

DOI: 10.12474/cdlgzrxx.2026052101



中国近海古潜山油气地质理论与勘探前景

徐国盛, 石琦, 徐昉昊*, 王国芝, 谢兵, 张喜淳, 李安然

油气藏地质及开发工程国家重点实验室(成都理工大学), 成都 610059

[摘要] 古潜山油气藏是中国近海油气增储上产的核心战略接替领域,但其成藏规律复杂、勘探难度大,现有研究缺乏全海域系统性理论总结。本文以涠西南凹陷碳酸盐岩、蓬莱 9-1 花岗岩潜山为核心,结合岩心、薄片、包裹体、热年代学及数值模拟等手段,系统梳理中国近海古潜山油气地质理论体系与勘探前景。研究表明,2 类潜山均经历基底形成、隆升剥蚀与构造定型 3 个阶段,分别形成负反转构造与岩浆底辟控山机制。成储均受构造与表生改造耦合控制,其中碳酸盐岩潜山受优势岩性、断裂与岩溶协同作用,以“岩溶-裂缝”型为主;花岗岩潜山受抗风化能力、断裂及古地貌制约,以“风化壳-裂缝”型为主。成藏均呈“新生古储”特征,涠西南凹陷由单凹近源供给、断缝网络输导,于上新世晚期大规模成藏;蓬莱 9-1 受多凹联合供烃、深大断裂输导,在风化壳顶部富集。在此基础上,明确了碳酸盐岩内幕与花岗岩风化壳是近海未来核心勘探领域,剖析了古潜山深层油气成藏等关键难题,为勘探提供系统理论支撑。

[关键词] 古潜山油气藏;中国近海;碳酸盐岩潜山;花岗岩潜山;成藏模式;勘探前景

[分类号] TE122

[文献标志码] A

Petroleum geological theory and exploration prospects of buried hill hydrocarbon reservoirs in offshore China

XU Guosheng, SHI Qi, XU Fanghao*, WANG Guozhi, XIE Bing, ZHANG Xichun, LI Anran

State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation,

Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China

Abstract: Buried hill hydrocarbon reservoirs constitute a core strategic field for oil and gas reserves and production growth in offshore China. However, they are characterized by complex hydrocarbon accumulation processes and high exploration difficulty, and existing research lacks a systematic theoretical summary of the entire sea area. Based on macro-statistical analysis of tens of thousands of square kilometers of high-precision 3D seismic data and thousands of deep exploration wells across offshore China, this paper selects the carboniferous carbonate buried hills in Weixinan

收稿日期: 2026-05-21; 改回日期: 2026-06-22。 责任编辑: 魏 巍。

期刊主页: <https://xbzrxx.cdut.edu.cn/>

基金项目: 国家自然科学基金青年基金项目(42302186); 中海石油(中国)有限公司湛江分公司项目(CCL2023ZJFN0540)。

第一作者: 徐国盛(1962—), 男, 教授, 研究方向: 油气藏开发地质、成藏动力学, E-mail: xgs@cdut.edu.cn。

*通信作者: 徐昉昊(1988—), 男, 副教授, 研究方向: 储层地质学、流体地球化学与油气成藏, E-mail: xufanghao17@cdut.edu.cn。

引用格式: 徐国盛, 石琦, 徐昉昊, 等, 2026. 中国近海古潜山油气地质理论与勘探前景 [J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 53(4): 915—934.

Xu G S, Shi Q, Xu F H, et al., 2026. Petroleum geological theory and exploration prospects of buried hill hydrocarbon reservoirs in offshore China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 53(4): 915—934.

Sag and the Penglai 9-1 Mesozoic granite buried hills as typical “dual-endmember” case studies to clarify their current petroleum geological theoretical system and exploration prospects. The results indicate that both major types of core buried hills follow a three-stage evolutionary law of “basement construction–uplift and denudation–finalization and reformation”. Driven by different regional dynamic settings, these buried hills have formed via differentiated mountain-forming mechanisms dominated by negative inversion structures and deep magmatic diapirs, respectively. Reservoir development in both cases is controlled by the coupling of tectonic fracturing and supergene reformation. Specifically, the carbonate buried hills are co-regulated by dominant lithology, fault systems, and multi-stage karstification, resulting in a dominance of “karst-fracture” composite reservoirs. In contrast, the development of granite buried hills is constrained by mineral weathering potential, fracturing, and paleogeomorphology, exhibiting a distinct “weathering crust-fracture” reservoir pattern with vertical pseudo-layered zonation. Hydrocarbon accumulation in both types presents a typical “young-source and old-reservoir” characteristic. Weixinan Sag is best represented by an accumulation model driven by a single-sag near-source supply, transport via a fault-fracture network, and large-scale late-stage charging during the Late Pliocene. Meanwhile, the Penglai 9-1 oilfield features a large-scale composite accumulation pattern characterized by a combined multi-sag supply, deep major fault domination, and pulse-like charging of abnormal high-temperature thermal fluids, which occurred approximately 3.2 Ma (Pliocene), leading to extensive oil enrichment within the top weathering crust. On this basis, carbonate inner buried hills and granite weathering crusts are identified as the two core strategic domains for future offshore exploration. Furthermore, key technical problems such as deep oil and gas accumulation in ancient buried hills are thoroughly analyzed, providing systematic theoretical support for future hydrocarbon exploration in offshore China.

