

DOI: 10.12474/cdlgzrxx.2026050801



中国海相超深层油气系统演化 与成藏体系形成

张水昌^{1,2*}, 苏 劲^{1,2}, 王晓梅^{1,2}, 何 坤^{1,2}, 冶明泽^{1,2}, 吴明昊^{1,2}

1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;

2. 中国石油天然气集团公司油气地球化学重点实验室, 北京 100083

[摘要] 近几年国内海相油气勘探不断向超深层(最大埋深>6 000 m)领域拓展, 勘探深度已突破万米。与全球相对稳定的大克拉通盆地相比, 以四川盆地和塔里木盆地为代表的中国克拉通盆地规模较小且经历多期构造活动, 其海相超深层油气成藏条件具有特殊性。中国的小克拉通盆地经历更为复杂的“早期裂陷、晚期深埋”沉积构造演化, 叠加冰期后气候转折期的巨量有机碳埋藏, 为超深层油气富集奠定了物质基础与成藏条件; 中国超深层油气藏特有的“低温高压”环境有效抑制了原油的热裂解进程, 将液态烃大量裂解的温度提升至 190~220 ℃, 使得埋深超过 8 000 m 仍可保存液态烃; 同时揭示了超深层有机-无机加氢生气作用机制, 将天然气生成的成熟度下限拓展至镜质体反射率(R_o)为 3.5%。微生物沉积、表生岩溶、走滑断裂的多期改造, 叠加油气充注对孔隙的保护作用, 形成了相控、岩溶、断控三类规模碳酸盐岩储层, 这是超深层大油气田形成的关键前提; 建立了近源古油藏裂解成藏、远源油气调整再成藏、次生改造深成供烃成藏和多源混合气洗分馏成藏四类超深层油气聚集模式, 发现差异热演化是两大盆地资源类型差异的根本原因, 走滑断裂作为油气运移的“高速公路”, 控制了多类型油气立体成藏。超深层成藏体系相关认识丰富发展了海相超深层油气地质理论, 支撑中国克拉通盆地深地油气勘探领域的不断拓展。近 15 年来, 塔里木盆地和四川盆地海相超深层油气勘探取得一系列重大突破, 累计发现天然气资源量超 $5 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 原油资源量超 $25 \times 10^8 \text{ t}$, 显著提升了超深层油气资源的战略地位。

[关键词] 超深层; 塔里木盆地; 四川盆地; 液态烃裂解; 油气成藏

[分类号] P618.13

[文献标志码] A

Evolution of ultra-deep marine petroleum systems and the formation of hydrocarbon accumulation systems in China

ZHANG Shuichang^{1,2*}, SU Jin^{1,2}, WANG Xiaomei^{1,2}, HE Kun^{1,2},

YE Mingze^{1,2}, WU Minghao^{1,2}

收稿日期: 2026-05-08; **改回日期:** 2026-06-04。 **责任编辑:** 甘娟娟。

期刊主页: <https://xbzrxx.cdut.edu.cn/>

基金项目: 中国石油科技重大专项(2023ZZ0203); 中国科学院战略性先导科技专项(A类)(XDA14010101); 国家重点研发计划项目(2017YFC0603101)。

***通信作者:** 张水昌(1961—), 男, 博士, 中国科学院院士, 研究方向: 石油与天然气地质学, E-mail: sczhang@petrochina.com.cn。

引用格式: 张水昌, 苏劲, 王晓梅, 等, 2026. 中国海相超深层油气系统演化与成藏体系形成 [J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 53(4): 668—688.

Zhang S C, Su J, Wang X M, et al., 2026. Evolution of ultra-deep marine petroleum systems and the formation of hydrocarbon accumulation systems in China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 53(4): 668—688.

1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China;

2. CNPC Key Laboratory of Petroleum Geochemistry, Beijing 100083, China

Abstract: In recent years, marine petroleum exploration in China has continuously expanded to ultra-deep layers (buried depth > 6 000 m), with the maximum exploration depth exceeding 10 000 m. Compared with globally stable, large craton basins, Chinese craton basins represented by Sichuan Basin and Tarim Basin are relatively small in scale and have experienced multistage tectonic activities, resulting in unique geological characteristics of their ultra-deep marine sequences. These small Chinese craton basins have undergone complex sedimentary and tectonic evolution characterized by early rifting and late deep burial. Combined with massive organic carbon burial during the climatic transition after glaciation, favorable material basis and hydrocarbon accumulation conditions were established for ultra-deep hydrocarbon enrichment. The unique low-temperature and high-pressure environment of the ultra-deep reservoirs in China effectively inhibited the thermal cracking of crude oil, raising the temperature threshold for massive liquid hydrocarbon cracking to 190–220 °C, and enabling the preservation of liquid hydrocarbons at depths greater than 8 000 m. Furthermore, the coupled organic–inorganic hydrogenation hydrocarbon generation mechanism in the ultra-deep strata has been revealed, extending the thermal maturity limit of natural gas generation to a vitrinite reflectance (R_o) of 3.5%. Multistage modifications, including microbial sedimentation, epigenic karstification, and strike-slip faulting, together with pore protection effects during hydrocarbon charging, have formed three types of large-scale carbonate reservoirs controlled by sedimentary facies, karstification, and faults, which serve as the key prerequisite for the formation of giant ultra-deep oil and gas fields. Four types of ultra-deep hydrocarbon accumulation models are established, including hydrocarbon accumulation via the cracking of near-source paleo-oil reservoirs, hydrocarbon re-accumulation through distal hydrocarbon adjustment, deep hydrocarbon supply and accumulation via secondary reconstruction, and hydrocarbon fractionation and accumulation of multisource mixed gas. Differential thermal evolution is identified as the fundamental cause of the resource type differences between the two major basins. As high-speed migration pathways for hydrocarbons, strike-slip faults dominate hydrocarbon enrichment in multiple sequences. The understanding developed in this work enriches existing geological theories of ultra-deep marine hydrocarbons, supporting the strategic expansion of deep petroleum exploration in China. Over the past 15 years, a series of major breakthroughs has been achieved in ultra-deep marine hydrocarbon exploration in Tarim Basin and Sichuan Basin, with cumulative natural gas resources exceeding 5 trillion cubic meters and crude oil resources exceeding 2.5 billion tons being discovered, significantly enhancing the strategic status of ultra-deep hydrocarbon resources in China.

Key words: ultra-deep strata; Tarim Basin; Sichuan Basin; liquid hydrocarbon cracking; hydrocarbon accumulation

随着油气勘探领域不断向盆地深部拓展, 深层–超深层油气正成为未来油气工业革命的重要方向之一。全球陆上已累计探明近千个深层油气田(埋深>4 500 m), 集中位于美洲、中东及亚太等区域(窦立荣等, 2026)。全球典型超深层盆地多发育于大型稳定克拉通内部(如滨里海盆地)或被动大陆边缘(如墨西哥湾、巴西桑托斯盆地), 具有构造简单、巨厚盐层普遍发育的特征。相比之下, 中国海相含油气盆地具有“小克拉通、多岛洋”的构造沉积特点, 在多期构造改造作用下, 强烈的构造–沉积分异作用形成复合源储组合垂向叠置, 孕育出多个油气勘探的“黄

金带”。当前, 随着浅–中层油气勘探不断深入, 向超深层领域拓展已成为中国油气勘探的必然战略选择(窦立荣等, 2024)。国内超深层油气勘探持续获得重要突破, 四川盆地和塔里木盆地的大油气田发现深度已经分别超过 6 000 m 和 8 000 m, 并发现了一批大型油气藏。2005年全国矿产储量委员会颁发《石油天然气储量计算规范》(DZ/T 0217—2005)将埋深在 3 500~4 500 m 的油气藏定义为深层, 埋深大于 4 500 m 定义为超深层; 中国钻井工程则沿用国际标准, 将 4 500~6 000 m 的目的层定义为深层, 大于 6 000 m 定义为超深层。实际上, 超深层不仅仅是一个工程技术概

念,还具有重要的科学内涵,主要是由于盆地深部的高温高压环境使油气的生成和成藏过程与上部地层都有着显著差异(戴金星等,2018)。盆地地温梯度的不同会产生不同的深层和超深层的界定深度(赵文智等,2014)。四川盆地和塔里木盆地是中国超深层油气勘探的主战场,现今地温梯度分别为 $22\sim 26\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$ 和 $18\sim 22\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$,国内学者普遍认为埋深 $6\,000\text{ m}$ 是两个盆地超深层的界限(孙龙德等,2013;贾承造和庞雄奇,2015;何治亮等,2016)。考虑到古老盆地因后期抬升,导致现今埋深小于最大古埋深。因此,现今或曾经大于 $6\,000\text{ m}$ 埋深的地层也可归属于超深层范畴。

超深层油气勘探是中国深地探测的重要方向,也是保障中国能源供应安全的主要途径。中国的超深层油气主要赋存在海相碳酸盐岩和陆相碎屑岩层系中,前者以四川盆地和塔里木盆地最为典型,后者则以库车前陆盆地和准噶尔盆地为代表。近十多年来,海相超深层油气勘探取得多个连续重大突破,成为中国油气资源的现实接替领域之一。本文阐明超深层油气的生成途径、赋存特征和成藏过程,明确中国海相超深层油气田形成的地质规律;这对于进一步完善深层油气地质理论,指导超深层油气勘探有着重要意义。

1 超深层油气勘探历程

进入 21 世纪以来,随着浅层油气探明程度逐年提高,其勘探难度日益增加(韩银学等,2016)。相比之下,超深层油气呈现出资源潜力大、探明程度低的特点,已成为当前及未来全球油气勘探最重要的战略接替领域之一(孙龙德等,2010,2013;赵文智等,2015)。自 1976 年中国首口超深层科学探井取得突破,历经 50 余年的持续攻关,超深层油气勘探已在塔里木、准噶尔、四川等盆地取得一系列重大突破。全球深层-超深层常规油气储量持续增长,累计发现 898 个油气藏,探明和预测储量达 $90.4\times 10^8\text{ t}$ 油当量(中国石油勘探开发研究院,2024),展现出的巨大资源潜力与良好勘探前景。

(1) 国外超深层油气勘探历程

目前,全球包括美国、俄罗斯、德国等 30 余个国家能钻至埋深超过 $6\,000\text{ m}$ 的地层。美国在 1949 年首次钻成 $6\,255\text{ m}$ 超深井,1958 年将记录提升至 $7\,703\text{ m}$ 。自 1970 年开始,美国和苏联在

地质勘探领域开启激烈竞争,美国相继完成了深度 $9\,159\text{ m}$ 的巴登 1 井(1972 年)和 $9\,583\text{ m}$ 的伯塔·罗杰斯 1 号井(1973 年)(Серенко, 1979)。同期,美国在滨墨西哥盆地、阿纳达科盆地等地区的超深层中获得大量工业性油气发现,证实了超深层资源潜力,成为全球首个超深层油气勘探发现的国家。苏联随即实施科拉超深钻探计划,并于 1984 年钻成了迄今仍是世界垂直井最深纪录的 SG-3 井,深度达 $12\,262\text{ m}$ (汤凤林,1987)。

1973—1975 年及 1979—1981 年的两次全球石油危机,彻底改变了世界能源安全格局。油价飙升使得开采成本极高的超深层油气资源在经济上初步具备了可行性,从而催生了第一轮以能源安全为导向的勘探热潮。在高油价的激励下,联邦德国、奥地利、民主德国、乌克兰等国纷纷投入超深井钻探,并先后成功钻成深度为 $6\,468\sim 8\,006\text{ m}$ 的工业油气井(汤凤林,1987)。这标志着超深层油气勘探理念与技术开始在欧美得到广泛应用。

2003—2008 年的第三次石油危机,让国际油价从 30 美元冲高到 147 美元,再次带动了超深层油气勘探热潮。当时全球范围内,已发现的超深层油气田/藏(埋深 $>6\,000\text{ m}$)近 150 个(Zou et al., 2014)。这些超深层油气田(藏)主要分布于北美和西伯利亚,少量位于拉丁美洲、西欧和中东地区。2008—2018 年,是全球超深层储量发现增长最快的时期。此期间,全球超深层新增的油气探明储量,在同期全球新增储量中的占比平均达到 17%。其中,埋深大于 $8\,000\text{ m}$ 的超深油气藏接近 70 个(赵喆,2019)。

(2) 中国超深层油气勘探历程

伴随着中国工程技术装备水平的提升和油气地质理论的深化,中国超深层油气勘探自 20 世纪 70 年代起,历经了长期探索、快速发展和战略提升三个关键阶段(图 1)。长期探索阶段:中国超深层油气勘探始于 1976 年在四川盆地钻成的女基井,完钻井深为 $6\,011\text{ m}$ 。1978 年在老关庙气田钻成关基井,钻井深度首度突破 $7\,000\text{ m}$,且在二叠系茅口组气藏($7\,153.5\sim 7\,175.0\text{ m}$)发现了日产 $4.88\times 10^4\text{ m}^3$ 的工业天然气流,是中国首个被证实的超深层天然气藏(戴金星等,2018)。1978—2005 年近 30 年间,中国石油和中国石化陆续在四川盆地、塔里木盆地钻成了数十口超深井(图 1),但均未取得重大商业发现。此期间钻

