一般较高，而在TOC含量低于3.0%的页岩中有机孔则相对较少。以五峰组-龙马溪组页岩为例，“甜点段”的孔隙度（ $\geq 4.0\%$ ）整体高于其他层段[6,56]。不过，当TOC含量过高时（ $\geq 6.0\%$ ），有机孔的发育可能会逐步受到抑制，因为高有机质含量使沉积物的结构刚性降低，在压实过程中会导致有机质孔隙的塌陷和闭合[72,131]。

页岩储层的有机质含量在其对甲烷的吸附能力及含气量分布方面扮演着重要作用。尽管关于页岩储层的甲烷吸附能力与热成熟度相关性仍存在争议，但全球诸多层系的页岩储层吸附能力与TOC含量均存在着正相关关系[132]；页岩储层的吸附能力越强，意味着含气量越高。比如四川盆地五峰组-龙马溪组页岩的含气量与TOC含量具有较好正相关性。因此，异常高有机质的热演化过程可以通过增加总孔隙度和甲烷吸附能力两个方面改善页岩储层的品质。

4.3.3. 硅质纹层发育有利于页岩气的开采

由于复杂的矿物成分和发育丰富的纹层，页岩通常表现出非均质性和各向异性（图1 [32-33]）。根据矿物组成，页岩中的纹层可分为4种类型：富有机质纹层、富黏土纹层、富碳酸盐岩纹层和富硅质纹层[133]。富硅质纹层主要由粉砂级石英（含硅质生物颗粒）和长石颗粒组成，也被称为粉砂质纹层（图10）[134]。粉砂质纹层可提高页岩储层的孔隙度和渗透性，有利于页岩储层中油气的运移和开采[135]。此外，高硅质含量的页岩储层脆性更高，对储层压裂改造时形成复杂裂缝网络具有促进作用，有助于页岩油气采收率的提高[136-137]。

页岩中的硅质纹层来源包括生物成因和非生物成因。生物成因的硅质纹层代表着硅质生物（如放射虫和海绵骨

针）繁盛与沉积富集，这与海平面上升、火山或热源活动等事件引发的高营养物质供给密切相关[14]。硅质生物大量繁盛可在全球范围内形成了富有机质页岩沉积[24,136]。非生物成因的硅质纹层一般与硅质矿物沉积速率较高的、相对短暂的沉积事件有关，如浊流、异重流或火山活动[138]。这些短期地质事件所引发的沉积环境和沉积速率的变化，有利于在泥页岩中发育纹层。

因此，地质事件可能通过多种机制提高页岩的储层品质，包括促进有机孔的发育、增强储层的吸附能力、渗透性和脆性，这些对非常规油气资源富集及工业开采均具有重要的影响。

5. 结论

本研究对非常规油气体系中与细粒沉积岩相关的沉积及其成岩作用进行了概述，并通过介绍中国和北美地区的4个典型非常规油气层系，探讨了重大地质事件沉积耦合对非常规油气“甜点区/段”形成与分布的控制作用，得出了以下认识：

（1）非常规油气勘探开发的“甜点区/段”一般由异常高有机质沉积（ $TOC \geq 3\%$ ）或与其紧密共生的（粉）细砂岩或碳酸盐岩组成。非常规油气体系中的异常高有机质沉积不仅为油气的大量生成提供了物质基础，而且在成岩过程中通过产生有机质孔、溶解矿物等方式为油气提供丰富的储集空间。沉积环境突变或者事件沉积（如深水重力流）所形成的（粉）细砂岩与富有机质页岩紧密共生，能够为非常规油气资源富集提供大量的储集空间。

（2）对北美和中国4个典型非常规油气层系（四川盆地五峰组-龙马溪组、阿巴拉契亚盆地马塞勒斯组、威利斯顿盆地巴肯组和鄂尔多斯盆地延长组）的“甜点区/段”进行了介绍，探讨了重大地质事件在其形成中的控制作用。结果表明，它们的形成是地质转折期全球或区域性重大地质事件（如构造活动、海/湖平面波动、气候变化、水体缺氧、火山活动、生物灭绝或辐射及重力流事件等）沉积耦合的结果。

（3）多地质事件沉积耦合为有机质的富集提供了有利的沉积环境，包括高的营养物质供给、底部水体缺氧/硫化缺氧和适当的沉积速率。营养物质输入的增加可能与大陆风化的增强、富营养成分的上升流、火山作用以及热液活动等有关，这些过程促进了沉积水体表层初级生产者的繁盛，提高了初级生产力水平。广泛的水体缺氧/硫化缺氧可减少有机质的分解，进而促进了有机质的保存与富集。多种地质事件如构造活动、气候变化和海/湖平面变