Key words: buried hill hydrocarbon reservoir; offshore China; carbonate buried hill; granite buried hill; hydrocarbon accumulation model; exploration prospect

古潜山是指盆地新生代沉积充填前已形成、后被新地层完整覆盖的基岩古地貌构造,其概念自 20 世纪 20 年代被正式提出以来,历经百年勘探实践与理论发展,已成为全球含油气盆地油气勘探的核心接替领域之一(Cuong and Warren, 2009; 赵贤正等, 2011; 黄志等, 2024; 徐长贵等, 2024)。古潜山经多期构造破裂、长期风化淋滤与岩溶改造,可形成以孔-洞-缝为核心的优质储集体系,不整合面与深大断裂构成油气长距离运移的高效输导格架,极易形成“新生古储”型大中型油气藏,普遍具有单井产量高、储量规模大、勘探效益好的特点,在全球油气勘探中占据重要地位。

全球范围内,古潜山油气勘探始于 1909 年美国俄亥俄州摩罗县古潜山油气藏的发现,此后越南、乍得、委内瑞拉、俄罗斯等数十个国家相继实现勘探突破,其中越南白虎(Bach Ho)油田历经 40 余年的基底勘探与开发,其潜山内幕裂隙-风化花岗岩基岩的高产稳产,充分证实了结晶基岩潜山的巨大油气潜力,为全球花岗岩潜山勘探积累了宝贵经验(Tran et al., 2021);同时,中非乍得 Bongor 盆地等海外裂谷盆地花岗岩古潜山的

规模发现,也进一步拓展了多期断裂改造下潜山储层预测与发育规律的认识(Wang et al., 2022)。中国古潜山油气勘探起步于 1959 年甘肃省玉门鸭儿峡变质岩潜山油田的发现,1975 年河北省任丘亿吨级碳酸盐岩潜山油田的重大突破,开启了中国潜山勘探的黄金期,相继在渤海湾、北部湾、塔里木、准噶尔等盆地取得系列里程碑式成果(陈洁等, 1999; 游君君等, 2012; 汪晶等, 2017; 徐长贵等, 2022)。其中,近海海域作为中国油气勘探的核心战略区,历经数十年攻关,已在渤海海域发现蓬莱 9-1、渤中 19-6 等多个亿吨级潜山油气田,并在渤海湾盆地南部金州油田等结晶基岩及花岗岩潜山的精细构造、岩石学、储层纵向分带及物性表征方面取得了重要理论认识;在北部湾盆地涠西南凹陷,针对致密基底古潜山储层的形成过程与主控因素研究也实现勘探的重要突破,使潜山领域成为中国近海油气增储上产、保障国家能源安全的关键阵地。通过中外典型潜山勘探实例的对比可以发现,无论是海外裂谷盆地还是中国近海断陷盆地,古潜山的规模成藏均高度依赖于区域多期动力学背景、岩性筑基与后期表生/构造改造的耦合。

伴随勘探实践的持续推进,中国学者针对古潜山成因分类、构造演化、储层发育机理、油气成藏规律等方向开展了大量专项研究(艾合买提江, 2009; 赵顺兰等, 2018; 徐守立等, 2020; 李茜等, 2024), 形成了丰富的理论认识与配套勘探技术成果。随着勘探逐渐向深层、隐蔽潜山发展, 当前研究亟待解决以下核心科学问题: 在不同区域动力学背景下, 中国近海碳酸盐岩与花岗岩潜山的差异化成山机制(如负反转构造与岩浆底辟)有何不同, 构造破裂与表生风化/岩溶作用是如何耦合控制碳酸盐岩与花岗岩2类不同岩性潜山内幕优质储层及垂向分带特征的发育, 以及在多期构造演化与复杂流体充注下, 2类潜山在“生-储-盖-运”时空配置上呈现出怎样不同的动态调整与高效聚集成藏规律。现有研究多聚焦于单盆地、单岩性、单成藏要素的针对性分析, 对中国近海全海域、全类型古潜山的系统性、整体性综合研究仍较为匮乏(韩鹏远等, 2024; 谢兵等, 2024)。学界对不同类型潜山在成山、成储、成藏过程中的共性规律与差异化特征尚未进行系统梳理。