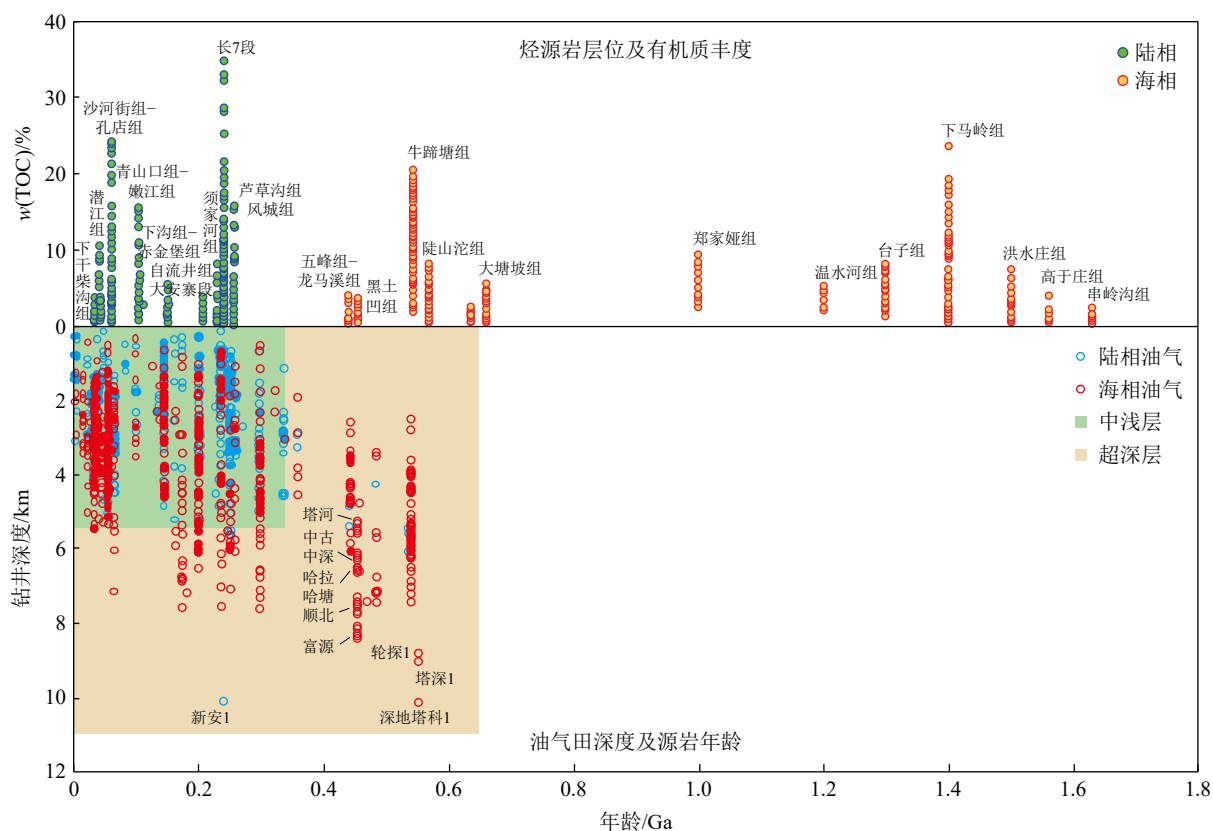


图1 中国超深层油气勘探的发展阶段

Fig. 1 Development stages of ultra-deep oil and gas exploration in China

(钻井深度源于塔里木油田、西南油气田、长庆油田和新疆油田)

探深度屡创新高突破8 000 m, 工程技术及装备得到快速发展。同时, 这段时间的探索为认识盆地深部结构、储层特征与成藏规律提供了宝贵的第一手资料, 为之后轮南、塔河、普光等大中型油气田的发现提供了关键的科学指导。

快速发展阶段: 以第三次石油危机(2003—2008年)带来的高油价为经济契机, 中国超深层勘探进入快速发展期, 实现了从工程突破到大规模商业发现的根本性转变。2006年位于塔里木顺北地区完钻的塔深1井, 井深达到8 588 m, 成为当时亚洲陆上油气钻探的第一深井, 并在约8 000 m深度发现可动油, 证实了超深层巨大的资源潜力。同年, 四川盆地龙岗1井在雷口坡组获日产 $120 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的超高产气流, 发现了龙岗气田, 正式揭开了超深层油气发现的大幕。2006—2016年, 四川和塔里木两大盆地进入储量快速增长期, 取得一系列重大发现。四川盆地相继发现了元坝、安岳、双鱼石等超深层海相碳酸盐岩大气田, 在塔里木盆地发现了中古—中深、克深、哈拉哈塘、塔河外围、顺南—古城、顺北、富源

等一批超深层大油气田(图1)。其中, 除克拉—克深气田属陆相致密砂岩气藏外, 其他均为海相碳酸盐岩油气田。2008—2020年, 塔里木油田完钻井深大于6 000 m的超深层井达470余口, 其中超深层井比例更是快速上升至84%, 已成为绝对主导的勘探领域(杨学文等, 2021)。

战略提升阶段: 1970年中国开启了陆上超深层油气的勘探实践, 先后在四川盆地部署了中国首批超深井女基井和关基井, 钻探深度分别达到6 011 m和7 175 m, 奠定了20世纪90年代之后向海相超深层油气领域进军的基础; 随着地质认识和工程设备的不断成熟, 中国自2016年至今已进入系统性规模勘探与开发的成熟阶段(图1)。四川盆地已形成川中震旦系、川中寒武系、川东北二叠系3个天然气储量超万亿立方米的超深层天然气区。塔里木盆地也在奥陶系的超深层系发现规模油气储量, 累计超过 $35 \times 10^8 \text{ t}$ 油气当量。川中古隆起北斜坡更是实现了深层—超深层多层系立体勘探的跨越, 深化了超深层油气勘探理论。2025年, 塔里木盆地完成钻深10 910 m的

深地塔科 1 井, 标志着中国已具备万米深地探测和资源开发能力。

2 中国海相超深层的地质特点

2.1 超深层构造与源储沉积特征

(1) 小克拉通构造上的早期裂陷和晚期深埋

与北美和西伯利亚大型克拉通盆地的热动力沉降成因不同的是, 四川盆地和塔里木盆地主要由板块构造运动形成, 具有小克拉通与大造山带的特点(刘和甫, 1996)。在中国联合大陆形成前, 小克拉通基底不稳, 易受超大陆裂解或地幔柱活动形成裂谷/裂陷盆地, 接受海相沉积。联合大陆形成使早期盆地受周缘造山带影响而产生挠曲变形, 形成前陆盆地。之后的巨厚陆相沉积使早期海相沉积物进入超深层。与塔里木盆地中生代以来的持续深埋不同的是, 四川盆地在白垩纪进入超深层后, 在喜马拉雅期发生强烈隆升, 将当时已处于超深层的富天然气层系(如寒武系、志留系、三叠系)抬升至现今的深度范围。

(2) 后冰期环境下的烃源岩发育

中国海相超深层油气的烃源岩, 主要发育于新元古代和早古生代。其中, 下寒武统烃源岩是四川盆地和塔里木盆地超深层油气的主力烃源岩层系, 志留系龙马溪组和上二叠统分别构成蜀南和川东北油气田的主力烃源岩。上述三套烃源岩分别形成于新元古代“雪球事件”、赫南特冰期和晚古生代大冰期之后, 对应于重大气候转折期后的巨量有机碳埋藏事件。特别是下寒武统烃源岩发育在原特提斯洋和古亚洲洋演化期, 其分布特征具有典型的“亚洲现象”, 可能与冰期消融后的大洋环流有关。而塔里木盆地奥陶系烃源岩则可能是局限盆地范围内的有机质富集。

(3) 强改造型碳酸盐岩储层

四川盆地超深层油气储层主要为白云岩, 从上震旦统灯影组到下三叠统飞仙关组, 发育时代跨度近 3 亿年。塔里木盆地已发现的超深层储层以奥陶系灰岩为主, 震旦系和寒武系白云岩为潜在有利储层。这些碳酸盐岩储层几乎均受到强烈的次生改造(沈安江等, 2015; 何治亮等, 2021), 以裂缝-孔洞型、裂缝-孔隙型储层为主, 非均质性强, 孔隙度和渗透率差异较大(表 1)。

2.2 超深层油气藏的地质特点

(1) 盆地地温梯度与深层高温

受深部高热流值影响, 盆地不断构造深埋的过程也是地层温度不断增加的过程。塔里木盆地后期快速沉降增温低地温梯度型, 其大地热流值始终处于较低水平, 现今地温梯度为 18~22 °C/km, 顺北地区埋深 7 000~8 000 m 油气藏的地层温度为 150~170 °C(任战利等, 2020)。四川盆地中后期快速增温晚期抬升降温型, 现今地温梯度约 26 °C/km(任战利等, 2020), 但不同地区的差异也较大。元坝气田长兴组埋深 6 800~7 200 m 的地层温度为 155~165 °C, 已经历过超深层演化阶段的安岳气田龙王庙组埋深 4 500~6 000 m 的地层温度已可达 140~175 °C(任战利等, 2020)。

(2) 油气相态复杂多样

盆地深部的高温环境和深埋历史使烃源岩多已演化到高过成熟阶段($R_o > 1.6\%$), 生油过程已经结束。低地温梯度的塔里木盆地超深层油气具有天然气、凝析油气、正常原油、高蜡油、黑油等多种相态(表 1)(Zhang and Huang, 2005)。高地温梯度的四川盆地超深层全部为天然气, 干燥系数普遍超过 95%(表 1), 且二叠系-三叠系天然气的 H_2S 含量较高(戴金星等, 2018)。

(3) 压力系数差异显著

超深层油气藏普遍遭受 60 MPa 及以上的地层静岩压力, 但油气藏的压力系数差异很大。川中地区安岳气田龙王庙组为高压气藏, 而下部灯影组则为常压气藏。二叠系的普光和龙岗气田为常压气藏, 而元坝和双鱼石则为超压气藏。塔里木油气藏的压力体系更为复杂, 从常压到高压、再到超压都有分布(表 1)。

3 海相超深层油气系统演化

近年来, 中国超深层油气勘探的系列重大突破, 极大地推动了对超深层油气地质规律的系统性认识。研究揭示, 地球系统演化中的超大陆周期性聚散是控制全球油气地质格局的一级控制因素, 其在中国大陆的具体体现, 即特提斯与古亚洲构造域的动力学演化, 从根本上决定了中国超深层海相油气的形成、保存与改造过程。

3.1 重大地质转折期的构造活动控制超深层油气地质要素形成

超大陆的聚合与裂解是地球历史上最重要

表1 中国海相超深层大油气田的地质特点
Table 1 Geological characteristics of major marine ultra-deep oil and gas fields in China

盆地	地区	油气田/区	发现时间	储层层位 (深度/m)	储层类型	最大古埋深 /m	孔隙度 /%	渗透率 $/10^{-3} \mu\text{m}^2$	相态	干燥系数/%	压力系数
四川盆地	川中	安岳	2011年	$Z_2dn^2-Z_2dn^4$ 、 C_{1f} (4 500~6 430)	裂缝-孔洞型、 孔隙型	8 000	2.0~12.5	1~14	干气	95~99	$C_{1f}/(1.56\sim1.65)$ $Z_2dn^2-Z_2dn^4(1.06\sim1.13)$
	川中	太和	2020年	$Z_2dn^2(5\ 650\sim6\ 574)$ $C_{1c}-C_{1x}(5\ 445\sim6\ 972)$	裂缝-孔洞型	8 000	1.1~14.5	2.1~4.3	干气	96~98	$C_{1c}-C_{1x}(1.37\sim1.92)$ $Z_2dn^2(1.06\sim1.23)$
	川西北	双鱼石	2016年	P_{1m} 、 P_{1q} 、 D_2g (5 382~7 719)	缝洞型、孔洞型	10 000	1.3~5.0	1.0~14.8	干气	95~98	$P_{1m}(1.7\sim1.8)$ $P_{1q}(1.36\sim1.37)$ $D_2g(1.48\sim1.65)$
	川东	元坝	2007年	P_2ch-T_1f (6 300~7 000)	裂缝-孔隙型	10 000	0.99~13.89	0.6~83.5	干气	95~99	1.30~1.90
	川东	普光	2003年	P_2ch-T_1f (5 000~6 000)	孔隙型、 裂缝-孔隙型	8 000	1.01~16.32	0.8~123.1	干气	95~98	1.09~1.18
	川中北部	龙岗	2006年	P_2ch-T_1f (4 800~6 000)	裂缝-孔隙型	7 800	1.10~16.27	0.9~128.1	干气	94~98	1.00~1.05
塔里木盆地	阿满过渡带	顺北	2014年	$O_{1-2}y-O_{1y}$ (7 250~8 874)	裂缝-孔洞型	8 900	1.1~8.9	1.9~7.6	凝析油	86~90	1.12~1.19
	塔东古城	顺南—古城	2011年	$O_{1-2}y-O_{1y}$ (6 690~7 193)	裂缝-孔洞型	7 200	3.8~17.5	23.5~73.4	干气	95~99	1.20~2.15
	塔中隆起	中古—中深	2008年	O_3f-C_{1y} (6 550~6 944)	孔隙-裂缝型	7 000	0.89~10.55	1.71~6.30	油气藏	87~99	1.07~1.32
	满西低隆	富源	2015年	$O_{1-2}y-O_{1y}$ (7 710~7 892)	裂缝-孔洞型	8 000	2.5~3.6	2.7~17.3	轻质油	81~88	1.05~1.23
	满西低隆	满深	2019年	$O_{1-2}y-O_{1y}$ (7 980~8 721)	裂缝-孔洞型	9 100	1.2~6.6	2.2~16.5	轻质油	84~92	1.14~1.27

