

DOI: 10.12474/cdlgzrxx.2026060301



四川盆地天然气勘探——回顾与展望

郭彤楼^{1,2*}, 李 茜^{1,3}, 赵 爽², 沈安江^{1,4}

1. 怀柔实验室新疆研究院, 乌鲁木齐 830011;
2. 中国石油化工股份有限公司西南油气分公司, 成都 610041;
3. 长江大学 地球科学学院, 武汉 430100;
4. 国家能源碳酸盐岩油气重点实验室, 杭州 310023

[摘要] 四川盆地是中国天然气资源最为丰富的盆地之一, 常规气、页岩气与致密气资源量均居全国前列, 但探明率不足 20%, 尚处于勘探早中期, 潜力巨大。本文在系统梳理盆地 70 余年勘探历程的基础上, 将其划分为构造油气藏为主、构造-岩性油气藏为主和常规-非常规并重三个勘探阶段, 揭示了勘探指导思想从“占高点、沿长轴”到“追礁滩、探岩性”再到“常非并举、源储一体”的演进脉络。通过对德阳—安岳震旦系-寒武系古隆起碳酸盐岩气藏、开江—梁平二叠系-三叠系礁滩相气藏群、志留系龙马溪组海相页岩气藏、寒武系筇竹寺组海相页岩气藏以及川西须家河组致密砂岩气藏五个代表性领域的深入解剖, 提炼了盆地天然气差异富集的系统性规律。研究认为, 常规气的规模聚集受控于克拉通内陆棚与古隆起的时空耦合, 形成“陆棚控源、古隆控储控聚、多期成藏晚期定位”的成藏体系; 页岩气领域以“构造+保存”条件为核心, 分别建立了志留系“沉积控源、保存控富”的二元富集模式和寒武系“原地+输导层富集”的差异成藏模式; 致密砂岩气则表现为“源储一体、断缝输导、近源富集”的成藏特征。基于勘探历程和典型气田解剖, 本文提炼出两点核心启示: 勘探思路从“近源成藏”向“近源+输导”成藏的转变是发现新类型大气田的认识论前提, 而高精度地震成像与超深层钻完井技术的协同突破则是将地质认识转化为勘探发现的方法论保障。展望未来, 深层-超深层海相碳酸盐岩、深层-超深层页岩气和深层致密砂岩气仍是增储上产的主要领域, 盆地“新区、新领域、新层系”勘探依然大有可为。

[关键词] 四川盆地; 天然气勘探; 成藏规律; 深层-超深层; 页岩气; 致密砂岩气; 勘探展望

[分类号] TE122

[文献标志码] A

Natural gas exploration in the Sichuan Basin: a review and outlook

GUO Tonglou^{1,2*}, LI Xi^{1,3}, ZHAO Shuang², SHEN Anjiang^{1,4}

1. Xinjiang Research Institute of Huairou Laboratory, Urumqi 830011, China;
2. Southwest Oil & Gas Company, China Petroleum & Chemical Corporation (SINOPEC), Chengdu 610041, China;
3. School of Earth Sciences, Yangtze University, Wuhan 430100, China;
4. National Energy Key Laboratory of Carbonate Oil and Gas, Hangzhou 310023, China

收稿日期: 2026-06-03; **改回日期:** 2026-06-29。 **责任编辑:** 黄维婷。

期刊主页: <https://xbzrxx.cdut.edu.cn/>

基金项目: 国家自然科学基金企业创新发展联合基金集成项目(U24B60001, U23B20154)。

***通信作者:** 郭彤楼(1965—), 男, 博士, 中国石油化工股份有限公司首席工程技术大师, 教授级高级工程师, 研究方向: 天然气研究与勘探, E-mail: tlguo@163.com。

引用格式: 郭彤楼, 李茜, 赵爽, 等, 2026. 四川盆地天然气勘探——回顾与展望 [J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 53(4): 702—724.

Guo T L, Li X, Zhao S, et al., 2026. Natural gas exploration in the Sichuan Basin: a review and outlook [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 53(4): 702—724.

Abstract: The Sichuan Basin ranks among China's most prolific natural gas provinces, hosting substantial conventional, shale, and tight gas resources—each among the largest in the country. Nevertheless, the overall proved reserve ratio remains below 20%, placing the basin in an early to middle stage of exploration and underscoring its considerable untapped potential. Based on a systematic synthesis of more than seven decades of exploration history, this study divides the exploration evolution into three successive phases: a structural-trap dominated phase, a structural-lithologic dominated phase, and a concurrent conventional-unconventional play emphasis. This progression reflects a fundamental paradigm shift in exploration philosophy—from “exploring structural highs and along long axes” to “targeting reef-shoal complexes and lithologic traps,” and ultimately to “integrated conventional-unconventional exploration with source-reservoir coupling.” Through detailed case studies of five representative plays—including the Sinian–Cambrian carbonate gas reservoir in the Deyang–Anyue paleo-uplift, the Permian–Triassic reef-shoal gas play in the Kaijiang–Liangping trough, the Silurian Longmaxi marine shale, the Cambrian Qiongzhusi marine shale, and the Upper Triassic Xujiahe tight sandstone in western Sichuan—this paper extracts systematic controls on differential natural gas enrichment. The results indicate that large-scale conventional gas accumulation is governed by the spatiotemporal coupling between intracratonic shelf deposition and paleo-uplift development, yielding a play system characterized by “shelf-controlled source kitchens, paleo-uplift-controlled reservoir formation and entrapment, and multiphase charging with late-stage localization.” For shale gas, structural integrity and preservation conditions constitute the primary constraints; we propose a binary enrichment model for the Silurian (sedimentation-controlled source supply and preservation-controlled richness) and a differential accumulation model for the Cambrian (in-situ plus carrier-bed enrichment). Tight sandstone gas, in turn, exhibits accumulation features of “source-reservoir integration, fault-fracture conduits, and near-source enrichment.” Based on the exploration trajectory and field-case analyses, two critical implications are drawn: (1) a conceptual shift from “near-source accumulation” to “near-source plus carrier-facilitated accumulation” is an epistemological prerequisite for discovering new giant gas fields; and (2) the synergistic advancement of high-precision seismic imaging and ultra-deep drilling-completion technologies provides the methodological foundation for translating geological understanding into exploration success. Looking forward, deep to ultra-deep marine carbonates, deep to ultra-deep shales, and deep tight sandstones remain primary targets for reserve accretion and production growth. The basin continues to offer considerable exploration potential in underexplored areas, new play types, and poorly tested stratigraphic intervals.

Key words: Sichuan Basin; natural gas exploration; accumulation regularity; deep to ultra-deep; shale gas; tight sandstone gas; exploration outlook

天然气是清洁低碳化石能源,中国作为全球最大的能源生产与消费国,天然气对外依存度已超过40%,加快中国天然气勘探开发对于保障国家能源安全具有重大战略意义(马永生等,2010a;戴金星等,2022;贾承造等,2023)。四川盆地作为中国天然气资源最为富集的盆地之一,总资源量 $\sim 40 \times 10^{12} \text{ m}^3$,常规气、页岩气、致密气资源量均列全国第一,2025年产量已突破 $800 \times 10^8 \text{ m}^3$ (郭旭升等,2025;邹才能等,2025),但探明率不足20%,尚处于勘探早中期阶段,承担着保障能源安全和推动绿色低碳转型的双重使命。

四川盆地油气勘探历经70余年攻关,已建成中国最大的天然气工业基地。21世纪以来,盆地天然气勘探取得一系列重大突破,先后发现了

普光、元坝、安岳、涪陵等大型气田。参照《石油天然气钻井工程术语》(GB/T 28911—2012)与《页岩气资源量和储量估算规范》(DZ/T 0254—2020),对文中涉及的“深层–超深层”深度阈值统一界定如下:海相碳酸盐岩常规气藏埋深4 500~6 000 m定义为深层、>6 000 m定义为超深层;页岩气藏埋深3 500~4 500 m定义为深层、>4 500 m定义为超深层;致密砂岩气藏埋深3 500~4 500 m定义为深层、>4 500 m定义为超深层。普光气田是中国首个特大型海相高含硫气田,探明储量 $4 121.73 \times 10^8 \text{ m}^3$,开创了深层碳酸盐岩礁滩相天然气勘探新领域,“三元控储”模式为深层碳酸盐岩领域勘探提供了理论支撑(马永生等,2007)。元坝气田是中国埋藏最深($\sim 7 000 \text{ m}$)的生物礁

大气田,“三微输导、近源富集、持续保存”深层成藏模式的提出,对全球超深层油气勘探具有示范意义(郭旭升等, 2018; 郭彤楼, 2019)。安岳气田是中国迄今探明储量最大的海相碳酸盐岩整装气田,寒武系龙王庙组气藏探明储量 $4\,403.83 \times 10^8 \text{ m}^3$,震旦系灯影组气藏持续增储,高石梯—磨溪地区累计探明储量超过 $1 \times 10^{12} \text{ m}^3$,揭示了克拉通内古裂陷控源、古隆起控藏的天然气富集规律(杨跃明等, 2019)。涪陵页岩气田是中国首个实现商业开发的大型页岩气田,累计提交探明地质储量超万亿立方米,以“构造和保存条件”为核心的中国页岩气成藏理论与技术,使中国成为北美之外首个实现页岩气商业化开发的国家(郭彤楼和张汉荣, 2014; 郭旭升, 2014; 郭彤楼等, 2025a)。上述成果,引领了德阳—安岳震旦系—寒武系大气田、开江—梁平二叠系—三叠系大气田等一批大中型气田群的相继发现(洪海涛等, 2020; 杨雨等, 2021a; 邹才能等, 2025),进一步揭示了该盆地多领域、多层系、多类型天然气的巨大勘探潜力。

但需指出的是,四川盆地作为典型的多旋回叠合盆地,经历了多期构造运动的叠加改造,地质结构极为复杂。多期构造作用不仅塑造了盆地复杂的构造格局,也深刻影响了烃源岩生烃演化、储层形成分布及油气运聚成藏。近年来,深层—超深层海相碳酸盐岩、致密砂岩及海相页岩等新领域勘探不断取得突破,对地质理论和勘探技术提出了更高要求(朱光有和张水昌, 2009)。面对上述挑战,本文在系统梳理四川盆地天然气勘探历程的基础上,精细解剖以德阳—安岳震旦系—寒武系、开江—梁平二叠系—三叠系礁滩、志留系龙马溪组、寒武系筇竹寺组和须家河组致密砂岩五个代表性大气田,结合最新地质认识和工程技术进展,深入总结不同领域天然气成藏富集规律,并对未来勘探方向和重点领域进行展望,以期为盆地天然气勘探的持续突破提供科学依据。

1 区域地质背景

四川盆地位于上扬子克拉通西北部,是在晋宁运动形成的统一结晶基底之上发育起来的大型多旋回叠合盆地(何登发等, 2011)。盆地呈北东向菱形展布,面积 $\sim 19 \times 10^4 \text{ km}^2$,四周被龙门

山、米仓山—大巴山、齐岳山和大娄山等褶皱造山带所环绕,盆地现今构造格局主要定型于喜马拉雅期,内部不同时期隆坳控制了烃源岩、储层的分布与成藏组合(沈传波等, 2007; 魏国齐等, 2019)(图 1)。

盆地具有典型的“双基双盖”纵向结构。基底由前震旦系中—深变质岩系(结晶基底)和浅变质褶皱岩系(褶皱基底)双层组成;沉积盖层包括震旦系—中三叠统海相碳酸盐岩(下构造层)和上三叠统—新生界陆相碎屑岩层系(上构造层),总厚度 $6\,000 \sim 12\,000 \text{ m}$ (杨光等, 2016; 王剑等, 2025)。盆地自震旦纪以来先后经历了扬子、加里东、海西、印支、燕山和喜马拉雅六大构造旋回,具有多期成盆、多期改造的典型叠合特征(庞雄奇等, 2012)。加里东期形成乐山—龙女寺巨型古隆起;海西晚期发生峨眉地裂运动,导致大规模玄武岩喷发和台—盆分异格局;印支期泸州—开江古隆起崛起,盆地由海相向陆相沉积转换;燕山期—喜马拉雅期周缘造山带向盆内递进挤压,形成现今“隆—凹相间、分带分区”的构造面貌(何登发, 2022; 何治亮等, 2022; 郭彤楼, 2022)(图 2-A)。

上述时空演化过程塑造了盆地优越的天然气成藏条件。纵向上,盆地发育寒武系筇竹寺组、奥陶系五峰组—志留系龙马溪组、二叠系栖霞组—茅口组和龙潭组/吴家坪组、上三叠统须家河组及下侏罗统自流井组 6 套区域性烃源岩;储层涵盖震旦系灯影组藻白云岩、寒武系龙王庙组颗粒白云岩、石炭系黄龙组岩溶白云岩、二叠系—三叠系礁滩相白云岩、须家河组致密砂岩和侏罗系砂岩等海相与陆相多套层系;区域性盖层主要为寒武系和嘉陵江组—雷口坡组膏盐岩以及龙马溪组泥岩。纵向上烃源岩、储层和盖层的良好时空配置,构成了“多源供烃、立体成藏、多层系含气”的天然气富集系统(杨雨等, 2023; 汪泽成等, 2026)(图 2-B)。

2 油气勘探历程及重要发现

四川盆地大规模油气勘探始于 20 世纪 50 年代,勘探对象从浅层构造圈闭逐步拓展至深层—超深层岩性圈闭和非常规领域,总体可划分为构造油气藏为主、构造—岩性油气藏为主和常规—非常规并重三大阶段(表 1、图 3)。截至 2025 年,天然气年产突破 $800 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