化的沉积耦合能够控制着沉积水体中具备适当的沉积速率，以避免有机质在沉积物中被稀释，进而形成异常高有机质的规模沉积。

(4) 多地质事件沉积耦合为非常规油气优质储层的形成提供了有利的沉积环境。由深水重力流等重大地质事件所引发的环境突变，在页岩层系中易发育与异常高有机质沉积密切相关的优质致密储层沉积。与多地质事件相关的异常高有机质层段也可通过成岩过程中有机质孔、矿物溶蚀孔等演化，从而提高页岩油/气储层品质。此外，页岩层系中发育的与硅质生物繁盛或底流有关的富硅质纹层，能够增强储层脆性，有利于页岩油/气的开采。

(5) 非常规油气沉积学研究聚焦于富有机质页岩层系沉积时期的重大地质事件及其相关的沉积耦合作用过程，它是理解非常规油气“甜点区/段”形成和分布的关键，旨在为非常规油气资源的高效勘探开发提供新的视角。

致谢

本工作得到了中国石油天然气集团公司科学研究和技术开发项目(2021yjcq02和2021DJ2001)和国家自然科学基金项目(42222209)的共同支持。感谢 Germán Otharón 和两位匿名审稿人的宝贵意见,以及编辑赵莎莎和朱琳的建设性评价。

Compliance with ethics guidelines

Caineng Zou, Zhen Qiu, Jiaqiang Zhang, Zhiyang Li, Hengye Wei, Bei Liu, Jianhua Zhao, Tian Yang, Shifa Zhu, Huifei Tao, Fengyuan Zhang, Yuman Wang, Qin Zhang, Wen Liu, Hanlin Liu, Ziqing Feng, Dan Liu, Jinliang Gao, Rong Liu, and Yifan Li declare that they have no conflicts of interest or financial conflicts to disclose.

Appendix A. Supplementary data

Supplementary data to this article can be found online at <https://doi.org/10.1016/j.eng.2022.06.016>.

References

- [1] Zou C. Unconventional petroleum geology. 2nd ed. Salt Lake City: Elsevier; 2017.
- [2] Energy Information AdministrationUS. Annual energy outlook 2021 [Internet].

- Washington: US Energy Information Administration; 2021 Feb [cited 2022 Feb 5]. Available from: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>.
- [3] Zou C, Qiu Z. Preface: new advances in unconventional petroleum sedimentology in China. *Acta Sediment Sin* 2021;39(1):1–8. Chinese.
- [4] Energy Information AdministrationUS. Review of emerging resources: U. S. shale gas and shale oil plays [Internet]. Washington: US Energy Information Administration; 2011 Jul [cited 2022 May 22]. Available from: <https://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf>.
- [5] Zou C, Zhu R, Chen Z, Ogg JG, Wu S, Dong D, et al. Organic-matter-rich shales of China. *Earth Sci Rev* 2019; 189:51–78.
- [6] Qiu Z, Zou C. Controlling factors on the formation and distribution of “sweetpot areas” of marine gas shales in south China and a preliminary discussion on unconventional petroleum sedimentology. *J Asian Earth Sci* 2020; 194:103989.
- [7] Ma Y, Cai X, Zhao P. China’s shale gas exploration and development: understanding and practice. *Pet Explor Dev* 2018;45(4):589–603.
- [8] Lillis PG. Review of oil families and their petroleum systems of the Williston Basin. *Mt Geol* 2013;50(1):5–31.
- [9] Peters KE. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bull* 1986;70(3):318–29.
- [10] Qiu Z, Zou C, Wang H, Dong D, Lu B, Chen Z, et al. Discussion on the characteristics and controlling factors of differential enrichment of shale gas in the Wufeng–Longmaxi formations in south China. *J Nat Gas Geosci* 2020;5(3): 117–28.
- [11] Qiu Z, Wei H, Liu H, Shao N, Wang Y, Zhang L, et al. Accumulation of sediments with extraordinary high organic matter content: insight gained through geochemical characterization of indicative elements. *Oil Gas Geol* 2021; 42(4):931–48. Chinese.