的构造事件,其通过控制板块边界的洋盆开合与陆块运动,深刻地塑造了盆地的原型、沉积体系

与构造格架,进而控制了超深层油气系统从烃源岩到圈闭的全地质要素发育(图2)。

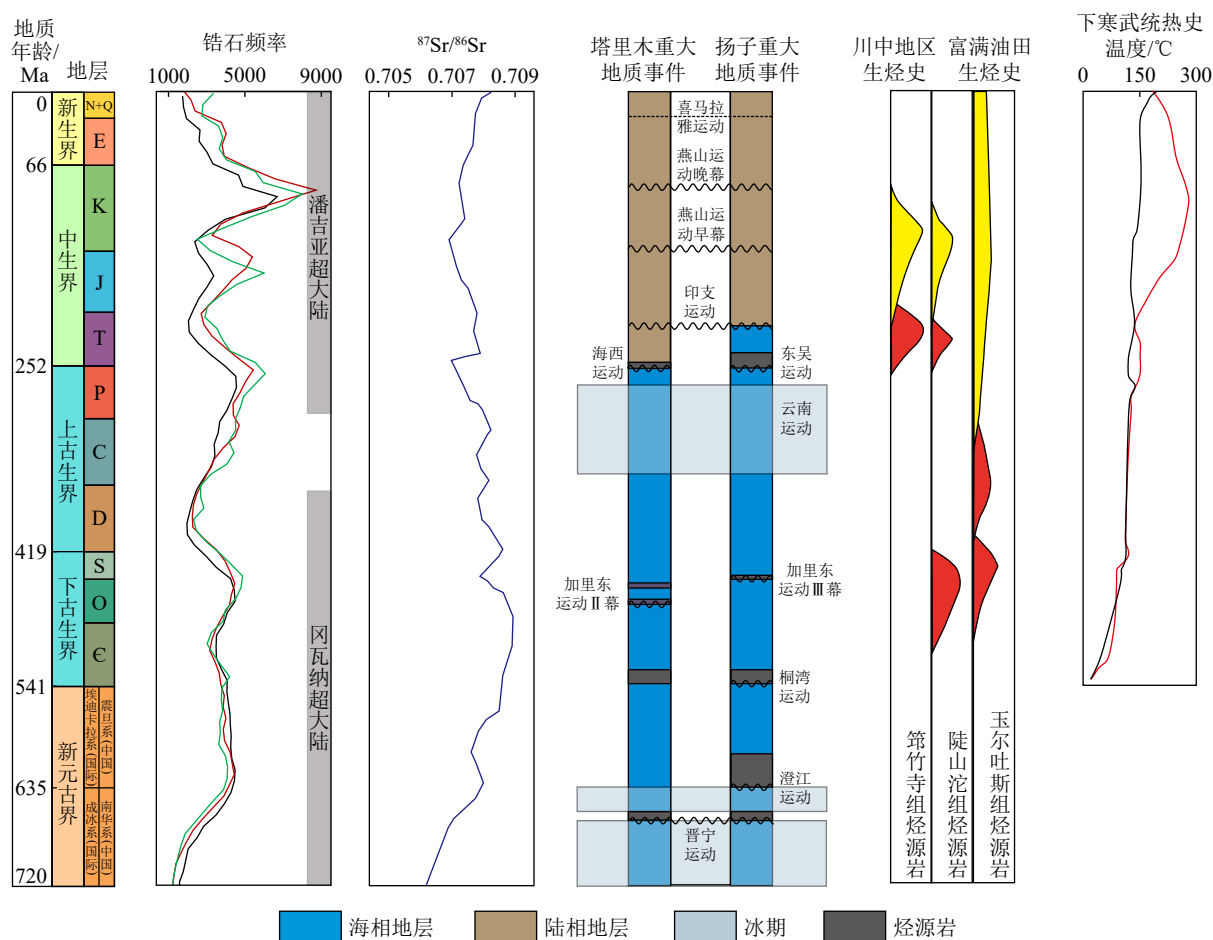


图2 中国超深层油气系统形成与成藏地质要素演化

Fig. 2 Evolution of geological elements for the formation and accumulation of ultra-deep petroleum systems in China

(锆石频率数据源于 Puetz and Condie, 2019; Puetz et al., 2021, 2024。Sr 同位素数据源于 Chen et al., 2022)

(1) 超大陆构造旋回控制克拉通裂谷演化与超深油气系统形成

新元古代至早古生代, 罗迪尼亚(Rodinia)超大陆裂解形成了中国海相盆地的伸展构造背景, 控制着中国主要克拉通盆地的早期沉积格局。这一时期的构造伸展导致了大规模的古裂陷发育, 例如华南板块的湘桂、康滇裂陷以及塔里木板块的塔北、塔南裂陷。这些裂陷及其相关的被动陆缘环境(Zhao et al., 2018), 是形成早期优质烃源岩和储集相带的关键(管树巍等, 2017; 赵文智等, 2019)。例如, 在晚震旦世—早寒武世, 受伸展作用控制, 四川盆地形成了德阳—安岳克拉通内裂陷, 发育了优质的下寒武统烃源岩(邹才能等, 2014; 魏国齐等, 2022); 同期在塔里木盆

地塔北地区也形成了类似的裂陷盆地(管树巍等, 2019)。裂陷的斜坡区是烃源岩发育的有利相带, 相邻的古隆起边缘部位则有利于沉积碳酸盐岩礁滩或颗粒滩型优质储层, 形成了理想的“源—储”组合, 是中国超深层海相油气聚集最重要的类型之一。

二叠纪时期, 受古特提斯洋分支(勉略洋)伸展与峨眉山幔柱活动(“峨眉地裂运动”)的共同影响(徐义刚等, 2013; Zhao et al., 2018), 扬子克拉通再次发生裂解, 在四川盆地形成“开江—梁平”等多个板内裂陷。这些裂陷控制了二叠系龙潭组优质烃源岩和下三叠统飞仙关组和嘉陵江组台缘礁滩储层为代表的多套成藏组合, 成为四川盆地超深层以二叠系为主力烃源岩的重要成藏体系。

(2) 超大陆聚合作用控制古隆坳格局与优质源储形成

超大陆的聚合过程伴随着大洋的闭合与陆块的碰撞,导致区域性挤压隆升与差异沉降,形成了剥蚀与沉积作用共同发育的古隆坳格局。自新元古代末冈瓦纳(Gondwana)超大陆开始聚合,此时扬子和塔里木等小克拉通仍远离早期聚合的Gondwana超大陆。从中奥陶世末期开始,伴随原特提斯洋的逐渐闭合,扬子与塔里木克拉通才被拼接到Gondwana超大陆北缘(Zhao et al., 2018)。晚奥陶世—志留纪,扬子克拉通持续发生强烈的旋转汇聚作用,导致隆坳显著分异的构造—沉积环境,大型坳陷控制了四川盆地志留系龙马溪组富含有机质烃源岩的沉积与分布。同期在塔里木陆块,强烈的挤压隆升作用剥蚀造成中下奥陶统碳酸盐岩大面积暴露,遭受长期的风化淋滤,形成了区域性岩溶储层,成为塔里木盆地超深层油气主要储存空间。晚古生代至中生代早期,扬子和塔里木克拉通最终完全并入潘吉亚超大陆,这一聚合事件不仅导致晚三叠世华南与华北板块的最终碰撞(秦岭—大别造山带),也使塔里木盆地周缘挤压隆升,盆地内部由克拉通海相沉积转变为陆内演化的陆相沉积体系为主。

(3) 多期走滑断裂活动控制超深层断溶型油气系统形成

周缘洋盆多期俯冲闭合、克拉通基底非均质性共同约束下,四川盆地、塔里木盆地超深层广泛发育克拉通内部走滑断裂(马永生等, 2024)。此类断裂整体断距与构造位移较小,但对超深层碳酸盐岩储层改造、烃类富集过程具备主导控制效应,现有勘探实证表明该类构造具备优异的油气勘探潜力(焦方正, 2017; 焦方正等, 2021; 贾承造等, 2021)。以四川盆地为典型案例,受原特提斯洋构造演化及基底差异化属性调控,川中地区走滑断裂于早加里东期初始孕育,并于晚加里东期、海西期发生多期继承性活化。该类断裂不仅能够高效沟通烃源岩与储集体,还可有效优化储层孔隙结构,最终构建震旦系—二叠系断控成藏体系,形成三元控藏、复式聚集的深部天然气富集模式(焦方正等, 2021)。断溶型油气系统已成为当前超深层碳酸盐岩领域最重要的勘探对象,极大拓展了油气勘探领域。

(4) 新特提斯动力过程控制深埋与超深层差异演化

中—新生代,新特提斯洋闭合及随后的印度—欧亚大陆碰撞,是决定中国中西部盆地现今构造形态与油气最终成藏定位的最关键事件。这一过程形成了“环青藏高原”巨型盆山体系(贾承造, 2009),其差异性的构造演化控制了四川盆地与塔里木盆地不同的前陆发育时限及深埋过程。

塔里木盆地主要于新生代中晚期经受强烈的前陆深埋(任战利等, 2020),沉积了巨厚的新生界地层。这种“晚期快速深埋”使得古老烃源岩的生烃高峰期大幅推迟,表现出“晚期生烃、晚期成藏,油气共存”的特征。四川盆地主要于侏罗纪—白垩纪经受前陆冲断与深埋,晚白垩世(~100 Ma)以来整体隆升(任战利等, 2020),缺乏巨厚的新生代沉积。其超深层油气普遍经历了早期(古生代—中生代早期)生烃成藏、晚期(中生代中晚期)高温裂解与构造调整的过程,因此现今以天然气资源为主。

3.2 超深层地质作用控制液态烃裂解程度和油气资源类型

(1) 超深层构造深埋和温压场控制油气类型

烃源岩经历构造深埋作用后,地质作用由地表逐渐转变为盆地深部地质作用。根据化学反应动力学基本原理,有机质的热演化生烃和原油裂解速率主要受盆地深部温度环境控制。传统生烃理论认为,原油生成的温度范围一般为90~160℃,对应镜质体成熟度为 $R_o=0.5\%\sim 1.3\%$;地层温度超过190℃时古油藏将完全裂解消亡,然而深层—超深层勘探证实,温度高于该阈值仍可保留油藏与凝析油气藏,说明液态烃稳定赋存的温度上限高于原有认识。热动力学模拟实验显示,原油组分特征直接决定烃类热稳定能力与裂解演化规律。超深层古油藏长期高温深埋过程中,重质组分持续裂解为轻质组分,依次经历凝析油气藏、湿气藏,最终演化为干气藏。基于原油全组分裂解动力学模型,通过地质推演建立的原油热裂解生气模式,揭示液态烃大量裂解气的地层温度可延伸到190~220℃(图3)。据此改变了传统生烃理论对超深层液态烃保存及裂解气生成极限深度的认知,奠定了超深层油气勘探的资源基础。

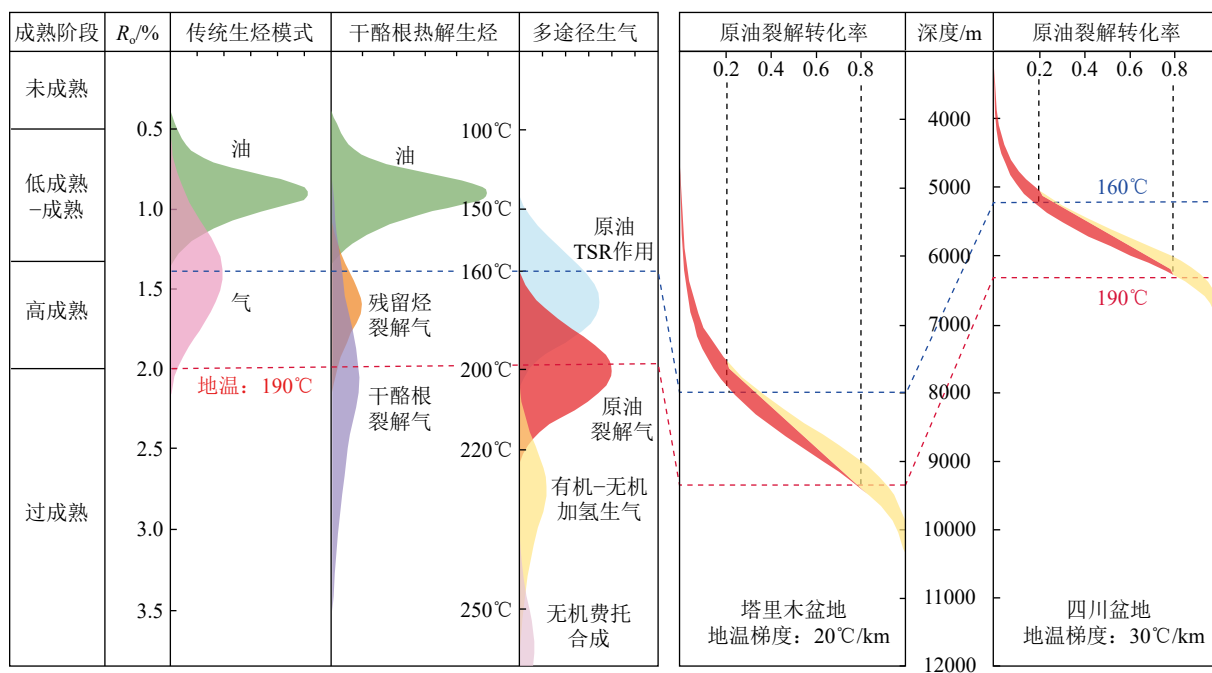


图 3 深层-超深层多途径生烃演化模式与典型油气藏成因(据贾承造和张水昌, 2023 修改)

Fig. 3 Multi-pathway hydrocarbon generation and evolution models, and the genesis of typical oil and gas reservoirs in deep to ultra-deep settings

受岩石圈物质组分与热导率差异性控制,各盆地地温梯度分化显著,直接决定超深层油气相态与类型的差异。塔里木、滨里海南里海等古生代盆地地温梯度偏低,仅为 12~22 °C/km, (任战利等, 2020)。塔里木盆地下古生界经历缓慢埋藏演化至今,喜马拉雅运动期间,印度板块北向挤压促使天山急剧抬升,催生库车前陆盆地;上覆岩层载荷激增推动寒武系快速沉降,最大埋深突破万米。该盆地具备典型低温高压特征,万米地层温度不足 190 °C,尚未达到液态烃大规模裂解阈值,因此 8 000 m 深部仍可储存黑油、凝析油等液态油气。此外,超深层异常高压可抑制烃类热裂解进程,进一步保障液态油藏稳定保存,古油藏向气藏转化的界面延伸至万米,表明深层仍然具备原油裂解气资源的勘探潜力。