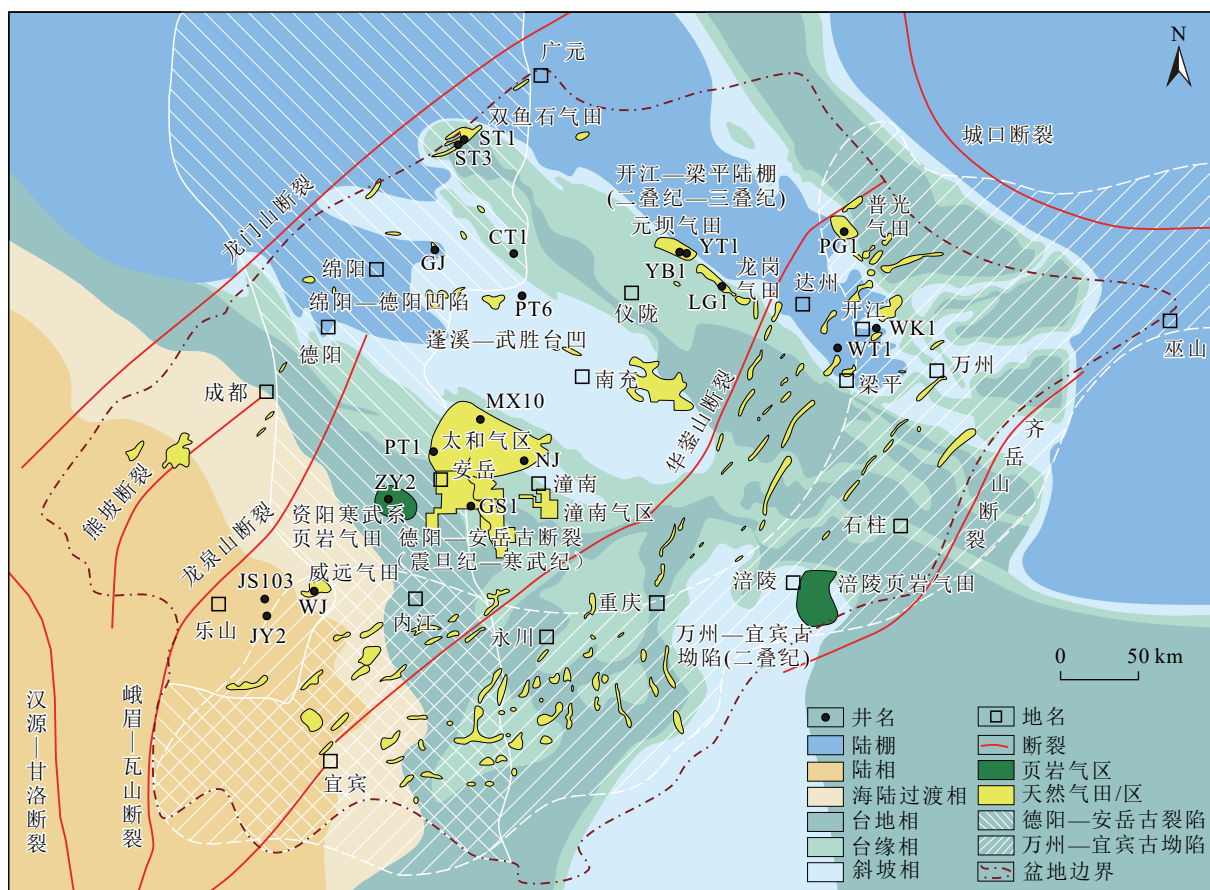


图1 四川盆地现今构造区划及油气田、井位分布图

Fig. 1 Tectonic divisions of the Sichuan Basin and distribution of oil and gas fields and well locations

(底图为二叠系长兴组沉积期古地理格局;据张水昌等,2024修改)

2.1 构造油气藏勘探阶段

此阶段主要受经典“背斜找油”理论指导。1958年川中龙女寺、南充、蓬莱镇等构造相继获高产油流(蒋裕强等,2010)。1964年威基井加深钻探发现威远震旦系灯影组气田,探明地质储量 $421.29 \times 10^8 \text{ m}^3$,成为当时中国储量最大的气田,也是世界上地质年代最老的气田之一(戴金星,2003)。1965年川中石油会战,提出“三占三沿”布井原则,陆续发现付家庙、卧龙河等二叠系—三叠系裂缝性气田,建成泸州、重庆、自贡和川西北四大气区。1977年X18井钻获石炭系黄龙组工业气流,发现相国寺气田,开启了川东石炭系勘探新局面;随后通过高陡构造地质模式和地震成像技术攻关,先后发现大池干井、五百梯、沙坪场等石炭系大中型气田(魏小微等,2002)。1985—1996年在川西凹陷开展陆相碎屑岩勘探,先后发现孝泉、新场和合兴场等致密砂岩气田,实现了中国致密砂岩气领域的重大突破(符晓和

邓少云,1997)。1995年D1井在飞仙关组获高产气流,拉开了川东北飞仙关组鲕粒滩高含硫气藏勘探序幕,随后发现渡口河、罗家寨、铁山坡等高丰度鲕粒滩气田(王一刚等,2002)。

2.2 构造-岩性油气藏勘探阶段

进入21世纪,勘探思路由构造圈闭转向构造-岩性圈闭、岩性圈闭,深层碳酸盐岩和致密砂岩勘探取得重大突破。2003年PG1井在飞仙关组获高产工业气流($42.37 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$),发现中国规模最大的海相高含硫气田——普光气田,探明地质储量 $4121.73 \times 10^8 \text{ m}^3$,实现了海相深层碳酸盐岩天然气理论与技术的重大突破(马永生等,2010a);2007年YB1井获高产气流($50.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$),发现中国埋藏最深($\sim 7000 \text{ m}$)的生物礁大气田——元坝气田,探明地质储量 $2303.47 \times 10^8 \text{ m}^3$,推动天然气勘探开发迈向超深层(郭彤楼,2019);2006年LG1井在长兴组和飞仙关组分别获 $65.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $126.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产气流,发

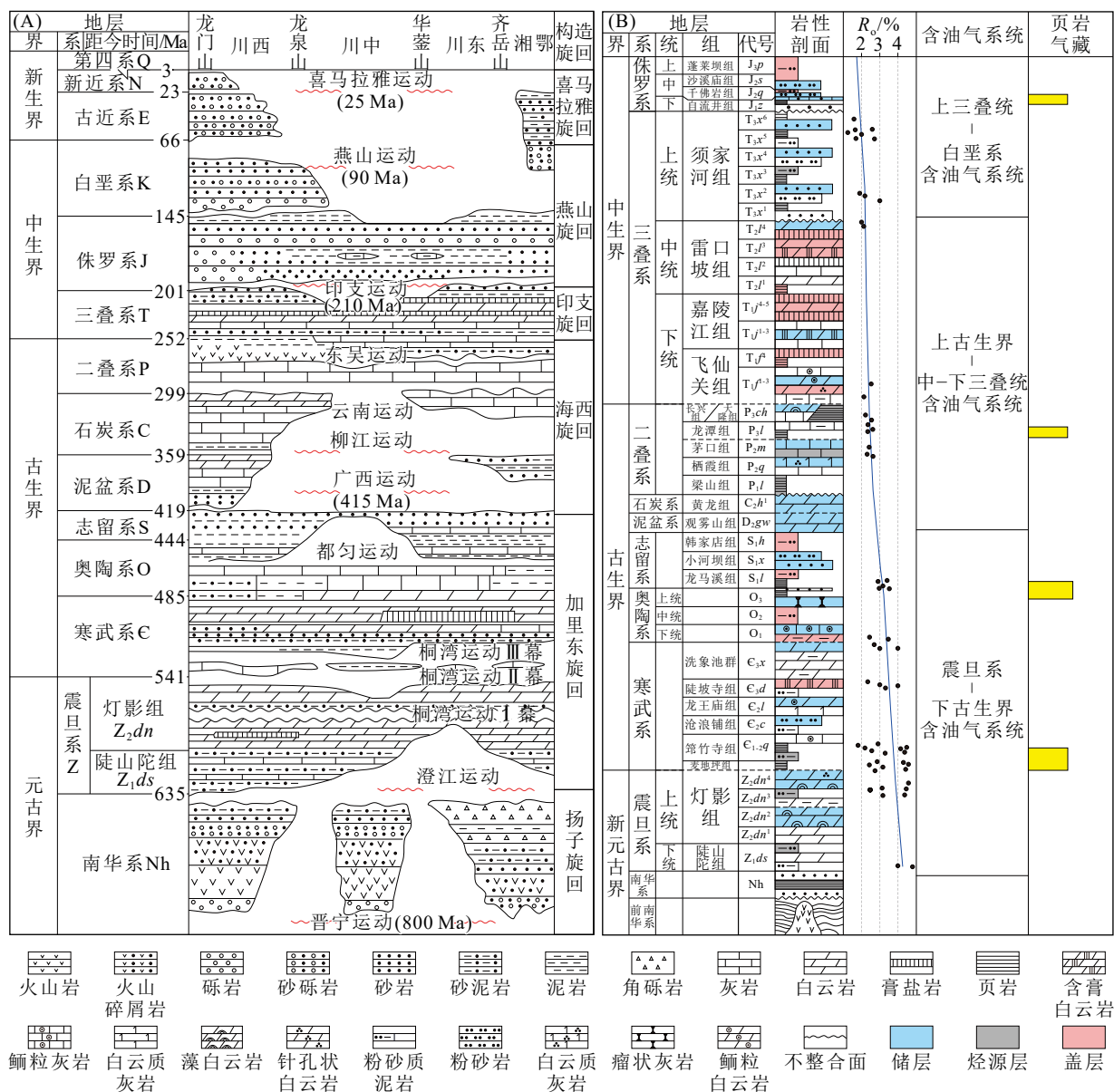


图 2 四川盆地构造-地层-含油气系统综合图

Fig. 2 Integrated map of structure, stratigraphy, and petroleum systems in the Sichuan Basin

(A) 盆地构造演化与沉积充填示意图(据李文正等, 2026 修改); (B) 盆地生储盖组合与含油气系统图(据李建忠等, 2021 修改)

现龙岗礁滩气田: 上述发现, 支撑建成了环开江—梁平陆棚万亿储量、百亿产量大气区。2005 年 GA2 井在须六段获工业气流, 证实须家河组气藏不受构造圈闭控制, 为构造背景下的大面积岩性气藏; 随后整体部署 6 口风险探井, 在合川、安岳、蓬溪等地区先后发现须二段、须四段多个含气区块, 累计探明地质储量 $6\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ (卞从胜等, 2009)。

2.3 常规-非常规并重勘探阶段

随着美国页岩气革命的成功, 页岩气成为勘探新亮点, 四川盆地进入常规-非常规天然气并

重发展阶段。2012 年, 部署在焦石坝构造的焦页 1HF 井在龙马溪组获 $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产气流, 发现中国首个大型页岩气田——涪陵页岩气田, 累计提交探明地质储量超万亿立方米 (郭彤楼和张汉荣, 2014; 郭彤楼等, 2025a); 此后陆续发现长宁、威远、泸州、威荣、永川、丁山等页岩气田, 形成了川南龙马溪组累计探明地质储量 $3.18 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、年产气 $270 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的页岩气大气区。2022 年以来, 又在筇竹寺组实现页岩气勘探重大突破, 连续在深层、超深层打出一批日产超

表 1 四川盆地天然气勘探阶段、重要发现与地质技术进展

勘探阶段	时段	主要领域	重要发现与代表气田	核心地质认识与技术突破
构造油气藏为主	1953—1999年	浅层构造圈闭, 震旦系、石炭系、二叠系-三叠系、侏罗系	威远震旦系灯影组气田($421\times10^8\text{ m}^3$); 川东石炭系气田群(相国寺、五百梯等); 新场致密砂岩气田; 渡口河、罗家寨等飞仙关组鲕粒滩气田	“三占三沿”布井原则; 高陡构造地震成像技术
构造-岩性油气藏为主	2000—2010年	深层碳酸盐岩礁滩、大面积岩性气藏; 台缘相带	普光气田(鲕粒滩, $4\,122\times10^8\text{ m}^3$); 元坝气田(生物礁, 埋深 $\sim7\,000\text{ m}$); 龙岗礁滩气田群; 须家河组气藏群($6\,000\times10^8\text{ m}^3$)	“三元控储”模式; “三微输导、近源富集、持续保存”成藏模式; 超深高含硫钻井技术
常规-非常规并重	2011年至今	页岩气; 深层-超深层常规气; 寒武系、二叠系等新层系	涪陵页岩气田(龙马溪组); 安岳大气田(震旦系-寒武系, 万亿方级); 威荣、永川、泸州深层页岩气田; 筇竹寺组页岩气田	“古裂陷控源、古隆起控藏”; 页岩气“二元富集”“保存控富、应力控甜、裂缝控产”理论; 筇竹寺组“原地+输导”富集模式; 超深页岩体积压裂技术

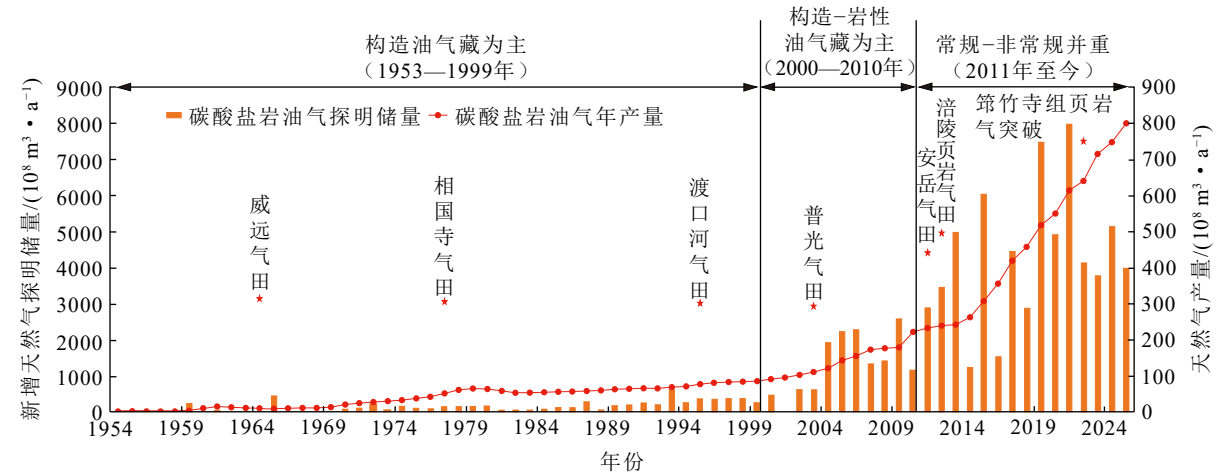


图 3 四川盆地天然气勘探历程及重要天然气发现
Fig. 3 Natural gas exploration history and major natural gas discoveries in the Sichuan Basin
(据郭旭升等, 2025 修改)

百万立方米高产井(马新华和谢军, 2018; 杨跃明等, 2021; 郭彤楼等, 2022, 2023; 郭彤楼, 2025), 截至 2026 年 3 月在资阳—内江地区, 提交页岩气探明天然气储量近 $4\,500\times10^8\text{ m}^3$, 寒武系深层—超深层成为志留系页岩气战略接替区。常规气领域, 2011 年中国石油 GS1 井在震旦系灯影组获重大突破($102.14\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$), 随后 2012 年 MX8 井在寒武系龙王庙组获 $107.18\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的高产气流, 发现安岳万亿方大气田, 龙王庙组探明地质储量 $4\,403.83\times10^8\text{ m}^3$, 高石梯—磨溪地区累计探明地质储量近 $1.5\times10^{12}\text{ m}^3$ (何骁, 2025), 从而发现了川中万亿储量、百亿产量大气区; 2021 年探明川西雷口坡组潮坪相白云岩千亿方大气田(郭彤楼等, 2024a) 以及川中茅口组台缘滩相气藏(杨雨等, 2021a)。

3 典型大气田解剖

上述三个阶段的每一次跨越都伴随着理论与技术的重大突破, 而这些突破集中体现在环开江—梁平陆棚礁滩气田群、德阳—安岳震旦系—寒武系大气田、志留系龙马溪组页岩气田、寒武系筇竹寺组页岩气田和川西须家河组致密砂岩气田五个代表性领域的勘探实践中。本章从“源、储、运、保”成藏要素的统一视角进行详细解剖, 突出各自的地质理论和工程技术创新对大气田发现的贡献。