- [12] Tribouillard N, Algeo TJ, Lyons T, Riboulleau A. Trace metals as paleoredox and paleoproductivity proxies: an update. *Chem Geol* 2006;232(1–2):12–32.
- [13] Middelburg JJ, Meysman FJR. Ocean science. Burial at sea. *Science* 2007; 316(5829):1294–5.
- [14] Liu B, Schieber J, Mastalerz M, Teng J. Organic matter content and type variation in the sequence stratigraphic context of the Upper Devonian New Albany shale. *Illinois Basin Sediment Geol* 2019; 383:101–20.
- [15] Arthur MA, Sageman BB. Sea-level control on source-rock development: perspectives from the Holocene Black Sea, the Mid-Cretaceous Western Interior Basin of North America, and the Late Devonian Appalachian Basin. In: Harris NB, editor. The deposition of organic-carbon-rich sediments: models, mechanisms, and consequences. *SEPM Society for Sedimentary Geology*; 2005.
- [16] Makeen YM, Hakimi MH, Abdullah WH. The origin, type and preservation of organic matter of the Barremian–Aptian organic-rich shales in the Muglad Basin, Southern Sudan, and their relation to paleoenvironmental and paleoclimate conditions. *Mar Pet Geol* 2015; 65:187–97.
- [17] Zou C, Qiu Z, Poulton SW, Dong D, Wang H, Chen D, et al. Ocean euxinia and climate change “double whammy” drove the Late Ordovician mass extinction. *Geology* 2018;46(6):535–8.
- [18] Yang S, Hu W, Wang X, Jiang B, Yao S, Sun F, et al. Duration, evolution, and implications of volcanic activity across the Ordovician–Silurian transition in the Lower Yangtze region. *South China Earth Planet Sci Lett* 2019; 518:13–25.
- [19] Kaiser SI, Aretz M, Becker RT. The global Hangenberg Crisis (Devonian–Carboniferous transition): review of a first-order mass extinction. *Geol Soc Spe Publ* 2015;423(1):387–437.
- [20] Xu Q, Shi W, Xie X, Manger W, McGuire P, Zhang X, et al. Deep-lacustrine sandy debrites and turbidites in the lower Triassic Yanchang Formation, southeast Ordos Basin, central China: facies distribution and reservoir quality. *Mar Pet Geol* 2016; 77:1095–107.
- [21] Smith MG, Bustin RM. Production and preservation of organic matter during deposition of the Bakken Formation (Late Devonian and Early Mississippian). *Williston Basin Palaeogeogr Palaeoclimatol Palaeoecol* 1998; 142(3–4): 185–200.
- [22] Li L, Liu Z, Sun P, Li Y, George SC. Sedimentary basin evolution, gravity flows, volcanism, and their impacts on the formation of the Lower Cretaceous oil shales in the Chaoyang Basin, northeastern China. *Mar Pet Geol* 2020; 119: 104472.
- [23] Qiu Z, Zou C. Unconventional petroleum sedimentology: connotation and prospect. *Acta Sediment Sin* 2020;38(1):1–29. Chinese.
- [24] Liu B, Schieber J, Mastalerz M. Petrographic and micro-FTIR study of organic matter in the Upper Devonian New Albany shale during thermal maturation: implications for kerogen transformation. In: Camp WK, Milliken KL, Taylor K, Fishman N, Hackley PC, editors. *Mudstone diagenesis: research perspectives for shale hydrocarbon reservoirs, seals, and source rocks*. *AAPG Memoir*;

