

引文: 张金川, 李振, 王东升, 等. 中国页岩气成藏模式 [J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 78-95.

ZHANG Jinchuan, LI Zhen, WANG Dongsheng, et al. Shale gas accumulation patterns in China[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 78-95.

## 中国页岩气成藏模式

张金川<sup>1</sup> 李振<sup>1</sup> 王东升<sup>1</sup> 许龙飞<sup>1</sup> 李中明<sup>2</sup> 牛嘉亮<sup>1</sup>  
陈雷<sup>1</sup> 孙宇航<sup>1</sup> 李谦超<sup>1</sup> 杨振坤<sup>1</sup> 赵星旭<sup>1</sup> 武向真<sup>1</sup> 朗岳<sup>1</sup>

1. 自然资源部页岩气资源战略评价重点实验室·中国地质大学(北京) 2. 河南省地质调查院

**摘要:** 尽管我国在页岩气地质理论和勘探开发方面已经取得了重大进展, 但对于页岩气成藏的地质特殊性和富集规律性方面的研究依然较为薄弱。为此, 针对中国页岩气成藏模式开展了研究。研究表明: ①前中生代大陆边缘型海相和海陆过渡相沉积、中生代盆地型陆相沉积发育了多样性的富有机质页岩; ②以中生代陆相沉积为主的盆地叠覆在前中生代海相或海陆过渡相大陆边缘沉积之上, 前者在盆地中形成了厚度大、有机质丰度高但时代新、热演化程度低的陆相页岩, 盆地构造深部位有利于页岩气富集, 后者时代老、热演化程度高、历经构造运动次数多的页岩得到了良好的保存, 构造稳定区是页岩气富集的有利区; ③主要形成于中新元古代、震旦纪—奥陶纪及泥盆纪—三叠纪的裂陷槽, 是海相富有机质页岩沉积的有利区域, 它们与成藏组合条件好的海陆过渡相页岩、中小型盆地中的煤系页岩及接受岩浆侵入影响的中低热演化程度页岩等一起, 共同构架了我国丰富多彩的页岩气成藏模式; ④基于已有的钻探成果, 可以将中国页岩气成藏模式归纳为构造型和地层型两大类, 前者主要与构造形态有关, 而后者则主要与岩性地层变化有关; ⑤页岩发育及含气量变化主要受沉积、成岩及后期构造运动等多方面地质因素的影响和控制, 有利的沉积环境、适宜的热演化程度、良好的盖层封闭性和构造保存条件, 是页岩气富集的必要前提。

**关键词:** 中国; 页岩气; 地质特殊性; 富集规律性; 成藏模式; 主控因素

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2022.08.007

## Shale gas accumulation patterns in China

ZHANG Jinchuan<sup>1</sup>, LI Zhen<sup>1</sup>, WANG Dongsheng<sup>1</sup>, XU Longfei<sup>1</sup>, LI Zhongming<sup>2</sup>, NIU Jialiang<sup>1</sup>,  
CHEN Lei<sup>1</sup>, SUN Yuhang<sup>1</sup>, LI Qianchao<sup>1</sup>, YANG Zhenkun<sup>1</sup>, ZHAO Xingxu<sup>1</sup>, WU Xiangzhen<sup>1</sup>, LANG Yue<sup>1</sup>

(1. Key Laboratory of Strategy Evaluation for Shale Gas, Ministry of Natural Resources//China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 2. Henan Institute of Geological Survey, Zhengzhou, Henan 450000, China)

Natural Gas Industry, Vol.42, No.8, p.78-95, 8/25/2022. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

**Abstract:** Although significant progress has made in the geological theory and exploration and development of shale gas in China, the research on the geological particularity and enrichment regularity associated with shale gas accumulation remains weak. With this in mind, we analyze the shale gas accumulation pattern in China. The findings show that: (1) A variety of organic-rich shales were deposited in the continental margin-type marine and transitional environments during the Pre-Mesozoic period and the basin-type terrestrial environment during the Mesozoic and Cenozoic eras. (2) The basins dominated by Mesozoic and Cenozoic terrestrial sediments are superimposed on the Pre-Mesozoic continental margin-type marine- or transitional-facies sediments. The former developed the terrestrial shales with large thickness, high organic matter abundance, new age, and low thermal maturity; meanwhile, the deep part of the basin is favorable for shale gas enrichment. However, the latter preserved the shale with old age, high thermal maturity, and undergoing multiphase tectonic movements; and the tectonically stable regions are favorable for shale gas enrichment. (3) The aulacogens mainly formed in the Mesoproterozoic, Sinian-Ordovician, and Devon-Triassic periods are favorable for marine organic-rich shale deposition; moreover, this type of shale and other types including transitional facies shales with favorable reservoir-forming assemblages, coal-measure shales in small and medium-sized basins, and low-medium mature shales affected by magma intrusion, have jointly constituted the various shale gas accumulation patterns in China. (4) Based on the drilling discoveries in our country, shale gas accumulation patterns can be categorized into two types: tectonic-controlled and stratigraphic-controlled. The former is mainly related to structural features, whereas the latter is mainly related to the variation of lithology and strata. (5) Shale development and gas content are mainly affected and controlled by geological factors including sedimentation, diagenesis, and later tectonic movements. Favorable sedimentary environments, appropriate thermal maturity, good sealing capacity of caprock, and excellent structural preservation are the necessary conditions for shale gas enrichment.

**Keywords:** China; Shale gas; Geological particularity; Enrichment regularity; Accumulation pattern; Major controlling factor

**基金项目:** 国家自然科学基金项目“页岩含气性关键参数测试及智能评价系统”(编号:41927801)、中国博士后科学基金资助项目“牛蹄塘组有机质相关轴的形成机理及其氦气地质意义”(编号:2022M712968)、河南省重大科技专项“河南页岩气勘查开发及示范应用研究”(编号:151100311000)。

**作者简介:** 张金川, 1964年生, 教授, 博士研究生导师, 本刊编委; 长期从事非常规天然气地质研究工作。地址:(100083)北京市海淀区学院路29号。ORCID: 0000-0002-7258-3888。E-mail: zhangjc@cugb.edu.cn

**通信作者:** 李中明, 1969年生, 正高级工程师; 主要从事地质矿产勘查研究工作。地址:(450000)河南省郑州市高新技术开发区科学大道81号。E-mail: lzm87122@126.com

## 0 引言

经过近 20 年的努力探索和积极实践, 中国页岩气在理论技术和生产实践方面均取得了丰硕成果, 突破了传统油气地质理论的束缚, 扩展了页岩气勘探开发新领域。国家级页岩气示范区的建立, 推动了我国页岩气储量、产量的快速提升。

2009 年, 威 201 井开钻、渝页 1 井发现了页岩气, 国家能源局开始研究制定鼓励页岩气勘探开发利用的政策方案, 我国页岩气由此步入了勘探开发的快车道。2010 年, 威 201 井投产, 全国页岩气资源评价与有利选区项目划分出了“川渝黔鄂”先导试验区。2011 年, 原国土资源部开启了第一轮页岩气探矿权出让招标。2012 年, 国务院批准页岩气为新发现矿种 (第 172 个矿种), 国家能源局发布《页岩气发展规划 (2011—2015 年)》, 国土资源部发布我国页岩气资源潜力首次评价成果, 并开展了第二轮页岩气探矿权招标投标, 焦页 1HF 井钻获高产页岩气流, 国家发展和改革委员会 (以下简称“发改委”) 批准设立长宁—威远、昭通国家级海相页岩气示范区和延安陆相国家级页岩气示范区。2013 年, 发改委正式批准设立涪陵国家级页岩气示范区。此后, 我国页岩气产量连创新高, 至 2017 年, 页岩气年产量超过加拿大, 成为仅次于美国的全球第二大页岩气生产国。2020 年我国页岩气年产量超过  $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、2021 年又超过  $220 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 页岩气已经成为中国天然气增储上产的重要组成部分。

我国已经建成了多个国家级页岩气开发示范区, 突出页岩气地质理论、工程技术及开发生产等关键问题, 有针对性地解决了不同地区和类型页岩气增储上产一系列技术难题并形成了自主创新体系, 加快了页岩气产业化步伐, 获得了页岩气开发的规模性效益, 提升了国家页岩气勘探开发整体技术水平。经过多方努力和探索, 我国已经在不同地区部署了一批页岩气探矿权区块, 形成了页岩气勘探开发重点区域, 发现了一批页岩气潜在领域和目标。截至目前, 不同类型的页岩气藏仍在不断被发现之中。

中国页岩气主要发育在扬子、华北、塔里木等板块约束下的多期次活动构造背景中, 页岩形成时代和环境、保存状态、有机地球化学条件、储集物性参数及含气性等均表现出了变化的复杂性和高度的不确定性<sup>[1]</sup>。不同地区和类型的页岩形成了多种页岩气成藏模式, 页岩气富集主控因素各异。以海相页岩为主, 前人建立了不同地区和层系的页岩气富

集地质模式<sup>[2-11]</sup>。尽管中国页岩气在地质理论和勘探开发方面都取得了重大进展, 但是对于页岩气成藏地质特殊性和富集规律性方面的研究仍然较为薄弱, 影响了对页岩气远景区、有利区及甜点区的优选和资源潜力评价, 也在一定程度上制约了对页岩气的勘探研究及系统认识。为此, 笔者针对中国页岩气成藏模式开展了研究, 以期丰富和完善页岩气勘探理论和方法。

## 1 中国页岩气发育地质背景

经过晋宁、兴凯、加里东、海西、印支、燕山及喜马拉雅等一系列构造运动, 我国页岩沉积逐渐由大陆边缘、广海相转变为盆地相, 从中元古代—早古生代、晚古生代到中生代, 依次形成了不同类型和特点的页岩。

华北板块最早从罗迪尼亚超大陆解体出来<sup>[12-13]</sup>, 其变质作用停止于吕梁运动。在中晚元古代的燕辽运动期间, 主要在板块北部形成了以潮间、潮下、潟湖及陆棚为主要特点的滨浅海相, 沉积了中、新元古界串岭沟组、洪水庄组及下马岭组等页岩。进入早古生代, 板块向南东方向倾覆, 主要在板块东南角形成了可与扬子板块对比的早寒武世页岩。晚古生代则以陆表海相为主, 主要形成了潮坪、潟湖、三角洲等沉积环境下的海陆过渡相煤系页岩, 石炭系—二叠系本溪组、太原组及山西组等钙质和砂质页岩、粉砂岩、石灰岩及煤层交替出现, 分布广泛。至中生代—新生代, 则形成以深湖、半深湖、(扇)三角洲及泛滥平原等为主的陆相页岩, 可与砂岩、粉砂岩、煤及碳酸盐岩等夹互层。

华南地区最古老的页岩见于上扬子板块西南缘, 为夹于两套冰碛层之间的南华系大塘坡组, 岩性为夹薄层状石灰岩或白云岩透镜体的含锰页岩、碳质页岩、粉砂质页岩、黑色粉砂岩及硬锰矿薄层。在晚震旦世、早寒武世及晚奥陶世—早志留世, 以扬子板块为主体形成了从广海陆棚相到半封闭海湾相的 3 套页岩。至晚古生代, 海水由南向北侵入华南地区, 泥盆纪、石炭纪及二叠纪先后沉积了深水页岩—硅质岩—碳酸盐岩 (塘丁组、纳标组、罗富组及榴江组)、滨海沼泽相至滨浅海相碳质页岩—灰黑色泥晶石灰岩—砂质页岩夹煤层 (岩关组、大塘组及梁山组)、陆棚相—三角洲相碳质页岩—碳酸盐岩—硅质岩夹煤层 (孤峰组、龙潭组及大隆组), 沉积范围逐渐增大。晚三叠世海水退出, 侏罗纪以来发育湖相沉积。