3.1 环开江—梁平陆棚礁滩气田

开江—梁平地区是四川盆地二叠系—三叠系礁滩气藏最富集的区带, 围绕陆棚两侧, 相继发

现了罗家寨、铁山坡、普光、龙岗、元坝等多个大气田, 探明天然气储量近万亿立方米。

3.1.1 大气田的发现

1995年在渡口河构造钻探的D1井, 在飞仙关组发生强烈井喷, 天然气硫化氢含量高达 183.49 g/m^3 , 由此揭开了川东北飞仙关组鲕粒滩高含硫气藏勘探的序幕。随后, 运用高精度地震预测技术, 成功预测鲕粒滩储层分布, 于1999—2002年间相继发现了铁山坡、罗家寨、滚子坪等一批高丰度鲕粒滩气田(赵文智等, 2015; 刘树根等, 2016a)。2000年, 通过对宣汉—达州地区老井复查和野外露头研究, 重新划分了川东北地区三叠系、二叠系界线, 形成“开江—梁平陆棚”新认识, 将勘探目标由构造圈闭转变为构造-岩性圈闭, 锁定在长兴组-飞仙关组的台缘礁滩与构造复合带。2003年, PG1井在飞仙关组测试产气 $42.37\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$, 发现了当时中国最大的海相高含硫气田——普光气田(图4-A)。经过快速高效的勘探评价, 累计探明天然气储量 $4\,121.73\times 10^8\text{ m}^3$ 。普光气田的主力储层为飞仙关组台缘鲕粒白云岩和长兴组生物礁白云岩, 厚度大(平均200 m以上), 物性好(平均孔隙度8.6%)(马永生等, 2005)。

在普光气田突破的启示下, 勘探方向由陆棚东侧拓展至西侧台缘带, 部署的LG1井在长兴组和飞仙关组分获 $65.3\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 和 $126.5\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的高产气流, 发现龙岗礁滩气田; 元坝地区部署YB1井, 在7 000 m深的长兴组钻遇生物礁储层,

测试产气 $50.30\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$, 发现中国埋藏最深的生物礁大气田——元坝气田(图4-B), 元坝气田储层平均厚度55 m, 平均孔隙度4.8%, 截至2017年底累计探明储量达 $2\,303.47\times 10^8\text{ m}^3$ 。此后, 中国石油在龙岗台缘带向西拓展至剑阁地区, LG62井、LG68井等再获高产。同时, 中国石化在普光周边的毛坝、大湾和通南巴地区持续获得新发现, 如2018年YB7井在茅口组台缘滩获日产气 $105.94\times 10^4\text{ m}^3$, 揭示了该区“满盆含气”的良好勘探前景(胡东风, 2019)。

3.1.2 气田天然气富集规律

开江—梁平陆棚两侧台缘礁滩相一系列勘探突破, 深化了深层-超深层碳酸盐岩天然气成藏规律的认识。

(1) 沉积与源储条件

中二叠世末东吴运动形成的拉张背景, 奠定了开江—梁平陆棚的雏形。陆棚两侧因古地貌差异, 控制了长兴组-飞仙关组沉积期的岩相分异: 东侧地形较陡, 发育巨厚台缘鲕粒滩; 西侧宽缓, 发育多期叠置的台缘礁滩复合体。礁滩体紧邻龙潭组/吴家坪组和大隆组优质烃源岩, 生烃条件优越(刘树根等, 2016b)。

(2) 储层成因与分布

普光气田深层优质白云岩储层的发育受“三元控储”模式控制: 高能沉积相带是基础, 准同生白云石化与早期暴露溶蚀形成基质孔隙; 构造-压力耦合产生裂缝; 晚期硫酸盐热化学还原反应

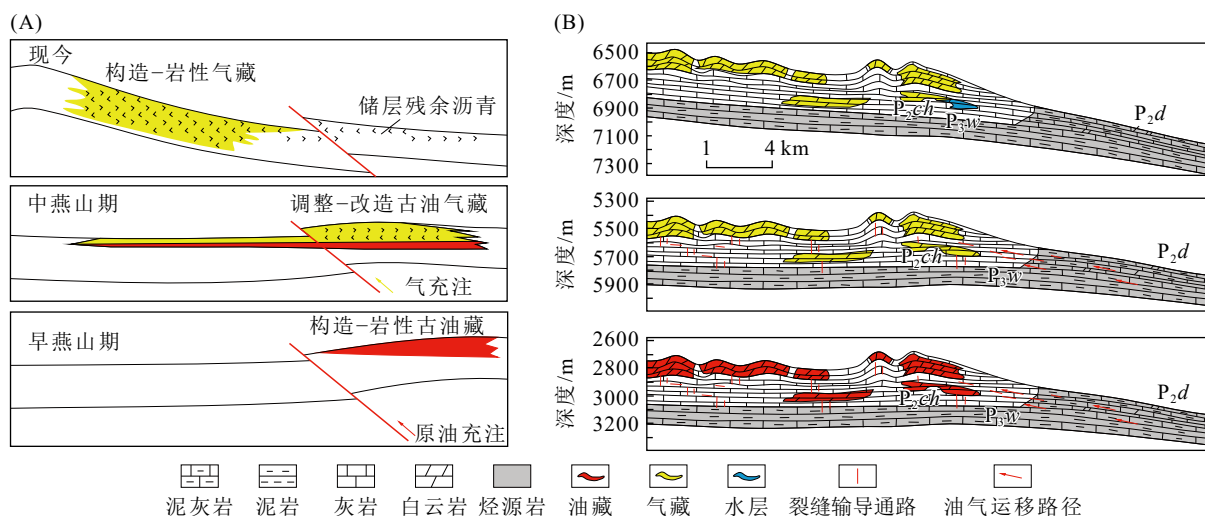


图4 普光、元坝气藏剖面图

Fig. 4 Cross section of the Puguang and Yuanba gas reservoirs

(A) 普光长兴组-飞仙关组气藏剖面; (B) 元坝长兴组气藏剖面

(TSR)产生的酸性流体进行深部扩溶和孔隙保持,三者共同控制了普光等气田优质储层的形成(马永生等, 2010b)。陆棚西侧的龙岗地区,多期构造运动形成的暴露不整合面和区域性溶蚀孔洞是台缘滩储层规模发育的关键(李秋芬等, 2018)。

(3) 运移、聚集与保存过程

川东北地区燕山期—喜马拉雅期发生了“跷跷板式”构造反转,燕山晚期的构造高部位在喜马拉雅期反转为低部位,并最终定型形成现今气藏。油气运聚呈现“三微输导、近源富集、持续保存”的超深层成藏特征,强调微裂缝、微断层和微不整合面的输导作用以及晚期构造定位对成藏具有决定性意义(郭彤楼, 2011)。区域上,嘉陵江组—雷口坡组膏盐岩提供了优质盖层;元坝气田更因后期构造变形相对较弱,超压系统持续保存,保证了超深层气藏的规模聚集。

3.1.3 工程技术进步对气田发现的贡献

开江—梁平陆棚两侧台缘礁滩相一系列勘探突破,得益于三大关键技术的进步。地震勘探技术方面,针对川东北复杂山地,发展了高分辨率二维、三维地震采集和叠前处理技术,解决了深层构造与储层成像难题;建立了飞仙关组“亮点”反射预测鲕粒滩储层技术,发展了长兴组生物礁“丘状+杂乱”地震相识别技术,成功实现了深层礁滩体从发现到透明描述的技术跨越(武赛军等, 2019; 杨雨等, 2021b)。钻井工程技术方面,攻克了超深层(>7 000 m)、高温(>160 ℃)、高压(>70 MPa)、高含硫(5%~15%)等世界级工程技术难题,研发了抗高温、抗硫的钻井液体系和井筒完整性控制技术,形成了超深层“射孔—酸化—测试”联作技术,保障了安全高效钻进和储层的有效改造(魏风玲等, 2009; 孔凡群等, 2011)。在开发上,普光气田创新应用“控水治硫、湿气增压”技术,气田采收率从55%提高到62.1%;元坝气田通过礁滩体精细刻画与剩余气评价,设计精准挖潜技术,实现了超深层底水气藏的长期稳产(刘成川等, 2019; 曾大乾等, 2023)。这些技术为环开江—梁平陆棚地区建成万亿方大气区提供了技术保障。

3.2 德阳—安岳震旦系—寒武系大气田

3.2.1 气田发现与地质特征

安岳震旦系—寒武系大气田位于四川盆地川中古隆起高石梯—磨溪地区,其发现历经了半个

多世纪的艰辛探索。1956年WJ井开钻,1964年加深钻探至震旦系灯影组顶部(井深2 858.11 m),发生强烈井喷,产气 $13.22 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,从而发现了威远震旦系气田,这是中国首次在最古老地层中获得工业气流。1970—1972年,通过钻井及地震剖面研究,发现乐山—龙女寺加里东古隆起,认为其对油气具有聚集控制作用。此后部署的NJ井、AP1井和GK1井等均在震旦系—寒武系见良好显示,但始终未获规模突破(谢军, 2020)。进入21世纪,随着地质认识的深化和地震储层预测技术的进步,震旦系—寒武系古裂陷槽、古隆起的时空配置等认识不断明晰,支撑了GS1井等风险探井的部署。2011年7月,GS1井在震旦系灯影组获重大突破,测试产气 $102.14 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;2012年9月,MX8井在寒武系龙王庙组测试产气 $107.18 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, (无阻流量达 $1\,215 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$),发现了磨溪区块龙王庙组大气田。2013年12月,磨溪区块龙王庙组探明含气面积 805.26 km^2 ,提交探明储量 $4\,403.83 \times 10^8 \text{ m}^3$,为中国最大海相碳酸盐岩整装气藏。此后,高石梯—磨溪区块灯影组台缘带GS1、MX22井区等陆续提交探明储量,累计探明储量达到 $1.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (图5)。近年来,PT1井(灯二段测试获气 $121.98 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)、JT1井等在外围地区取得勘探突破,进一步拓展了勘探空间(何东博等, 2022)。

安岳气田具有典型的多产层、多气藏叠置特征。纵向上发育灯影组灯二段、灯四段和寒武系龙王庙组等主力产层。灯四段气藏以丘滩相藻白云岩、颗粒白云岩储层为主,储集空间主要为溶蚀孔洞和裂缝,平均孔隙度3%~4%,基质渗透率 $(1 \sim 6) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;龙王庙组气藏以颗粒白云岩储层为主,储集空间以粒间溶孔和晶间溶孔为主,平均孔隙度4%~5%,基质渗透率 $(1 \sim 5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。气藏类型为构造—岩性复合气藏,灯四段气藏为大型地层—岩性圈闭,龙王庙组气藏为构造背景下的岩性气藏。天然气主要为原油裂解型干气,甲烷体积分数为82.65%~97.35%,低氮、低氦,硫化氢体积分数属中—低水平,反映了古油藏原位裂解成气的特征。气藏压力系数1.5~1.7,属地层超压系统;地层温度140~170 ℃,为深层高温气田(李剑等, 2023)。

3.2.2 天然气富集规律

安岳气田的发现,推动了一系列关键地质认

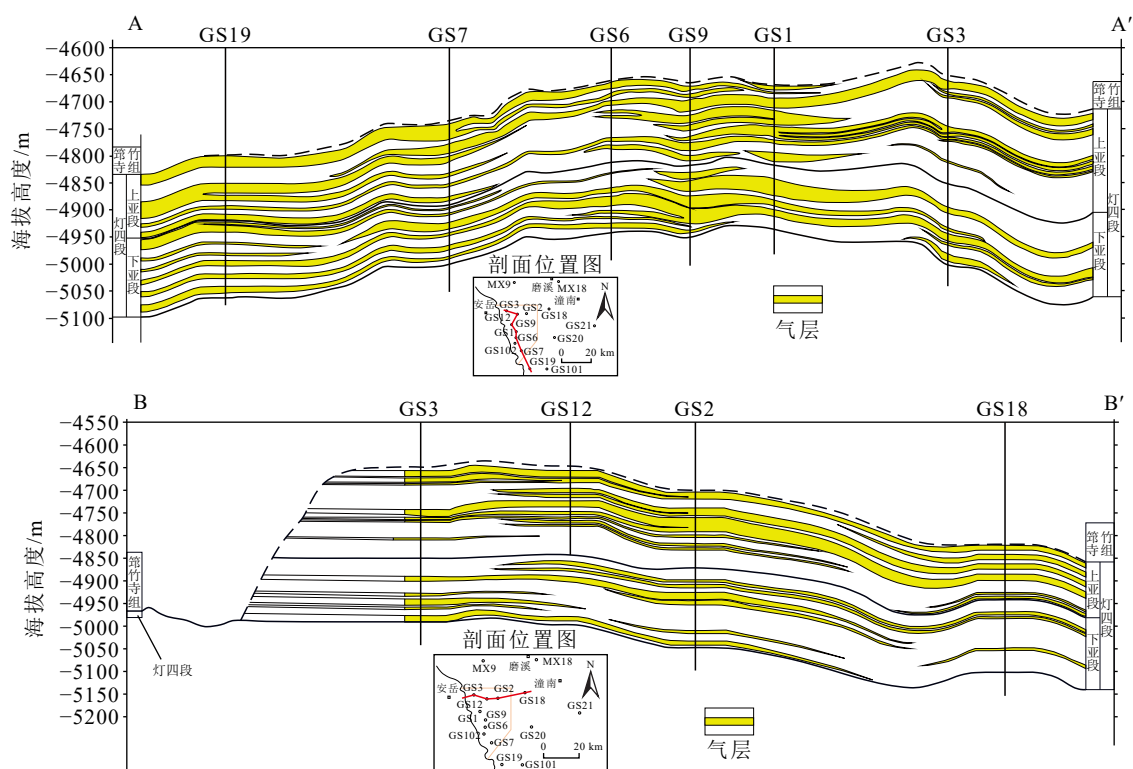


图 5 安岳气田震旦系-寒武系气藏剖面图

Fig. 5 Cross section of the Sinian–Cambrian gas reservoir in the Anyue gas field

注: 据四川油气区(中国石油)编篡委员会, 2022 修改。

识的突破,集中体现为“四古”控藏理论。

(1) 裂隙边缘与古隆起控储

晚震旦世—早寒武世,受兴凯地裂运动影响,在拉张背景下形成了近南北向展布的德阳—安岳克拉通内裂陷槽,南北长 320 km、东西宽 50~300 km。裂陷内早寒武世筇竹寺组沉积期充填厚达 500~1 000 m 的深水陆棚相泥质烃源岩, $w(\text{TOC})$ 为 1.7%~3.6%, R_o 值为 2.0%~3.5%, 为该区提供了充足的生烃基础(魏国齐等, 2015)。乐山—龙女寺加里东古隆起继承性发展,其周缘裂陷槽两侧发育灯影组台地边缘丘滩相和龙王庙组颗粒滩相白云岩储层。灯影组和龙王庙组储层均经历了准同生白云石化和表生岩溶叠加改造,形成了相对高孔渗储集体。裂陷槽周缘优质储层与槽内优质烃源岩呈近源配置,构成高效成藏组合(张满郎等, 2021; 魏国齐等, 2022)。

(2) 古油藏裂解控气源

古隆起核部在晚海西期—印支期发育大型古油藏,分布面积超过 5 000 km²,石油资源量(48~63)×10⁸ t。燕山期—喜马拉雅期,古油藏发生原位裂解成气及斜坡深部分散液态烃裂解成气,为天然