不同于塔里木盆地,四川盆地超深层温-压场表现为“高温高压”特征,地温梯度平均可达 ~26 °C/km(任战利等, 2020)。晚三叠世,扬子、华北与羌塘三大块呈三向汇聚格局,促使研究区震旦系-下古生界地层快速深埋,埋深可达 7 000~10 000 m。该地层环境温度为 220~300 °C,远超液态原油完全裂解临界温度,致使早期古油藏原位裂解并大规模转化为干气藏。快速增温

的地质背景缩短裂解周期、提升生气效率,易于形成超压型原油裂解气,川中安岳气田龙王庙组天然气即为典型实例。晚白垩世构造抬升活动,促使川中地区震旦系原有超压气藏(安岳、威远气田灯影组)转为常压气藏。除此之外,TSR 反应也是盆地超深层油气成藏的关键机制,该作用能够下调原油裂解温度 20~30 °C(图 3),有利于高硫化氢裂解气的富集,也是普光大型气田成藏的主控因素(张水昌等, 2021)。

(2) 超深层高温环境下的有机-无机作用促进天然气聚集

传统油气地质理论曾认为,在超深层高演化阶段,有机质自身生烃潜力已近耗尽,难以形成规模油气资源。但近年的系列研究证实,超深层独特的高温环境可显著提高无机矿物与流体的反应活性,催生了有机-无机耦合的生烃新机制,为深地油气资源的形成提供了全新的解释路径(Lewan, 1997; 金之钧等, 2002; Seewald, 2003; 刘全有等, 2019)。有机质的生烃潜力本质上受控于氢元素的供给能力,在超深层高演化阶段,有机质自身的氢含量与氢逸度已大幅降低,此时地层中的外源氢对生烃的贡献成为制约生烃效率的关键因素。研究表明,超深层的高温条件与深部

断裂活动,可催生多种高反应活性的富氢流体,既包括岩石中的孔隙水、矿物结构水及深部来源的热水流体(Lewan, 1997),也涵盖水-岩反应生成或幔源脱气产生的 H_2 (Seewald, 2003; Klein et al., 2020),为耦合生烃提供了物质基础。系列模拟实验进一步验证了该机制的可行性:上述富氢流体可作为有机质生烃的重要外部氢源,在超深层 $> 200\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的高温条件下,水或水源 H_2 可与有机质发生加氢反应,快速参与有机质及残余烃类的裂解生气过程,有效提升了天然气的生成产率(Lewan, 1997; 金之钧等, 2002; Seewald, 2003; He et al., 2021)。水等无机富氢流体与有机质发生加氢生烃反应,势必影响烃类产物(比如甲烷等)的氢同位素组成。前人基于有水体系的产气模拟实验和热动力学计算,建立了基于C/H同位素分馏效应的水-有机质加氢生气贡献判识图版(He et al., 2021)。结合该图版和四川盆地深层-超深层天然气同位素组成特征,判识发现富氢流体-有机质的加氢生气作用,对安岳气田等超深层天然气的资源贡献可达20%~30%(Zhang et al., 2018; He et al., 2021);而这一外部氢源参与的耦合生烃过程,预示在深层-超深层存在新的资源类型,油气资源潜力要高于有机质单独热裂解的传统认知。除此之外,针对更深部的极端地质环境,研究还揭示了潜在的无机气生成途径:在超基性岩体中,蛇纹石化作用或幔源脱气产生的 H_2 ,可在 $250\sim 300\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的温度条件下,与无机碳发生费托反应生成无机成因气,为超深层油气资源提供了全新的来源可能,进一步拓展了深地油气的资源勘探空间(戴金星等, 2008; Zhang et al., 2013; McCollom, 2016; Klein et al., 2020)。

超深层的构造深埋过程、温压场环境与特殊化学作用的耦合响应,共同控制了油气的赋存深度与资源类型,进而揭示了超深层存在多途径复合的生气机制,彻底打破了传统的单一来源认知(张水昌等, 2021)。超深层的极端高温环境可显著提升深部流体的反应活性,进而催生了水-岩-有机质的耦合加氢生气作用,这一过程深刻重塑了超深层天然气的生成规律(吴嘉等, 2022)。尤其是深部无机流体参与的有机-无机相互作用,已成为当前深地油气地质领域的前沿核心科学问题,同时也是深部岩石圈演化过程中普遍存在的关键化学过程,为超深层的生气过程提供了全

新的贡献路径,突破了传统有机生烃理论的要素限制。围绕超深层原油保存下限的相关研究取得了突破性的新认识,超深层特殊的温压条件下,原油具备远超传统认知的热稳定性(Pang et al., 2022),结合深部富氢流体参与的加氢生气作用,共同推动天然气生成的温度与成熟度下限大幅下延(金晓辉等, 2023),彻底颠覆了“超深层无规模油气”的传统判断(李慧莉等, 2021)。上述系列机理发现,共同证实了中国克拉通盆地的超深层具备形成规模油气资源的充分地质条件,为中国深地油气勘探的战略拓展提供了核心理论支撑(贾承造和张水昌, 2023; 金晓辉等, 2023)。

3.3 沉积、表生岩溶和断裂作用控制超深层规模储层发育

中国海相工业性油气藏大多赋存于碳酸盐岩地层,充分表明碳酸盐岩形成演化与孔隙保存机制的重要性。通常情况下,随着储层不断深埋,上覆静岩压力加剧储层压实致密。由于超深层烃源生烃机理和油气保存下限等研究不断刷新原有超深层资源潜力有限的地质认识,盆地深层能否发育规模有效储集体成为超深层大型油气藏勘探的核心制约因素。

(1) 表生环境演化与微生物介导碳酸盐岩储层发育

多项独立研究表明,灰岩、白云岩等碳酸盐岩的原始沉积作用,大多受古微生物活动调控。微生物诱导形成的碳酸盐岩不仅可构成大型山体地貌,且从前寒武纪至显生宙的各地层中均普遍发育。依托全球微生物与后生生物碳酸盐岩数据库,相关研究划分出地史阶段五大微生物-后生生物演化过渡期,分别为埃迪卡拉纪末期、寒武纪、晚奥陶世、晚泥盆世与晚二叠世(Chen et al., 2019)。受沉积条件限制,晚泥盆世相关地层在中国分布较少;其余四期过渡期,也是国内海相超深层油气碳酸盐岩储层的主力形成阶段。已有研究数据显示,寒武纪微生物沉积构造,在二叠纪末生物大灭绝后的早-中三叠世过渡期内再度重现,印证两大过渡期演化特征高度趋同(Chen et al., 2019)。这表明地球表层环境演变与微生物沉积效应,从源头上约束了超深层优质碳酸盐岩储层的发育与分布。

(2) 相控型规模碳酸盐岩储层的形成

海相高能环境的礁滩和丘滩相碳酸盐岩已被

普遍认为是大规模储集岩的主要类型。嗜盐古菌和硫酸盐还原菌诱导的低温白云石沉淀已被实验证实,前寒武纪末期(如灯影组)也具有微生物诱导白云岩大规模沉淀的古海洋条件(Chang et al., 2020)。与灰岩相比,白云岩呈现更强的抗压、耐溶性能,在深埋环境下白云岩的原生孔隙

更能有效保持,这是前寒武系超深层仍能形成大量油气聚集的关键。近年来,在四川盆地发现的德阳—安岳大气田、蓬深大气区的探明天然气储量累计超千亿方,其主要的储集岩空间均为发育于超深层古老微生物白云岩中的原生微生物格架孔(图4)。

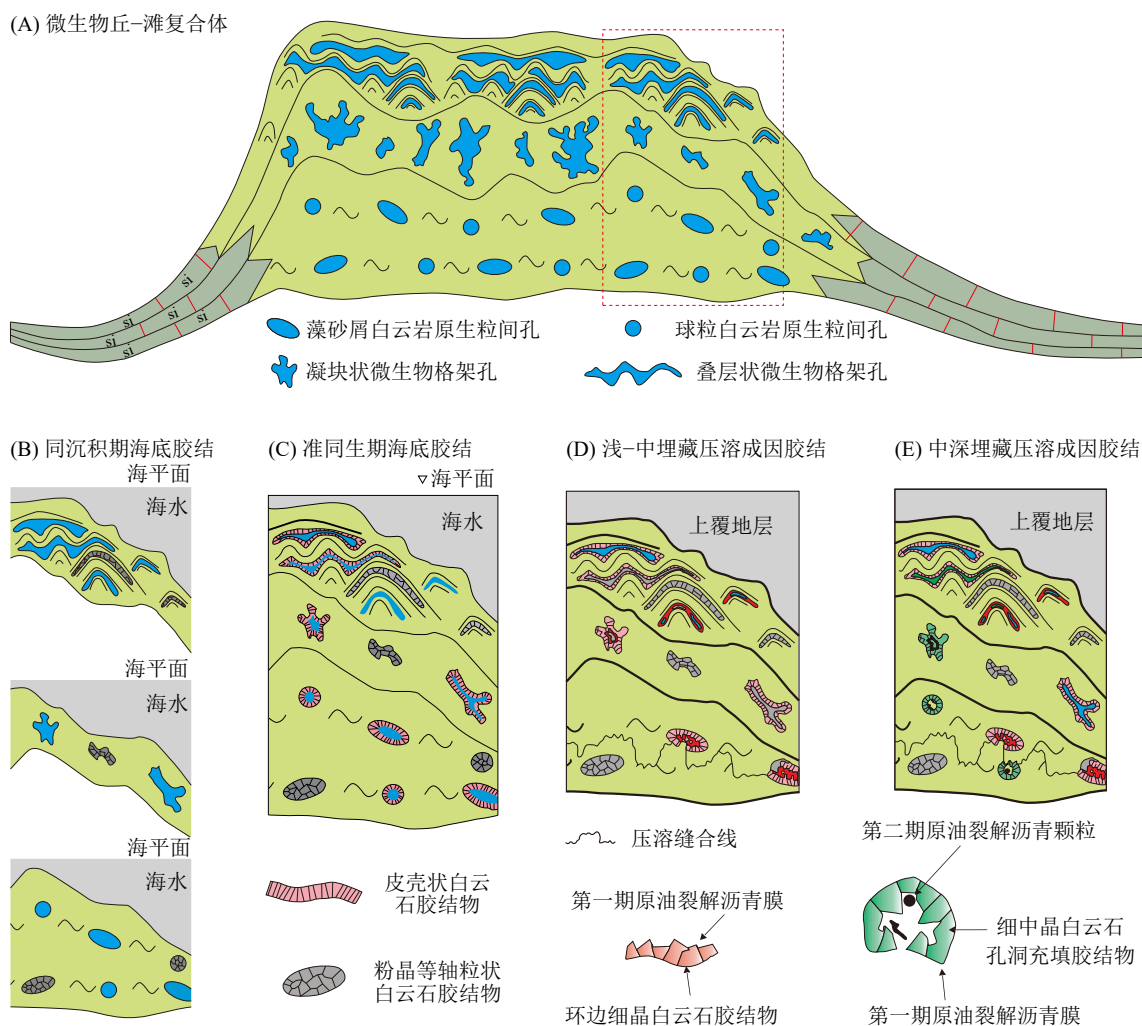


图4 四川安岳气田沉积相控型储层成因模式

Fig. 4 Sedimentary facies-controlled reservoir genesis model of the Anyue gas field, Sichuan Basin

塔里木盆地和四川盆地在晚震旦世灯影期之前的沉积充填均以浅海滨岸-潮坪、大陆斜坡相沉积为主(魏国齐等, 2020; 徐春春等, 2020), 未形成真正意义的碳酸盐岩台地。之后受 Rodinia 超大陆裂解影响, 原特提斯构造域内发生区域拉张构造作用, 两个盆地几乎同时处于裂陷期(杜金虎等, 2016; 魏国齐等, 2022), 形成塔里木盆地北部坳陷、四川德阳裂陷等海相克拉通内裂陷, 分别沉积了震旦系奇格布拉克组和灯影组的台

缘高能相带的白云岩储层, 台内碳酸盐岩地层的储集性和规模性则显著下降。随后经过早寒武世克拉通内“填平补齐”的沉积过程, 四川盆地大面积沉积的寒武系龙王庙组台缘颗粒滩, 为川中古隆起安岳大气田的形成提供了规模储集层; 而塔里木盆地从“南北分异”的隆坳格局逐渐转变为“东盆西台”的沉积分异, 台缘丘滩体仍是构成优质储层的主要类型。

(3) 多类型岩溶提升碳酸盐岩储层孔渗物性

和孔隙连通性

虽然沉积相决定了储层初始孔隙的形成,次生溶蚀等成岩作用则是大规模孔隙发育和有效沟通的主要成因机制(沈安江等,2024)。世界范围内已发现的大型碳酸盐岩油气藏,大多数规模储层的形成都与溶蚀和白云岩化有关(马新华等,2021),充分说明了各种类型的岩溶作用对碳酸盐岩储层广泛发育十分重要。例如四川盆地震旦系灯影组白云岩储层和塔里木盆地奥陶系碳酸盐岩储层均经历了显著的溶蚀改造作用(陈

学时等,2004;杨威等,2014)。尤其是塔里木盆地塔河地区,构造隆升或潜水面下降造成多期不同规模的沉积间断,导致碳酸盐岩地层经历(准)同生或表生阶段的大气降水淋滤或白云岩化作用,有助于提升碳酸盐岩孔渗物性和孔隙连通性(图5-A~E)。四川盆地超深层广泛分布的中二叠统至三叠系礁滩相碳酸盐岩地层,由于受到准同生期-浅埋藏期的渗透回流白云岩化作用改造,形成大型油气田的规模性厚层白云岩储层(乔占峰等,2023)。