塔里木板块在中元古代—晚元古代形成了以间冰期滨浅海相为主的页岩, 沉积厚度大、地层岩性杂, 分别出现了照壁山组和特瑞爱肯组、育肯沟组和水泉组<sup>[14]</sup>两次从碎屑岩向碳酸盐岩方向的转变, 形成了页岩、粉砂质页岩、粉砂岩、砂岩和钙质页岩、粉砂质页岩、泥灰岩、薄层石灰岩、白云质石灰岩等岩性组合。早中寒武世和中晚奥陶世, 形成了与扬子板块有一定可比性的陆棚、蒸发潟湖及封闭一半封闭海湾相页岩。石炭纪至二叠纪, 主要发育滨海沼泽相、河流沼泽相碳质页岩和前三三角洲相页岩。至中生代, 侏罗系的陆盆沼泽相、半深湖相及深湖相煤系页岩发育。

从中元古代到新生代, 我国发育了多套不同类型和特点的富有机质页岩层系。这些层系先后形成于海相、海陆过渡相和陆相。海相富有机质页岩是目前我国页岩气勘探开发的重点层系, 具有分布稳定、优质层段厚度大、有机质类型好、热演化程度高、脆性矿物含量高等特点, 受后期构造运动的影响, 其保存条件及含气性变化较大。发育在四川盆地及其周缘的上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组海相页岩是我国页岩气勘探发现和生产实践的主要层系, 目前仍然是我国页岩气增储上产的主要目的层系。该套地层的发育主要受加里东运动的影响, 受限于川中、黔中及雪峰山隆起, 形成了以封闭一半封闭深水陆棚相为主的页岩沉积, 优质页岩集中段厚度一般超过 30 m, 富顺—永川地区达到 68 m<sup>[5]</sup>。

海陆过渡相页岩主要形成于水体较浅的动荡环境中, 石炭—二叠系潮坪、潟湖或三角洲相的页岩、致密砂岩、碳酸盐岩及煤频繁互层。页岩黏土矿物含量高, 地层连续, 累计烃源岩厚度一般介于 50 ~ 180 m<sup>[15]</sup>, 埋藏深度变化大。页岩在平面和剖面上的连续性都较差, 地层普遍含有机质, 有机质类型以腐殖型(以下简称 III 型)为主兼有偏腐殖混合型(以下简称 II<sub>2</sub> 型), 有机质成熟度( $R_o$ )普遍较高。

陆相富有机质页岩分布于不同规模的盆地中, 有机质类型较全, 可分为不含煤型和含煤型两种。前者页岩主要发育在深湖、半深湖环境中, 页岩厚度大, 其中常可夹有粉砂岩或与粉砂岩互层, 也可与碳酸盐岩过渡, 有机质类型主要为腐泥型(以下简称 I 型)或偏腐泥混合型(以下简称 II<sub>1</sub> 型); 后者主要发育在冲积扇—河流—滨浅湖相沉积体系中, 页岩常与致密砂岩和煤互层, 有机质类型以 II<sub>1</sub> 或 III 型为主, 即便是较低的有机质成熟度也有可能形成页岩气藏。陆相页岩形成时代较晚, 构造保存条件相对较好, 但石英含量和  $R_o$  普遍较低。

## 2 中国页岩气发育地质特征与成藏模式

### 2.1 盆地类型与页岩气发育地质条件

#### 2.1.1 前陆盆地

造山带与克拉通之间的相向运动决定了其间沉积产物的发育和分布, 前陆盆地沉积主体为陆源碎屑的海盆或陆盆, 缺乏火山活动和海相碳酸盐岩沉积。前陆盆地包含了从海相到陆相的巨厚沉积物, 可以分解为初期的陆源性和远洋性页岩、早期巨厚的陆源碎屑质复理石、晚期的陆相磨拉石沉积。盆地形成早期沉积了物源主要来自克拉通的深水相复理石, 由泥岩、钙质页岩、砂质页岩等巨厚沉积物组成, 夹少量泥灰岩、石灰岩或砾岩。作为海相浊积产物, 规则、单调、巨厚、互层状的砂岩和页岩韵律层明显, 其中的石英含量高、成分成熟度高。对于中小型前陆盆地, 可以形成煤及煤系页岩, 是页岩气发育的有利层系。盆地发育晚期主要沉积了巨厚的磨拉石, 沉积环境从海相向陆相转变, 浅海、滨浅海、三角洲或陆相相变急剧, 物源主要来自造山带的岩屑, 页岩、砂岩及砾岩等沉积物粒度逐渐变粗, 磨圆度、分选性及韵律性变差, 少量发育泥灰岩、煤层或其他碳酸盐类沉积物。

前陆盆地沉积过程中, 沉积水体逐渐变浅, 沉积物粒度不断变粗。其中, 前渊是前陆盆地的沉积中心, 可形成盆地初期的深海相、早期的深海—浅海相、晚期的浅海相或陆相沉积, 对应形成深海相、浅海陆棚相、浅湖相及三角洲相等页岩及煤系页岩。前陆盆地楔形地层厚度大, 页岩类型多、埋深大, 形成时代早、保存条件好, 有机质类型多样、热演化程度高, 是页岩气形成与分布的主要类型(表 1、2)。

阿巴拉契亚盆地(Appalachian Basin)是美国页岩气产出的重要代表, 泥盆系 Ohio 海相页岩主要形成深水陆棚、陆坡及三角洲等沉积环境, I、II、III 型有机质均有发育, TOC 介于 0.5% ~ 23%,  $R_o$  介于 0.4% ~ 4.0%<sup>[1, 24]</sup>, 是美国最早开始生产页岩气的盆地。我国中西部地区发育了一系列前陆盆地, 包括准噶尔盆地南缘、库车盆地、塔西南盆地、吐哈盆地、鄂尔多斯盆地西缘、四川盆地西部坳陷(以下简称川西坳陷)、楚雄盆地等(表 2), 页岩和煤系页岩多发育在深浅湖、(扇)三角洲等环境中, 可与粉砂岩、泥质砂岩、细砂岩及煤等互层, 其分布受盆地构造、沉积演化等因素的控制, 是页岩气发育和分布的主要远景区。

表 1 不同类型盆地中的页岩发育特征表

盆地类型	盆地模式示意图	页岩发育特征
前陆盆地	<p>图例                  页岩 石灰岩 粉砂质泥岩                  砂岩 断层 煤层</p>	早期通常表现为海相的富有机质页岩沉积，晚期以陆相沉积为主，页岩埋深大、有机质类型多样、保存条件好
克拉通盆地		沉降幅度小、规模大、岩性变化复杂，页岩常形成于浅海、滨海等环境，页岩单层厚度薄，层数较多，盆地中心处有机质含量高
裂谷盆地		由于早期热沉降作用，通常发育深湖—半深湖相页岩，页岩厚度大、连续性好、黏土矿物含量高，后期水体变浅，页岩发育受限
大陆边缘沉积		沉积环境稳定、地层连续性强、石英含量高，页岩分布规模大且纵向厚度大，有机质热演化程度高，后期构造改造破坏强烈

表 2 我国典型前陆盆地（拗陷）页岩参数表

沉积单元	层系	沉积相	有机质类型	页岩厚度 /m	TOC	R <sub>o</sub>	资料来源
塔里木盆地库车拗陷	J <sub>2k</sub> —J <sub>2q</sub>	湖相、曲流河相、辫状河相	II <sub>2</sub> 、III	50 ~ 400	0.5% ~ 13.5% (3.1%)	0.5% ~ 1.7%	肖飞等 <sup>[16]</sup>
塔里木盆地西南拗陷	P <sub>1p</sub> 、P <sub>1q</sub>	浅海陆棚相、过渡相	II <sub>2</sub> 、III	50 ~ 400	0.5% ~ 5.1% (1.2%)	0.8% ~ 2.0% (1.4%)	侯启东等 <sup>[17]</sup>
川西拗陷	T <sub>3x</sub>	滨海相、湖相	II、III	500 ~ 1 860	1.1% ~ 17.6%	1.0% ~ 3.5%	叶军等 <sup>[18]</sup>
准噶尔盆地南缘	P <sub>2l</sub>	湖相	I、II	150 ~ 600	0.1% ~ 23.2% (4.5%)	0.3% ~ 1.6% (0.8%)	白洪海等 <sup>[19]</sup>
吐哈盆地	J <sub>2x</sub>	湖相	III	100 ~ 600	0.5% ~ 20.0%	0.4% ~ 1.6%	戴金星等 <sup>[20]</sup>
酒泉盆地	K <sub>1c</sub>	湖相	I、II	600 ~ 700	1.0% ~ 2.0%	1.0% ~ 1.3%	陈建平等 <sup>[21]</sup>
鄂尔多斯盆地西缘	O <sub>2w</sub>	深水斜坡—盆地相	I、II <sub>1</sub>	10 ~ 120	0.1% ~ 3.7% (0.5%)	0.8% ~ 2.5%	席胜利等 <sup>[22]</sup>
柴达木盆地北缘	J <sub>1h</sub>	扇三角洲相、湖相	II <sub>2</sub> 、III	20 ~ 1 200	0.4% ~ 29.6% (1.24% ~ 8.6%)	0.5% ~ 1.7%	邵龙义等 <sup>[23]</sup>

注：J<sub>2k</sub>表示中侏罗统克孜勒努尔组；J<sub>2q</sub>表示中侏罗统恰克马克组；P<sub>1p</sub>表示下二叠统普司格组；P<sub>1q</sub>表示下二叠统棋盘组；T<sub>3x</sub>表示上三叠统须家河组；P<sub>2l</sub>表示中二叠统芦草沟组；J<sub>2x</sub>表示中侏罗统西山窑组；K<sub>1c</sub>表示下白垩统赤金堡组；O<sub>2w</sub>表示中奥陶统乌拉力克组；J<sub>1h</sub>表示下侏罗统湖西山组；TOC表示总有机碳含量；括号内数据为平均值，下同。

### 2.1.2 克拉通盆地

典型的克拉通盆地多形成于构造相对稳定的应力薄弱带,在褶皱变质基底之上发育面积大、厚度小、岩性变化复杂的沉积盖层。受沉积条件的影响,可以形成火山岩、碳酸盐岩及碎屑岩等岩石地层序列。当气候温湿、沉降速度加快、沉积水深加大时,碎屑沉积由红层、铁质岩、铝土岩、石英岩、砂质岩等转变为含煤及煤系页岩,在盆地沉积中心处形成富有机质页岩。

克拉通盆地沉降幅度较小、沉积水体较浅,页岩常可形成于浅海、滨海(三角洲、潟湖、潮坪、沼泽等)、冲积平原等沉积环境中,页岩、粉砂岩、砂岩及煤等地层岩性厚度变化复杂,黏土矿物含量高。页岩层数较多,厚度变化较大。其中的有机质类型受沉积环境的影响,早古生代海相以 I 型为主,晚古

生代海陆过渡相以 III 型为主,中生代陆相可见 II 型。晚古生代特殊的岩性组合及 III 型干酪根的发育,使页岩气以吸附状态为主。*TOC* 变化较大,多介于 0.5%~2.0%,最高可达 20%。由于构造变动和岩浆活动均较弱,目前的有机质成熟度普遍偏低,多介于 0.4%~2.5%。

伊利诺斯(泥盆系 New Albany 页岩)和圣胡安(白垩系 Lewis 页岩)盆地均属于该类型,是美国页岩气的重要产区。我国克拉通盆地主要发育海相和海陆过渡相富有机质页岩,厚度大、有机碳含量高、热演化成熟度高(表 3)。其中,沁水、南华北及鄂尔多斯(石炭—二叠系太原组、山西组页岩)等盆地的页岩气成藏地质条件具有可比性。这些克拉通盆地的后期构造运动强烈,改造作用明显,有机质热演化成熟度明显提高,页岩气保存条件受到了不利的影

表 3 我国典型克拉通盆地页岩参数表

盆地	层系	沉积相	有机质类型	页岩厚度/m	<i>TOC</i>	<i>R<sub>o</sub></i>	资料来源
鄂尔多斯东南缘	T <sub>3y</sub>	湖相	II	50~115	2.0%~4.0%	0.5%~1.5%	Tang 等 <sup>[25]</sup>
鄂尔多斯东缘	P <sub>1s</sub>	海陆过渡相	II、III	平均 66	1.0%~11.7%	1.5%~2.0%	匡立春等 <sup>[26]</sup>
沁水	P <sub>1t</sub> —P <sub>1s</sub>	海陆过渡相	III	79~119	0.2%~25.0%	0.8%~7.0%	李俊等 <sup>[27]</sup>
南华北	P <sub>1t</sub> —P <sub>1s</sub>	海陆过渡相	III、II <sub>2</sub>	15~178	0.04%~10%	0.6%~4.9%	本次研究
四川	Є <sub>1q</sub>	陆棚相	I、II	100~450	0.8%~2.8%	2.0%~4.5%	汪泽成等 <sup>[28]</sup>
塔里木	Є <sub>1y</sub>	斜坡相	I、II	10~45	2.0%~6.0%	1.4%~2.6%	Zhu 等 <sup>[29]</sup>