气富集提供了充足的气源(汪泽成等, 2016)。

(3) 古隆起演化控保

晚燕山期—喜马拉雅期,川中古隆起西部快速隆升形成区域性侧向封堵,有利于裂陷东翼高石梯—磨溪地区特大型气田的保存(邹才能等, 2014)。灯影组之上厚层筇竹寺组泥页岩和龙王庙组之上高台组致密碳酸盐岩提供了良好的直接盖层。整体表现为“裂陷控源、古隆起控储控聚、多期成藏晚期定位”的成藏体系(魏国齐等, 2025)。

3.2.3 工程技术进步对气田发现的贡献

深层古老碳酸盐岩气藏的发现,离不开地震勘探与井筒技术的进步。高磨地区龙王庙组白云岩储层埋深一般介于 4 400~4 900 m,储层非均质性强,地震响应特征复杂,储层预测难度大。针对上述难题,研发形成了以“两宽一小”(宽方位、宽频、小面元)数字地震采集技术、井控地震高分辨率处理技术和叠前地质统计学反演为核心的储层预测配套技术。通过三维地震精细解释,查清了龙王庙组低幅度构造形态,明确了溶蚀孔洞发育段对应内部波峰振幅增强的

特征;利用叠前地质统计学反演实现储层厚度定量预测,并基于岩石物理分析开展叠前烃类检测,有效降低了含气性预测的多解性(林煜等, 2021)。钻井工程方面,针对超深层、高温、高压、含硫化氢的钻井环境,发展了抗高温钻井液体系、高压含硫气井固井及完井技术,保障了超深井安全钻进(邓虎和贾利春, 2022)。地质导向技术的应用有效提高了缝洞型储层的钻遇率,推动了安岳气田的高效勘探和快速探明。

3.3 志留系龙马溪组页岩气田

3.3.1 气田发现及地质特征

受美国页岩气革命影响,中国从2009年开始加大了页岩气的研究和探索,2010年8月宁201井发现页岩气,2011年,宁201-H1井测试日产量达 $14 \times 10^4 \text{ m}^3$,成为中国第一口具有商业价值的页岩气井,发现长宁页岩气田,累计探明储量约为 $4600 \times 10^8 \text{ m}^3$,年产量超过 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$,累产超过 $400 \times 10^8 \text{ m}^3$ (何骁等, 2021)。2012年11月,焦页1HF井试获日产 $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ 高产工业气流,拉开了中国页岩气商业开发的序幕,气田于2012年12月开发建设,2014年7月提交中国首个页岩气探明储量 $1067.5 \times 10^8 \text{ m}^3$,并投入商业开发,中国成为继美国、加拿大之后第三个实现页岩气商业开发的国家(郭彤楼和张汉荣, 2014)。2017年,气田如期建成 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 年产能,成为中国首个百亿方页岩气田;累计探明储量约为 $1.1 \times 10^{12} \text{ m}^3$,年产量超过 $70 \times 10^8 \text{ m}^3$,累产超过 $800 \times 10^8 \text{ m}^3$ (孙焕泉等, 2023)。此后,为进一步扩大勘探成果,突破深层,相继在盆缘、盆内部署多口探井,经历多轮次艰难探索和攻关,2015年威荣区块WY1井(垂深3580m)在井口压力26.2MPa下,测试获 $17.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产工业气流,首次实现盆内深层页岩气重大商业发现,随后探明中国第一个千亿方深层页岩气田——威荣页岩气田,提交探明储量 $1246 \times 10^8 \text{ m}^3$ (熊亮等, 2023)。2016年YY1井在井口压力20.4MPa下,测试获 $13.66 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 工业气流,实现了永川地区深层页岩气勘探重大突破,提交探明储量 $1480 \times 10^8 \text{ m}^3$ (李勇等, 2024)。2019年中石油L203井测试获 $137.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产工业气流,取得川南泸州地区深层页岩气重大突破,提交探明储量 $5530 \times 10^8 \text{ m}^3$ (赵圣贤等, 2022)。深层页岩气田具有高 $w(\text{TOC})$ (2.54%~3.62%)、高孔隙度(4.34%~5.54%)、高含气量(4.2~7.5 m^3/t)、

高压系数(1.9~2.1)的特点,为超高压气藏。目前,四川盆地龙马溪组已实现了浅、中、深不同埋深条件下的勘探发现(图6),探明8个页岩气田,累计提交探明储量 $\sim 3.18 \times 10^{12} \text{ m}^3$,年产页岩气 $270 \times 10^8 \text{ m}^3$,成为保障国家能源安全的“压舱石”(聂海宽等, 2022)。

3.3.2 页岩气富集规律

(1) 有利沉积相带控制优质页岩展布

晚奥陶世—早志留世,四川盆地东南部属于深水—浅水陆棚沉积环境,强还原环境下沉积的五峰组—龙马溪组深水陆棚优质泥页岩为页岩气形成提供了重要的物质基础(郭旭升等, 2014)。底部深水陆棚相硅质页岩有机质类型以I型为主,具有较高的 $w(\text{TOC})$ (>2%)、适宜的热演化程度($2.2\% < R_o < 3.0\%$)和较强的生烃能力。高有机质含量和适宜的热演化程度使得储层发育大量有机质孔,具有高孔隙度(>4%)特征,为页岩气富集提供了重要的储集空间;较高的生物硅含量使页岩具有高脆性等良好的储层品质(赵建华等, 2016)。晚奥陶世—早志留世四川盆地及周缘火山活动为优质页岩形成创造了良好的外部条件,火山喷发为藻类等低等海洋生物的发育提供了丰富的营养元素,促进了有机质的富集、提高了生烃效率。

(2) “构造+保存”条件是页岩气富集的关键

页岩气成藏且富集是实现商业开发的前提,关于页岩气的富集主控因素,笔者曾作过多次探讨,均强调了中国南方海相页岩与北美地区页岩气富集的最大差异,就是中国南方多旋回盆地、多期叠加改造,带来的构造类型、构造演化过程与保存条件的复杂性,不能简单套用美国稳定盆地的评价方法和勘探开发技术(郭彤楼和刘若冰, 2013; 郭彤楼等, 2023)。目前已实现规模效益开发的页岩气游离气占比较大(体积分数>50%),中国南方页岩在经历多期构造改造下,需要天然气聚集的动态平衡,以背斜为主的正向构造是最为有利的条件,即背斜(正向构造)有利于天然气的汇聚和富集,如焦石坝箱状背斜等。中国南方海相页岩受多期构造叠加,改造强烈,导致地层强烈褶皱变形、抬升、剥蚀,在这种背景下保存条件是页岩气能否成藏富集的一个重要因素,变形弱、抬升幅度小、抬升时间晚,且有隔档的构造条件下,页岩气逸散程度小,富集程度高。另

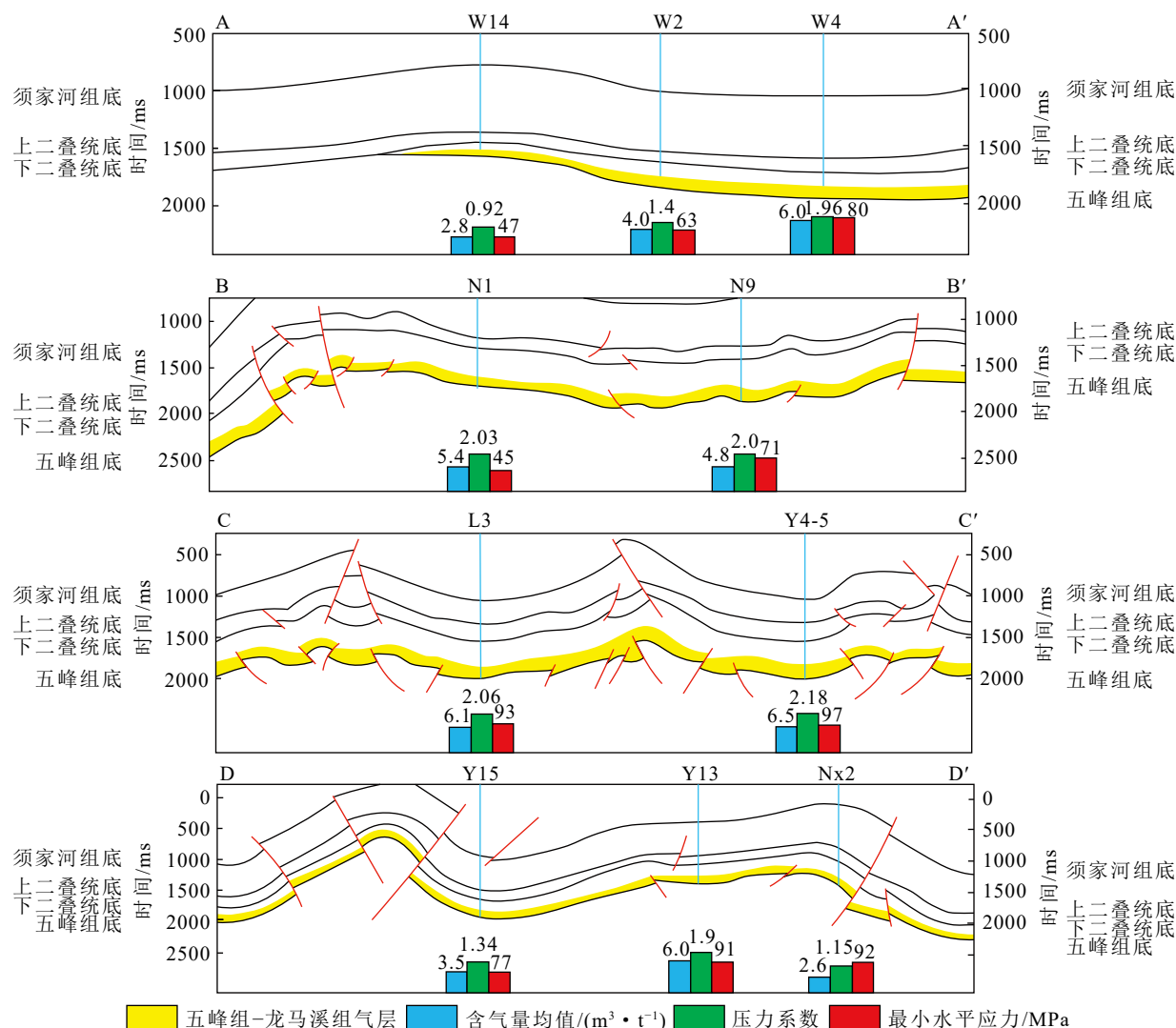


Fig. 6 Structural and gas reservoir cross section of the Silurian Longmaxi Formation shale gas field in the Luzhou area, southern Sichuan Basin

外五峰组-龙一段下伏奥陶系灰岩、上覆龙二段-龙三段泥岩孔渗性较差,且裂缝欠发育,提供了良好的顶底板条件,有利于页岩气富集。因此,中国南方海相页岩气的富集(控富)取决于构造作用与良好的保存条件,两者共同作用控制页岩气富集。

(3)地应力与裂缝是页岩气高产的重要因素

在多期次构造叠加作用下,四川盆地及周缘具有地应力场多变的特征,尤其川东南复杂构造区地应力场更加复杂。不同构造区受埋深变化大的影响,地应力大小差异大。以盆缘带为例,焦石坝、平桥、东胜区块主体埋深小于 3 500 m,最小水平主应力<65 MPa,且水平两向应力差普遍<8 MPa;而丁山、东溪区块主体埋深>3 500 m,

最小水平主应力普遍>70 MPa,4 000 m 以深应力值超过 100 MPa,水平两向应力差 10~28 MPa,高的应力及应力差导致压裂裂缝开启难度大、裂缝扩展不充分,难于形成复杂缝网,影响储层改造效果及气井产能,这也是涪陵页岩气田开发效果好于川南其他深层页岩气的主要原因。同时不同的应力状态也对压裂改造有影响,拉张态利于裂缝形成和扩展,其次为走滑态,偏挤压应力状态则不利于压裂,造成改造体积偏小,进而影响产能。适度发育的天然裂缝是页岩气高产的必要条件,五峰组-龙一段裂缝发育程度高,顺层滑脱缝、穿层剪切缝及微裂缝发育(曾联波等, 2023; 李林豪等, 2024),适度发育的裂缝不仅是重要的储集空间,而且是页岩气产出的优势渗

流通道;同时适度发育的天然裂缝有利于储层改造,裂缝扩展难度降低、利于纵横向扩展,另外可与人工缝耦合形成复杂缝网,尤其深层页岩气天然裂缝发育对气井产能影响更为明显。

以川南海相页岩气富集规律及高产主控因素认识为基础,创新形成了以“构造+保存”为核心的“阶梯运移、背斜汇聚、断-滑控缝、箱状成藏”的页岩气差异富集高产模式与“沉积控源、保存控富”的“二元富集理论”,有力支撑了页岩气增储上产。

3.3.3 工程技术进步对气田发现的贡献

聚焦龙马溪组天然裂缝、压力系数、地应力等影响气井产能的关键因素开展研究。针对深层页岩气裂缝欠发育区高地应力、强岩石塑性、压后裂缝形态单一、缝网复杂度低、改造体积小且导流能力差和裂缝发育受断层影响复杂、天然裂缝发育差异大、人工裂缝扩展机理不明、压后产能差异大、高产井偏少等问题,开展高应力高塑性条件下页岩力学破坏规律研究,制定高效起裂技术对策;同时通过天然裂缝精细刻画,开展不同天然裂缝条件下人工裂缝扩展数值模拟研究,明确人工裂缝与天然裂缝的交互机理。形成高压深层页岩气强支撑加双缝耦合压裂工艺,分别在永川、丁山等深层气区取得产能突破(沈骋等, 2019; 王荣等, 2024)。

3.4 寒武系筇竹寺组页岩气田

3.4.1 气田的发现与地质特征

寒武系筇竹寺组作为优质烃源岩,是中国最早开展页岩气勘探研究的层系之一,与龙马溪组一样,按照“在富有机质黑色页岩中找气”的勘探思路,早期仅在威远背斜、长宁背斜、盆缘等埋藏较浅的构造平缓区开展评价,仅取得零星勘探发现,未能实现商业突破(郭彤楼等, 2023; 郭彤楼, 2025)。

以井研地区为例,早期针对富有机质页岩钻探了多口井,由于厚度薄且横向连续性差,仅试获低产页岩气。2020年针对工区筇竹寺组页岩气地质条件,重新开展了老井复查,发现在低有机质页岩的7号层,油气显示普遍较好,且物性较好,分析构造与沉积特点,提出具备“原地+运移”成藏的有利条件,遂转变了只在富有机质页岩中寻找页岩气的勘探思路,以浅水低有机质粉砂质页岩为勘探目标,部署实施JS103井,2022年10月试获 $25.86 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产页岩气,首次取得筇竹寺组页岩气重大勘探突破。循此思路,提出保存条件更好、富有机质页岩更发育的资阳、内江地区,应该有更好的页岩气富集条件,在内江地区实施Z201井,资阳地区利用常规天然气探井ZY2井,加深钻探4500m以深超深层页岩气,试气均获高产工业气流(图7),实现了多地、多