- 2019, p. 165–88.
- [25] Bjorlykke K. Clay mineral diagenesis in sedimentary basins—a key to the prediction of rock properties. Examples from the North Sea Basin. *Clay Miner* 1998;33(1):15–34.
- [26] Aplin AC, Macquaker JHS. Mudstone diversity: origin and implications for source, seal, and reservoir properties in petroleum systems. *AAPG Bull* 2011; 95(12):2031–59.
- [27] Lazar OR, Bohacs KM, Schieber J, Macquaker JHS, Demko TM. Mudstone primer: lithofacies variations, diagnostic criteria, and sedimentologic–stratigraphic implications at lamina to bedset scales. *Tulsa: SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology* 2015; 12:198.
- [28] Zagorski WA, Wrightstone GR, Bowman DC. The Appalachian Basin Marcellus gas play: its history of development, geologic controls on production, and future potential as a world-class reservoir. In: Breyer JA, editor. *Shale reservoirs—giant resources for the 21st century*. AAPG Memoir; 2012. p. 172–200.
- [29] Minisini D, Eldrett J, Bergman SC, Forkner R. Chronostratigraphic framework and depositional environments in the organic-rich, mudstone-dominated Eagle Ford Group, Texas, USA. *Sedimentology* 2018;65(5):1520–57.
- [30] Etensohn FR. The Catskill Delta complex and the Acadian Orogeny: a model. *Geol Soc Am* 1985; 201:39–50.
- [31] Wright LD, Wiseman WJ, Bornhold BD, Prior DB, Suhayda JN, Keller GH, et al. Marine dispersal and deposition of Yellow River silts by gravity-driven underflows. *Nature* 1988;332(6165):629–32.
- [32] Schieber J, Southard J, Thaisen K. Accretion of mudstone beds from migrating floccule ripples. *Science* 2007;318(5857):1760–3.
- [33] Shepetchkina A, Gingras MK, Pemberton SG. Modern observations of floccule ripples: petitcodiac river estuary, New Brunswick, Canada. *Sedimentology* 2018;65(2):582–96.
- [34] Schieber J, Southard JB. Bedload transport of mud by floccule ripples—direct observation of ripple migration processes and their implications. *Geology* 2009; 37(6):483–6.
- [35] Plint AG, Macquaker JHS, Varban BL. Bedload transport of mud across a wide, storm-influenced ramp: Cenomanian–Turonian Kaskapau Formation, Western Canada Foreland Basin. *J Sediment Res* 2012;82(11):801–22.
- [36] Mallik L, Mazumder R, Mazumder BS, Arima M, Chatterjee P. Tidal rhythmites in offshore shale: a case study from the Palaeoproterozoic Chaibasa shale, eastern India and implications. *Mar Pet Geol* 2012;30(1):43–9.
- [37] Macquaker JHS, Taylor KG, Keller M, Polya D. Compositional controls on early diagenetic pathways in fine-grained sedimentary rocks: implications for predicting unconventional reservoir attributes of mudstones diagenesis of organic-rich mudstones. *AAPG Bull* 2014;98(3):587–603.
- [38] Li Z, Schieber J. Detailed facies analysis of the Upper Cretaceous Tununk shale member, Henry Mountains Region, Utah: implications for mudstone depositional models in epicontinental seas. *Sediment Geol* 2018; 364:141–59.
- [39] Li Z, Bhattacharya J, Schieber J. Evaluating along-strike variation using thinbedded facies analysis, Upper Cretaceous Ferron Notom Delta. *Utah Sedimentology* 2015;62(7):2060–89.
- [40] Qiu Z, Liu B, Lu B, Shi Z, Li Z. Mineralogical and petrographic characteristics of the Ordovician–Silurian Wufeng–Longmaxi shale in the Sichuan Basin and implications for depositional conditions and diagenesis of black shales. *Mar Pet Geol* 2022; 135:105428.
- [41] Rader RB, Richardson CJ. The effects of nutrient enrichment on algae and macroinvertebrates in the everglades: a review. *Wetlands* 1992;12(2):121–35.
- [42] Tyson RV. Organic matter preservation: the effects of oxygen deficiency. New York: Springer; 1995. p. 119–49.
- [43] Tyson RV, Pearson TH. Modern and ancient continental shelf anoxia: an overview. *Geol Soc Spe Publ* 1991;58(1):1–24.
- [44] Holditch SA. Tight gas sands. *J Pet Technol* 2006;58(6):86–93.
- [45] Talling PJ, Amy LA, Wynn RB, Peakall J, Robinson M. Beds comprising debrite sandwiched within co-genetic turbidite: origin and widespread occurrence in distal depositional environments. *Sedimentology* 2004; 51(1): 163–94.
- [46] Shanley KW, Cluff RM, Robinson JW. Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis. *AAPG Bull* 2004; 88(8):1083–121.
- [47] Dutton SP, Clift SJ, Hamilton DS, Hamlin HS, Hentz TF, Howard WE, et al. Major low-permeability-sandstone gas reservoirs in the continental United States. Austin: University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology; 1993.
- [48] Sonnenberg SA, Pramudito A. Petroleum geology of the giant Elm Coulee field. *Williston Basin AAPG Bull* 2009;93(9):1127–53.