注: T<sub>3y</sub> 表示上三叠统延长组; P<sub>1s</sub> 表示下二叠统山西组; P<sub>1t</sub> 表示下二叠统太原组; Є<sub>1q</sub> 表示下寒武统筇竹寺组; Є<sub>1y</sub> 表示下寒武统玉尔吐斯组。

### 2.1.3 裂陷盆地

裂陷盆地包括大洋、陆间、陆内等多种类型,渤海湾、苏北、江汉等盆地均主要属于陆内裂谷。从中生代末开始,中国东部地区即进入裂陷盆地发育阶段。在盆地形成之初,裂陷和火山活动强烈,盆地内主要为干旱背景下的洪积扇、冲积扇、河流及沼泽等沉积环境,接受火山碎屑岩、底砾岩、砂岩及局部煤等沉积,页岩欠发育。盆地发育早期,基底沉降作用明显,在断陷深处形成以深湖相、半深湖相、浅湖相为主的页岩沉积,间夹浊积、三角洲等粗屑物,页岩、粉砂质页岩、粉砂岩及细砂岩等交替变化,可出现石灰质和白云质,形成钙质页岩、白云质页岩,甚至碳酸盐岩。页岩厚度大但岩性变化快,*TOC* 高但 *R<sub>o</sub>* 低,孔渗物性好但黏土含量高,尽管埋藏深度较大,但仍属于盆地中发育最好的页岩。演化中期的盆地基底沉降速度减缓,沉积物加载速率变快,沉积水体变浅,出现滨浅湖相、三角洲相等沉积环境,粗屑沉积物增加,阻碍页岩发育。至晚期,河流相为主的沉积环境难以形成规模性的高品质页岩。

陆内裂陷盆地中,深湖相、浅湖相页岩主要发育在深部断陷中,页岩厚度大、连续性好,黏土矿物含量高,总有机碳含量稳定,有机质类型以 I 型或 II 型为主。三角洲相页岩主要发育在盆地演化中期,厚度薄、岩性杂、变化快,III 型为主的有机质在较低的热演化成熟度条件下即可生气并形成页岩气。较高的地温梯度加快了有机质的成熟。中生代裂陷盆地中的页岩有机质目前均主要处于生油状态,但埋藏更深处有机质热演化程度明显升高,可进入生气状态并形成页岩气。

墨西哥湾盆地北缘为被动大陆边缘裂陷盆地,上侏罗统 Haynesville 页岩沉积于深水陆棚相,*TOC* 介于 0.5%~4.0%,*R<sub>o</sub>* 介于 1.2%~3.0%,含气量介于 2.8~9.3 m<sup>3</sup>/t<sup>[30]</sup>,是北美目前单井产气量最高的页岩层系。我国东部地区主要发育了中、新生代裂陷盆地,页岩主要来自于裂陷早期发育的深湖相、半深湖相及浅湖相,有机质热演化程度低(表 4)。深部断陷中的页岩成熟度不断增加,有望形成深层页岩气。

表 4 我国典型裂陷盆地页岩参数表

盆地	层系	沉积相	有机质类型	页岩厚度 /m	TOC	$R_o$	资料来源
松辽	$K_1s$	半深湖—深湖相	II、III	100 ~ 350	0.7% ~ 6.0%	0.6% ~ 3.9%	张金川等 <sup>[1]</sup> , 张君峰等 <sup>[31]</sup>
阜新	$K_1sh$	半深湖—深湖相	II、III	200 ~ 700	0.3% ~ 9.1%	0.4% ~ 1.9% (0.9%)	本次研究
渤海湾	$E_5$	湖相	I、II <sub>1</sub>	230 ~ 1 800	0.3% ~ 33.0%	0.3% ~ 1.0%	张金川等 <sup>[1]</sup>
南襄 (泌阳凹陷)	$E_2h$	半深湖—深湖相	I、II <sub>1</sub>	最大厚度 620	2.0% ~ 3.0% (2.5%)	1.0% ~ 1.7% (1.4%)	陈祥等 <sup>[32]</sup>
江汉	$E_{2-3}q$	湖相	I、II <sub>1</sub>	200 ~ 1 200	0.8% ~ 17.0%	0.6% ~ 2.0%	武晓玲等 <sup>[33]</sup>
苏北	$E_{1f_2}$	湖相	I、II <sub>1</sub>	50 ~ 350	0.5% ~ 4.7%	0.5% ~ 1.3%	武晓玲等 <sup>[33]</sup>

注:  $K_1s$  表示下白垩统沙河子组;  $K_1sh$  表示下白垩统沙海组;  $E_5$  表示古近系沙河街组三段;  $E_2h$  表示古近系核桃园组;  $E_{2-3}q$  表示古近系潜江组;  $E_{1f_2}$  表示古近系阜宁组二段。

### 2.1.4 大陆边缘沉积区

在古生代及其更早的地质历史时期,我国接受了以大陆边缘沉积为主的广泛性页岩沉积。早古生代,在南方地区沉积了以陆棚相为主的晚震旦世至早寒武世、晚奥陶世至早志留世页岩,前者为广海陆棚相,兼有潮坪相、潟湖相及台地相发育含磷硅质岩、磷块岩、硅质页岩、砂质—粉砂质页岩、粉砂岩、钙质页岩、碳质页岩、泥质石灰岩、含磷碳酸盐岩等,含黄铁矿、磷结核及镍、钼、铜、钴、钒、铀等多种金属元素;后者为局限陆棚相,为灰黑色碳质页岩、硅质页岩夹粉砂岩和硅质岩,局部含钴和锰。向上粉砂质含量逐渐增多,或以泥质石灰岩为主。

晚古生代,主要在石炭纪—二叠纪沉积了陆表海相页岩。泥盆系页岩主要发育在桂北—黔南地区,沉积于浅海陆棚相—局限海台地相,为页岩、碳质页岩、粉砂岩、泥质石灰岩、硅质岩及细砂岩等。扬子地台石炭纪页岩沉积于滨浅海相、沼泽相环境中,为硅质岩、硅质页岩、钙质页岩、泥灰岩及石灰岩、

粉砂质页岩、粉砂岩及碳质页岩等;二叠纪沉积浅海陆棚相、三角洲相、潟湖相及沼泽相硅质岩、硅质页岩、硅质石灰岩、粉砂质页岩、粉砂岩、钙质页岩、碳质页岩及煤等。华北板块石炭纪页岩沉积于浅海相、滨岸沼泽相,为页岩、砂岩、石灰岩、碳质页岩及煤层等互层;二叠纪页岩沉积于三角洲相、潟湖相、沼泽相,主要为页岩、石灰岩、泥质石灰岩、粉砂岩、砂岩、碳质页岩及煤。

大幅度的深埋作用使页岩有机质进入高过成熟热演化阶段,强烈的多期次构造运动产生了大幅度的抬升及剥蚀,使页岩的现今生气能力、构造保存条件等因素成为制约页岩气富集的主要因素。较之于盆地沉积,大陆边缘沉积环境相对稳定、地层连续性强、页岩分布规模大,石英等脆性矿物含量高,岩性成分稳定。页岩有机质类型多样,TOC多介于1.0%~5.0%,有利于页岩气的富集,但 $R_o$ 一般介于2.0%~4.0%,后期构造运动强烈,保存条件变化较大(表5)。

表 5 我国典型古生代大陆边缘沉积区页岩参数表

地区	层系	沉积相	有机质类型	页岩厚度 /m	TOC	$R_o$	资料来源
上扬子	$\epsilon_{1n}$	海相	I、II <sub>1</sub>	50 ~ 300	0.2% ~ 15.9%	2.0% ~ 3.8%	胡明毅等 <sup>[34]</sup>
上扬子	$S_{1l}$	海相	I、II <sub>1</sub>	40 ~ 130	0.1% ~ 9.8%	2.0% ~ 4.1%	董大忠等 <sup>[35]</sup>
黔南拗陷	$C_{1d}$	海相	II <sub>1</sub> 、II <sub>2</sub>	37 ~ 200	0.3% ~ 4.7%	1.5% ~ 5.1%	苑坤等 <sup>[36]</sup>
下扬子	$P_3d$	海相	II <sub>2</sub> 、III	10 ~ 70	平均 4.4%	0.9% ~ 4.3%	李琪琪等 <sup>[37]</sup>

注:  $\epsilon_{1n}$  表示下寒武统牛蹄塘组;  $S_{1l}$  表示下志留统龙马溪组;  $C_{1d}$  表示下石炭统打屋坝组;  $P_3d$  表示上二叠统大隆组。

## 2.2 特殊类型页岩气

### 2.2.1 裂陷槽

裂陷槽(克拉通边缘裂陷)形成于伸展作用下

的拉张或地堑活动,在其晚期扩大的过程中可以形成巨厚的沉积盖层,槽轴中心为富有机质页岩发育的有利场所。我国裂陷槽主要形成于中新元古代、震旦纪—奥陶纪和泥盆纪—三叠纪时期,扬子地台主

要为震旦纪—奥陶纪和泥盆纪—三叠纪裂陷槽，塔里木地台主要发育震旦纪—奥陶纪裂陷槽，塔里木西南区、伊宁地块、吐鲁番—哈密地块北缘、佳木斯—布列亚一带发育泥盆纪—三叠纪裂陷槽，蓟辽陆核发育中新元古代裂陷槽<sup>[38]</sup>。

四川盆地筇竹寺组富有机质页岩的发育主要受拉张槽的控制<sup>[39]</sup>，德阳—安岳裂陷槽形成于震旦纪—早寒武世，发育规模大，GS17井揭示了槽内厚度超

过 500 m 的下寒武统筇竹寺组富有机质页岩<sup>[40]</sup>，并有多段气测异常（图 1-a）。贵州岷紫罗裂陷槽发育于晚古生代，消亡于燕山期。位于其西北缘的黔水地 1 井揭示了台盆相和深水盆地相的下石炭统打屋坝组页岩，累计厚度为 149.13 m，平均 TOC 为 1.02%，平均含气量为 1.05 m<sup>3</sup>/t，压裂后获得工业气流<sup>[47]</sup>。贵州水城—紫云裂陷槽对石炭系页岩具有明显的控制作用，其中段位于黔南的紫云地区，打屋坝组页岩