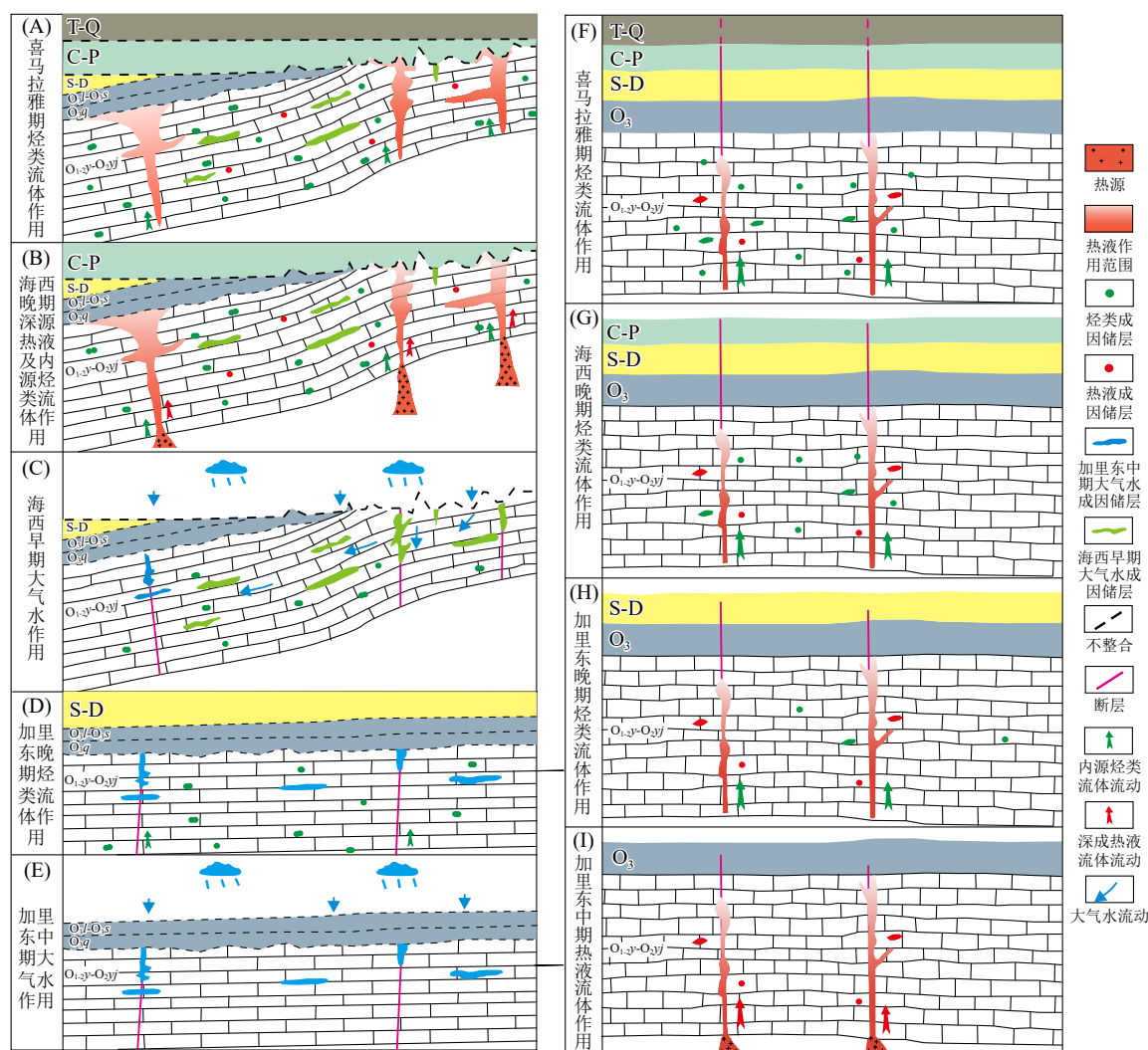


图5 塔里木盆地储层成因模式

Fig. 5 Reservoir genesis model of Tarim Basin

(A)~(E) 塔河油田表生岩溶型储层发育模式;(F)~(I) 顺北油田断控型储层发育模式

(4) 盆地断裂演化与油气充注促进超深碳酸盐岩储层形成和有效保持

构造活动有助于超深优质碳酸盐岩储层形成。近年来在塔里木盆地海相超深层发现的油

气探明储量超过十亿吨,大多富集于大型走滑断裂附近的缝洞型储层之中,储集空间的形成主要受控于构造挤压背景下多期分段走滑断裂活化过程中的岩石破裂和损伤作用,经历后期盆地深

部地层水循环驱动的流体溶蚀的叠加改造作用而得到长期有效保持(邓尚等, 2024)(图 5-F~I)。深层多期演化的断裂系统也普遍伴随热液流体的活跃, 造成碳酸盐岩储层经历热液溶蚀和白云岩化作用, 促使优质储层规模发育并长期保存(朱东亚等, 2026)。另一方面, 烃源灶的生烃作用和大量油气充注过程, 能够有效降低碳酸盐岩孔隙的物理压实和化学成岩作用, 起到了十分重要的保孔作用, 生烃过程还可以产生有机酸和酸性气体等, 对储集空间和岩石孔隙结构深度改造溶蚀(沈安江等, 2024)。

由此可见, 盆地超深海相碳酸盐岩有效储层的形成, 主要受控于沉积环境与成岩溶蚀两大地质因素, 由于构造动力机制差异造成两大因素的主导程度不同, 最终形成不同成因类型的储集体, 如相控型(图 4)、表生岩溶型和断控型(图 5)储层。盆地构造演化过程决定的古沉积环境和深部断裂体系是超深层规模储集体发育的基础, 并通过一系列岩石-流体相互作用进行持续性改造以得到长期保持。

4 海相超深层油气聚集模式

超深层油气藏具有多油气性质、多相态富集、多储层类型、多层系分布、多温压系统的特征, 富集规律主要受控于主力烃源灶类型和时空位置、高能滩相叠加岩溶规模储集体, 以及深层油气藏保持条件等地质要素(贾承造和庞雄奇, 2015)。与中浅层油气藏相比, 超深层成藏动力机制则主要包括热化学作用和深部构造活动两大类。含油气盆地在沉积演化过程中产生的物理和化学作用是驱动油气运移成藏的主要动力机制。温度和压力是决定油气生成的最重要控制因素, 也是控制油气相态分布和运移聚集的最重要因素。

4.1 海相超深层油气成藏地质要素特征

(1) 盆地深部热应力是超深层富油富气决定性因素

塔里木盆地现今超深层油气藏的地层温度不超过 175 °C(杨学文等, 2021), 是盆地经历的最高埋藏温度。自晚喜马拉雅期至今, 塔里木盆地快速沉降了 3 000 m。以地温梯度 20 °C/km 计算, 近 10 Ma 以来超深层油气藏从 100 °C 快速升温了 60 °C(图 6)。因此, 古油藏尚未发生大规模裂解, 液态原油也未完成向气态烃的转变, 形成了

介于油和气中间态的超深层油气资源, 包括稠油、黑油、轻质油和凝析油, 原油密度和油气比整体呈现由低到高的梯度变化, 反映了热成熟度演化对原油类型的控制。

与塔里木盆地不同, 四川盆地古油藏形成之后, 进而经历几乎贯穿整个三叠纪的持续深埋, 古油藏温度从 90 °C 升高至 220 °C(图 6), 远高于塔里木盆地油气藏经历的最高地层温度, 达到了古油藏完全裂解成气的地温门限, 造成四川盆地深层完全转化为天然气藏和大量的储层固体沥青, 几乎不存在寻找液态原油的条件。由此可见, 古油藏形成之后所经历的差异热成熟作用, 是造成塔里木盆地超深层以油为主、四川盆地深层主要富气的根本原因。

(2) 深成气增压与晚期构造抬升控制了古超压的形成和保持

从中国已发现的超深层油气藏来看, 超深层大油气田均分布在规模性烃源灶附近, “源控”特征显著。塔里木盆地塔北和塔中两大古隆起和围斜部位的超深层油气田, 毗邻北部坳陷下寒武统玉尔吐斯组沉积核心区, 超深层规模烃源岩是大油气田形成的物质基础。四川盆地中部古隆起德阳—安岳气区和北斜坡蓬莱气区, 紧邻克拉通内裂陷的下寒武统筇竹寺组烃源岩沉积中心; 川东北的开江—梁平海槽内沉积上二叠统烃源岩, 是裂陷周缘二叠系和三叠系礁滩相普光、元坝等超深层大气田的主力气源岩(李建忠等, 2021)。由此可见, 在烃源岩之上发育的台缘礁滩相经历表生岩溶或白云岩化作用形成相控型孔洞储层, 另一类是厚层碳酸盐岩遭受断裂破碎和层间岩溶的双重改造形成构造型缝洞储层, 再加上稳定分布的巨厚泥岩或膏盐岩形成有效储盖体系, 成为多个超深层大油气田形成的关键地质要素(图 7)。

超深层高温环境下普遍存在强烈的化学改造(如古油藏裂解、TSR、储层白云岩化), 其中近源聚集古油藏的原地高温裂解和 TSR 作用是超深层天然气藏异常高压的关键。以安岳气区古油藏为例, 完全裂解成气的地层压力高达 145 MPa, 远高于现今气藏超压环境的 80 MPa。原油裂解和 TSR 作用导致液态向气态转变, 无序状的熵增作用增强, 表现出与浅层油气明显不同的动力机制。因此, 超深层条件下的气态烃和裂

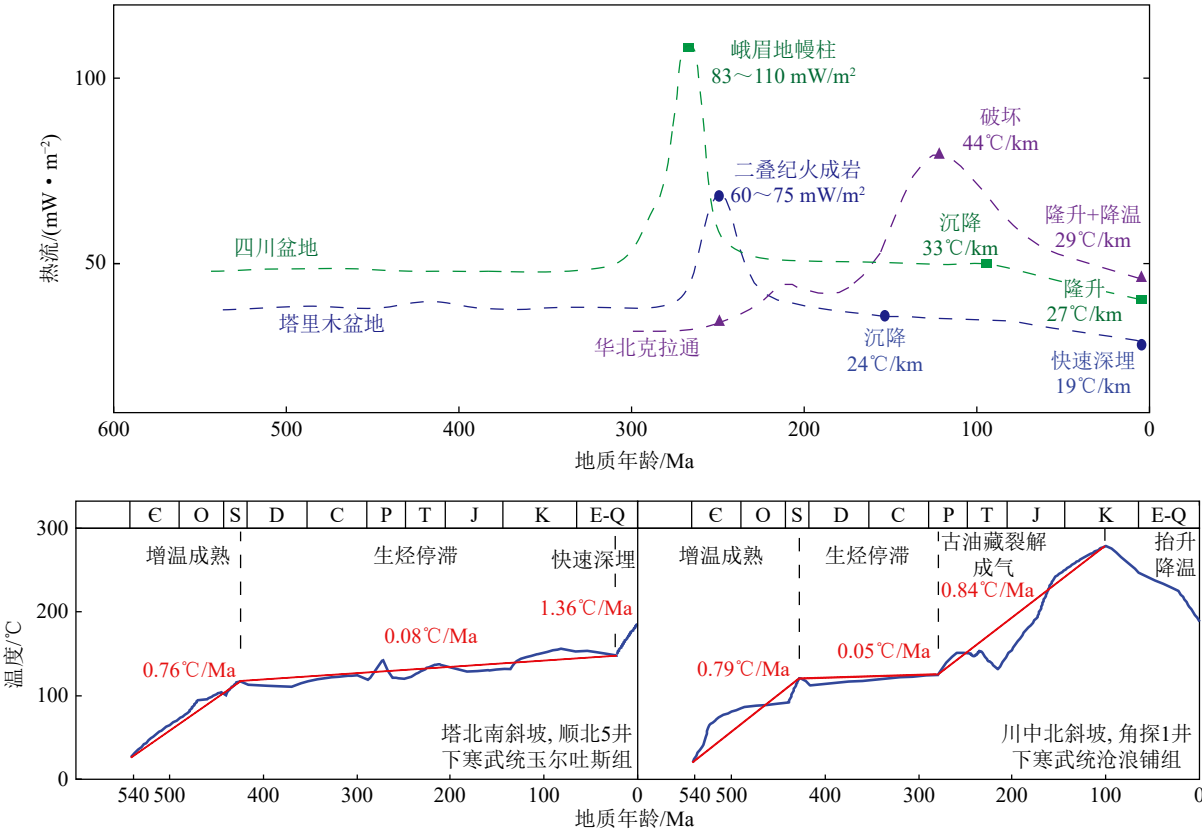


图 6 塔里木盆地与四川盆地的大地热流和成藏热史演化

Fig. 6 Evolution of terrestrial heat flow and accumulation thermal history in Tarim Basin and Sichuan Basin

(大地热流值数据源于任战利等, 2020)