- [49] Talling PJ, Wynn RB, Masson DG, Frenz M, Cronin BT, Schiebel R, et al. Onset of submarine debris flow deposition far from original giant landslide. *Nature* 2007;450(7169):541–54.
- [50] Yang T, Cao Y, Liu K, Wang Y, Zavala C, Friis H, et al. Genesis and depositional model of subaqueous sediment gravity-flow deposits in a lacustrine rift basin as exemplified by the Eocene Shahejie Formation in the Jiyang Depression. *Eastern China Mar Pet Geol* 2019; 102:231–57.
- [51] Mastalerz M, Drobniak A, Stankiewicz AB. Origin, properties, and implications of solid bitumen in source-rock reservoirs: a review. *Int J Coal Geol* 2018;195: 14–36.
- [52] Teng J, Mastalerz M, Liu B, Gognat T, Hauser E, McLaughlin P. Variations of organic matter transformation in response to hydrothermal fluids: example from the Indiana part of the Illinois Basin. *Int J Coal Geol* 2020; 219:103410.
- [53] Liu B, Mastalerz M, Schieber J. SEM petrography of dispersed organic matter in black shales: a review. *Earth Sci Rev* 2022; 224:103874.
- [54] Milliken K. A compositional classification for grain assemblages in finegrained sediments and sedimentary rocks. *J Sediment Res* 2014;84(12):1185–99.
- [55] Loucks RG, Reed RM. Scanning-electron-microscope petrographic evidence for distinguishing organic-matter pores associated with depositional organic matter versus migrated organic matter in mudrock. *Gulf Coast Assoc Geol Soci J* 2014; 3:51–60.
- [56] Loucks RG, Reed RM, Ruppel SC, Hammes U. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores. *AAPG Bull* 2012;96(6):1071–98.
- [57] Liu B, Teng J, Mastalerz M, Schieber J, Schimmelmann A, Bish D. Compositional control on shale pore structure characteristics across a maturation gradient: insights from the Devonian New Albany shale and Marcellus shale in the eastern United States. *Energy Fuels* 2021;35(9):7913–29.
- [58] Liu B, Schieber J, Mastalerz M. Combined SEM and reflected light petrography of organic matter in the New Albany shale (Devonian–Mississippian) in the Illinois Basin: a perspective on organic pore development with thermal maturation. *Int J Coal Geol* 2017; 184:57–72.
- [59] Loucks RG, Reed RM, Ruppel SC, Jarvie DM. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale. *J Sediment Res* 2009;79(11–12):848–61.
- [60] Longman MW, Drake WR, Milliken KL, Olson TM. A comparison of silica diagenesis in the Devonian Woodford shale (Central Basin Platform, West Texas) and Cretaceous Mowry shale (Powder River Basin, Wyoming). In: Camp WK, Milliken KL, Taylor K, Fishman N, Hackley PC, Macquaker JHS, editors. *Mudstone diagenesis: research perspectives for shale hydrocarbon reservoirs, seals, and source rocks*. AAPG Memoir; 2020. p. 49–68.
- [61] Schieber J, Krinsley D, Riciputi L. Diagenetic origin of quartz silt in mudstones and implications for silica cycling. *Nature* 2000;406(6799):981–5.
- [62] Dowe PJ, Taylor KG. Extensive authigenic quartz overgrowths in the gasbearing Haynesville-Bossier shale, USA. *Sediment Geol* 2017;356:15–25.
- [63] Hilgers C, Koehn D, Bons PD, Urai JL. Development of crystal morphology during uniaxial growth in a progressively widening vein: II. Numerical simulations of the evolution of antitaxial fibrous veins. *J Struct Geol* 2001; 23(6–7):873–85.
- [64] Milliken KL, Day-Stirrat RJ, Papazis PK, Dohse C, Breyer JA. Carbonate lithologies of the Mississippian Barnett shale, Fort Worth Basin, Texas. In: Breyer JA, editor. *Shale reservoirs—giant resources for the 21st century*. AAPG Memoir; 2012. p. 290–321.
- [65] Heydari E, Wade WJ. Massive recrystallization of low-Mg calcite at high temperatures in hydrocarbon source rocks: implications for organic acids as factors in diagenesis. *AAPG Bull* 2002;86(7):1285–303.
- [66] Kennedy MJ, Löhr SC, Fraser SA, Baruch ET. Direct evidence for organic carbon preservation as clay–organic nanocomposites in a Devonian black shale; from deposition to diagenesis. *Earth Planet Sci Lett* 2014; 388:59–70.
- [67] Wilson MJ, Wilson L, Shaldybin MV. Clay mineralogy and unconventional hydrocarbon shale reservoirs in the USA. II. Implications of predominantly illitic clays on the physico–chemical properties of shales. *Earth Sci Rev* 2016; 158:1–8.
- [68] Pollastro RM. Considerations and applications of the illite/smectite geothermometer in hydrocarbon-bearing rocks of Miocene to Mississippian age. *Clays Clay Miner* 1993;41(2):119–33.
- [69] Merriman RJ, Frey M. Patterns of very low-grade metamorphism in metapelitic rocks. In: Frey M, Robinson D, editors. *Low-grade metamorphism*. Blackwell: Oxford; 2009. p. 61–107.
- [70] Behl RJ, Garrison RE. The origin of chert in the Monterey Formation of California (USA). In: *Proceedings of the 29th International Geological*