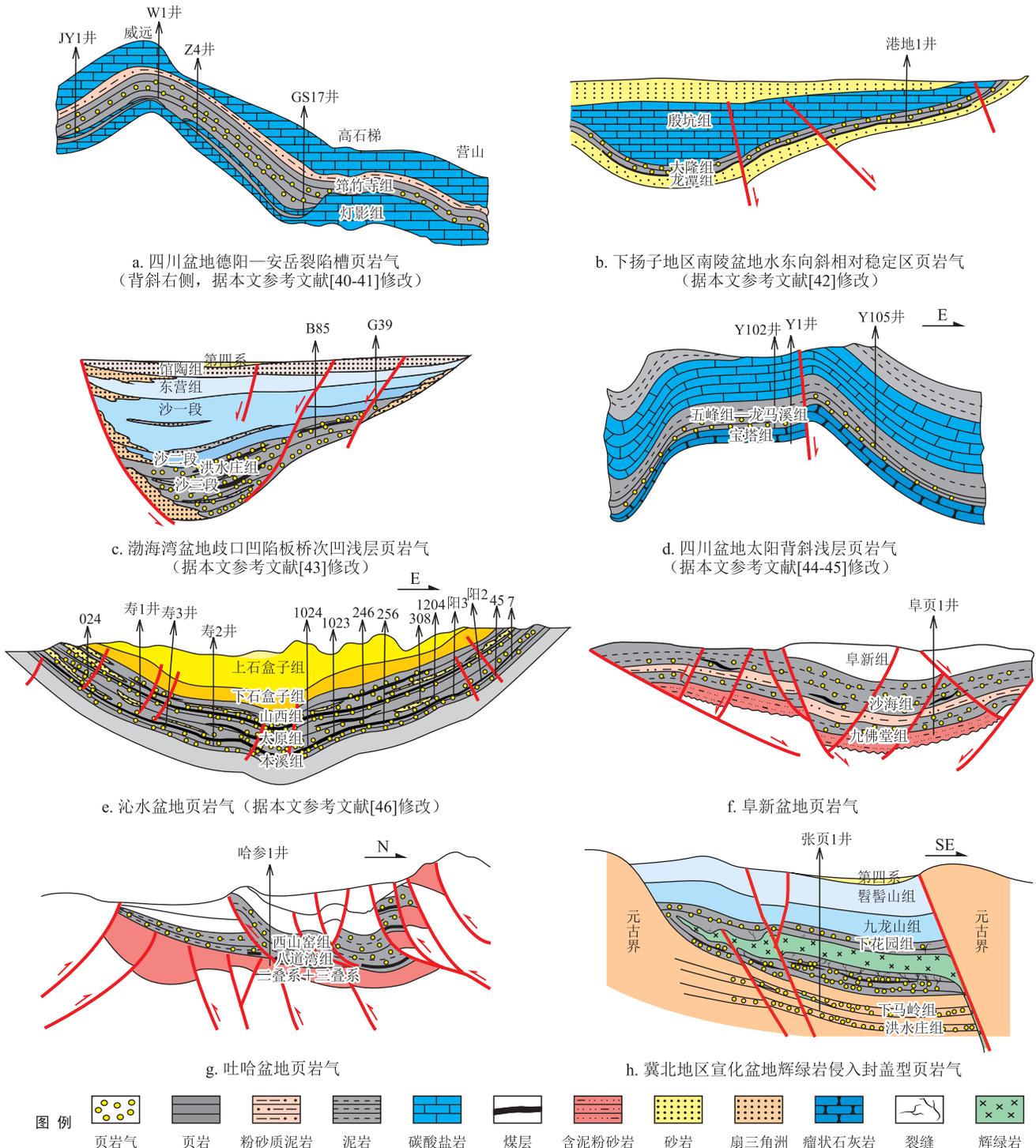


图 1 特殊类型页岩气成藏模式图

TOC 介于 1.03% ~ 3.97%，第一段黑色页岩最大厚度达到 212 m<sup>[48]</sup>。燕辽裂陷槽为华北板块北缘的中元古界页岩沉积区，分布于太行山中北段至燕山一线，富有机质页岩主要发育于长城系串岭沟组和蓟县系洪水庄组，冀北地区承浅 1 井洪水庄组页岩 TOC 一般超过 2.0%，岩心见页岩油。

### 2.2.2 构造相对稳定区

尽管晚古生代及其更老地层中的页岩发育规模大、地质条件好，但中新生的多期复杂构造运动对先期页岩产生了强烈改造及破坏作用，深埋、抬升、形变、剥蚀等作用对页岩气保存条件产生了重要影响，地层连续性强、构造破坏影响弱、页岩气保存条件好的相对稳定区是页岩气富集成藏预测及选区的重要方向。

页岩气的保存分为沉积和构造两个方面的因素，页岩沉积后连续、厚层的盖层沉积是页岩气保存的直接条件，不含有机质的泥岩、粉砂质泥岩、碳酸盐岩、膏岩及其复杂的岩性组合毛细管压力大，减缓了页岩气的逸散作用，有利于页岩气的直接封盖和保存。恰当的埋深、合适的构造位置、欠发育的断裂及停滞的地下水条件等，减少了页岩气的逃逸，有利于页岩气的保存和富集。

下扬子地区构造活动强烈、断裂分布密集、地层破坏严重，对页岩气富集产生了重大影响。在南陵盆地南缘水东向斜实施的港地 1 井<sup>[42]</sup>位于南京坳陷带（图 1-b），二叠系和三叠系地层连续沉积，向斜内挤压作用的影响较小，构造简单，保存条件具有明显的优势。发育富有机质页岩的二叠系大隆组和龙潭组之上连续沉积大套石灰岩，为页岩气成藏提供了良好的保存条件。钻井揭示，大隆组富有机质页岩厚度为 70 m，TOC 平均为 2.0%，含气量介于 0.5 ~ 1.5 m<sup>3</sup>/t，浸水实验显示出良好的含气性<sup>[42]</sup>。黔北地区整体处于抬升剥蚀破坏区，牛蹄塘组页岩地层破碎严重。其中的岑巩区块四周被前寒武系古隆起

所包围，刚性的古隆起在很大程度上屏蔽了外来的构造应力，使该区块的页岩气得以良好保存，岑页 1、天星 1 等井均获得了良好的页岩气发现。

### 2.2.3 深层与浅层

随着我国页岩气产业发展的不断深入，深层页岩气（埋深逾 3 000 m 或 3 500 m）已成为后续页岩气勘探开发实践的深化方向和领域，四川盆地焦页 147-2HF 井的井深已经突破 7 000 m。深层条件下，地温场、地应力场和流体场显著不同于浅部，高温高压条件下的页岩具有塑性强、孔渗低、压力系数高和含气性好等特点，反映保存条件好、游离气含量高、地层能量强。我国深层页岩气资源主要分布于四川、鄂尔多斯、塔里木、准噶尔、渤海湾及松辽等大中型盆地的沉降—沉积中心（盆控沉积和大陆边缘沉积）及其周缘地区（大陆边缘沉积），预测埋深介于 3 000 ~ 6 000 m 的页岩气地质资源量为 115.72 × 10<sup>12</sup> m<sup>3</sup><sup>[49]</sup>。大中型盆地的沉降—沉积中心处页岩厚度大、埋藏深度大、有机质含量高，是深层页岩气发育的有利目标。渤海湾盆地歧口凹陷板桥次凹斜坡区沙三段页岩埋深一般超过 3 500 m（图 1-c），压力系数一般超过 1.2，随着埋深的增加，依次出现溶解气、湿气和干气<sup>[43]</sup>。

美国东部地区早期发现和生产的页岩气均为浅层页岩气。当埋藏深度不足 2 000 m 时，页岩主要表现为地层压力小、保存条件差、含气量整体偏低且以吸附气为主等特点。若要使页岩气具有足够的生产能力，则要求页岩厚度大、有机质含量高、热演化成熟度适中、构造位置恰当等前提条件。

原生型浅层页岩气多为低熟气或生物气，页岩中 I 型干酪根成熟度低、成岩作用弱、孔渗性好、吸附气和溶解气含量高，主要见于中、新生代盆地中，包括阜新盆地和鄂尔多斯盆地南部等（表 6）。继生型浅层页岩气主要发育于中生代之前的地层中，页岩厚度大、有机质含量高、热演化程度适中、储集

表 6 典型地区浅层页岩气相关参数表

地区	层系	岩性特征	沉积相	有机质类型	埋深 / m	TOC	R <sub>o</sub>	含气量 / (m <sup>3</sup> · t <sup>-1</sup> )	资料来源
阜新盆地	K <sub>1sh</sub>	暗色页岩	深湖—半深湖	II <sub>2</sub>	最大埋深 2 000	0.3% ~ 9.1%	0.4% ~ 1.9% (0.9%)	0.37 ~ 1.78 (0.89)	本次研究
鄂尔多斯盆地东南部	T <sub>3y</sub>	灰黑色泥页岩	深湖—半深湖	II、III	最大埋深 2 000	2.0% ~ 4.0%	0.5% ~ 1.5%	1.15 ~ 3.49	Tang 等 <sup>[25]</sup>
太阳背斜	O <sub>3w</sub> —S <sub>1l</sub>	黑色硅质页岩、碳质页岩	深水陆棚	II <sub>1</sub>	200 ~ 2 750	0.2% ~ 9.0%	2.0% ~ 2.8%	1.8 ~ 11.5	梁兴等 <sup>[44-45]</sup>

注：T<sub>3y</sub> 表示上三叠统延长组；O<sub>3w</sub>—S<sub>1l</sub> 表示上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组。

物性差,较晚的区域构造抬升、恰当的构造背景(位置、裂缝等)及有效的封盖层保持了页岩的含气量。太阳背斜浅层页岩气田位于四川盆地南缘外部的构造复杂区(图 1-d),含气页岩埋深主要在 2 000 m 以浅,含气量介于  $1.8 \sim 11.5 \text{ m}^3/\text{t}^{[44-45]}$ 。

#### 2.2.4 海陆过渡相

主要由于陆表海的发育,我国海陆过渡相页岩有着最大面积的分布。这些页岩主要发育在晚古生代,可广泛见于中国不同的地质单元区。其中,华北地区的石炭系一二叠系页岩以潮坪相、潟湖相、沼泽相沉积为主,兼有三角洲相发育,海陆过渡相页岩的陆相沉积特征更为明显,常与细砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩、泥岩、碳酸盐岩及煤层等形成巨厚互层。南方地区海陆过渡相页岩沉积以三角洲相为主,兼有潮坪相、潟湖相、沼泽相发育,海陆过渡相页岩的海相沉积特征更为明显,地层中的碳酸盐岩更加发育。

海陆过渡相地层岩性变化复杂,泥质粉砂岩、粉砂质泥岩、页岩及煤层中均可有不同丰度的有机质分布。当这些地层组合进入热成熟状态后,所有岩性地层的表面润湿性均将有可能发生从亲水向憎水方向的转变。这些地层中以Ⅲ型为主的有机质总生气能力相对较小,页岩高含气量的出现难度较大。晚古生代页岩中的有机质热演化程度高、后期构造变动强,对页岩气富集产生了不利的影响。同时,Ⅲ型有机质生气持续时间长,对甲烷气体的吸附能力强,加之海陆过渡相页岩黏土矿物含量高、孔渗物性条件差,增强了吸附相页岩气的赋存及保存能力。

现实勘探过程中,海陆过渡相页岩通常表现为地层普遍含气性,尽管含气量不高,但含气地层段长,储集物性好的地层段可以获得较高的含气量,与地层岩性变化趋势吻合。对于海陆过渡相,有连续沉积地层叠覆、热演化程度相对较低、物性条件好的深层或超深层、断裂破坏程度较轻、处于有利构造部位的区域,是页岩气富集的基本方向。上覆缺乏有机质的直接封盖层、下伏生气量大的煤层、本身富含有机质的页岩及其相邻的粉砂质页岩段是剖面上页岩气富集的主要“甜点”目标。满足或部分满足上述条件的牟页 1、鄂页 1 等井,均获得了良好的页岩气发现。

#### 2.2.5 中小型盆地

我国发育数量众多、分布广泛、大小不等、类型多样的中小型盆地,具备发育可观页岩气资源量的基本地质条件。这些盆地分布面积虽小,但沉积

岩体积规模则有可能变化较大。当沉积水体较浅时,可普遍发育河流、扇三角洲和滨浅湖环境下形成的煤系地层页岩,盆地总体沉积厚度较小;当有深水沉积发生时,可在盆地深部沉积中心处形成厚度大、有机质含量高且分布稳定的半深湖—深湖相页岩,形成“小而肥”的页岩气富集。

由于构造地质背景的差异,我国不同地区发育不同类型的中小型盆地,西部地区主要为前陆和山间盆地,而东部则以裂谷盆地为主。东北地区阜新盆地为小型湖盆,DY-1 井和 FY-1 井揭示了下白垩统沙海组和九佛堂组页岩气的存在(图 1-f),并且 FY-1 井在钻进过程中出现了井喷现象。西北地区吐哈盆地为中型盆地(图 1-g),下侏罗统八道湾组( $J_1b$ )、三工河组( $J_1s$ )和中侏罗统西山窑组( $J_2x$ )为富含有机质页岩发育的主要层位,该地层为河流和湖泊环境下形成的含煤碎屑岩沉积,厚度介于 100 ~ 600 m,页岩 TOC 一般介于 0.5% ~ 20.0%<sup>[20]</sup>。我国中小型盆地主要发育中生代地层,叠伏于其下的石炭系一二叠系形成于海陆过渡相沉积环境,适宜页岩气、煤层气和致密砂岩气的综合勘探(图 1-e)。