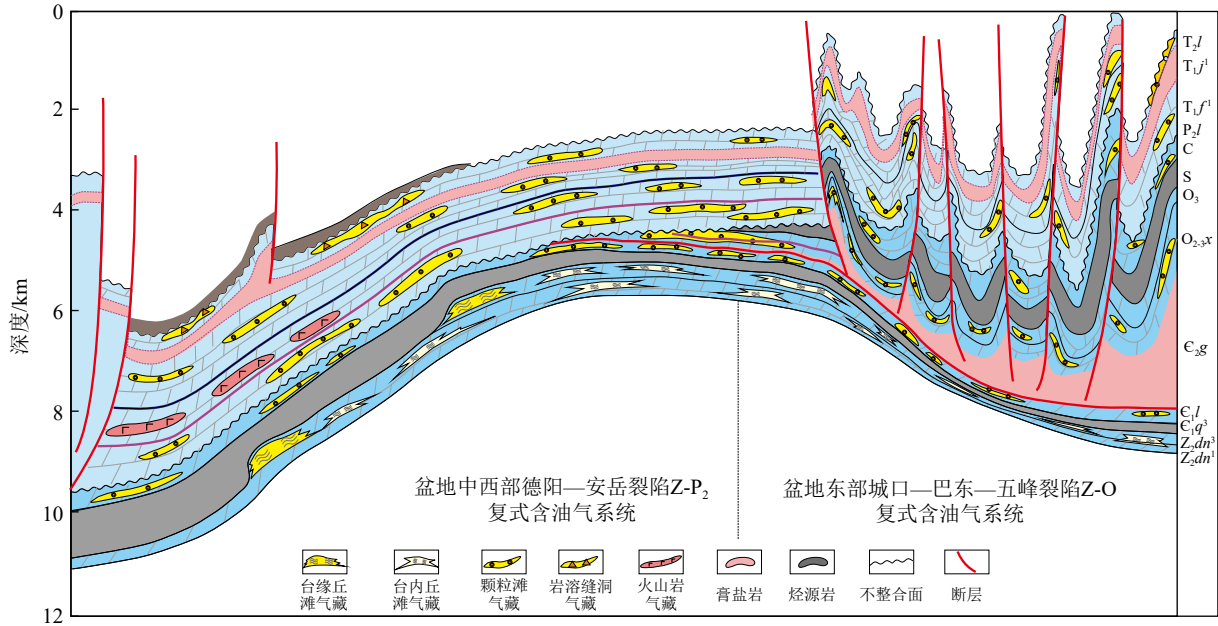


图 7 四川盆地以筇竹寺组为烃源岩的复式含油气系统剖面图(据付小东等, 2022 修改)

Fig. 7 Cross section of the composite petroleum system with the Qiongzhusi Formation as the source rock in Sichuan Basin

减轻质油受到地层高压环境影响, 浮力运聚机制减弱, 而主要通过发生扩散作用向低压区聚集。

(3)深部断裂活动控制多层系油气富集成藏在构造深埋过程中, 碳酸盐岩脆性较高, 而

富含泥质的烃源岩和富含膏盐的蒸发岩塑性较高,碳酸盐岩先于烃源岩和蒸发岩产生裂缝,一方面形成储集空间,另一方面形成沟通内部空间的通道,增强体系内循环(如油气充注和调整、有机-无机复合生烃、灰岩白云岩化等),更有利于油气成藏聚集。中国海相超深层普遍经历了两期或以上的原油充注和调整定型,古油藏还经

历了部分(如塔里木盆地)和全部(如四川盆地)裂解成气,裂解气甚至也发生了物理调整 and 远源成藏(如威远气田、安岳气田),形成与主力油气藏相关的调整型油气藏(图 8)。这也使得超深层油气更多聚集成藏于易受改造的碳酸盐岩储集体(沈安江等, 2019),如断溶体、岩溶潜山和层间不整合等。

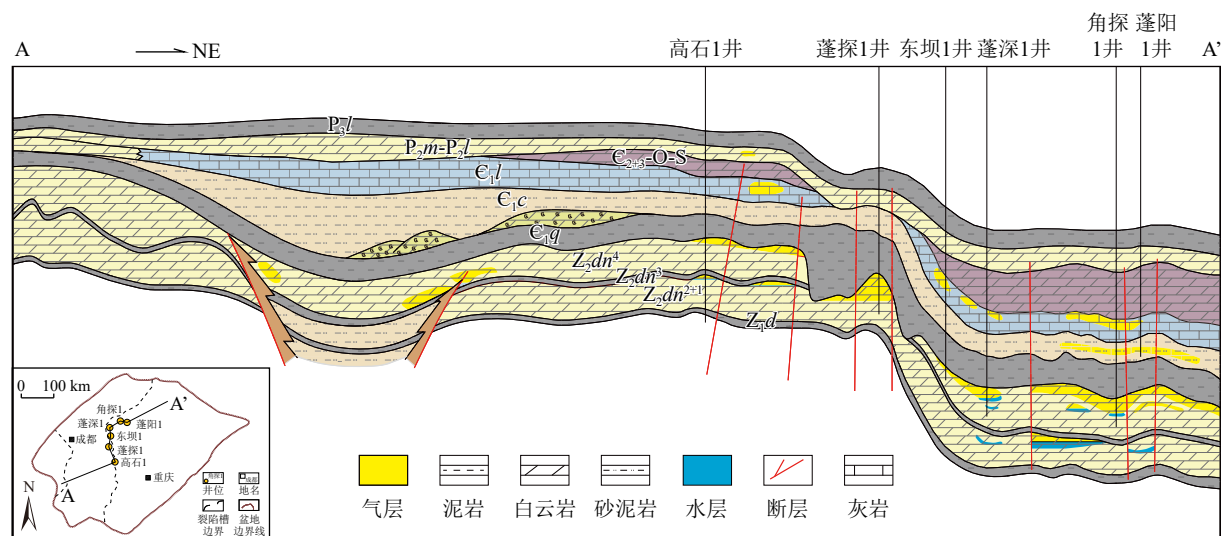


图 8 四川盆地德阳—安岳地区北东—南西向超深层气藏地质剖面

Fig. 8 Northeast-southwest geological cross section of ultra-deep gas reservoirs in the Deyang-Anyue area, Sichuan Basin

四川盆地和塔里木盆地超深层都发育多期活动的基底断裂系统,断裂发育期次、断穿层组和构造样式存在明显差异,分别控制了多套油气的富集层位、分布规律和运聚机制。塔里木盆

地走滑断裂下至寒武系烃源岩,上至奥陶系灰岩顶面(贾承造等, 2021),成为油气运移的“高速公路”,形成了奥陶系一间房组、鹰山组和寒武系肖尔布拉克组、吾松格尔组多套含油气组合(图 9)。

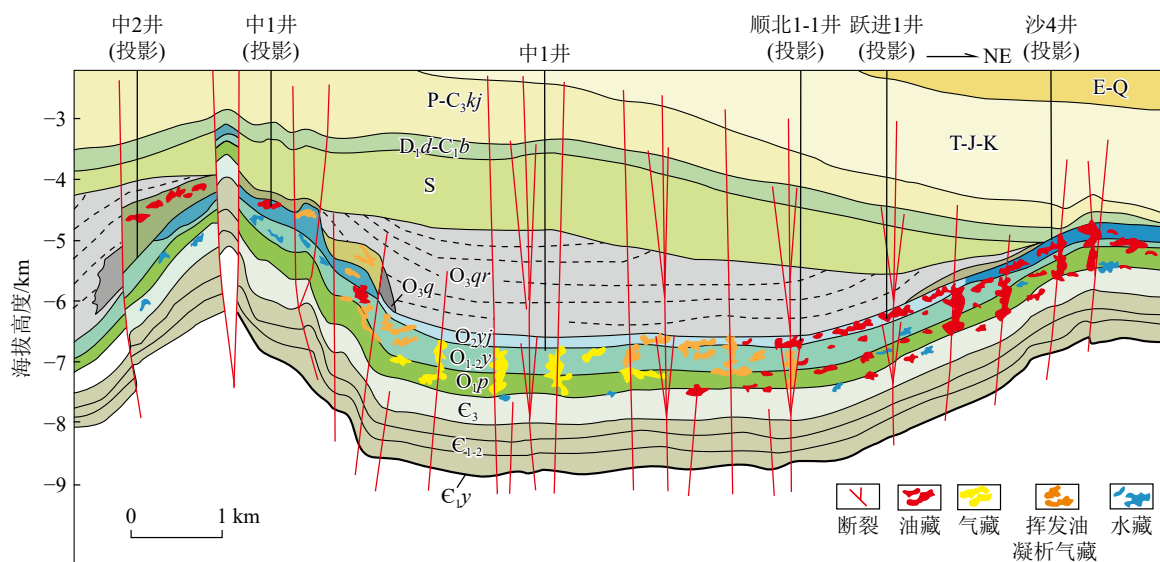


图 9 塔里木盆地塔中—塔北南北向超深层油藏地质剖面

Fig. 9 North-south geological cross section of ultra-deep oil reservoirs from Tazhong to Tabei in Tarim Basin

(编制参考地震资料源于塔里木油田公司)

四川盆地灯影组、龙王庙组、栖霞组-茅口组天然气富集呈“此消彼长”,表明断裂具多层输导聚气作用。灯影组天然气主要分布于台缘带,受沉积相带、构造控制,走滑断裂改善储层、调整油气成藏(焦方正等,2021);龙王庙组分布于磨溪地区,受沉积相、断裂联合控制,走滑断裂控制气藏边界,断裂发育处普遍见水;栖霞、茅口组油气分布主要受断裂、沉积相控制(图8),走滑断裂是深部油气运移的重要通道,同时也有效地改善碳酸盐岩储层。

4.2 超深层油气成藏过程和模式

超深层油气藏从构造位置上可分为近源斜

坡/古隆起和远源构造型两大类成藏体系,主要历经了早期古油藏形成与晚期调整定型两个阶段(图10),具有古油藏深埋裂解和超深层复合成烃两种来源,经历了多种次生叠加改造作用。根据中国海相超深层油气藏的地质特征,基于油气系统形成主控地质要素的演化分析,建立克拉通超深层四类油气成藏模式:近源古油藏裂解成藏、远源油气调整再成藏、次生改造深成供烃成藏和多源混合气洗分馏成藏。其中第一、三类成藏模式在四川盆地震旦系-寒武系、二叠系-三叠系天然气藏最为典型,第二、四类成藏模式则主要存在于塔里木盆地的油气藏(表2)。

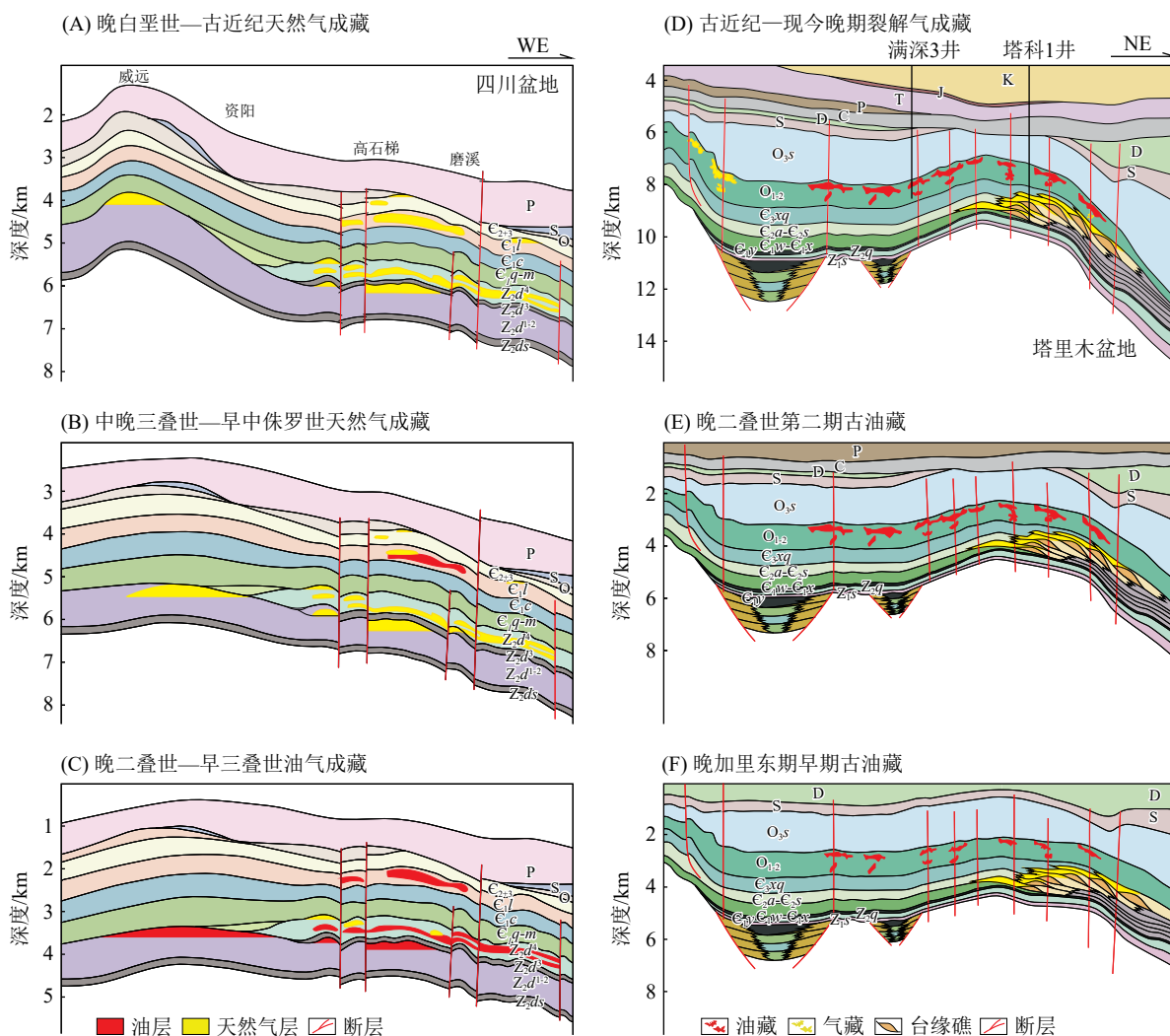


图10 四川盆地和塔里木盆地超深层沉积与构造型油气运聚成藏与相态演化地质剖面图

Fig. 10 Hydrocarbon accumulation model illustrating the control of sedimentary-tectonic systems on hydrocarbon migration, accumulation, and phase types in ultra-deep cratonic settings