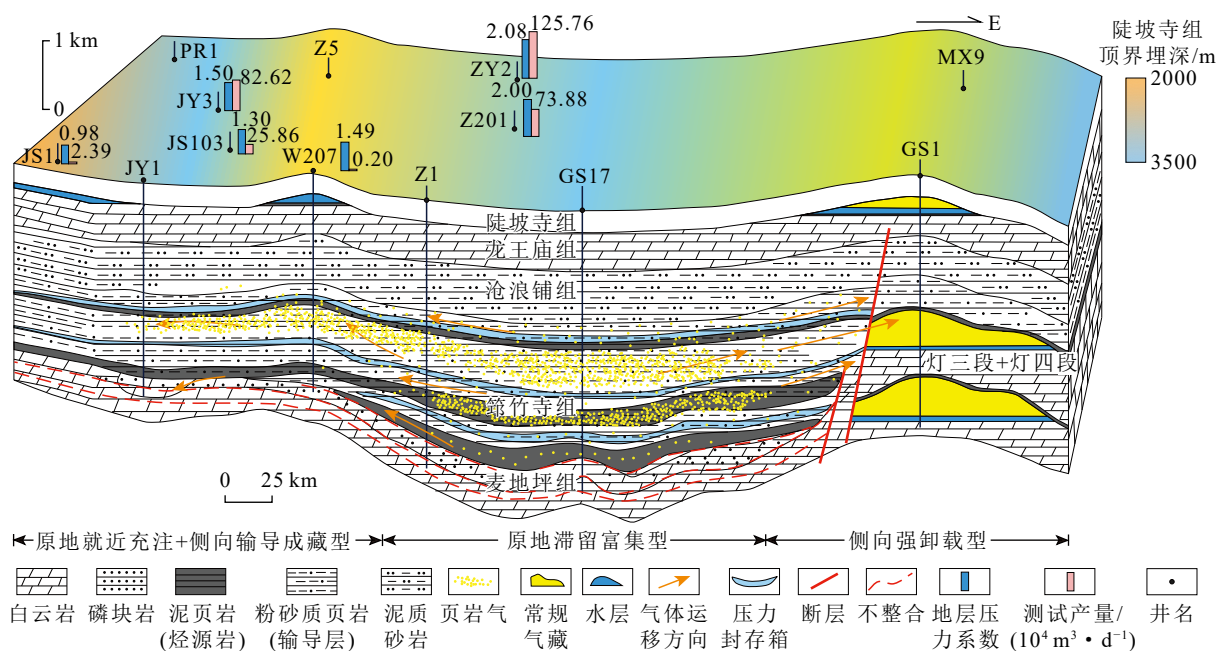


图7 四川盆地资阳地区筇竹寺组页岩气田富集高产模式(据郭彤楼等, 2025b 修改)

Fig. 7 Enrichment and high-yield model of the Qiongzhusi Formation shale gas field in the Ziyang area, Sichuan Basin

井、多段、多类型页岩气的战略性突破(郭彤楼等, 2025b; Guo et al., 2026)。

井研、资阳筇竹寺组储层均具有“高脆性矿物、中高孔隙度、特低渗”的特征, 其中石英质量分数介于 35%~40%、长石质量分数介于 25%~30%, 平均孔隙度介于 3.5%~5.5%, 渗透率介于 $(0.001 \sim 0.010) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 但是二者 $w(\text{TOC})$ 和含气量存在较大差异, 井研地区筇竹寺组储层平均 $w(\text{TOC})$ 为 0.41%、平均含气量 $1.34 \text{ m}^3/\text{t}$, 资阳地区筇竹寺组储层平均 $w(\text{TOC})$ 为 2.92%、平均含气量 $4.05 \text{ m}^3/\text{t}$ 。地层压力系数也有很大差异, 资阳地区为 1.50~2.09, 井研地区为 1.0~1.5(史洪亮等, 2024; 熊亮等, 2026)。

3.4.2 页岩气富集规律

(1) 有利相带是页岩气富集的物质基础

德阳—安岳裂陷槽提供了相对稳定的高可容纳空间, 半封闭沉积体系下发育多级旋回, 深水、浅水缓坡叠置分布。裂陷既是沉积(沉降)中心也是生烃中心, 筇竹寺组沉积时期具有较强物源输入, 有利于有机质和脆性矿物的富集。有机质类型为 I 型, 成烃生物以疑源类、浮游多细胞藻为主, 富氢组分高, Pr/Ph 更低, 生烃能力强。前寒武系基底拉张断裂为热液活动创造了条件, 进而为藻类等低等海洋生物的发育贡献了丰沛的营养元素, 有利于富集有机质和提升生烃效率。

(2) 构造与保存是页岩气富集的决定因素

筇竹寺组页岩经历了压实、成岩、生烃、超压、溶蚀等多重作用。页岩层中大量发育的石英、长石等脆性矿物的抗压实作用, 增强了页岩抗压能力, 保留了较多残余粒间孔, 为无机孔发育奠定了基础。生烃演化形成的有机质孔也提供了一定比例的储集空间。此外, 有机质生烃演化过程中有机酸对长石溶蚀形成的溶蚀孔也增加了页岩储集空间。虽经历印支—燕山—喜马拉雅多期构造运动, 页岩层系整体抬升, 但筇竹寺组改造强度相对较弱, 表现为: “断在气前”, 即断层形成在大量生气之前; “断而不穿”, 即断层未断穿嘉陵江组膏岩, 整体保存未受到破坏; “走滑成缝”, 即区内发育的一系列近直立走滑断层, 有利于网状裂缝的形成。三者的有机耦合, 有利于页岩气聚集成藏。

(3) 优势矿物组成、纹层发育是高产的关键

筇竹寺组页岩具有独特的长英质矿物组构

特征, 表现为高脆性矿物(质量分数均值>65%)、高弹性模量(均值>38 GPa)特征, 极大提升了超深层页岩储层可压裂性。由于矿物颗粒均一和多优势矿物混合分散, 压裂时矿物界面易形成应力薄弱面, 在压后易形成大量细微裂缝带, 增加了裂缝的复杂性和连通性, 为超深层页岩规模改造、复杂缝网形成提供了有利条件, 整体效果明显优于龙马溪组。根据深水富有机质页岩到浅水低有机质页岩的沉积与构造特点, 建立了寒武系页岩气“原地+输导层富集”模式, 即资阳、内江地区深水富有机质页岩为原地自生自储页岩气; 槽缘井研地区以浅水缓坡亚相粉砂质页岩沉积为主, 残余有机碳含量较低但仍具备一定生烃能力, 且储层段构成了槽内通向槽缘的输导层, 为槽内高熟页岩气提供运移通道和储集场所, 发育原地自生自储及来自深层富有机质页岩运移而来的混合成因页岩气(图 7)。

目前资阳地区已提交近 $4\,500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 页岩气探明储量, 展现了四川盆地筇竹寺组页岩气巨大的勘探潜力。

3.4.3 工程技术进步对气田发现的贡献

基于筇竹寺组构造应力和矿物组成、岩石结构等特点, 开展了大物模、数模研究。实验表明, 筇竹寺组发育微米级隐纹层, 其受压激活后产生大量微细裂缝, 构建了由基质向多级裂缝间的高速渗流通道, 形成主缝+支缝+非均匀激活纹层缝“三缝”耦合的高效渗流模式(雍锐等, 2025; 马顺婷等, 2026)。以提高超深层产量、估算最终采收量(EUR)为目标, 以“激活纹层、扩大体积、高效支撑”为目标, 以“多举措提净压、全缝域高导流”为核心, 集成构建了以“超高压、大排量、前置超高黏、大规模、高砂比脉冲加砂”为关键的超深页岩缝网体积压裂技术, 该工艺打破中国深层页岩气开发深度界限, 搭建近 5 000 m 超深层页岩可复制高产压裂模式。平均缝高达 64.3 m, 压降分析、微地震和高频水击解释等监测技术均显示纹层得以充分激活, 形成了复杂的裂缝网络, 为资阳东峰页岩气田持续突破提供了支撑(王光付等, 2023; 赵金洲等, 2024)。

3.5 川西须家河组致密砂岩气

3.5.1 气田的发现与勘探历程

四川盆地须家河组致密砂岩气的规模勘探始于 20 世纪 70 年代。1973 年, 川西北中坝构造

Z4井在上三叠统须二段获高产油气流,发现中坝气田,拉开了盆地陆相致密砂岩气勘探的序幕。此后,中国石化西南油气分公司前身(原新星石油公司西南石油局)在川西坳陷持续开展滚动勘探,1985—1996年间先后发现孝泉、合兴场及新场气田。其中,新场气田通过多气藏叠置的滚动勘探,截至2017年底侏罗系及须家河组累计探明天然气地质储量达 $2\,453.31\times 10^8\text{ m}^3$,成为中国致密砂岩领域的大气田之一。

进入21世纪,勘探思路实现重大转变。2005年,广安构造GA2井在须六段低阻砂岩获工业气流,证实须家河组气藏不受单一构造圈闭控制,属于构造背景下的大面积岩性气藏。这一发现拉开了四川盆地须家河组大规模岩性气藏勘探的序幕。随后,通过整体部署与滚动实施,在合川、安岳、蓬莱等地区先后发现须二段、须四段多个含气区块,形成了大面积、低丰度、气水关系复杂的特大岩性气藏群。截至2015年,须家河组累计获天然气探明地质储量达 $6\,741.67\times 10^8\text{ m}^3$ 。同期,中国石化在元坝、巴中、通南巴等地区也取得了重要进展,其中通南巴气田截至2023年底累计探明地质储量达 $1\,066\times 10^8\text{ m}^3$,成为四川盆地又一个千亿方级大气田。

近年来,通过“地质-物探-工程”一体化持续攻关,深层致密砂岩气勘探屡获突破。合兴场气田须二段深层致密砂岩气藏新增探明地质储量 $1\,330.12\times 10^8\text{ m}^3$,天然气年产量超过 $10\times 10^8\text{ m}^3$ 。川东北巴中地区YL33井、YH1井须家河组致密砂岩试获日产超百万立方米高产稳定工业气流,通南巴气田累计探明地质储量达 $1\,066\times 10^8\text{ m}^3$,成为四川盆地又一个千亿方级大气田。其实现了由断缝体成藏向“烃源岩-储层-输导”一体化成藏评价的转变,勘探思路更加强调源储配置与输导体系的耦合控藏(郭彤楼等, 2023, 2024b)。

3.5.2 成藏条件与富集规律

(1)源储条件与成藏组合

须家河组发育须一段、须三段和须五段三套煤系烃源岩,有机质类型以Ⅲ型为主, R_o 值介于1.0%~2.0%,处于成熟-高成熟阶段,生烃强度大,川西地区基本 $>40\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ 。储层以须二段、须四段辫状河三角洲平原分流河道砂岩和须六段浅水三角洲砂岩为主。受前陆盆地构造演化控制,储层埋深普遍 $>3\,500\text{ m}$,孔隙度普遍

$<8\%$,渗透率 $<0.1\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,属典型致密-特低渗透层。须家河组纵向上具有“三明治”式的生储盖叠置结构。须五段致密砂岩储层包裹在烃源岩内部,形成“源包砂”的优质成藏组合;须二段、须四段则与上覆须三段、须五段烃源岩构成“上生下储”的源储配置,天然气以短距离垂向运移为主。

(2)裂缝与输导体系控藏

须家河组致密砂岩储层基质孔渗极低,天然裂缝和断层是天然气运移和产出的关键输导通道。多期构造运动形成的断裂体系和裂缝网络,构成了“断褶裂缝体”输导系统,有效沟通了烃源岩与储层。勘探实践表明,构造裂缝发育区往往是高产井的分布区,裂缝密度与产能呈正相关关系,是“甜点”评价的核心参数。此外,须家河组普遍发育地层超压,由斜坡向湖盆中心地层压力系数逐渐加大,致密砂岩气超压充注有利于天然气的保存和聚集。

(3)成藏模式

须家河组致密砂岩气表现出“源储一体、断缝输导、近源富集”的成藏特征。其富集主要受三大因素联合控制:持续性凹陷控制多套优质烃源岩的分布,进积型分支河道发育大面积优质储层,前陆隆起带与晚期构造裂缝带叠加控制了天然气局部富集。勘探实践证明,须家河组致密砂岩气藏不受单一构造圈闭控制,而是在有利沉积相带、裂缝发育区和超压保存区的叠合部位形成规模聚集。气藏类型以构造-岩性复合圈闭和岩性圈闭为主,气水关系复杂,含气面积大但丰度相对较低,形成了四川盆地独具特色的前陆盆地斜坡-隆起带大面积岩性气藏群。

3.5.3 工程技术进步对气田发现的贡献

须家河组致密砂岩气藏的勘探突破,得益于地震预测和储层改造技术的跨越式进步。地震勘探技术方面,发展了以高分辨率二维、三维地震为核心的储层预测技术。针对须家河组河道砂体隐蔽性强、横向变化快的特点,形成了基于叠前反演的“甜点”预测技术,有效识别了相对高孔渗的有利储层发育区和裂缝发育带,大幅度提高了勘探成功率。钻完井及压裂技术方面,针对须家河组储层致密、非均质性强的特点,形成了水平井联合大规模体积压裂的主体技术路线。通过“多簇射孔、大排量、高砂比”的压裂

工艺,实现了复杂缝网的有效构建,大幅度提升了单井产能。此外,“地质-工程”一体化的持续攻关,是支撑合兴场、通南巴等深层致密砂岩气田规模发现与效益开发的关键。通过多学科协同,将地质认识与工程技术紧密结合,实现了从打中储层到打碎储层再到有效动用的转变,推动了四川盆地致密砂岩气勘探不断向深层、超深层和更复杂领域迈进。

4 天然气勘探展望

经过 70 余年的勘探开发,四川盆地实现从“常规气主导”到“常规与非常规协同发力”的战略转型,已建成中国最大的天然气工业基地,2025 年,四川盆地天然气产量突破 $800 \times 10^8 \text{ m}^3$,增量占全国的 40% 以上,有力推动川渝十亿方天然气生产基地建设。回顾过去,有很多启示值得借鉴;展望未来,作为超级能源盆地,四川盆地天然气勘探开发未来可期。

4.1 研究启示

4.1.1 从“近源找气”到“原地+输导找气”相结合

勘探思路的转变是发现大气田的认识论前提。四川盆地 70 余年的勘探实践表明,每一次重大突破都伴随着勘探指导思想的一次跃迁。早期“占高点、沿长轴”的背斜找油思路,发现了威远震旦系气田和川东石炭系气田群;21 世纪初“追礁滩、探岩性”的思路转变,带来了普光、元坝等深层礁滩大气田的发现;2010 年以来“常非并举、源储一体”的多元勘探思路,则催生了涪陵、安岳等万亿方级气田的发现。

其中,最具范式转换意义的是寒武系筇竹寺组页岩气的勘探突破。早期按照“在富有机质黑色页岩中找气”的传统思路,仅在威远背斜等构造平缓区获得零星发现;2020 年通过老井复查,在井研地区低有机质粉砂质页岩中发现良好油气显示,认识到“低有机质页岩+输导层”同样可以成藏,遂转变思路,以浅水低有机质粉砂质页岩为勘探目标部署 JS103 井获重大突破,进而拓展至资阳、内江地区,提交探明储量近 $4500 \times 10^8 \text{ m}^3$ (郭彤楼等, 2025b)。这一案例深刻说明,在复杂叠合盆地中,页岩气勘探不能简单套用北美稳定地台的“源内找气”模式,而应从“源-储-输导”一体化的视角重新审视成藏要素的配置。从“近源找气”到“原地+输导找气”的思路转变,