#### 2.2.6 岩浆侵入区

岩浆侵入对页岩气的形成、气体组分及保存条件等具有重要影响,对页岩的物质组成和储层物性也具有改造作用。岩浆岩侵入体一定范围内的岩石受到局部加热,形成变质晕,有机质成熟度从紧邻侵入体接触变质导致的石墨化逐渐降低至未受岩浆活动干扰的背景值。岩浆烘烤加热加速了页岩有机质的成熟和生烃作用,岩浆冷却结晶过程中部分幔源挥发气体进入页岩气藏,可能导致幔源二氧化碳、氮气、氢气和氦气等特殊气体成分在气藏中的局部富集。岩浆侵入也引起了页岩矿物成分的变化,靠近岩浆侵入体的页岩黏土含量降低,石英含量增加,并伴随变质矿物出现。页岩储层因岩浆热效应而产生不同期次的裂缝发育和孔隙结构变化,不利于页岩气保存。从更大的区域尺度上来看,大规模的岩床型岩浆侵入体则有可能成为页岩气藏区域性盖层,有利于页岩气富集。

中生代火成岩在我国许多地区均有分布,侵入体岩性以酸性深成侵入岩——花岗岩和基性浅成侵入岩——辉绿岩为代表。河北宣化盆地燕山期岩浆以断层为通道顺层侵入中侏罗统下花园组地层,形成辉绿岩岩床侵入岩体。该侵入体影响范围上下均超过 15 m,靠近侵入岩体页岩  $R_o > 4.0\%$ ,并在岩床下部形成页岩气藏(图 1-h)。

### 2.3 页岩气成藏地质模式与分类

游离相天然气（常规天然气和致密砂岩气等）的赋存和聚集主要取决于盖层或遮挡介质的毛细管压力，同时还受压差和天然气浓度的影响，服从盖层物性封闭、地层压力封闭及烃气浓度封闭原理。吸附相天然气（煤层气）的赋存和富集主要取决于吸附剂、压力及浓度，同样服从地层压力封闭及烃气浓度封闭原理。页岩气主要由吸附气和游离气所组成，毛

细管力、压力和浓度仍然是影响天然气浓度的主要因素，恰当的封闭作用、上覆盖层或断层遮挡等条件仍然是有益的；当页岩气成藏条件与背斜、断层等“圈闭”条件相互叠加时，易于形成页岩气富集区或甜点。根据已有的钻探发现，页岩气成藏地质模式可归纳为构造型和地层型两类（图 2），前者主要受构造形态的控制，而后者主要受地层岩性变化的影响。

分类	构造型								
	背斜型			斜坡型				断裂—逆断型	
	尖陡	过渡	宽缓	古隆边缘		岩浆入侵	褶皱翼部	逆断	推覆
图示									
实例	渝页1井	巫溪2井	焦页1井	习页1井	秭地1井	秭地2井	焦页10井	水页1井	依南2井
时代	S	S	O—S	O—S	Z—Є	Z—Є	O—S	C	J

分类	构造型						地层型		
	断裂—正断型			向斜型			地层型		
	单断	双断	多断复杂	尖陡	过渡	宽缓	海相韵律	过渡相韵律	陆相韵律
图示									
实例	阜参1井	沈352井	SG1井	泰页1井	彭页3井	天星1井	安页1井	牟页1井	张页1井
时代	K	E	E	J	O—S	Є	O—S	C—P	J

图 2 页岩气成藏地质模式及分类图

#### 2.3.1 构造影响型

受多种应力作用，页岩发生区域或局部形变而产生背斜，有可能形成有利的页岩气富集。拱张或挤压作用可沿背斜轴部产生张性断裂及其相关裂缝，为页岩气提供储集空间。挤压作用强烈，则形成沿背斜轴延伸的封闭性逆断层，提供页岩气封闭条件。拱升作用产生的背斜，则有利于形成相对稳定的地质单元，有益于页岩气保存。根据形态，背斜型页岩气聚集单元可分为尖陡、宽缓等类型。渝东南地区锅厂坝背斜呈现出尖陡状特点，背斜核部的逆断层产生了良好的封闭作用，使渝页 1 井在 100 余米埋深处即见到良好的页岩气显示。涪陵页岩气田<sup>[2,7]</sup>位于背斜基础之上，焦页 1 井获得工业发现，与其独特的构造背景及优越的保存条件密不可分。介于尖陡、宽缓两者之间的背斜数量众多，为页岩气富集提供了良好的场所。

古地形隆起、推覆挤压、后期褶皱抬升及岩浆体侵入等因素均有可能产生页岩斜坡，原生的页岩斜坡依附稳定的地质块体而生，构造稳定性好，具有向下楔形增厚、有机碳含量逐渐增加、热演化程度不断提高等特点，页岩气富集地质条件趋于有利。在下古生界页岩普遍达到高过成熟的南方地区，沿古隆起斜坡发育的页岩因其沉降幅度较小而使页岩热演化程度相对较低，因地质块体的稳定而得到了良好保存，使页岩保存了较高的含气量。后期因构造隆升或形变而产生的斜坡不改变原始沉积的页岩厚度，但由于经受了相对较小的破坏作用而使页岩气具有良好的保存条件。宜昌—秭归地区的震旦系和寒武系页岩、黔北地区的寒武系和奥陶系—志留系页岩均已获得了重要的页岩气发现。

向斜是盆地中页岩发育条件良好的地区，具有页岩沉积厚度大、有机质含量高、封盖及保存条件

好等页岩气富集优势。较之于前者, 残留向斜形成于页岩沉积后, 其中的页岩厚度变化不大, 页岩气成藏条件主要取决于原始的沉积环境。除了抬升和剥蚀作用外, 区域挤压与掀斜作用的结果是在以四川盆地东南缘为代表的地区形成了一系列残留向斜。这些向斜保留了页岩地层的完整性和含气性, 特别是在向斜两翼下部和中心处具有更高的含气量。岑页 1、彭页 1 及安页 1 等井已经证实, 残留向斜是页岩气富集的有利场所, 页岩气含量、保存条件及资源潜力等参数与向斜规模呈正相关, 向斜中心的含气条件和单井产气量都明显优于翼部。

断层及其相关裂缝提供了页岩气富集的空间场所, 形成了特殊的页岩气富集模式。拉张背景下的正断层及相关裂缝提供了更多的页岩气储集空间, 区域挤压作用下的逆断层提高了页岩气的封闭能力, 推覆性断层改善了页岩气的保存条件。当埋藏深度较浅时, 断裂发育是页岩气保存的不利因素, 但当断裂发生在较大深度时, 断裂有可能成为页岩气富集的有利场所。进一步, 断裂带在区域上控制了页岩气的有利分布方向。在美国, 阿巴拉契亚逆冲断裂带西缘、马拉松—沃希托逆冲断裂带北缘、科迪勒拉逆冲断裂带东缘, 富集了美国几乎所有的页岩气。在我国, 龙门山断裂带以东、鄂尔多斯西缘断裂带以东、秦岭—大别山断裂带以南等地区, 是页岩气发育的有利方向。

### 2.3.2 岩性地层型

除了页岩气的吸附机理以外, 富有机质页岩储集空间以微纳米孔隙为主, 由孔喉半径所决定的毛细管力大, 当憎水性页岩上覆亲水性岩层时足以形成自封闭的页岩气富集, 在很大程度上能够摆脱岩性组合、构造形态及断层遮挡等常规天然气成藏条件的约束和影响, 在没有常规“圈闭”的情况下形成页岩气藏。从岩性控制页岩气成藏的角度看, 页岩上覆盖层沉积越及时、页岩与盖层的润湿性差异越明显、页岩单层厚度越大, 越有利于页岩气富集。尽管我国下古生界页岩的有机质热演化程度高, 但典型的海相页岩及其上覆地层沉积连续性强、岩性变化差异大、页岩单层厚度大, 最大限度地满足了页岩气成藏与富集的原始条件。尤其是在沉积演化的活跃时期, 更加丰富了页岩气富集类型, 安场向斜揭示了多种页岩与石灰岩的组合关系模式, 安页 1 井发育了以页岩气为基础的“四层楼”含气组合<sup>[11]</sup>。

我国上古生界的海陆过渡相页岩沉积相变快, 滨浅海相、三角洲相、潮坪相、潟湖相、沼泽相等沉

积环境造就了页岩、致密砂岩、碳酸盐岩及煤系的交替发育及韵律组合, 地层中产生了分布广泛但丰度变化大、以Ⅲ型为主的有机质, 部分地区已进入高过成熟热演化阶段。尽管煤系页岩地层的连续厚度大、盖层沉积覆盖连续, 但页岩与上覆地层之间的毛细管力差值变小, 弱化了页岩气的有效保存, 需要增加地层压力(如埋藏深度)来对页岩气富集条件进行补充。在南华北盆地, 太原组—山西组以碳质页岩、钙泥质页岩、粉砂质页岩、泥质粉砂岩、石灰岩及薄煤线等为主, *TOC* 一般介于 0.04%~10.00%, *R<sub>o</sub>* 介于 0.6%~4.9% (表 3), 页岩含气量介于 0.4~4.4 m<sup>3</sup>/t (表 7)。

陆相页岩主要见于深湖相、半深湖相及浅湖相, 也可见于(扇)三角洲相、沼泽相等沉积环境, 地层以页岩、粉砂质页岩和钙质页岩为主, 浅水沉积可见碳质页岩及煤层等。从盆地边缘到沉积中心, 地层厚度和页岩厚度急剧增大, 有机质类型对应的也从Ⅲ型逐渐转变为Ⅱ型甚至Ⅰ型。沉积速率快、页岩厚度大、岩性变化急、储层非均质性强、黏土矿物含量高, 是陆相页岩发育的基本特点。陆相盆地主要形成于中、新生代, 成盆时代晚、沉积地层新、有机质热演化程度低, 目前以页岩油勘探和发现为主; 盆地深部有机质进入生气阶段、地层压力高、含气条件好, 是页岩气发育的有利方向, 已在渤海湾盆地多口钻井中获得了验证。

## 3 页岩气成藏地质主控因素

### 3.1 沉积作用提供了页岩及页岩气形成的物质条件

沉积环境奠定了页岩和页岩气形成的物质基础, 影响页岩厚度、分布范围、矿物成分、初始物性、有机质含量和有机质类型等页岩气地质参数。海相环境形成的页岩具有厚度大、分布广泛、有机质和脆性矿物含量高的特点, 深水陆棚相、斜坡相、部分盆地相形成硅质和碳质含量高的富有机质页岩, 而浅水陆棚相沉积环境则多发育粉砂质、钙质及泥质页岩。海陆过渡相富有机质页岩主要形成于潮坪相、潟湖相和三角洲相的沉积环境, 地层具有岩性变化快、单层厚度小、累计厚度大、普遍含煤等特点, 可以形成以页岩气、煤层气和致密砂岩气为主体的煤系地层气。陆相环境中形成的页岩泥质含量高, 部分含有较高的砂质、粉砂质、钙质和白云质, 深湖相和半深湖相是形成大规模页岩油气储层的有利环境, 而滨浅湖相、扇三角洲相和河流相等环境形成的页