(A)川中地区晚白垩世—古近纪天然气成藏;(B)川中地区中晚三叠世—早中侏罗世天然气成藏;(C)川中地区晚二叠世—早三叠世油气成藏;(D)塔里木盆地古近纪—现今晚期裂解气成藏;(E)塔里木盆地晚二叠世第二期古油藏;(F)塔里木盆地晚加里东早期古油藏

表 2 克拉通超深层油气四类典型成藏模式和富集机制

Table 2 Four typical hydrocarbon accumulation models and enrichment mechanisms for ultra-deep oil and gas in cratons

超深层成藏模式	成藏要素	富集机制	油气田实例
1 近源古油藏裂解	①规模优质烃源岩 ②礁丘滩相储集体 ③区域泥膏岩沉积 ④表生岩溶风化壳 ⑤岩性地层稳定圈闭	①沉积相控, 源储紧邻 ②持续充注、多期成藏 ③不整合面与断裂输导 ④近源运聚, 原地保存 ⑤古油藏裂解供烃	蓬莱 高石梯 磨溪 轮探
2 远源油气调整型	①台地滩相沉积建储 ②表生溶蚀与断溶输导 ③区域泥膏岩封盖 ④构造岩性圈闭稳定	①垂向供烃、多层富集 ②层间输导、远源运移 ③早油晚气、有序成藏 ④构造升降、调整聚集	顺北 富源 满深 塔河
3 次生改造深成供烃	①白云岩储层、富镁流体 ②地层水等含氢流体活跃 ③TSR作用加速原油裂解 ④超过 220 ℃ 古地层温度	①“离子对”氧化烃类 ②高含硫油气充注 ③岩溶不整合储集 ④深大断裂多期输导	普光 元坝 中深 安岳
4 多源混合气洗分馏	①早期油藏、晚期气侵 ②断裂输导、气源充注 ③超深层富含裂解气 ④高温高压反凝析作用	①不同成熟度油气混合 ②轻质组分溶解运移 ③形成高蜡油、凝析油 ④断裂附近复式成藏	轮古东 吉拉克 塔中 中古

因此,超深层油气的成藏过程受静态(油气系统的初始封闭体系)和动态(构造深埋环境下的物理和化学作用)等地质要素的耦合控制。超深层古老海相油气系统的主力烃源灶规模发育,台缘礁滩相与溶蚀、断裂改造作用形成多类型规模碳酸盐岩储集层,相对稳定的构造背景,配合多源灶多阶段的生烃和调整混合过程,是超深层多类型和多相态油气形成并富集的关键。

5 结论

中国海相超深层具备独特的地质演化基础,小克拉通盆地“早期裂陷、晚期深埋”的演化路径,叠加冰期后气候转折期的巨量有机碳埋藏,形成了下寒武统、志留系龙马溪组和上二叠统三套主力烃源岩,为超深层油气富集奠定了物质基础,这一特征区别于全球大型克拉通盆地,构成了中国超深层油气的独特地质背景。海相超深层油气地质理论的再创新和再发展,实现了从油气系统向地球系统的跨越,开展地球科学交叉融合研究,从三个方面发展了超深层油气形成与演化的地质认识。

(1)超深层油气的演化深度下限大幅拓展,传统理论认为 190 ℃ 以上液态烃将完全裂解,本研究证实,在塔里木盆地“低温高压”环境下,液态烃大量裂解的温度可达 190~220 ℃,使得埋深超过 8 000 m 仍可保存液态烃;同时揭示了超深

层有机-无机加氢生气作用,将天然气生成的成熟度下限拓展至 $R_o=3.5\%$,这一发现解释了两大大盆地的油气相态差异:塔里木盆地因低地温梯度,超深层以油、凝析油等多相态资源为主,四川盆地因地温梯度,古油藏完全裂解为干气。

(2)超深层规模储层可通过多期改造形成,微生物沉积、表生岩溶、走滑断裂的多期改造,叠加油气充注对孔隙的保护作用,可形成相控、岩溶、断控三类规模碳酸盐岩储层,这是超深层大油气田形成的关键前提。

(3)超深层油气存在多期多层系成藏规律,基于四川盆地和塔里木盆地海相超深层油气成因研究,揭示了近源古油藏裂解成藏、远源油气调整再成藏、次生改造深成供烃成藏和多源混合气洗分馏成藏四类超深层油气聚集模式。

中国超深层油气勘探主要集中在下古生界至震旦系的古老海相地层,推动了海相超深层油气基础地质理论研究的快速发展与实践应用,最终实现了理论认识与勘探发现的双突破,超深层油气的生成机理、储层保持机制与成藏有效性等研究发展了传统石油地质科学,将开启中国油气能源工业可持续发展的新范式和新方向。

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: 张水昌负责论文构思;张水

昌、苏劲、王晓梅、何坤参与数据分析和论文写作;冶明泽、吴明昊参与数据分析、绘图和修改。所有作者均阅读并同意稿件的提交和发表。

致谢: 中国石油塔里木油田、西南油气田和长庆油田提供了相关地质资料和数据,并参与了文章内容的讨论,在此一并表示诚挚的感谢。

[参 考 文 献]

- Серенко И А, 1979. 美国超深井钻进概况[J]. 张文佑,译. 国外地质勘探技术, (1): 13—18.
- 陈学时, 易万霞, 卢文忠, 2004. 中国油气田古岩溶与油气储层[J]. 沉积学报, 22(2): 244—253.
- Chen X S, Yi W X, Lu W Z, 2004. The paleokarst reservoirs of oil/gas fields in China[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 22(2): 244—253. (in Chinese)
- 戴金星, 倪云燕, 秦胜飞, 等, 2018. 四川盆地超深层天然气地球化学特征[J]. 石油勘探与开发, 45(4): 588—597.
- Dai J X, Ni Y Y, Qin S F, et al., 2018. Geochemical characteristics of ultra-deep natural gas in the Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 45(4): 588—597. (in Chinese)
- 戴金星, 邹才能, 张水昌, 等, 2008. 无机成因和有机成因烷烃气的鉴别[J]. 中国科学 D 辑: 地球科学, 38(11): 1329—1341.
- Dai J X, Zou C N, Zhang S C, et al., 2008. Discrimination of abiogenic and biogenic alkane gases[J]. *Science in China Series D: Earth Sciences*, 51(12): 1737—1749.
- 邓尚, 邱华标, 刘大卫, 等, 2024. 克拉通内走滑断裂成因与控藏机制研究进展——以塔里木盆地北部为例[J]. 石油与天然气地质, 45(5): 1211—1225.
- Deng S, Qiu H B, Liu D W, et al., 2024. Advances in research on the genetic mechanisms of intracratonic strike-slip fault system and their control on hydrocarbon accumulation: a case study of the northern Tarim Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 45(5): 1211—1225. (in Chinese)
- 窦立荣, 温志新, 王兆明, 等, 2024. 全球古老油气成藏组合资源潜力、重大发现及启示[J]. 石油学报, 45(8): 1163—1173.
- Dou L R, Wen Z X, Wang Z M, et al., 2024. Resource potential, giant discoveries, and implications of ancient hydrocarbon plays worldwide[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 45(8): 1163—1173. (in Chinese)
- 窦立荣, 温志新, 王兆明, 等, 2026. 全球油气勘探机遇与挑战[J]. 石油与天然气地质, 47(2): 351—365.
- Dou L R, Wen Z X, Wang Z M, et al., 2026. Opportunities and challenges in global petroleum exploration[J]. *Oil & Gas Geology*, 47(2): 351—365. (in Chinese)
- 杜金虎, 汪泽成, 邹才能, 等, 2016. 上扬子克拉通内裂陷的发现及对安岳特大型气田形成的控制作用[J]. 石油学报, 37(1): 1—16.
- Du J H, Wang Z C, Zou C N, et al., 2016. Discovery of intra-cratonic rift in the Upper Yangtze and its control effect on the formation of Anyue giant gas field[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 37(1): 1—16. (in Chinese)
- DZ/T 0217—2005 石油天然气储量计算规范[S].
- 付小东, 陈娅娜, 罗冰, 等, 2022. 中上扬子区下寒武统麦地坪组—筇竹寺组烃源岩与含油气系统评价[J]. 中国石油勘探, 27(4): 103—120.
- Fu X D, Chen Y N, Luo B, et al., 2022. Evaluation of source rocks and petroleum system of the Lower Cambrian Maidiping Formation-Qiongzhusi Formation in the Middle-Upper Yangtze region[J]. *China Petroleum Exploration*, 27(4): 103—120. (in Chinese)
- 管树巍, 吴林, 任荣, 等, 2017. 中国主要克拉通前寒武纪裂谷分布与油气勘探前景[J]. 石油学报, 38(1): 9—22.
- Guan S W, Wu L, Ren R, et al., 2017. Distribution and petroleum prospect of Precambrian rifts in the main cratons, China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 38(1): 9—22. (in Chinese)
- 管树巍, 张春宇, 任荣, 等, 2019. 塔里木北部早寒武世同沉积构造——兼论寒武系盐下和深层勘探[J]. 石油勘探与开发, 46(6): 1075—1086.
- Guan S W, Zhang C Y, Ren R, et al., 2019. Early Cambrian syndepositional structure of the northern Tarim Basin and a discussion of Cambrian subsalt and deep exploration[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 46(6): 1075—1086. (in Chinese)
- 韩银学, 杨海长, 陈莹, 等, 2016. 深水少井区中深层岩性地层圈闭评价方法——以珠江口盆地白云凹陷恩平组白云 11 目标评价为例[J]. 石油学报, 37(增刊 1): 68—78.
- Han Y X, Yang H Z, Chen Y, et al., 2016. The evaluation methods of mid-deep litho-stratigraphic traps in deep-water and less-well blocks: a case study of Target Baiyun 11 in Enping Formation, Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 37(S1): 68—78. (in Chinese)
- 何治亮, 金晓辉, 沃玉进, 等, 2016. 中国海相超深层碳酸盐岩油气成藏特点及勘探领域[J]. 中国石油勘探, 21(1): 3—14.
- He Z L, Jin X H, Wo Y J, et al., 2016. Hydrocarbon accumulation characteristics and exploration domains of ultra-deep marine carbonates in China[J]. *China Petroleum Exploration*, 21(1): 3—14. (in Chinese)
- 何治亮, 马永生, 朱东亚, 等, 2021. 深层—超深层碳酸盐岩储层理论技术进展与攻关方向[J]. 石油与天然气地质, 42(3): 533—546.
- He Z L, Ma Y S, Zhu D Y, et al., 2021. Theoretical and technological progress and research direction of deep and ultra-deep carbonate reservoirs[J]. *Oil & Gas Geology*, 42(3): 533—546. (in Chinese)
- 贾承造, 2009. 环青藏高原巨型盆地体系构造与塔里木盆地油气分布规律[J]. 大地构造与成矿学, 33(1): 1—9.
- Jia C Z, 2009. The structures of basin and range system around the Tibetan Plateau and the distribution of oil and gas in the