正是筇竹寺组新类型页岩气获得战略性突破的认识论前提。

4.1.2 “地质-工程”一体化的协同创新

技术创新是将地质认识转化为勘探发现的方法论保障。如果说思路转变回答的是“去哪里找”的问题,那么技术创新回答的则是“怎么找到、怎么拿出来”的问题。四川盆地深层-超深层领域的每一次突破,都是地质认识进步与工程技术革新协同作用的结果。

以元坝气田为例,地质上“三微输导、近源富集、持续保存”的成藏模式揭示了超深层生物礁气藏的保存机制(郭彤楼, 2019);工程上,高精度地震成像技术实现了 7 000 m 深度礁滩体的“透明描述”,抗高温抗硫钻井液体系和超深井完井技术则保障了安全高效钻进。两者深度融合,使元坝成为全球埋藏最深的商业开发生物礁气田。

筇竹寺组超深层页岩气的突破同样印证了这一规律。地质上“原地+输导层富集”模式的建立,将勘探目标从传统的富有机质页岩拓展至低有机质粉砂质页岩;工程上,基于筇竹寺组发育微米级隐纹层的岩石力学特性,创新形成了以“超高压、大排量、前置超高黏、大规模、高砂比脉冲加砂”为关键的超深页岩缝网体积压裂技术(赵金洲等, 2024; 雍锐等, 2025),使近 5 000 m 超深层页岩实现了可复制的商业高产。地质认识指明方向,工程技术将方向变为现实——两者的协同创新,是四川盆地天然气勘探持续获得重大突破的方法论保障。

4.2 前景展望

4.2.1 深层-超深层海相碳酸盐岩常规气

四川盆地是深层-超深层碳酸盐岩天然气储量增长的重要地区,近年来不断取得新突破,勘探深度不断刷新,打破了传统理论认为超深层“无油无气”的认知禁区。该领域是盆地天然气增储上产的“压舱石”,潜力巨大。下一步应围绕德阳—安岳古裂陷和开江—梁平陆棚两大生烃中心,深化成储成藏认识,以多期成藏、晚期定位指导选区评价,重点有三个攻关方向:一是川中古隆起北斜坡及外围,盆地内 PT1 井、JT1 井发现与盆地外胡家坝等古油藏相结合,追踪灯影组台缘带与龙王庙组颗粒滩的展布,揭示地腹油气成藏演化机理,落实有利勘探靶区;二是川

西—川北地区,深化栖霞组、茅口组台缘滩相及泥盆系等新层系的成藏评价,扩大双鱼石、YB7井等发现成果;三是深化开江—梁平陆棚演化研究,揭示二叠系—飞仙关组沉积发育规律,寻找多层系有利储层发育叠合区,突破深层复杂构造成像与薄储层定量预测技术瓶颈。

4.2.2 深层—超深层页岩气

四川盆地龙马溪组中浅层已规模建产,3 500~4 500 m 深层已探明泸州、永川等超万亿方储量,正转入产能建设。近年来寒武系、二叠系页岩气不断取得新突破,展现了良好的勘探开发前景,中国页岩气勘探开发已从志留系的“一枝独秀”发展为“多点开花、多层系并进”的良好局面。特别是资阳地区寒武系、普光地区二叠系超深层页岩气,展现出高压高产稳产的特点,是下一步重点攻关层系。当然也应看到,志留系深层页岩较中浅层出现了显著的“三高两强”特征——高地应力、高地温、高压、强塑性、强非均质性,导致体积压裂形成复杂缝网难度成倍增加,产能差异悬殊,仍需持续攻关。页岩气的发展宜从两个层次:龙马溪组深层—超深层,聚焦泸州、永川等突破区,深化“保存控富、应力控甜、裂缝控产”差异富集高产机理,强化断缝体系精细刻画与人工缝网协同优化,突破高地应力条件下缝网体积压裂技术瓶颈,实现规模效益开发;筇竹寺组页岩气要深化资阳、内江地区原地富集“三高一超”的特点,持续攻关提高采收率技术和厚层立体开发技术;井研等地区要根据“原地+输导层富集”成藏特点,形成低有机质页岩气效益开发技术序列,并扩展应用到其他层系。川深1井筇竹寺组8 000 m 埋深,仍见到很好的连续气显示,盆地内要开展5 000~6 000 m 深度寒武系页岩气开发技术攻关,这一领域具备良好的成藏条件,资源量是5 000 m 以浅的两倍以上,是盆地页岩气勘探的战略接替新阵地。

4.2.3 深层致密砂岩气

四川盆地须家河组致密砂岩气资源丰富,据最新资源评价,资源量达 $7.44 \times 10^{12} \text{ m}^3$,是未来增储上产的重要领域。然而,该领域勘探开发仍面临一系列亟待突破的瓶颈:(1)埋藏深度大(普遍>3 500 m,局部超过5 000 m),成岩作用强烈,储层孔隙度普遍<8%,渗透率 $<0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属典型特低孔特低渗储层;(2)气水关系极为复杂,同

一构造内常出现气水混存、上水下气等非常规气水分布模式,流体识别难度大;(3)致密砂岩非均质性强,河道砂体横向变化快,“甜点”分布规律不清,储层及裂缝预测精度亟待提高;(4)现有压裂改造技术在超深层、特低渗、高应力条件下适应性较差,复杂缝网难以有效构建,单井产能差异悬殊。下一步攻关应聚焦以下方向:(1)深化“烃源岩—储层—输导”一体化成藏评价,明确不同构造单元致密砂岩气的差异富集机理,建立适用于深层—超深层的成藏模式;(2)持续攻关“甜点”预测技术,发展以叠前弹性阻抗反演、各向异性裂缝检测为核心的精细预测方法,提高有利储层和裂缝发育带的识别精度;(3)强化“地质—工程”一体化攻关,针对深层致密砂岩高应力、强塑性的力学特征,优化差异化压裂设计,攻关复杂缝网体积压裂技术,有效提高单井产能和稳产能力,支撑须家河组深层特低渗致密砂岩气藏的规模效益开发。

需要指出的是,本文聚焦深层—超深层领域是基于以下判断:截至2025年底,四川盆地埋深<3 500 m 的浅—中层常规气与页岩气资源探明率已超过60%,主要构造圈闭和有利相带已基本探明,新增储量潜力有限;而深层—超深层探明率不足10%,是未来储量增长的主体。但这并不意味着浅层完全没有潜力,如川西坳陷侏罗系次生油气藏、川东地区石炭系残留构造等仍具有滚动勘探和精细勘探的价值,但其规模难以与深层—超深层领域相提并论。因此,本文以前景最为广阔、潜力最为巨大的深层—超深层作为展望重点。

5 结论

(1)四川盆地70余年天然气勘探经历了构造油气藏为主、构造—岩性油气藏为主和常规—非常规并重三个阶段,勘探指导思想从“占高点、沿长轴”到“追礁滩、探岩性”再到“常非并举、源储一体”不断演进,每一次思路转变均带来储量增长高峰。

(2)常规气规模聚集受控于克拉通内裂陷与古隆起的时空耦合,“裂陷控源、古隆控储控聚、多期成藏晚期定位”的成藏体系和“三元控储”机理,是安岳、普光、元坝等大气田形成的根本原因。

(3)页岩气富集以“构造+保存”为核心:志留系建立“沉积控源、保存控富”的二元富集模式;寒武系发展出“原地+输导层富集”模式,将勘探思路从“源内找气”拓展为“原地+输导找气”,突破了传统资源评价边界。

(4)深层-超深层海相碳酸盐岩、深层-超深层页岩气和深层致密砂岩气是未来增储上产的主阵地;勘探思路的范式转换与“地质-工程”一体化的协同创新,是盆地勘探持续突破的两大基石。

利益冲突声明: 本文所有作者声明本研究无任何利益冲突。

作者贡献声明: 郭彤楼负责本文的研究构思与总体设计,搭建论文框架,提炼核心学术观点,主导四川盆地勘探历程梳理与成藏规律的系统分析,并完成最终版本的审定与修改。李茜承担文献资料的系统收集与整理,完成勘探历程回顾与典型气田解剖部分的初稿撰写,负责图表编制与数据汇总,并参与全文统稿与修改。赵爽负责区域地质资料的综合分析 with 勘探实践成果的集成,参与研究方案论证及学术观点的凝练,并提供重要的组织协调与技术支持。沈安江重点负责碳酸盐岩储层部分的数据分析与成藏机理研究,参与论文修改与学术观点的提炼提升。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交与发表。

致谢: 中国石油化工股份有限公司西南油气分公司和中石油西南油气田勘探开发研究院在基础资料收集和野外地质调查工作中给予大力支持,三位评审专家提出的宝贵建议和意见对于提升本文有很大帮助,在此一并表示感谢。

[参 考 文 献]

- 卞从胜,王红军,汪泽成,等,2009. 四川盆地川中地区须家河组天然气大面积成藏的主控因素[J]. 石油与天然气地质, 30(5): 548—555.
- Bian C S, Wang H J, Wang Z C, et al., 2009. Controlling factors for massive accumulation of natural gas in the Xujiahe Formation in central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 30(5): 548—555. (in Chinese)
- 戴金星, 2003. 威远气田成藏期及气源[J]. 石油实验地质, 25(5): 473—480.
- Dai J X, 2003. Pool-forming periods and gas sources of Weiyuan Gasfield[J]. Petroleum Geology & Experiment, 25(5): 473—480. (in Chinese)
- 戴金星,倪云燕,董大忠,等,2022. 近 10 年中国天然气工业快速发展[J]. 天然气地球科学, 33(12): 1907—1910.
- Dai J X, Ni Y Y, Dong D Z, et al., 2022. Rapid development of China's natural gas industry in the past decade[J]. Natural Gas Geoscience, 33(12): 1907—1910. (in Chinese)
- 邓虎,贾利春,2022. 四川盆地深井超深井钻井关键技术与展望[J]. 天然气工业, 42(12): 82—94.
- Deng H, Jia L C, 2022. Key technologies for drilling deep and ultra-deep wells in the Sichuan Basin: current status, challenges and prospects[J]. Natural Gas Industry, 42(12): 82—94. (in Chinese)
- DZ/T 0254—2020 页岩气资源量和储量估算规范[S].
- DZ/T 0254—2020 Regulation of shale gas resources and reserves estimation[S]. (in Chinese)
- 符晓,邓少云,1997. 川西新场气田中、浅层气藏特征及立体勘探开发的技术思路[J]. 天然气工业, 17(3): 14—19.
- Fu X, Deng S Y, 1997. Middle and shallow gas reservoir characteristics of Xinchang Gas Field in west Sichuan and stereoexploration and stereodevelopment technical thinking[J]. Natural Gas Industry, 17(3): 14—19. (in Chinese)
- GB/T 28911—2012 石油天然气钻井工程术语[S].
- GB/T 28911—2012 Vocabulary of drilling engineering for the petroleum and natural gas[S]. (in Chinese)
- 郭彤楼,2011. 元坝深层礁滩气田基本特征与成藏主控因素[J]. 天然气工业, 31(10): 12—16.
- Guo T L, 2011. Basic characteristics of deep reef-bank reservoirs and major controlling factors of gas pools in the Yuanba Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 31(10): 12—16. (in Chinese)
- 郭彤楼,2019. 元坝气田成藏条件及勘探开发关键技术[J]. 石油学报, 40(6): 748—760.
- Guo T L, 2019. Gas accumulation conditions and key exploration & development technologies in Yuanba gas field[J]. Acta Petrolei Sinica, 40(6): 748—760. (in Chinese)
- 郭彤楼,2022. 多旋回盆地叠合复合控藏在常规非常规天然气勘探中的实践[J]. 地学前缘, 29(6): 109—119.
- Guo T L, 2022. Superimposition and composition control on hydrocarbon reservoirs in multi-cycle basins: concept and practice in conventional and unconventional natural gas explorations[J]. Earth Science Frontiers, 29(6): 109—119. (in Chinese)
- 郭彤楼,2025. 中国页岩气发展的回顾与思考——从志留系到寒武系[J]. 油气藏评价与开发, 15(3): 339—348.
- Guo T L, 2025. Review and reflection on shale gas development in China: from Silurian to Cambrian[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 15(3): 339—348. (in Chinese)
- 郭彤楼,董晓霞,魏力民,等,2025a. 深层-超深层海相页岩气差异富集与高产机理[J]. 石油与天然气地质, 46(6): 1792—1806.