表 7 国内外典型地区富有机质页岩储层发育特征对比表

代表页岩气区及气井	层系	沉积环境	构造破坏程度	埋深 / m	有机地球化学特征			脆性矿物含量			储层物性		资料来源
					TOC	$R_o$	有机质类型	石英 + 长石	碳酸盐岩	孔隙度	孔隙类型	含气量 / ( $m^3 \cdot t^{-1}$ )	
长宁—威远 国家级页岩气示范区	威 201	$O_3w-S_1l$ 海相	弱	1 503 ~ 1 543	2.6% ~ 5.3% (3.2%)	1.9% ~ 2.9% (2.5%)	I、II <sub>1</sub>	16.7% ~ 72.8% (40.0%)	9.2% ~ 65.2% (21.8%)	3.9% ~ 4.7% (4.0%)	有机孔、粒间孔、溶蚀孔	2.1 ~ 4.8 (2.4)	赵文智等 <sup>[5]</sup>
	威 204	$O_3w-S_1l$ 海相	弱	3 490 ~ 3 536	2.5% ~ 8.9% (3.9%)	0.6% ~ 2.1% (1.6%)	I、II <sub>1</sub>	34.5% ~ 69.6% (43.6%)	0 ~ 38.6%	3.6% ~ 5.2% (4.3%)	有机孔、晶间孔、溶蚀孔	3.8 ~ 7.3 (5.8)	赵文智等 <sup>[5]</sup>
	宁 201	$O_3w-S_1l$ 海相	弱	2 479 ~ 2 525	2.7% ~ 3.3% (3.1%)	2.7% ~ 3.3% (3.1%)	I、II <sub>1</sub>	25.8% ~ 67.6% (41.1%)	0 ~ 43.2% (20.5%)	2.5% ~ 6.8% (4.0%)	有机孔、晶间孔、溶蚀孔	2.0 ~ 6.2 (4.8)	赵文智等 <sup>[5]</sup>
	宁 203	$O_3w-S_1l$ 海相	弱	2 363 ~ 2 396	2.5% ~ 5.1% (4.2%)	2.7% ~ 3.2% (3.0%)	I、II <sub>1</sub>	34.6% ~ 52.2% (44.5%)	0 ~ 22.0% (10.0%)	2.4% ~ 6.6% (4.8%)	有机孔、晶间孔、微裂缝	3.9 ~ 6.5 (4.9)	赵文智等 <sup>[5]</sup>
	YS108	$O_3w-S_1l$ 海相	弱	2 485 ~ 2 515	1.9% ~ 5.6% (3.1%)	2.8% ~ 3.3% (3.1%)	I、II <sub>1</sub>	19.5% ~ 58.3% (37.3%)	10.7% ~ 62.0% (24.8%)	2.5% ~ 6.9% (3.6%)	有机孔、晶间孔、微裂缝	2.2 ~ 6.5 (3.9)	赵文智等 <sup>[5]</sup>
延安	$T_3^{2-9}$ 陆相	弱	1 745 ~ 1 873	3.1% ~ 9.9% (3.1%)	1.2% ~ 1.4% (1.4%)	II、III	(47.0%)	(5.0%)	1.4% ~ 2.9%	有机孔、溶蚀孔、微裂缝	3.7 ~ 7.8	曾维特等 <sup>[50-51]</sup>	
涪陵	$O_3w-S_1l$ 海相	弱	2 534 ~ 2 575	2.0% ~ 5.1% (3.1%)	2.2% ~ 3.1% (2.6%)	I	50.9% ~ 80.3% (62.4%)	0 ~ 36.0% (13.3%)	4.1% ~ 8.2% (6.2%)	有机孔、粒间孔、粒内孔	0.9 ~ 5.2 (2.9)	郭彤楼等 <sup>[7]</sup>	
鄂西地区	$Z_1d$ 海相	较弱	3 300 ~ 3 440	0.2% ~ 4.2% (1.9%)	2.6% ~ 3.2% (2.8%)	II <sub>1</sub>	(26.0%)	(59.0%)	0.3% ~ 3.5% (1.7%)	微裂缝	0.1 ~ 4.8	王胜建等 <sup>[52]</sup>	
岑巩区块	$C_1n$ 海相	较弱	1 200 ~ 2 400	0.8% ~ 9.7% (4.7%)	1.0% ~ 3.7% (3.0%)	I、II <sub>1</sub>	31.0% ~ 86.0% (63.3%)	2.0% ~ 32.0% (8.1%)	0.8% ~ 6.2% (2.3%)	溶蚀孔、有机孔、微裂缝	0 ~ 2.8 (0.9)	Li 等 <sup>[9]</sup>	
富顺—永川 区块	$O_3w-S_1l$ 海相	弱	3 473 ~ 3 541	1.8% ~ 6.8% (3.6%)	2.5% ~ 3.0% (2.8%)	I、II <sub>1</sub>	42.0% ~ 57.0% (51.0%)	0 ~ 44.0% (22.0%)	3.0% ~ 7.0% (4.4%)	有机孔、晶间孔、溶蚀孔	3.0 ~ 7.0 (4.2)	赵文智等 <sup>[5]</sup>	
安场向斜	$O_3w-S_1l$ 海相	较弱	1 500 ~ 3 000	0.1% ~ 9.2% (4.1%)	1.9% ~ 3.1% (2.4%)	I、II <sub>1</sub>	61.0% ~ 83.0% (73.2%)		1.2% ~ 6.2% (3.6%)	有机孔、粒间孔	1.6 ~ 6.2 (3.9)	本次研究	
黔南坳陷	$C_1d$ 海相	较弱	2 664 ~ 2 983	0.3% ~ 4.7% (1.5%)	1.5% ~ 5.1% (3.3%)	II <sub>1</sub> 、II <sub>2</sub>	(37.6% ~ 64.1%)				0 ~ 2.0	苑坤等 <sup>[60]</sup>	

表 7 国内外典型地区富有机质页岩储层发育特征对比表 (续)

代表页岩气区及气井	层系	沉积环境	构造破坏程度	埋深 / m	有机地球化学特征			脆性矿物含量			储层物性		资料来源
					TOC	R <sub>o</sub>	有机质类型	石英 + 长石	碳酸盐岩	孔隙度	孔隙类型	含气量 / (m <sup>3</sup> · t <sup>-1</sup> )	
鄂尔多斯盆地	P <sub>1s</sub>	过渡相	较弱	800 ~ 2 600	1.0% ~ 11.7%	1.5% ~ 2.0%	II, III	40.0% ~ 80.0%	(3.3%)	1.3% ~ 4.9% (3.8%)	粒间孔、溶蚀孔	1.4 ~ 5.7 匡立春 <sup>[8]</sup>	
重南华北盆地	车页 1	过渡相	较弱	2 806 ~ 2 979	0.16% ~ 10.0%	3.0% ~ 3.8%	III, II <sub>2</sub>	10.8% ~ 87.9%		1.0% ~ 5.0% (2.4%)	裂缝粒间孔、溶蚀孔、	本次研究	
	郑西页 1	过渡相	较弱	3 260 ~ 3 376	0.11% ~ 7.9%	4.1% ~ 4.5%	III, II <sub>2</sub>	7.0% ~ 72.0% (46.9%)		1.2% ~ 3.8% (2.4%)	裂缝粒间孔、溶蚀孔、	本次研究	
地松辽盆地	梨树断陷	陆相	弱	2 500 ~ 4 500	1.0% ~ 6.0%	0.6% ~ 3.0%	II, III	20.0% ~ 50.0% (34.0%)	(15.0%)	2.0% ~ 8.0% (6.4%)	裂缝无机孔、有机孔、	张君峰等 <sup>[31]</sup>	
	东部凹陷	陆相	弱	1 500 ~ 4 500	0.1% ~ 6.0%	0.5% ~ 1.0%	I, II <sub>1</sub>	(62.0%)	2.1% ~ 17.0% (7.3%)		粒间孔、溶蚀孔	尉菲菲等 <sup>[53]</sup>	
区辽河拗陷	P <sub>3d</sub>	海相	较强	920 ~ 980	1.9% ~ 2.3%	1.0% ~ 1.3%	II, III				有机孔、微裂缝	石刚等 <sup>[42]</sup>	
美国	Michigan	海相	弱	183 ~ 730	0.3% ~ 24.0%	0.4% ~ 0.6%	I			2.0% ~ 10.0%		1.1 ~ 2.8 聂海宽等 <sup>[24]</sup>	
	Appalachian	海相	弱	1 219 ~ 2 591	3.0% ~ 12.0%	1.2% ~ 3.5%	I, II <sub>1</sub>			10.0%		1.7 ~ 2.8 NETL <sup>[30]</sup>	
美国	Appalachian	海相	弱	610 ~ 1 524	0.5% ~ 23.0%	0.4% ~ 4.0%	II			2.0% ~ 11.0%		1.7 ~ 2.8 聂海宽等 <sup>[24]</sup>	
	Illinois	海相	弱	183 ~ 1 494	1.0% ~ 25.0%	0.4% ~ 0.8%	II			5.0% ~ 15.0%		1.1 ~ 2.6 聂海宽等 <sup>[24]</sup>	
美国	Fort Worth	海相	弱	1 981 ~ 2 591	1.0% ~ 13.0%	1.0% ~ 2.1%	II			1.0% ~ 6.0%		8.5 ~ 9.9 聂海宽等 <sup>[24]</sup>	
	San Juan	海相	弱	914 ~ 1 829	0.5% ~ 3.0%	1.6% ~ 1.9%	III			0.5% ~ 5.5%		0.4 ~ 1.3 聂海宽等 <sup>[24]</sup>	
Louisiana Salt	Haynesville (H)	海相	弱	3 200 ~ 4 115	0.5% ~ 4.0%	1.2% ~ 3.0%	I, II <sub>1</sub>			8.0% ~ 9.0%		2.8 ~ 9.3 NETL <sup>[30]</sup>	

注: 含气量均为现场解析值; E<sub>2s3</sub> 表示古近系沙河街组三段; Z<sub>3d</sub> 表示下震旦统陡山沱组。

岩则多伴有煤层的出现。在我国，海相页岩主要分布于中上元古界和下古生界，海陆过渡相和陆相页岩分布于上古生界和中新生界。目前，国内外成功开发利用的页岩气多发育于海相地层和少部分陆相地层（表7）。此外，沉积期的特殊地质事件（如火山活动、热液作用、突发海侵事件、生命大爆发/生命大灭绝、缺氧事件、极冷/极热事件等）对富有机质页岩的形成具有重要意义，也是页岩气地质与基础地质学交叉和深化的研究方向。

### 3.2 成岩作用控制了有机质生烃和储层演化

成岩作用方式及结果在很大程度上影响了页岩的生气和物性条件变化。压实、胶结、溶解及重结晶等作用页岩有机质生烃和储层演化的主要原因，表现为在地层温压的作用下发生矿物转化、物性改变、有机质成熟及页岩含气等。地层温压的增加和低温反应的放热促进了有机质的生烃，某些元素的溶解、搬运或沉淀促进或抑制了页岩中有机质按照 Tissot 生烃模式进行生气。不同演化阶段的有机质分子结构和烃类产物各不相同，对应的页岩气赋存能力和特点也表现出显著的差异性，页岩气成藏呈现递变的机理序列<sup>[54]</sup>。有机质成熟度达到死亡生烃之前，页岩生烃能力下降，而生氮气和二氧化碳气的相对能力增强，富集页岩气的能力急剧下降，对应的  $R_o$  一般不超过 3.5%（表7）。

成岩作用过程中伴随着矿物的转化和自生矿物的形成，如蒙脱石先经历伊蒙混层继而向伊利石转化、草莓状黄铁矿通过微晶的持续生长可向自形黄铁矿进行转化、黏土矿物释放的硅质经过沉淀可形成自生石英或石英的次生加大等，使页岩储集物性趋于变差。成岩作用对页岩孔缝系统和储层物性的影响表现在正反两个方面的效应：一方面使得页岩原生继承性的孔缝系统受到改造，导致储层物性变差；而另一方面形成了压实缝、层理缝、收缩缝和超压缝等成岩缝，方解石、白云石、石英和长石等可溶性矿物经溶解作用形成了次生孔隙，对页岩储集物性又有改善作用。伴随着成岩作用的发生，页岩孔隙逐渐由矿物粒间孔、晶间孔为主转变为有机质孔为主，页岩气储集空间也渐次从孔隙转向裂缝。

### 3.3 盖层封闭性和构造改造决定了页岩地层的含气性

页岩储层封闭性包括页岩自身封闭性、顶底板及区域盖层的封闭性，涉及地层组合、岩性变化、厚度分布、孔渗及润湿性等。连续沉积的上覆地层、恰当的顶底板封隔、足够的盖层厚度、致密的孔渗