- Congress Part C; 1992 August 24–September 3; Kyoto, Japan. Utrecht: VSP; 1994. p. 101132.
- [71] Mastalerz M, Schimmelmann A, Drobnik A, Chen Y. Porosity of Devonian and Mississippian New Albany shale across a maturation gradient: insights from organic petrology, gas adsorption, and mercury intrusion. *AAPG Bull* 2013;97(10):1621–43.
- [72] Milliken KL, Rudnicki M, Awwiller DN, Zhang T. Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian). *Pennsylvania AAPG Bull* 2013;97(2): 177–200.
- [73] Parrish CB. Insights into the Appalachian basin middle Devonian depositional system from U-Pb Zircon geochronology of volcanic ashes in the Marcellus shale and Onondaga limestone [dissertation]. West Virginia: West Virginia University; 2013.
- [74] Chen R, Sharma S. Role of alternating redox conditions in the formation of organic-rich interval in the Middle Devonian Marcellus shale, Appalachian Basin, USA. *Palaeogeogr Palaeoclimatol Palaeoecol* 2016; 446:85–97.
- [75] Wendt A, Arthur M, Slingerland R, Kohl D, Bracht R, Engelder T. Geochemistry and depositional history of the Union Springs Member, Marcellus Formation in central Pennsylvania. *Interpretation* 2015;3(3):SV17–33.
- [76] Haq BU, Schutter SR. A chronology of Paleozoic sea-level changes. *Science* 2008;322(5898):64–8.
- [77] Lash GG, Blood DR. Organic matter accumulation, redox, and diagenetic history of the Marcellus Formation, southwestern Pennsylvania. *Appalachian basin Mar Pet Geol* 2014; 57:244–63.
- [78] Lash GG, Engelder T. Thickness trends and sequence stratigraphy of the Middle Devonian Marcellus Formation, Appalachian Basin: implications for Acadian foreland basin evolution. *AAPG Bull* 2011;95(1):61–103.
- [79] Zhu Y, Carr T, Zhang Z, Song L. Pore characterization of the Marcellus shale by nitrogen adsorption and prediction of its gas storage capacity. *Interpretation* 2021;9(4):SG71–82.
- [80] Smith LB, Leone J. Integrated characterization of Utica and Marcellus black shale gas plays, New York State [presentation]. In: American Association of Petroleum and Exhibition (AAPG) Annual Convention and Exhibition; April 11–14, 2010; New Orleans, LA, USA; 2010.
- [81] Song L, Paronish T, Agrawal V, Hupp B, Sharma S, Carr TR. Depositional environment and impact on pore structure and gas storage potential of middle Devonian organic rich shale, Northeastern West Virginia, Appalachian Basin. In: Proceedings of SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference; 2017 Jul 24–26; Austin, TX, USA. Richardson: OnePetro; 2017.
- [82] Gu X, Mildner DFR, Cole DR, Rother G, Slingerland R, Brantley SL. Quantification of organic porosity and water accessibility in Marcellus shale using neutron scattering. *Energy Fuels* 2016;30(6):4438–49.
- [83] Bruner KR, Smosna R. A comparative study of the Mississippian Barnett shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus shale. *Appalachian Basin AAPG Bull* 2011;91(4):475–99.
- [84] Energy Information Administration US. Marcellus play report: geology review and map updates [Internet]. Washington, DC: US Department of Energy; 2017 Feb 10 [cited 2022 Feb 5]. Available from: https://www.eia.gov/maps/pdf/MarcellusPlayUpdate_Jan2017.pdf.
- [85] Etensohn FR. Controls on the origin of the Devonian Mississippian oil and gas shales. *East–Central United States Fuel* 1992;71(12):1487–92.
- [86] Hogancamp NJ, Pocknall DT. The biostratigraphy of the Bakken Formation: a review and new data. *Stratigraphy* 2018;15(3):197–224.
- [87] Pollastro RM, Roberts LNR, Cook TA, Breyer JA. Geologic model for the assessment of technically recoverable oil in the Devonian–Mississippian Bakken Formation, Williston Basin. In: Breyer JA, editor. Shale reservoirs—giant resources for the 21st century. *AAPG Memoir*; 2012. p. 205–57.
- [88] Torsvik TH, Cocks LRM. Gondwana from top to base in space and time. *Gondwana Res* 2013;24(3–4):999–1030.
- [89] Novak A, Egenhoff S. Soft-sediment deformation structures as a tool to recognize syndepositional tectonic activity in the middle member of the Bakken Formation, Williston Basin. *North Dakota Mar Pet Geol* 2019; 105:124–40.
- [90] Petty DM. An alternative interpretation for the origin of black shale in the Bakken Formation of the Williston Basin. *Bull Can Pet Geol* 2019;67(1):47–70.
- [91] Angulo S, Buatois LA. Ichology of a late Devonian–early Carboniferous lowenergy seaway: the Bakken Formation of subsurface Saskatchewan, Canada: assessing paleoenvironmental controls and biotic responses. *Palaeogeogr Palaeoclimatol Palaeoecol* 2012;315–316:46–60.
- [92] Aderoju T, Bend S. Reconstructing the palaeoecosystem and palaeodepositional environment within the upper Devonian–lower Mississippian Bakken Formation: a biomarker approach. *Org Geochem* 2018; 119:91–100.