- Guo T L, Dong X X, Wei L M, et al., 2025a. Mechanisms of the differential enrichment and high productivity of deep to ultradeep marine shale gas reservoirs[J]. *Oil & Gas Geology*, 46(6): 1792—1806. (in Chinese)
- 郭彤楼, 邓虎成, 赵爽, 等, 2025b. 四川盆地寒武系筇竹寺组新类型页岩气形成机理与勘探突破[J]. *石油勘探与开发*, 52(1): 57—69.
- Guo T L, Deng H C, Zhao S, et al., 2025b. Formation mechanisms and exploration breakthroughs of new type of shale gas in Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 52(1): 57—69. (in Chinese)
- 郭彤楼, 宋晓波, 张庄, 2024a. 超深薄互层潮坪相白云岩气藏的形成与富集[M]. 北京: 科学出版社.
- 郭彤楼, 熊亮, 雷伟, 等, 2022. 四川盆地南部威荣、永川地区深层页岩气勘探开发进展、挑战与思考[J]. *天然气工业*, 42(8): 45—59.
- Guo T L, Xiong L, Lei W, et al., 2022. Deep shale gas exploration and development in the Weirong and Yongchuan areas, south Sichuan Basin: progress, challenges and prospect[J]. *Natural Gas Industry*, 42(8): 45—59. (in Chinese)
- 郭彤楼, 熊亮, 叶素娟, 等, 2023. 输导层(体)非常规天然气勘探理论与实践——四川盆地新类型页岩气与致密砂岩气突破的启示[J]. *石油勘探与开发*, 50(1): 24—37.
- Guo T L, Xiong L, Ye S J, et al., 2023. Theory and practice of unconventional gas exploration in carrier beds: insight from the breakthrough of new type of shale gas and tight gas in Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 50(1): 24—37. (in Chinese)
- 郭彤楼, 熊亮, 杨映涛, 等, 2024b. 从储层、烃源岩到输导体勘探——以四川盆地须家河组致密砂岩气为例[J]. *石油学报*, 45(7): 1078—1091.
- Guo T L, Xiong L, Yang Y T, et al., 2024b. From reservoir, source to carrier beds exploration: a case study of tight sandstone gas in Xujiahe Formation, Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 45(7): 1078—1091. (in Chinese)
- 郭彤楼, 张汉荣, 2014. 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*, 41(1): 28—36.
- Guo T L, Zhang H R, 2014. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 41(1): 28—36. (in Chinese)
- 郭彤楼, 刘若冰, 2013. 复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示——以四川盆地东部盆缘 JY1 井为例[J]. *天然气地球科学*, 24(4): 643—651.
- Guo T L, Liu R B, 2013. Implications from marine shale gas exploration breakthrough in complicated structural area at high thermal stage: taking Longmaxi Formation in Well JY1 as an example[J]. *Natural Gas Geoscience*, 24(4): 643—651. (in Chinese)
- 郭旭升, 2014. 南海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. *地质学报*, 88(7): 1209—1218.
- Guo X S, 2014. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in southern China—understanding from the Longmaxi Formation Shale Gas in Sichuan Basin and its surrounding area[J]. *Acta Geologica Sinica*, 88(7): 1209—1218. (in Chinese)
- 郭旭升, 胡东风, 李宇平, 等, 2018. 四川盆地元坝气田发现与理论技术[J]. *石油勘探与开发*, 45(1): 14—26.
- Guo X S, Hu D F, Li Y P, et al., 2018. Discovery and theoretical and technical innovations of Yuanba gas field in Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 45(1): 14—26. (in Chinese)
- 郭旭升, 胡东风, 文治东, 等, 2014. 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素——以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. *中国地质*, 41(3): 893—901.
- Guo X S, Hu D F, Wen Z D, et al., 2014. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: a case study of the Wufeng-Longmaxi Formation of Jiaoshiba area[J]. *Geology in China*, 41(3): 893—901. (in Chinese)
- 郭旭升, 魏志红, 王威, 等, 2025. 四川盆地油气资源特征与天然气高质量上产展望[J]. *天然气工业*, 45(12): 40—52.
- Guo X S, Wei Z H, Wang W, et al., 2025. Characteristics of oil and gas resources in the Sichuan Basin and prospects for high-quality gas production growth[J]. *Natural Gas Industry*, 45(12): 40—52. (in Chinese)
- 何登发, 2022. 中国多旋回叠合沉积盆地的形成演化、地质结构与油气分布规律[J]. *地学前缘*, 29(6): 24—59.
- He D F, 2022. Multi-cycle superimposed sedimentary basins in China: formation, evolution, geologic framework and hydrocarbon occurrence[J]. *Earth Science Frontiers*, 29(6): 24—59. (in Chinese)
- 何登发, 李德生, 张国伟, 等, 2011. 四川多旋回叠合盆地的形成与演化[J]. *地质科学*, 46(3): 589—606.
- He D F, Li D S, Zhang G W, et al., 2011. Formation and evolution of multi-cycle superposed Sichuan Basin, China[J]. *Chinese Journal of Geology*, 46(3): 589—606. (in Chinese)
- 何东博, 闫海军, 杨长城, 等, 2022. 安岳气田灯影组四段气藏特征及开发技术对策[J]. *石油学报*, 43(7): 977—988.
- He D B, Yan H J, Yang C C, et al., 2022. Gas reservoir characteristics and technical countermeasures for development in the fourth member of Dengying Formation in Anyue gas field[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 43(7): 977—988. (in Chinese)
- 何骁, 2025. 川渝十亿立方米国家油气生产基地建设重大进展:

- 西南油气田 500 亿上产回顾与前景展望[J]. 天然气工业, 45(12): 1—12.
- He X, 2025. Great progress in the construction of the Sichuan-Chongqing 100-billion-cubic-meter national oil and gas production base: review and prospect of 50-billion-cubic-meter production increase in PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company[J]. *Natural Gas Industry*, 45(12): 1—12. (in Chinese)
- 何晓, 吴建发, 雍锐, 等, 2021. 四川盆地长宁—威远区块海相页岩气田成藏条件及勘探开发关键技术[J]. 石油学报, 42(2): 259—272.
- He X, Wu J F, Yong R, et al., 2021. Accumulation conditions and key exploration and development technologies of marine shale gas field in Changning-Weiyuan block, Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 42(2): 259—272. (in Chinese)
- 何治亮, 陆建林, 林娟华, 等, 2022. 中国海相盆地原型——改造分析与油气有序聚集模式[J]. 地学前缘, 29(6): 60—72.
- He Z L, Lu J L, Lin J H, et al., 2022. Marine basins in China—a prototype-reconstruction analyses and ordered hydrocarbon accumulation patterns[J]. *Earth Science Frontiers*, 29(6): 60—72. (in Chinese)
- 洪海涛, 田兴旺, 孙奕婷, 等, 2020. 四川盆地海相碳酸盐岩天然气富集规律[J]. 中国地质, 47(1): 99—110.
- Hong H T, Tian X W, Sun Y T, et al., 2020. Hydrocarbon enrichment regularity of marine carbonate in Sichuan Basin[J]. *Geology in China*, 47(1): 99—110. (in Chinese)
- 胡东风, 2019. 四川盆地元坝地区茅口组台缘浅滩天然气勘探的突破与启示[J]. 天然气工业, 39(3): 1—10.
- Hu D F, 2019. Breakthrough in natural gas exploration in the platform margin shoal at the Maokou Fm in the Yuanba area, Sichuan Basin, and its implications[J]. *Natural Gas Industry*, 39(3): 1—10. (in Chinese)
- 贾承造, 王祖纲, 姜林, 等, 2023. 中国油气勘探开发成就与未来潜力: 深层、深水与非常规油气——专访中国科学院院士、石油地质与构造地质学家贾承造[J]. 世界石油工业, 30(3): 1—8.
- Jia C Z, Wang Z G, Jiang L, et al., 2023. Achievements and future potential for oil & gas exploration and development in China: deep-formation, deep-water and unconventional reservoirs—interview with JIA Chengzao, Academician of the CAS, geologist in petroleum geology and structure[J]. *World Petroleum Industry*, 30(3): 1—8. (in Chinese)
- 蒋裕强, 漆麟, 邓海波, 等, 2010. 四川盆地侏罗系油气成藏条件及勘探潜力[J]. 天然气工业, 30(3): 22—26.
- Jiang Y Q, Qi L, Deng H B, et al., 2010. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potentials of the Jurassic reservoirs in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 30(3): 22—26. (in Chinese)
- 孔凡群, 张庆生, 魏鲲鹏, 等, 2011. 普光高酸性气田完井管柱设计[J]. 天然气工业, 31(9): 76—78.
- Kong F Q, Zhang Q S, Wei K P, et al., 2011. Well completion string design and tubular goods selection: a case study in the Puguang Sour Gas Field[J]. *Natural Gas Industry*, 31(9): 76—78. (in Chinese)
- 李剑, 杨春龙, 谢武仁, 等, 2023. 四川盆地安岳气田震旦系台缘带和台内地区天然气成藏差异性及其勘探领域[J]. 石油与天然气地质, 44(1): 34—45.
- Li J, Yang C L, Xie W R, et al., 2023. Differences of natural gas accumulation and play fairways in the marginal zone and interior of Sinian platform in Anyue gas field, Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 44(1): 34—45. (in Chinese)
- 李建忠, 谷志东, 鲁卫华, 等, 2021. 四川盆地海相碳酸盐岩大气田形成主控因素与勘探思路[J]. 天然气工业, 41(6): 13—26.
- Li J Z, Gu Z D, Lu W H, et al., 2021. Main factors controlling the formation of giant marine carbonate gas fields in the Sichuan Basin and exploration ideas[J]. *Natural Gas Industry*, 41(6): 13—26. (in Chinese)
- 李林豪, 范存辉, 赵圣贤, 等, 2024. 四川盆地天宫堂地区下志留统龙马溪组天然裂缝特征及形成期次[J]. 石油实验地质, 46(3): 472—482.
- Li L H, Fan C H, Zhao S X, et al., 2024. Characteristics and formation stages of natural fractures in Lower Silurian Longmaxi Formation in Tiangongtang area of Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 46(3): 472—482. (in Chinese)
- 李秋芬, 苗顺德, 李永新, 等, 2018. 四川盆地川中地区盐亭—潼南海槽台缘带二叠系长兴组储层特征及成因探讨[J]. 地球科学, 43(10): 3553—3567.
- Li Q F, Miao S D, Li Y X, et al., 2018. Reservoir characteristics and genesis of the Changxing Formation on the margin of Yanting-Tongnan Trough, central Sichuan Basin[J]. *Earth Science*, 43(10): 3553—3567. (in Chinese)
- 李文正, 夏茂龙, 张玺华, 等, 2026. 四川盆地震旦系—古生界古裂陷—古隆起交替演化与大型富油气区预测[J]. 天然气工业, 46(4): 42—60.
- Li W Z, Xia M L, Zhang X H, et al., 2026. Alternating evolution of paleo-rifts and paleo-uplifts in the Sinian-Paleozoic of Sichuan Basin and its relation to prediction of large hydrocarbon-rich zones[J]. *Natural Gas Industry*, 46(4): 42—60. (in Chinese)
- 李勇, 何建华, 邓虎成, 等, 2024. 深层页岩储层现今地应力场特征及其对页岩储层改造的影响——以川南永川页岩气区块五峰—龙马溪组为例[J]. 中国矿业大学学报, 53(3): 546—563.
- Li Y, He J H, Deng H C, et al., 2024. The present-day in-situ

- stress filed characteristic of deep shale reservoirs and its effect on the reconstruction of shale reservoirs: a case study of the Yongchuan shale gas field in south Sichuan Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 53(3): 546—563. (in Chinese)
- 林煜, 李相文, 陈康, 等, 2021. 深层海相碳酸盐岩储层地震预测关键技术及效果——以四川盆地震旦系-寒武系与塔里木盆地奥陶系油气藏为例[J]. 石油与天然气地质, 42(3): 717—727.
- Lin Y, Li X W, Chen K, et al., 2021. Key seismic techniques for predicting deep marine carbonate reservoirs and the effect analysis: a case study on the Sinian-Cambrian reservoirs in the Sichuan Basin and the Ordovician reservoirs in the Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 42(3): 717—727. (in Chinese)
- 刘成川, 柯光明, 李毓, 2019. 元坝气田超深高含硫生物礁气藏高效开发技术与实践[J]. 天然气工业, 39(增刊1): 149—155.
- 刘树根, 王一刚, 孙玮, 等, 2016a. 拉张槽对四川盆地海相油气分布的控制作用[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 43(1): 1—23.
- Liu S G, Wang Y G, Sun W, et al., 2016a. Control of intracratonic sags on the hydrocarbon accumulations in the marine strata across the Sichuan Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 43(1): 1—23. (in Chinese)
- 刘树根, 孙玮, 钟勇, 等, 2016b. 四川叠合盆地深层海相碳酸盐岩油气的形成和分布理论探讨[J]. 中国石油勘探, 21(1): 15—27.
- Liu S G, Sun W, Zhong Y, et al., 2016b. Discussion on the theories of the hydrocarbon formation and distribution of the deep-seated marine carbonates in the Sichuan superimposed basin, China[J]. China Petroleum Exploration, 21(1): 15—27. (in Chinese)
- 马顺婷, 李瑞雪, 宿航, 等, 2026. 川南井研地区筇竹寺组页岩现今地应力场特征及对压裂缝的影响[J]. 中国矿业大学学报, 55(1): 213—231.
- Ma S T, Li R X, Su H, et al., 2026. Characteristics of in-situ stress field and its impact on hydraulic fractures in Qiongzhusi Formation shale, Jingyan area, southern Sichuan[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 55(1): 213—231. (in Chinese)
- 马新华, 谢军, 2018. 川南地区页岩气勘探开发进展及发展前景[J]. 石油勘探与开发, 45(1): 161—169.
- Ma X H, Xie J, 2018. The progress and prospects of shale gas exploration and exploitation in southern Sichuan Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 45(1): 161—169. (in Chinese)
- 马永生, 蔡勋育, 李国雄, 2005. 四川盆地普光大型气藏基本特征及成藏富集规律[J]. 地质学报, 79(6): 858—865.
- Ma Y S, Cai X Y, Li G X, 2005. Basic characteristics and concentration of the Puguang Gas Field in the Sichuan Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 79(6): 858—865. (in Chinese)
- 马永生, 蔡勋育, 赵培荣, 等, 2010a. 四川盆地大中型天然气田分布特征与勘探方向[J]. 石油学报, 31(3): 347—354.
- Ma Y S, Cai X Y, Zhao P R, et al., 2010a. Distribution and further exploration of the large-medium sized gas fields in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 31(3): 347—354. (in Chinese)
- 马永生, 蔡勋育, 赵培荣, 等, 2010b. 深层超深层碳酸盐岩优质储层发育机理和“三元控储”模式——以四川普光气田为例[J]. 地质学报, 84(8): 1087—1094.
- Ma Y S, Cai X Y, Zhao P R, et al., 2010b. Formation mechanism of deep-buried carbonate reservoir and its model of three-element controlling reservoir: a case study from the Puguang Oilfield in Sichuan[J]. Acta Geologica Sinica, 84(8): 1087—1094. (in Chinese)
- 马永生, 郭彤楼, 赵雪凤, 等, 2007. 普光气田深部优质白云岩储层形成机制[J]. 中国科学 D 辑: 地球科学, 37(增刊2): 43—52.
- Ma Y S, Guo T L, Zhao X F, et al., 2008. The formation mechanism of high-quality dolomite reservoir in the deep of Puguang Gas Field[J]. Science in China Series D: Earth Sciences, 51(S1): 53—64.
- 聂海宽, 李沛, 党伟, 等, 2022. 四川盆地及周缘奥陶系-志留系深层页岩气富集特征与勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 49(4): 648—659.
- Nie H K, Li P, Dang W, et al., 2022. Enrichment characteristics and exploration directions of deep shale gas of Ordovician-Silurian in the Sichuan Basin and its surrounding areas, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 49(4): 648—659. (in Chinese)
- 庞雄奇, 周新源, 姜振学, 等, 2012. 叠合盆地油气藏形成、演化与预测评价[J]. 地质学报, 86(1): 1—103.
- Pang X Q, Zhou X Y, Jiang Z X, et al., 2012. Hydrocarbon reservoirs formation, evolution, prediction and evaluation in the superimposed basins[J]. Acta Geologica Sinica, 86(1): 1—103. (in Chinese)
- 沈骋, 赵金洲, 任岚, 等, 2019. 四川盆地龙马溪组页岩气缝网压裂改造甜点识别新方法[J]. 天然气地球科学, 30(7): 937—945.
- Shen C, Zhao J Z, Ren L, et al., 2019. A new method to identify fracturing sweet spot in Longmaxi Formation of Sichuan Basin, SW China[J]. Natural Gas Geoscience, 30(7): 937—945. (in Chinese)
- 沈传波, 梅廉夫, 徐振平, 等, 2007. 四川盆地复合盆山体系的结构构造和演化[J]. 大地构造与成矿学, 31(3): 288—299.
- Shen C B, Mei L F, Xu Z P, et al., 2007. Architecture and tectonic evolution of composite basin-mountain system in Sichuan