物性及亲水性，为页岩气提供了良好的封闭性。四川盆地上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组具有形成大型页岩气富集的封闭条件，其上覆与产气层连续沉积的直接盖层（LM5 及以上笔石带）为黄绿—深灰色页岩、粉砂质页岩、泥质粉砂岩和石灰岩，具有较低的孔隙度、比表面积和吸附能力<sup>[4, 55]</sup>，间接盖层为区域性分布的中下三叠统膏岩和页岩，下伏岩性致密的石灰岩及瘤状灰岩，上覆和下伏致密地层厚度大，封闭能力强。在南华北盆地，覆盖于石炭系太原组一二叠系山西组海陆过渡相页岩之上的石灰岩和泥岩可以作为物性封闭的盖层，但与富有机质页岩互层的煤层、石灰岩、致密砂岩等均含有不同丰度的有机质和不同强度的生烃能力，改变了封盖层的毛细管力作用方向并对页岩气的封闭性产生了弱化作用，故优质封盖层是该类页岩气发育的关键因素。

后期构造主要通过地层升降、褶皱断裂、岩浆侵入及由此所衍生的地层剥蚀、变质演化、页岩碎裂、压力降低、水洗氧化等地质作用对页岩地层的含气量产生降低性影响，遭受破坏作用影响的页岩构造变化复杂、地层压力降低、地层水矿化度降低、含气量降低。除特殊构造区域或部位以外，遭受破坏页岩中的游离气含量降低，导致游离气量与吸附气量的比值减小，总含气量降低。构造作用会对页岩储层进行改造<sup>[8]</sup>，并且脆性剪切作用下的页岩会产生微裂缝和大的孔隙促进页岩气的解吸、扩散和运移，而塑性变形则会增加页岩比表面积，提高吸附能力<sup>[56]</sup>。作为页岩气逃逸的结果，地层压力系数减小，地层水和部分空气混入，地层水化学成分发生显著变化，总矿化度变小。渝东南地区五峰组—龙马溪组页岩保存条件变化较大，地层水化学指示了这一变化的程度。 $\text{NaHCO}_3$  和  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  型地层水暗示了受到大气水贯通的影响，而  $\text{CaCl}_2$  水型地层水则指示了未与外界相互接触、地层水矿化度高、页岩气保存条件好<sup>[57]</sup>。页岩裂缝中的气液两相包裹体类型、均一温度和形成时间等信息可以在一定程度上反映页岩气保存条件<sup>[58]</sup>。

## 4 结论

1) 我国页岩气发育地质条件丰富多样<sup>[59-60]</sup>，除了目前已经获得工业产能的大陆边缘型沉积页岩外，中、新生代前陆、克拉通、裂谷等盆地类型同样沉积了巨厚的富有机质页岩。这些盆地中的陆相页岩时

代较新、有机质热演化程度较低,但深构造部位长期处于沉降—沉积中心,页岩厚度大,有机质丰度高、类型好,热演化程度较高,是页岩气富集的有利方向。

2) 除现今盆地之下所叠伏的大陆边缘相页岩区以外,长城纪至三叠纪发育的裂陷槽、前中生代沉积区构造变动相对稳定区、大陆边缘沉积与盆地沉积区的构造深部位、高有机碳含量的浅埋区、埋藏及成藏组合条件好的海陆过渡相、中小型盆地中的煤系页岩及接受岩浆侵入影响的中低热演化程度页岩等在中国分布广泛,各具页岩气富集成藏特色,是后续页岩气工作中值得关注的重点方向。

3) 根据我国已有的钻探发现,可以将页岩气成藏模式归纳为构造型和地层型两大类。前者主要受构造形态影响和控制,页岩含气量变化与构造样式、构造位置等因素有关;后者主要受地层岩性变化影响,页岩含气量变化主要与岩性组合、封盖层、润湿性等因素有关。上述两大类页岩气富集模式可以进一步细分为 18 小类。

4) 页岩气的富集是沉积、成岩、后期构造运动等多方面地质因素综合作用的结果。沉积作用奠定了页岩气富集的物质基础,成岩作用约束了页岩气的生成和页岩储集物性的演化,盖层封闭性和后期构造运动决定了页岩的含气性。有利的沉积环境、适宜的热演化程度、良好的盖层封闭性和构造保存条件是页岩气富集的必要前提。

#### 参 考 文 献

- [1] 张金川,姜生玲,唐玄,等. 我国页岩气富集类型及资源特点[J]. 天然气工业, 2009, 29(12): 109-114.  
ZHANG Jinchuan, JIANG Shengling, TANG Xuan, et al. Accumulation types and resources characteristics of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(12): 109-114.
- [2] 马永生,蔡勋育,赵培荣. 中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 561-574.  
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. China's shale gas exploration and development: Understanding and practice[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 561-574.
- [3] 马新华. 四川盆地南部页岩气富集规律与规模有效开发探索[J]. 天然气工业, 2018, 38(10): 1-10.  
MA Xinhua. Enrichment laws and scale effective development of shale gas in the southern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(10): 1-10.
- [4] JIN Zhijun, NIE Haikuan, LIU Quanyou, et al. Source and seal coupling mechanism for shale gas enrichment in upper Ordovician Wufeng Formation—Lower Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 97: 78-93.
- [5] 赵文智,李建忠,杨涛,等. 中国南海相页岩气成藏差异性比较与意义[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(4): 499-510.  
ZHAO Wenzhi, LI Jianzhong, YANG Tao, et al. Geological difference and its significance of marine shale gases in South China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 499-510.
- [6] 邹才能,董大忠,王玉满,等. 中国页岩气特征、挑战及前景(一)[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(6): 689-701.  
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (I)[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(6):689-701.
- [7] 郭彤楼,张汉荣. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(1), 28-36.  
GUO Tonglou, ZHANG Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1), 28-36.
- [8] 刘树根,邓宾,钟勇,等. 四川盆地及周缘下古生界页岩气深埋藏—强改造独特地质作用[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 11-28.  
LIU Shugen, DENG Bin, ZHONG Yong, et al. Unique geological features of burial and superimposition of the Lower Paleozoic shale gas across the Sichuan Basin and its periphery[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 11-28.
- [9] LI Zhen, ZHANG Jinchuan, GONG Dajian, et al. Gas-bearing property of the Lower Cambrian Niutitang Formation shale and its influencing factors: A case study from the Cengong block, northern Guizhou Province, South China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 120: 104556.
- [10] 包汉勇,张柏桥,曾联波,等. 华南地区海相页岩气差异富集构造模式[J]. 地球科学, 2019, 44(3): 993-1000.  
BAO Hanyong, ZHANG Boqiao, ZENG Lianbo, et al. Marine shale gas differential enrichment structure models in South China[J]. Earth Science, 2019, 44(3): 993-1000.
- [11] 翟刚毅,包书景,庞飞,等. 贵州遵义地区安场向斜“四层楼”页岩油气成藏模式研究[J]. 中国地质, 2017, 44(1): 1-12.  
ZHAI Gangyi, BAO Shujing, PANG Fei, et al. Reservoir-forming pattern of "four-storey" hydrocarbon accumulation in Anchang syncline of northern Guizhou Province[J]. Geology in China, 2017, 44(1): 1-12.
- [12] 潘桂棠,陆松年,肖庆辉,等. 中国大地构造阶段划分和演化[J]. 地学前缘, 2016, 23(6): 1-23.  
PAN Guitang, LU Songnian, XIAO Qinghui, et al. Division of tectonic stages and tectonic evolution in China[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(6): 1-23.
- [13] LI Z X, BOGDANOVA S V, COLLINS A S, et al. Assembly, configuration, and break-up history of Rodinia: A synthesis[J]. Precambrian Research, 2008, 160: 179-210.
- [14] 朱光有,闫慧慧,陈玮岩,等. 塔里木盆地东部南华系—寒武

- 系黑色岩系地球化学特征及形成与分布 [J]. 岩石学报, 2020, 36(11): 3442-3462.
- ZHU Guangyou, YAN Huihui, CHEN Weiyan, et al. Geochemical characteristics, formation and distribution of the Nanhua-Cambrian black rock series in the eastern Tarim Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2020, 36(11): 3442-3462.
- [15] 郭少斌, 王子龙, 马啸. 中国重点地区二叠系海陆过渡相页岩气勘探前景 [J]. 石油实验地质, 2021, 43(3): 377-385.
- GUO Shaobin, WANG Zilong, MA Xiao, et al. Exploration prospect of shale gas with Permian transitional facies of some key areas in China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(3): 377-385.
- [16] 肖飞, 刘洛夫, 高小跃, 等. 库车坳陷中侏罗统页岩气地质特征及有利区预测 [J]. 天然气地球科学, 2014, 25(10): 1668-1677.
- XIAO Fei, LIU Luofu, GAO Xiaoyue, et al. Geological features and favorable area prediction of the mid-jurassic shale gas in Kuqa Depression[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(10): 1668-1677.
- [17] 侯啓东, 任收麦, 郭天旭, 等. 塔里木盆地西南坳陷二叠系页岩油气地质条件分析 [J]. 西北地质, 2020, 53(1): 168-177.
- HOU Qidong, REN Shoumai, GUO Tianxu, et al. Analysis of geological conditions of Permian shale oil and gas in the Southwestern Depression of the Tarim Basin, Northwest China[J]. Northwest Geology, 2020, 53(1): 168-177.
- [18] 叶军, 曾华盛. 川西须家河组泥页岩气成藏条件与勘探潜力 [J]. 天然气工业, 2008, 28(12): 18-25.
- YE Jun, ZENG Huasheng. Pooling conditions and exploration prospect of shale gas in Xujiache Formation in Western Sichuan Depression[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(12): 18-25.
- [19] 白洪海, 王正和, 周继兵, 等. 淮南芦草沟组页岩有机地球化学特征及非常规油气地质意义 [J]. 中国石油勘探, 2017, 22(4): 26-35.
- BAI Honghai, WANG Zhenghe, ZHOU Jibin, et al. Organic geochemistry of Lucaogou Formation shale in southern Junggar Basin and its geological significance for unconventional hydrocarbon potential[J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(4): 26-35.
- [20] 戴金星, 董大忠, 倪云燕, 等. 中国页岩气地质和地球化学研究的若干问题 [J]. 天然气地球科学, 2020, 31(6): 745-760.
- DAI Jinxing, DONG Dazhong, NI Yunyan, et al. Some essential geological and geochemical issues about shale gas research in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(6): 745-760.
- [21] 陈建平, 陈建军, 张立平, 等. 酒西盆地油气形成与勘探方向新认识 (一)——基本石油地质条件及生油潜力 [J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(1): 19-22.
- CHEN Jianping, CHEN Jianjun, ZHANG Liping, et al. New opinions on oil and gas generation and exploration in Jiuxi Basin(I)—Basic petroleum and geological condition and oil-generating potential[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(1): 19-22.
- [22] 席胜利, 莫午零, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地西缘奥陶系乌拉力克组页岩气勘探潜力——以忠平 1 井为例 [J]. 天然气地球科学, 2021, 32(8): 1235-1246.
- XI Shengli, MO Wuling, LIU Xinshe, et al. Shale gas exploration potential of Ordovician Wulalike Formation in the western margin of Ordos Basin: Case study of Well Zhongping[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(8): 1235-1246.
- [23] 邵龙义, 李猛, 李永红, 等. 柴达木盆地北缘侏罗系页岩气地质特征及控制因素 [J]. 地学前缘, 2014, 21(4): 311-322.
- SHAO Longyi, LI Meng, LI Yonghong, et al. Geological characteristics and controlling factors of shale gas in the Jurassic of the northern Qaidam Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2014, 21(4): 311-322.
- [24] 聂海宽, 唐玄, 边瑞康. 页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测 [J]. 石油学报, 2009, 30(4): 484-491.
- NIE Haikuan, TANG Xuan, BIAN Ruikang. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of South China[J]. Acta Petrologica Sinica, 2009, 30(4): 484-491.
- [25] TANG Xuan, ZHANG Jinchuan, WANG Xiangzeng, et al. Shale characteristics in the southeastern Ordos Basin, China: Implications for hydrocarbon accumulation conditions and the potential of continental shales[J]. International Journal of Coal Geology, 2014(128/129): 32-46.
- [26] 匡立春, 董大忠, 何文渊, 等. 鄂尔多斯盆地东缘海陆过渡相页岩气地质特征及勘探开发前景 [J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(3): 435-446.
- KUANG Lichun, DONG Dazhong, HE Wenyuan, et al. Geological characteristics and development potential of transitional shale gas in the east margin of the Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(3): 435-446.
- [27] 李俊, 张定宇, 李大华, 等. 沁水盆地煤系非常规天然气共生聚集机制 [J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1533-1546.
- LI Jun, ZHANG Dingyu, LI Dahua, et al. Co-accumulating mechanisms of unconventional gas in the coal measure of the Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1533-1546.
- [28] 汪泽成, 赵文智, 胡素云, 等. 克拉通盆地构造分异对大油气田形成的控制作用——以四川盆地震旦系—三叠系为例 [J]. 天然气工业, 2017, 37(1): 9-23.
- WANG Zecheng, ZHAO Wenzhi, HU Suyun, et al. Control of tectonic differentiation on the formation of large oil and gas fields in craton basins: A case study of Sinian-Triassic of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1): 9-23.
- [29] ZHU Guangyou, CHEN Feiran, WANG Meng, et al. Discovery of the Lower Cambrian high-quality source rocks and deep oil and gas