- [93] Milliken KL, Zhang T, Chen J, Ni Y. Mineral diagenetic control of expulsion efficiency in organic-rich mudrocks, Bakken Formation (Devonian–Mississippian), Williston Basin, North Dakota, USA. *Mar Pet Geol* 2021; 127: 104869.
- [94] Liu K, Ostadhasan M, Gentzis T, Carvajal-Ortiz H, Bubach B. Characterization of geochemical properties and microstructures of the Bakken Shale in north Dakota. *Int J Coal Geol* 2018; 190:84–98.
- [95] Hu K, Chen Z, Yang C, Jiang C, Liu X. Integrated petrophysical evaluation of the Lower Middle Bakken Member in the Viewfield Pool, southeastern Saskatchewan. *Canada Mar Pet Geol* 2020; 122:104601.
- [96] Angulo S, Buatois LA. Integrating depositional models, ichnology, and sequence stratigraphy in reservoir characterization: the middle member of the Devonian–Carboniferous Bakken Formation of subsurface southeastern Saskatchewan revisited. *AAPG Bull* 2012;96(6):1017–43.
- [97] Borcovsky D, Egenhoff S, Fishman N, Maletz J, Boehlke A, Lowers H. Sedimentology, architecturefacies, and sequence stratigraphy of a Mississippian black mudstone succession—the upper member of the Bakken Formation, Dakotnorth, StatesUnited. *AAPG Bull* 2017;101(10):1625–73.
- [98] Smith MG, Bustin RM. Late Devonian and Early Mississippian Bakken and Exshaw Black shale source rocks, Western Canada Sedimentary Basin: a sequence stratigraphic interpretation. *AAPG Bull* 2000;84(7):940–60.
- [99] Energy Information Administration US. Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 Countries Outside the United States [Internet]. Washington, DC: US Department of Energy; 2013 Sep [cited 2022 Feb 5]. Available from: https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf.
- [100] Fu J, Guo W, Li S, Liu X, Cheng D, Zhou X. Characteristics and exploration potential of multi-type shale oil in the 7th Member of Yanchang Formation. *Ordos Basin Nat Gas Geosci* 2021;32(12):1749–61. Chinese.
- [101] Li G, Wu Z, Li Z, Chen Q, Xian C, Liu H. Optimal selection of unconventional petroleum sweet spots inside continental source kitchens and actual application of three-dimensional development technology in horizontal wells: a case study of the Member 7 of Yanchang Formation in Ordos Basin. *Acta Petrol Sin* 2021; 42(6):736–50. Chinese.
- [102] Bjerrum CJ, Bendtsen J, Legarth JFF. Modeling organic carbon burial during sea level rise with reference to the Cretaceous. *Geochem Geophys Geosyst* 2006;7(5):Q05008.
- [103] Harris NB, McMillan JM, Knapp LJ, Mastalerz M. Organic matter accumulation in the Upper Devonian Duvernay Formation, western Canada Sedimentary Basin, from sequence stratigraphic analysis and geochemical proxies. *Sediment Geol* 2018;376:185–203.
- [104] Yang X, Yan D, Zhang B, Zhang L, Wei X, Li T, et al. The impact of volcanic activity on the deposition of organic-rich shales: evidence from carbon isotope and geochemical compositions. *Mar Pet Geol* 2021; 128:105010.
- [105] Ji L, Li J, Zhang M, Lu H, He C, Jin P, et al. Effects of lacustrine hydrothermal activity on the organic matter input of source rocks during the Yanchang period in the Ordos Basin. *Mar Pet Geol* 2021; 125:104868.
- [106] Zhang K, Liu R, Liu Z, Li B, Han J, Zhao K. Influence of volcanic and hydrothermal activity on organic matter enrichment in the Upper Triassic Yanchang Formation, southern Ordos Basin. *Central China Mar Pet Geol* 2020; 112:104059.
- [107] Lee CA, Jiang H, Ronay E, Minisini D, Stiles J, Neal M. Volcanic ash as a driver of enhanced organic carbon burial in the Cretaceous. *Sci Rep* 2018;8(1): 4197.
- [108] Frogner P, Gíslason SR, Óskarsson N. Fertilizing potential of volcanic ash in ocean surface water. *Geology* 2001;29(6):487–90.
- [109] Du X, Jia J, Zhao K, Shi J, Shu Y, Liu Z, et al. Was the volcanism during the Ordovician–Silurian transition in south China actually global in extent? Evidence from the distribution of volcanic ash beds in black shales. *Mar Pet Geol* 2021; 123:104721.
- [110] Qiu Z, Wei H, Tian L, Corso JD, Zhang J, Zou C. Different controls on the Hg spikes linked the two pulses of the late Ordovician mass extinction in south China. *Sci Rep* 2022;12(1):5195.
- [111] Zhang W, Yang W, Xie L. Controls on organic matter accumulation in the Triassic Chang 7 lacustrine shale of the Ordos Basin, central China. *Int J Coal Geol* 2017; 183:38–51.
- [112] Zhu R, Cui J, Deng S, Luo Z, Lu Y, Qiu Z. High-precision Dating and Geological Significance of Chang 7 Tuff Zircon of the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin in central China. *Acta Geol Sin-Engl Ed* 2019;93(6): 1823–34.
- [113] Liu Q, Zhu D, Jin Z, Meng Q, Li S. Influence of volcanic activities on redox chemistry changes linked to the enhancement of the ancient Sinian source rocks in the Yangtze craton. *Precambrian Res* 2019; 327:1–13.