- Basin and its adjacent areas[J]. *Geotectonica et Metallogenia*, 31(3): 288—299. (in Chinese)
- 史洪亮, 邓明全, 周桦, 等, 2024. 川南筇竹寺组页岩储层孔隙连通及油气充注特征[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 46(6): 74—90.
- Shi H L, Deng M Q, Zhou H, et al., 2024. Pore connectivity and oil and gas filling characteristics of shale reservoirs in the Qiongzhusi Formation, southern Sichuan[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 46(6): 74—90. (in Chinese)
- 四川油气区(中国石油)编纂委员会, 2022. 中国石油地质志: 卷十三 四川油气区(中国石油)[M]. 2 版. 北京: 石油工业出版社.
- Editorial Committee of Sichuan Oil and Gas Province (CNPC), *Petroleum Geology of China*, 2022. *Petroleum geology of China: Vol. 13, Sichuan oil and gas province (CNPC)*[M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press.
- 孙焕泉, 蔡勋育, 胡德高, 等, 2023. 页岩气立体开发理论与应用——以四川盆地涪陵页岩气田为例[J]. *石油勘探与开发*, 50(3): 573—584.
- Sun H Q, Cai X Y, Hu D G, et al., 2023. Theory, technology and practice of shale gas three-dimensional development: a case study of Fuling shale gas field in Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 50(3): 573—584. (in Chinese)
- 王光付, 李凤霞, 王海波, 等, 2023. 四川盆地不同类型页岩气压裂难点和对策[J]. *石油与天然气地质*, 44(6): 1378—1392.
- Wang G F, Li F X, Wang H B, et al., 2023. Difficulties and countermeasures for fracturing of various shale gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 44(6): 1378—1392. (in Chinese)
- 王剑, 王志, 杜秋定, 等, 2025. 四川盆地前寒武纪基底构造新模式: 来自地震层析成像的约束[J]. *地球物理学报*, 68(9): 3401—3414.
- Wang J, Wang Z, Du Q D, et al., 2025. The new pattern of the Precambrian basement structure in the Sichuan Basin: constraints from seismic tomography[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 68(9): 3401—3414. (in Chinese)
- 王荣, 刘伟, 朱炬辉, 等, 2024. 深层页岩裂缝扩展与多期次压裂实验研究——以渝西龙马溪组为例[J]. *钻采工艺*, 47(5): 74—80.
- Wang R, Liu W, Zhu J H, et al., 2024. Experimental study on fracture propagation and multi-stage fracturing of deep shale: a case of Longmaxi Formation in western Chongqing[J]. *Drilling & Production Technology*, 47(5): 74—80. (in Chinese)
- 王一刚, 刘划一, 文应初, 等, 2002. 川东北飞仙关组鲕滩储层分布规律、勘探方法与远景预测[J]. *天然气工业*, 22(增刊 1): 14—19.
- Wang Y G, Liu H Y, Wen Y C, et al., 2002. Distribution law, exploration method and prospectiveness prediction of the oolitic beach reservoirs in Feixianguan Formation in north-east Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 22(S1): 14—19. (in Chinese)
- 汪泽成, 王铜山, 文龙, 等, 2016. 四川盆地安岳特大型气田基本地质特征与形成条件[J]. *中国海上油气*, 28(2): 45—52.
- Wang Z C, Wang T S, Wen L, et al., 2016. Basic geological characteristics and accumulation conditions of Anyue giant gas field, Sichuan Basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 28(2): 45—52. (in Chinese)
- 汪泽成, 谢武仁, 姜华, 等, 2026. 四川超级盆地天然气富集规律与勘探方向[J]. *天然气勘探与开发*, 49(2): 21—40.
- Wang Z C, Xie W R, Jiang H, et al., 2026. Natural gas enrichment patterns and exploration targets in Sichuan super basin[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 49(2): 21—40. (in Chinese)
- 魏风玲, 姚慧智, 魏鲲鹏, 等, 2009. 普光高含硫气田完井工艺技术研究与应用[J]. *断块油气田*, 16(4): 132—133.
- Wei F L, Yao H Z, Wei K P, et al., 2009. Well completion technology in high sulphur-bearing Puguang Gas Field[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 16(4): 132—133. (in Chinese)
- 魏国齐, 杜金虎, 徐春春, 等, 2015. 四川盆地高石梯—磨溪地区震旦系—寒武系大型气藏特征与聚集模式[J]. *石油学报*, 36(1): 1—12.
- Wei G Q, Du J H, Xu C C, et al., 2015. Characteristics and accumulation modes of large gas reservoirs in Sinian-Cambrian of Gaoshiti-Moxi region, Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 36(1): 1—12. (in Chinese)
- 魏国齐, 贾东, 杨威, 等, 2019. 四川盆地构造特征与油气[M]. 北京: 科学出版社.
- Wei G Q, Jia D, Yang W, et al., 2019. Structural characteristics and oil and gas of the Sichuan Basin[M]. Beijing: Science Press. (in Chinese)
- 魏国齐, 谢增业, 杨雨, 等, 2022. 四川盆地中部北斜坡震旦系—寒武系大型岩性气藏形成条件[J]. *石油勘探与开发*, 49(5): 835—846.
- Wei G Q, Xie Z Y, Yang Y, et al., 2022. Formation conditions of Sinian-Cambrian large lithologic gas reservoirs in the north slope area of central Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 49(5): 835—846. (in Chinese)
- 魏国齐, 张本健, 谢增业, 等, 2025. 深层超深层碳酸盐岩特大型气田形成主控因素——以四川盆地安岳和蓬莱气田为例[J]. *中国石油勘探*, 30(2): 1—15.
- Wei G Q, Zhang B J, Xie Z Y, et al., 2025. Main controlling factors for the formation of deep to ultra-deep carbonate giant gas fields: a case study of Anyue and Penglai gas fields

- in Sichuan Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 30(2): 1—15. (in Chinese)
- 魏小薇, 陈盛吉, 王丽英, 等, 2002. 川东石炭系气藏成藏系统研究[J]. *天然气工业*, 22(增刊1): 33—39.
- Wei X W, Chen S J, Wang L Y, et al., 2002. Research on the petroleum system of Carboniferous gas reservoirs in east Sichuan[J]. *Natural Gas Industry*, 22(S1): 33—39. (in Chinese)
- 吴建发, 张成林, 赵圣贤, 等, 2023. 川南地区典型页岩气藏类型及勘探开发启示[J]. *天然气地球科学*, 34(8): 1385—1400.
- Wu J F, Zhang C L, Zhao S X, et al., 2023. Typical types of shale gas reservoirs in southern Sichuan Basin and enlightenment of exploration and development[J]. *Natural Gas Geoscience*, 34(8): 1385—1400. (in Chinese)
- 武赛军, 魏国齐, 杨威, 等, 2019. 开江—梁平海槽东侧长兴组台缘生物礁发育特征及油气地质勘探意义[J]. *中国石油勘探*, 24(4): 457—465.
- Wu S J, Wei G Q, Yang W, et al., 2019. Development characteristics of reefs on the platform margin of Changxing Formation in eastern Kaijiang—Liangping ocean trough and its significance for petroleum geological exploration[J]. *China Petroleum Exploration*, 24(4): 457—465. (in Chinese)
- 谢军, 2020. 安岳特大型气田高效开发关键技术创新与实践[J]. *天然气工业*, 40(1): 1—10.
- Xie J, 2020. Innovation and practice of the key technologies for the efficient development of the Supergiant Anyue Gas Field[J]. *Natural Gas Industry*, 40(1): 1—10. (in Chinese)
- 熊亮, 相泽厚, 伏美燕, 等, 2026. 井研及资阳地区筇竹寺组高长英质页岩形成主控因素研究[J]. *石油实验地质*, 48(1): 10—21.
- Xiong L, Xiang Z H, Fu M Y, et al., 2026. Study on main controlling factors of high-felsic shale formation in Qiongzhusi Formation in Jingyan and Ziyang areas[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 48(1): 10—21. (in Chinese)
- 熊亮, 赵勇, 魏力民, 等, 2023. 威荣海相页岩气田页岩气富集机理及勘探开发关键技术[J]. *石油学报*, 44(8): 1365—1381.
- Xiong L, Zhao Y, Wei L M, et al., 2023. Enrichment mechanisms and key exploration and development technologies of shale gas in Weirong marine shale gas field[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 44(8): 1365—1381. (in Chinese)
- 杨光, 李国辉, 李楠, 等, 2016. 四川盆地多层系油气成藏特征与富集规律[J]. *天然气工业*, 36(11): 1—11.
- Yang G, Li G H, Li N, et al., 2016. Hydrocarbon accumulation characteristics and enrichment laws of multi-layered reservoirs in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 36(11): 1—11. (in Chinese)
- 杨雨, 文龙, 周刚, 等, 2023. 四川盆地油气勘探新领域、新类型及资源潜力[J]. *石油学报*, 44(12): 2045—2069.
- Yang Y, Wen L, Zhou G, et al., 2023. New fields, new types and resource potentials of hydrocarbon exploration in Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 44(12): 2045—2069. (in Chinese)
- 杨雨, 谢继容, 赵路子, 等, 2021a. 四川盆地茅口组滩相孔隙白云岩储层天然气勘探的突破及启示——以川中北部地区JT1井天然气立体勘探为例[J]. *天然气工业*, 41(2): 1—9.
- Yang Y, Xie J R, Zhao L Z, et al., 2021a. Breakthrough of natural gas exploration in the beach facies porous dolomite reservoir of Middle Permian Maokou Formation in the Sichuan Basin and its enlightenment: a case study of the tridimensional exploration of Well JT1 in the central-northern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 41(2): 1—9. (in Chinese)
- 杨雨, 钟原, 李林娟, 2021b. 开江—梁平海槽周缘二叠系—三叠系礁滩组合分布与成因[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 48(6): 683—690.
- Yang Y, Zhong Y, Li L J, 2021b. Distribution and genesis of Permian-Triassic reef-shoal combination around Kaijiang—Liangping trough in Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 48(6): 683—690. (in Chinese)
- 杨跃明, 陈玉龙, 刘燊阳, 等, 2021. 四川盆地及其周缘页岩气勘探开发现状、潜力与展望[J]. *天然气工业*, 41(1): 42—58.
- Yang Y M, Chen Y L, Liu S Y, et al., 2021. Status, potential and prospect of shale gas exploration and development in the Sichuan Basin and its periphery[J]. *Natural Gas Industry*, 41(1): 42—58. (in Chinese)
- 杨跃明, 杨雨, 杨光, 等, 2019. 安岳气田震旦系、寒武系气藏成藏条件及勘探开发关键技术[J]. *石油学报*, 40(4): 493—508.
- Yang Y M, Yang Y, Yang G, et al., 2019. Gas accumulation conditions and key exploration & development technologies of Sinian and Cambrian gas reservoirs in Anyue gas field[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 40(4): 493—508. (in Chinese)
- 雍锐, 吴建发, 刘勇, 等, 2025. 多期次构造运动背景下深层页岩天然裂缝发育特征及其油气地质意义——以四川盆地资阳地区下寒武统筇竹寺组页岩为例[J]. *天然气工业*, 45(5): 1—16.
- Yong R, Wu J F, Liu Y, et al., 2025. Development characteristics of natural fractures in deep shale in the context of multi-phase tectonic movement and their petroleum geological implications: a case study on the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation shale in the Ziyang Area of the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 45(5): 1—16. (in Chinese)
- 曾大乾, 游瑜春, 李中超, 等, 2023. 普光高含硫碳酸盐岩气田开发调整关键技术[J]. *天然气工业*, 43(9): 102—111.
- Zeng D Q, You Y C, Li Z C, et al., 2023. Key technologies for

- development adjustment of the Puguang high-sulfur carbonate gas field[J]. *Natural Gas Industry*, 43(9): 102—111. (in Chinese)
- 曾联波, 马诗杰, 田鹤, 等, 2023. 富有机质页岩天然裂缝研究进展[J]. *地球科学*, 48(7): 2427—2442.
- Zeng L B, Ma S J, Tian H, et al., 2023. Research progress of natural fractures in organic rich shale[J]. *Earth Science*, 48(7): 2427—2442. (in Chinese)
- 张满郎, 郭振华, 张林, 等, 2021. 四川安岳气田龙王庙组颗粒滩岩溶储层发育特征及主控因素[J]. *地学前缘*, 28(1): 235—248.
- Zhang M L, Guo Z H, Zhang L, et al., 2021. Characteristics of and main factors controlling the karst shoal reservoir of the lower Cambrian Longwangmiao Formation in the Anyue gas field, central Sichuan Basin, China[J]. *Earth Science Frontiers*, 28(1): 235—248. (in Chinese)
- 张水昌, 王华建, 苏劲, 等, 2024. 地球系统演化对中国海相超深层油气形成与富集的控制作用[J]. *石油勘探与开发*, 51(4): 759—773.
- Zhang S C, Wang H J, Su J, et al., 2024. Control of Earth system evolution on the formation and enrichment of marine ultra-deep petroleum in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 51(4): 759—773. (in Chinese)
- 赵建华, 金之钧, 金振奎, 等, 2016. 四川盆地五峰组-龙马溪组页岩岩相类型与沉积环境[J]. *石油学报*, 37(5): 572—586.
- Zhao J H, Jin Z J, Jin Z K, et al., 2016. Lithofacies types and sedimentary environment of shale in Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 37(5): 572—586. (in Chinese)
- 赵金洲, 雍锐, 胡东风, 等, 2024. 中国深层-超深层页岩气压裂: 问题、挑战与发展方向[J]. *石油学报*, 45(1): 295—311.
- Zhao J Z, Yong R, Hu D F, et al., 2024. Deep and ultra-deep shale gas fracturing in China: problems, challenges and directions[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 45(1): 295—311. (in Chinese)
- 赵圣贤, 夏自强, 刘文平, 等, 2022. 四川盆地南部泸 203 井区五峰组-龙马溪组页岩裂缝特征及形成演化[J]. *油气地质与采收率*, 29(5): 28—38.
- Zhao S X, Xia Z Q, Liu W P, et al., 2022. Fracture characteristics and evolution of Wufeng-Longmaxi Formation shale in Lu203 well area in southern Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 29(5): 28—38. (in Chinese)
- 赵文智, 胡素云, 刘伟, 等, 2015. 论叠合含油气盆地多勘探“黄金带”及其意义[J]. *石油勘探与开发*, 42(1): 1—12.
- Zhao W Z, Hu S Y, Liu W, et al., 2015. The multi-staged “golden zones” of hydrocarbon exploration in superimposed petroliferous basins of onshore China and its significance[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 42(1): 1—12. (in Chinese)
- 朱光有, 张水昌, 2009. 中国深层油气成藏条件与勘探潜力[J]. *石油学报*, 30(6): 793—802.
- Zhu G Y, Zhang S C, 2009. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potential of deep reservoirs in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 30(6): 793—802. (in Chinese)
- 邹才能, 杜金虎, 徐春春, 等, 2014. 四川盆地震旦系-寒武系特大型气田形成分布、资源潜力及勘探发现[J]. *石油勘探与开发*, 41(3): 278—293.
- Zou C N, Du J H, Xu C C, et al., 2014. Formation, distribution, resource potential and discovery of the Sinian-Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 41(3): 278—293. (in Chinese)
- 邹才能, 陶士振, 吴松涛, 等, 2025. 四川盆地“气大庆”建设成效及天然气千亿立方米产能基地发展战略[J]. *天然气工业*, 45(12): 26—39.
- Zou C N, Tao S Z, Wu S T, et al., 2025. Construction achievements of “Gas Daqing” in the Sichuan Basin and development strategies for a natural gas productivity base with a capacity of 100 billion cubic meters[J]. *Natural Gas Industry*, 45(12): 26—39. (in Chinese)
- Guo T L, Wang E Z, Li M W, 2026. Carrier bed plays of the Cambrian Qiongzhusi Formation in the Sichuan Basin, China: exploration practices and significance[J]. *AAPG Bulletin*, 110(6): 615—634.