- exploration potential in the Tarim Basin, China[J]. AAPG Bulletin, 2018, 102(10): 2123-2151.
- [30] US Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory (NETL). Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer[EB/OL]. [2022-08]. [https://www.energy.gov/sites/default/files/2013/03/f0/ShaleGasPrimer\\_Online\\_4-2009.pdf](https://www.energy.gov/sites/default/files/2013/03/f0/ShaleGasPrimer_Online_4-2009.pdf).
- [31] 张君峰, 徐兴友, 白静, 等. 松辽盆地梨树断陷白垩系沙河子组陆相页岩气形成条件与勘探突破 [J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(3): 440-452.  
ZHANG Junfeng, XU Xingyou, BAI Jing, et al. Accumulation and exploration of continental shale gas resources of Cretaceous Shahezi Formation in Lishu fault depression, Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(3): 440-452.
- [32] 陈祥, 严永新, 章新文, 等. 南襄盆地泌阳凹陷陆相页岩气形成条件研究 [J]. 石油实验地质, 2011, 33(2): 137-141.  
CHEN Xiang, YAN Yongxin, ZHANG Xinwen, et al. Generation conditions of continental shale gas in Biyang Sag, Nanxiang Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(2): 137-141.
- [33] 武晓玲, 高波, 叶欣, 等. 中国东部断陷盆地页岩油成藏条件与勘探潜力 [J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(4): 455-462.  
WU Xiaoling, GAO Bo, YE Xin, et al. Shale oil accumulation conditions and exploration potential of faulted basins in the east of China[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(4): 455-462.
- [34] 胡明毅, 邓庆杰, 胡忠贵. 上扬子地区下寒武统牛蹄塘组页岩气成藏条件 [J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 272-279.  
HU Mingyi, DENG Qingjie, HU Zhonggui, et al. Shale gas accumulation conditions of the Lower Cambrian Niutitang Formation in Upper Yangtze region[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(2): 272-279.
- [35] 董大忠, 程克明, 王玉满, 等. 中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征 [J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(3): 288-299.  
DONG Dazhong, CHENG Keming, WANG Yuman, et al. Forming conditions and characteristics of shale gas in the Lower Paleozoic of the Upper Yangtze region, China[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(3): 288-299.
- [36] 苑坤, 方欣欣, 王婷, 等. 黔南坳陷下石炭统打屋坝组页岩气地质条件及勘探前景 [J]. 地质论评, 2020, 66(S): 115-116.  
YUAN Kun, FANG Xinxin, WANG Ting, et al. Accumulation conditions and exploration potential of shale gas of Dawuba Formation, southern Guizhou Depression[J]. Geological Review, 2020, 66(S): 115-116.
- [37] 李琪琪, 徐尚, 陈科, 等. 下扬子地区上二叠统页岩气成藏条件分析 [J]. 中国地质, 2022, 49(2): 383-397.  
LI Qiqi, XU Shang, CHEN Ke, et al. Analysis of shale gas accumulation conditions of the Upper Permian in the Lower Yangtze Region[J]. Geology in China, 2022, 49(2): 383-397.
- [38] 王鸿祯, 莫宣学. 中国地质构造述要 [J]. 中国地质, 1996(8): 4-9.  
WANG Hongzhen, MO Xuanxue. Summary of geological structures in China[J]. Geology in China, 1996(8): 4-9.
- [39] 杨跃明, 陈玉龙, 刘燊阳, 等. 四川盆地及其周缘页岩气勘探发现现状、潜力与展望 [J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 42-58.  
YANG Yueming, CHEN Yulong, LIU Shenyang, et al. Status, potential and prospect of shale gas exploration and development in the Sichuan Basin and its periphery[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 42-58.
- [40] 梁峰, 姜巍, 戴赟, 等. 四川盆地威远—资阳地区筇竹寺组页岩气富集规律及勘探开发潜力 [J]. 天然气地球科学, 2022, 33(5): 755-763.  
LIANG Feng, JIANG Wei, DAI Yun, et al. Enrichment law and resource potential of shale gas of Qiongzhusi Formation in Weiyuan-Ziyang areas, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(5): 755-763.
- [41] 杨跃明, 文龙, 罗冰, 等. 四川盆地乐山—龙女寺古隆起震旦系天然气成藏特征 [J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 179-188.  
YANG Yueming, WEN Long, LUO Bing, et al. Hydrocarbon accumulation of Sinian natural gas reservoirs, Leshan-Longnüsi paleo-high, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 179-188.
- [42] 石刚, 徐振宇, 郑红军, 等. 下扬子地区“三气一油”钻探发现及成藏地质条件——以皖南港地 1 井钻探发现为例 [J]. 地质通报, 2019, 38(9): 1564-1570.  
SHI Gang, XU Zhengyu, ZHENG Hongjun, et al. "Three-Gas-One-Oil" drilling findings and reservoir formation geological conditions in the lower Yangtze area: Exemplified by Gang Di 1 Well in South Anhui[J]. Geological Bulletin of China, 2019, 38(9): 1564-1570.
- [43] 周立宏, 陈长伟, 韩国猛, 等. 渤海湾盆地歧口凹陷陆相湖盆页岩气富集条件及勘探潜力 [J]. 天然气工业, 2021, 41(5): 1-10.  
ZHOU Lihong, CHEN Zhangwei, HAN Guomeng, et al. Enrichment conditions and exploration potential of shale gas in continental lake basins in Qikou Sag, Bohai Bay Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(5): 1-10.
- [44] 梁兴, 徐政语, 张朝, 等. 昭通太阳背斜区浅层页岩气勘探突破及其资源开发意义 [J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 11-28.  
LIANG Xing, XU Zhengyu, ZHANG Zhao, et al. Breakthrough of shallow shale gas exploration in Taiyang anticline area and its significance for resource development in Zhaotong, Yunnan province, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 11-28.
- [45] 梁兴, 张介辉, 张涵冰, 等. 浅层页岩气勘探重大发现与高效开发对策研究——以太阳浅层页岩气田为例 [J]. 中国石油勘探, 2021, 26(6): 21-37.  
LIANG Xing, ZHANG Jiehui, ZHANG Hanbing, et al. Major discovery and high-efficiency development strategy of shallow shale gas: A case study of Taiyang shale gas field[J]. China

- Petroleum Exploration, 2021, 26(6): 21-37.
- [46] 刘飞. 山西沁水盆地煤岩储层特征及高产富集区评价 [D], 成都: 成都理工大学, 2007.
- LIU Fei. The characteristics of coal reservoirs and evaluation of coalbed methane enrichment and high-productivity in Qinshui Basin of Shanxi Province[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2007.
- [47] 高棚, 林拓, 苑坤, 等. 垭紫罗裂陷槽西北缘黔宁地 1 井钻获石炭系页岩气 [J]. 中国地质, 2022. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1167.P.20220311.0909.002.html>.
- GAO Peng, LIN Tuo, YUAN Kun, et al. Carboniferous shale gas drilled from Well Qianningdi 1 in northwestern margin of Yaziluo rift trough[J]. Geology in China, 2022. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1167.P.20220311.0909.002.html>.
- [48] 卢树藩, 杜胜江, 罗香建, 等. 水城—紫云裂陷槽对石炭系黑色页岩的沉积控制——以紫云地区为例 [J]. 地质论评, 2019, 65(S): 79-80.
- LU Shufan, DU Shengjiang, LUO Xiangjian, et al. Sedimentary characteristic of the Carboniferous black shale in Shuicheng-Ziyun taphrogenic trough: A case study in Ziyun area[J]. Geological Review, 2019, 65(S): 79-80.
- [49] 张金川, 陶佳, 李振, 等. 中国深层页岩气资源前景和勘探潜力 [J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 15-28.
- ZHANG Jinchuan, TAO Jia, LI Zhen, et al. Prospect of deep shale gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 15-28.
- [50] 曾维特, 张金川, 丁文龙, 等. 延长组陆相页岩含气量及其主控因素: 以鄂尔多斯盆地柳坪 171 井为例 [J]. 天然气地球科学, 2014, 25(2): 291-301.
- ZENG Weite, ZHANG Jinchuan, DING Wenlong, et al. The gas content of Continental yanchang shale and its main controlling factors: A case study of Liuping-171 Well in Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(2): 291-301.
- [51] 曾维特, 张金川, 丁文龙, 等. 延长组页岩储层纳米级孔隙特征及影响因素——以鄂尔多斯盆地柳坪 171 井为例 [J]. 煤炭学报, 2014, 39(6): 1118-1126.
- ZENG Weite, ZHANG Jinchuan, DING Wenlong, et al. Characteristics and influence factors of nanopores in Yanchang Shale reservoir: A case study of Liuping-171 Well in Erdos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(6): 1118-1126.
- [52] 王胜建, 任收麦, 周志, 等. 鄂西地区震旦系陡山沱组二段页岩气储层测井评价初探 [J]. 中国地质, 2020, 47(1), 133-143.
- WANG Shengjian, REN Shoumai, ZHOU Zhi, et al. Discussion on petrophysical evaluation of shale gas reservoir in the second Member of Sinian Doushantuo Formation in Western Hubei Province, South China[J]. Geology in China, 2020, 47(1), 133-143.
- [53] 尉菲菲, 张金川, 张鹏, 等. 辽河坳陷东部凹陷沙三段页岩油气成藏地质条件 [J]. 天然气地球科学, 2015, 26(7): 1405-1413.
- WEI Feifei, ZHANG Jinchuan, ZHANG Peng, et al. Accumulation conditions of shale oil and gas in member 3 of the Shahejie Formation in the eastern sag of Liaohe Depression[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(7): 1405-1413.
- [54] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布 [J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15-18.
- ZHANG Jinchuan, JIN Zhijun, YUAN Mingsheng. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 15-18.
- [55] XU Hao, ZHOU Wen, ZHANG Rui, et al. Characterizations of pore, mineral and petrographic properties of marine shale using multiple techniques and their implications on gas storage capability for Sichuan Longmaxi gas shale field in China[J]. Fuel, 2019, 241: 360-371.
- [56] JU Yiwen, SUN Ying, TAN Jingqiang, et al. The composition, pore structure characterization and deformation mechanism of coal-bearing shales from tectonically altered coalfields in eastern China[J]. Fuel, 2018, 234: 626-642.
- [57] 张光荣, 聂海宽, 唐玄, 等. 基于地层水指标的页岩气保存条件评价 [J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(1): 47-55.
- ZHANG Guangrong, NIE Haikuan, TANG Xuan, et al. Evaluation of shale gas preservation conditions based on formation water index: A case study of Wufeng-Longmaxi Formation in Southeastern Chongqing[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 47-55.
- [58] 向杰, 陈尚斌, 王阳, 等. 断裂体系对页岩气保存的影响——以滇东北地区五峰—龙马溪组为例 [J]. 煤炭学报, 2021, 46(11): 3599-3612.
- XIANG Jie, CHEN Shangbin, WANG Yang, et al. Effect of fault system on shale gas preservation: A case study of the Wufeng-Longmaxi Formation in Northeast Yunnan area[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(11): 3599-3612.
- [59] 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.
- [60] 张金川, 史淼, 王东升, 等. 中国页岩气勘探领域和发展方向 [J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 69-80.
- ZHANG Jinchuan, SHI Miao, WANG Dongsheng, et al. Fields and directions for shale gas exploration in China [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 69-80.

(收稿日期 2022-08-15 编辑 居维清)



本文互动