- [114] Marynowski L, Filipiak P. Water column euxinia and wildfire evidence during deposition of the Upper Famennian Hangenberg event horizon from the Holy Cross Mountains (central Poland). *Geol Mag* 2007;144(3):569–95.
- [115] Harper DAT, Hammarlund EU, Rasmussen CMO. End Ordovician extinctions: a coincidence of causes. *Gondwana Res* 2014;25(4):1294–307.
- [116] Xu C, Rong JY, Yue L, Boucot AJ. Facies patterns and geography of the Yangtze region, south China, through the Ordovician and Silurian transition. *Palaeogeogr Palaeoclimatol Palaeoecol* 2004;204(3–4):353–72.
- [117] Kaiser SI, Becker RT, Steuber T, Aboussalam SZ. Climate-controlled mass extinctions, facies, and sea-level changes around the Devonian–Carboniferous boundary in the eastern Anti-Atlas (SE Morocco). *Palaeogeogr Palaeoclimatol Palaeoecol* 2011;310(3–4):340–64.
- [118] Qiu Z, Zou C, Mills BJW, Xiong Y, Tao H, Lu B, et al. A nutrient control on expanded anoxia and global cooling during the Late Ordovician mass extinction. *Commun Earth Environ* 2022;3(1):82.
- [119] Komatsu T, Kato S, Hirata K, Takashima R, Ogata Y, Oba M, et al. Devonian–Carboniferous transition containing a Hangenberg black shale equivalent in the Pho Han Formation on Cat Ba Island, northeastern Vietnam. *Palaeogeogr Palaeoclimatol Palaeoecol* 2014; 404:30–43.
- [120] Caplan ML, Bustin RM. Devonian–Carboniferous Hangenberg mass extinction event, widespread organic-rich mudrock and anoxia: causes and consequences. *Palaeogeogr Palaeoclimatol Palaeoecol* 1999;148(4):187–207.
- [121] Chen R, Sharma S, Bank T, Soeder D, Eastman H. Comparison of isotopic and geochemical characteristics of sediments from a gas- and liquids-prone wells in Marcellus Shale from Appalachian Basin. *West Virginia Appl Geochem* 2015; 60:59–71.
- [122] Ingall ED, Bustin RM, Van Cappellen P. Influence of water column anoxia on the burial and preservation of carbon and phosphorus in marine shales. *Geochim Cosmochim Acta* 1993;57(2):303–16.
- [123] Chen R, Sharma S. Linking the Acadian Orogeny with organic-rich black shale deposition: evidence from the Marcellus Shale. *Mar Pet Geol* 2017; 79:149–58.
- [124] Steptoe A. Petrofacies and depositional systems of the Bakken Formation in the Williston Basin, north Dakota [dissertation]. Morgantown: West Virginia University; 2012.
- [125] Zhang J, Li S, Zhou X, Liu J, Guo R, Chen J, et al. Gravity flow deposits in the distal lacustrine basin of the 7th reservoir group of Yanchang Formation and deepwater oil and gas exploration in Ordos Basin: a case study of Chang 7–3 sublayer of Chengye horizontal well region. *Acta Petrol Sin* 2021;42(5):570–87. Chinese.
- [126] Liu Y, Rui Z, Yang T, Dindoruk B. Using propanol as an additive to CO₂ for improving CO₂ utilization and storage in oil reservoirs. *Appl Energy* 2022; 311: 118640.
- [127] Pollastro RM, Roberts LN, Cook TA. Geologic assessment of technically recoverable oil in the Devonian and Mississippian Bakken Formation [Internet]. Reston: US Geological Survey; 2013 [cited 2022 Feb 5]. Available from: <https://mpace.lib.umanitoba.ca/handle/1993/23388>.
- [128] Rakociński M, Marynowski L, Piszczowska A, Beldowski J, Siedlewicz G, Zatoń M, et al. Volcanic related methylmercury poisoning as the possible driver of the end-Devonian Mass Extinction. *Sci Rep* 2020;10(1):7344.
- [129] Liu Y, Rui Z. A storage-driven CO₂ EOR for a net-zero emission target. *Engineering*. In press.
- [130] Liu M, Xiong C. Diagenesis and reservoir quality of deep-lacustrine sandydebris-flow tight sandstones in Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, China: implications for reservoir heterogeneity and hydrocarbon accumulation. *J Petrol Sci Eng* 2021; 202:108548.
- [131] Borjigin T, Lu L, Yu L, Zhang W, Pan A, Shen B, et al. Formation, preservation and connectivity control of organic pores in shale. *Pet Explor Dev* 2021;48(4): 798–812.
- [132] Zhang T, Ellis GS, Ruppel SC, Milliken K, Yang R. Effect of organic-matter type and thermal maturity on methane adsorption in shale-gas systems. *Org Geochem* 2012; 47:120–31.
- [133] Liu D, Li Z, Jiang Z, Zhang C, Zhang Z, Wang J, et al. Impact of laminae on pore structures of lacustrine shales in the southern Songliao Basin. *NE China J Asian Earth Sci* 2019; 182:103935.
- [134] Wang C, Zhang B, Hu Q, Shu Z, Sun M, Bao H. Laminae characteristics and influence on shale gas reservoir quality of lower Silurian Longmaxi Formation in the Jiaoshiba area of the Sichuan Basin. *China Mar Pet Geol* 2019; 109:839–51.
- [135] Lei Y, Luo X, Wang X, Zhang L, Jiang C, Yang W, et al. Characteristics of silty laminae in Zhangjiatan Shale of southeastern Ordos Basin, China: implications for shale gas formation. *AAPG Bull* 2015;99(4):661–87.
- [136] Qiu Z, Liu B, Dong D, Lu B, Yawar Z, Chen Z, et al. Silica diagenesis in the lower Paleozoic Wufeng and Longmaxi Formations in the Sichuan Basin, south China: implications for reservoir properties and paleoproductivity. *Mar Pet Geol* 2020; 121:104594.
- [137] Wang S, Qin C, Feng Q, Javadpour F, Rui Z. A framework for predicting the production performance of unconventional resources using deep learning. *Appl Energy* 2021; 295:117016.
- [138] Hammes U, Hamlin HS, Ewing TE. Geologic analysis of the Upper Jurassic Haynesville Shale in east Texas and west Louisiana. *AAPG Bull* 2011;95(10): 1643–66.