- Tarim Basin[J]. *Geotectonica et Metallogenia*, 33(1): 1—9. (in Chinese)
- 贾承造, 马德波, 袁敬一, 等, 2021. 塔里木盆地走滑断裂构造特征、形成演化与成因机制[J]. *天然气工业*, 41(8): 81—91.
- Jia C Z, Ma D B, Yuan J Y, et al., 2021. Structural characteristics, formation & evolution and genetic mechanisms of strike-slip faults in the Tarim Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 41(8): 81—91. (in Chinese)
- 贾承造, 庞雄奇, 2015. 深层油气地质理论研究进展与主要发展方向[J]. *石油学报*, 36(12): 1457—1469.
- Jia C Z, Pang X Q, 2015. Research processes and main development directions of deep hydrocarbon geological theories[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 36(12): 1457—1469. (in Chinese)
- 贾承造, 张水昌, 2023. 中国海相超深层油气形成[J]. *地质学报*, 97(9): 2775—2801.
- Jia C Z, Zhang S C, 2023. The formation of marine ultra-deep petroleum in China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 97(9): 2775—2801. (in Chinese)
- 焦方正, 2017. 塔里木盆地顺托果勒地区北东向走滑断裂带的油气勘探意义[J]. *石油与天然气地质*, 38(5): 831—839.
- Jiao F Z, 2017. Significance of oil and gas exploration in NE strike-slip fault belts in Shuntuoguole area of Tarim Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 38(5): 831—839. (in Chinese)
- 焦方正, 杨雨, 冉崎, 等, 2021. 四川盆地中部地区走滑断层的分布与天然气勘探[J]. *天然气工业*, 41(8): 92—101.
- Jiao F Z, Yang Y, Ran Q, et al., 2021. Distribution and gas exploration of the strike-slip faults in the central Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 41(8): 92—101. (in Chinese)
- 金晓辉, 孟庆强, 孙冬胜, 等, 2023. 万米钻探工程的石油地质理论依据与勘探方向[J]. *石油实验地质*, 45(5): 973—981.
- Jin X H, Meng Q Q, Sun D S, et al., 2023. Basis of petroleum geological theory and exploration direction for ultra-deep exploration of 10 000-meter depth[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 45(5): 973—981. (in Chinese)
- 金之钧, 张刘平, 杨雷, 等, 2002. 沉积盆地深部流体的地球化学特征及油气成藏效应初探[J]. *地球科学——中国地质大学学报*, 27(6): 659—665.
- Jin Z J, Zhang L P, Yang L, et al., 2002. Primary study of geochemical features of deep fluids and their effectiveness on oil/gas reservoir formation in sedimental basins[J]. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 27(6): 659—665. (in Chinese)
- 李慧莉, 马安来, 蔡勋育, 等, 2021. 塔里木盆地顺北地区奥陶系超深层原油裂解动力学及地质意义[J]. *石油实验地质*, 43(5): 818—825.
- Li H L, Ma A L, Cai X Y, et al., 2021. Kinetics of oil-cracking of ultra-deep Ordovician oil in the North Shuntuoguole area of Tarim Basin and its geological implications[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 43(5): 818—825. (in Chinese)
- 李建忠, 陶小晚, 白斌, 等, 2021. 中国海相超深层油气地质条件、成藏演化及有利勘探方向[J]. *石油勘探与开发*, 48(1): 52—67.
- Li J Z, Tao X W, Bai B, et al., 2021. Geological conditions, reservoir evolution and favorable exploration directions of marine ultra-deep oil and gas in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 48(1): 52—67. (in Chinese)
- 刘和甫, 1996. 中国沉积盆地演化与旋回动力学环境[J]. *地球科学——中国地质大学学报*, 21(4): 345—356.
- Liu H F, 1996. Cycle-geodynamic scenario and evolution of sedimentary basins in China[J]. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 21(4): 345—356. (in Chinese)
- 刘全有, 朱东亚, 孟庆强, 等, 2019. 深部流体及有机—无机相互作用下油气形成的基本内涵[J]. *中国科学: 地球科学*, 49(3): 499—520.
- Liu Q Y, Zhu D Y, Meng Q Q, et al., 2019. The scientific connotation of oil and gas formations under deep fluids and organic-inorganic interaction[J]. *Science China Earth Sciences*, 62(3): 507—528.
- 马新华, 闫海军, 陈京元, 等, 2021. 四川盆地安岳气田震旦系气藏叠合岩溶发育模式与主控因素[J]. *石油与天然气地质*, 42(6): 1281—1294.
- Ma X H, Yan H J, Chen J Y, et al., 2021. Development patterns and constraints of superimposed karst reservoirs in Sinian Dengying Formation, Anyue gas field, Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 42(6): 1281—1294. (in Chinese)
- 马永生, 蔡勋育, 黎茂稳, 等, 2024. 深层—超深层海相碳酸盐岩成储成藏机理与油气藏开发方法研究进展[J]. *石油勘探与开发*, 51(4): 692—707.
- Ma Y S, Cai X Y, Li M W, et al., 2024. Research advances on the mechanisms of reservoir formation and hydrocarbon accumulation and the oil and gas development methods of deep and ultra-deep marine carbonates[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 51(4): 692—707. (in Chinese)
- 乔占峰, 于洲, 余敏, 等, 2023. 中国古老超深层海相碳酸盐岩储集层成因研究新进展[J]. *古地理学报*, 25(6): 1257—1276.
- Qiao Z F, Yu Z, She M, et al., 2023. Progresses on ancient ultra-deeply buried marine carbonate reservoir in China[J]. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 25(6): 1257—1276. (in Chinese)
- 任战利, 崔军平, 祁凯, 等, 2020. 深层、超深层温度及热演化历史对油气相态与生烃历史的控制作用[J]. *天然气工业*, 40(2): 22—30.
- Ren Z L, Cui J P, Qi K, et al., 2020. Control effects of temperature and thermal evolution history of deep and ultra-deep layers on hydrocarbon phase state and hydrocarbon generation history[J]. *Natural Gas Industry*, 40(2): 22—30. (in Chinese)
- 沈安江, 陈娅娜, 蒙绍兴, 等, 2019. 中国海相碳酸盐岩储层研究进展及油气勘探意义[J]. *海相油气地质*, 24(4): 1—14.
- Shen A J, Chen Y N, Meng S X, et al., 2019. The research

- progress of marine carbonate reservoirs in China and its significance for oil and gas exploration[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 24(4): 1—14. (in Chinese)
- 沈安江, 胡安平, 乔占峰, 等, 2024. 深-超深层碳酸盐岩储层发育与保持机理[J]. *中国科学: 地球科学*, 54(11): 3403—3420.
- Shen A J, Hu A P, Qiao Z F, et al., 2024. Development and preservation mechanism of deep and ultra-deep carbonate reservoirs[J]. *Science China Earth Sciences*, 67(11): 3367—3385.
- 沈安江, 赵文智, 胡安平, 等, 2015. 海相碳酸盐岩储集层发育主控因素[J]. *石油勘探与开发*, 42(5): 545—554.
- Shen A J, Zhao W Z, Hu A P, et al., 2015. Major factors controlling the development of marine carbonate reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 42(5): 545—554. (in Chinese)
- 孙龙德, 方朝亮, 李峰, 等, 2010. 中国沉积盆地油气勘探开发实践与沉积学研究进展[J]. *石油勘探与开发*, 37(4): 385—396.
- Sun L D, Fang C L, Li F, et al., 2010. Petroleum exploration and development practices of sedimentary basins in China and research progress of sedimentology[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 37(4): 385—396. (in Chinese)
- 孙龙德, 邹才能, 朱如凯, 等, 2013. 中国深层油气形成、分布与潜力分析[J]. *石油勘探与开发*, 40(6): 641—649.
- Sun L D, Zou C N, Zhu R K, et al., 2013. Formation, distribution and potential of deep hydrocarbon resources in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 40(6): 641—649. (in Chinese)
- 汤凤林, 1987. 世界超深井钻进技术[J]. *中国地质*, (4): 7—10.
- 魏国齐, 王俊鹏, 曾联波, 等, 2020. 克拉苏构造带盐下超深层储层的构造改造作用与油气勘探新发现[J]. *天然气工业*, 40(1): 20—30.
- Wei G Q, Wang J P, Zeng L B, et al., 2020. Structural reworking effects and new exploration discoveries of subsalt ultra-deep reservoirs in the Kelasu tectonic zone[J]. *Natural Gas Industry*, 40(1): 20—30. (in Chinese)
- 魏国齐, 杨威, 谢武仁, 等, 2022. 克拉通内裂陷及周缘大型岩性气藏形成机制、潜力与勘探实践——以四川盆地震旦系-寒武系为例[J]. *石油勘探与开发*, 49(3): 465—477.
- Wei G Q, Yang W, Xie W R, et al., 2022. Formation mechanisms, potentials and exploration practices of large lithologic gas reservoirs in and around an intracratonic rift: taking the Sinian-Cambrian of Sichuan Basin as an example[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 49(3): 465—477. (in Chinese)
- 吴嘉, 季富嘉, 王远, 等, 2022. 氢逸度对沉积有机质热演化的影响: 超深层生烃的启示[J]. *中国科学: 地球科学*, 52(11): 2275—2288.
- Wu J, Ji F J, Wang Y, et al., 2022. Influence of hydrogen fugacity on thermal transformation of sedimentary organic matter: implications for hydrocarbon generation in the ultra-depth[J]. *Science China Earth Sciences*, 65(11): 2188—2201.
- 徐春春, 沈平, 杨跃明, 等, 2020. 四川盆地川中古隆起震旦系-下古生界天然气勘探新认识及勘探潜力[J]. *天然气工业*, 40(7): 1—9.
- Xu C C, Shen P, Yang Y M, et al., 2020. New understandings and potential of Sinian-Lower Paleozoic natural gas exploration in the central Sichuan paleo-uplift of the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 40(7): 1—9. (in Chinese)
- 徐义刚, 何斌, 罗震宇, 等, 2013. 我国大火成岩省和地幔柱研究进展与展望[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 32(1): 25—39.
- Xu Y G, He B, Luo Z Y, et al., 2013. Study on mantle plume and large igneous provinces in China: an overview and perspectives[J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 32(1): 25—39. (in Chinese)
- 杨威, 魏国齐, 赵蓉蓉, 等, 2014. 四川盆地震旦系灯影组岩溶储层特征及展布[J]. *天然气工业*, 34(3): 55—60.
- Yang W, Wei G Q, Zhao R R, et al., 2014. Characteristics and distribution of karst reservoirs in the Sinian Dengying Fm, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 34(3): 55—60. (in Chinese)
- 杨学文, 田军, 王清华, 等, 2021. 塔里木盆地超深层油气地质认识与有利勘探领域[J]. *中国石油勘探*, 26(4): 17—28.
- Yang X W, Tian J, Wang Q H, et al., 2021. Geological understanding and favorable exploration fields of ultra-deep formations in Tarim Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 26(4): 17—28. (in Chinese)
- 张水昌, 何坤, 王晓梅, 等, 2021. 深层多途径复合生气模式及潜在成藏贡献[J]. *天然气地球科学*, 32(10): 1421—1435.
- Zhang S C, He K, Wang X M, et al., 2021. The multi-path gas generation model and its potential contribution to petroleum accumulation in deep formations[J]. *Natural Gas Geoscience*, 32(10): 1421—1435. (in Chinese)
- 赵文智, 胡素云, 刘伟, 等, 2014. 再论中国陆上深层海相碳酸盐岩油气地质特征与勘探前景[J]. *天然气工业*, 34(4): 1—9.
- Zhao W Z, Hu S Y, Liu W, et al., 2014. Petroleum geological features and exploration prospect in deep marine carbonate strata on shore China: a further discussion[J]. *Natural Gas Industry*, 34(4): 1—9. (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)
- 赵文智, 王晓梅, 胡素云, 等, 2019. 中国元古宇烃源岩成烃特征及勘探前景[J]. *中国科学: 地球科学*, 49(6): 939—964.
- Zhao W Z, Wang X M, Hu S Y, et al., 2019. Hydrocarbon generation characteristics and exploration prospects of Proterozoic

- source rocks in China[J]. *Science China Earth Sciences*, 62(6): 909—934.
- 赵喆, 2019. 近 10 年全球油气勘探特征分析及启示[J]. *石油科技论坛*, 38(3): 58—64.
- Zhao Z, 2019. Analysis of global oil and gas exploration characteristics during the past decade[J]. *Oil Forum*, 38(3): 58—64. (in Chinese)
- 中国石油勘探开发研究院, 2024. 全球油气勘探开发形势及油公司动态[M]. 北京: 石油工业出版社.
- 朱东亚, 王静彬, 尤东华, 等, 2026. 断裂与不同圈层流体耦合作用下超深层碳酸盐岩成储机制[J/OL]. *地学前缘*, 2026-04-15. <https://link.cnki.net/urlid/11.3370.P.20260415.1308.001>.
- Zhu D Y, Wang J B, You D H, et al., 2026. Fault and fluids from multiple spheres coupling alterations and influence on formation of ultra-deep carbonate reservoir[J/OL]. *Earth Science Frontiers*, 2026-04-15. <https://link.cnki.net/urlid/11.3370.P.20260415.1308.001>. (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)
- Chang B, Li C, Liu D, et al., 2020. Massive formation of early diagenetic dolomite in the Ediacaran ocean: constraints on the “dolomite problem” [J]. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 117(25): 14005—14014.
- Chen X, Zhou Y, Shields G A, 2022. Progress towards an improved Precambrian seawater $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ curve[J]. *Earth-Science Reviews*, 224: 103869.
- Chen Z Q, Tu C Y, Pei Y, et al., 2019. Biosedimentological features of major microbe-metazoan transitions (MMTs) from Precambrian to Cenozoic[J]. *Earth-Science Reviews*, 189: 21—50.
- He K, Zhang S C, Wang X M, et al., 2021. Pyrolysis of 1-methylnaphthalene involving water: effects of Fe-bearing minerals on the generation, C and H isotope fractionation of methane from H_2O -hydrocarbon reaction[J]. *Organic Geochemistry*, 152: 104151.
- Klein F, Tarnas J D, Bach W, 2020. Abiotic sources of molecular hydrogen on Earth[J]. *Elements*, 16(1): 19—24.
- Lewan M D, 1997. Experiments on the role of water in petroleum formation[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 61(17): 3691—3723.
- McCollom T M, 2016. Abiotic methane formation during experimental serpentinization of olivine[J]. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 113(49): 13965—13970.
- Pang X Q, Hu T, Larter S, et al., 2022. Hydrocarbon accumulation depth limit and implications for potential resources prediction[J]. *Gondwana Research*, 103: 389—400.
- Puetz S J, Condie K C, 2019. Time series analysis of mantle cycles Part I: periodicities and correlations among seven global isotopic databases[J]. *Geoscience Frontiers*, 10(4): 1305—1326.
- Puetz S J, Spencer C J, Condie K C, et al., 2024. Enhanced U-Pb detrital zircon, Lu-Hf zircon, $\delta^{18}\text{O}$ zircon, and Sm-Nd whole rock global databases[J]. *Scientific Data*, 11(1): 56.
- Puetz S J, Spencer C J, Ganade C E, 2021. Analyses from a validated global U-Pb detrital zircon database: enhanced methods for filtering discordant U-Pb zircon analyses and optimizing crystallization age estimates[J]. *Earth-Science Reviews*, 220: 103745.
- Seewald J S, 2003. Organic-inorganic interactions in petroleum-producing sedimentary basins[J]. *Nature*, 426(6964): 327—333.
- Zhang S C, He K, Hu G Y, et al., 2018. Unique chemical and isotopic characteristics and origins of natural gases in the Paleozoic marine formations in the Sichuan Basin, SW China: isotope fractionation of deep and high mature carbonate reservoir gases[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 89: 68—82.
- Zhang S C, Huang H P, 2005. Geochemistry of Palaeozoic marine petroleum from the Tarim Basin, NW China: Part 1. Oil family classification[J]. *Organic Geochemistry*, 36(8): 1204—1214.
- Zhang S C, Mi J K, He K, 2013. Synthesis of hydrocarbon gases from four different carbon sources and hydrogen gas using a gold-tube system by Fischer-Tropsch method[J]. *Chemical Geology*, 349/350: 27—35.
- Zhao G C, Wang Y J, Huang B C, et al., 2018. Geological reconstructions of the East Asian blocks: from the breakup of Rodinia to the assembly of Pangea[J]. *Earth-Science Reviews*, 186: 262—286.
- Zou C N, Hou L H, Hu S Y, et al., 2014. Prospect of ultra-deep petroleum onshore China[J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 32(1): 19—40.