从宏观分布来看, 中国近海盆地广泛发育古潜山, 但各海域受区域动力学背景差异的影响, 潜山类型与成藏特征各有侧重。其中, 渤海海域被郯庐断裂带强烈改造, 以中生界花岗岩与古生界碳酸盐岩潜山并重; 东海陆架盆地近年来逐渐揭示出中生界花岗岩及变质岩潜山的勘探潜力; 南海北部则以古生界碳酸盐岩和中生界花岗岩基底为主。

尽管各海域构造演化历史复杂多样, 但整体而言, 碳酸盐岩与花岗岩构成了中国近海最核心的2个潜山岩性门类。本文所选取的北部湾盆地涠西南凹陷碳酸盐岩潜山与渤海海域蓬莱9-1花岗岩潜山, 不仅在岩性上具有绝对的代表性, 在成山机制上也分别对应于中国近海最典型的2种动力学模式: “负反转构造控山”与“深部岩浆底辟控山”。因此, 对这2个典型案例的深度解剖, 能够高度提炼并代表中国近海全海域不同盆地、不同类型古潜山在成山、成储与成藏过程中的共性规律, 为全海域的潜山勘探提供普适性的理论指导。

鉴于此, 本文以“构造运动成山-表生改造成储-埋藏充注成藏”为核心主线, 以蓬莱9-1中生

界花岗岩潜山、涠西南凹陷碳酸盐岩潜山2个典型勘探成果为核心实例, 综合运用钻井岩心观察、铸体薄片鉴定、流体包裹体测试、磷灰石裂变径迹热年代学模拟、盆地数值模拟的系统性技术手段, 系统梳理中国近海古潜山油气地质的核心理论体系, 对比不同类型潜山成藏关键要素的共性与差异, 凝练核心成藏规律, 最终系统研判中国近海古潜山的勘探前景与未来研究方向, 以为该领域的理论创新与勘探实践提供全面、系统的参考。

1 古潜山形成与构造演化

1.1 区域构造背景

本文全海域系统性理论总结的数据基础, 依托于中国近海(含渤海湾盆地海域、东海陆架盆地及南海北部边缘盆地)数万平方公里高精度三维地震解释与数千口深层探井的勘探成果。全海域宏观地质统计证实, 尽管各盆地构造演化各异, 但具备规模成储成藏潜力的潜山高度收敛于“古生界碳酸盐岩”与“中生界花岗岩”2个核心岩性单元(Hao et al., 2009; 徐国盛等, 2016; 范彩伟等, 2025; Li et al., 2025a)。因此, 下文所解析的涠西南凹陷与蓬莱9-1潜山, 正是基于上述全海域海量数据筛选出的最具代表性的动力学与岩性标本, 旨在以点带面揭示全海域古潜山的共性演化规律。

中国近海地处欧亚、太平洋与印度-澳大利亚3个板块相互作用的关键构造带, 区域动力学背景复杂, 是中国新生代裂陷盆地最为发育的地区, 也是古潜山形成与分布的核心载体(张勇等, 2020; 吕丁友等, 2026)。其中, 渤海海域隶属于华北克拉通东部的渤海湾新生代裂陷盆地, 位于华北板块东缘, 受太平洋板块俯冲与华北克拉通破坏作用的强烈控制, 岩石圈伸展减薄显著, 构造活动强烈; 北部湾盆地为华南板块西南缘发育的新生代断陷盆地, 受太平洋板块俯冲、印支地块逃逸及南海扩张等多期板块事件叠加控制, 基底历经多期挤压、伸展与走滑改造, 构造变形复杂。

受区域构造演化与基底岩性差异控制, 中国近海古潜山类型多样, 依据岩性与成因可划分为碳酸盐岩沉积型潜山与花岗岩侵入型潜山2个核心类型, 分别以北部湾盆地涠西南凹陷古生界

碳酸盐岩潜山、渤海海域蓬莱 9-1 中生界花岗岩潜山为典型代表(肖述光等, 2020)。综合 2 类潜山的形成过程, 中国近海古潜山普遍遵循基底建造-隆升剥蚀-定型改造 3 个阶段共性演化规律: 古生代至中生代中期完成碳酸盐岩沉积或花岗岩岩浆侵位的基底建造; 中生代中晚期以来多期构造运动驱动基底隆升并遭受长期风化剥蚀; 新生代裂陷-拗陷作用最终完成潜山构造定型与埋藏改造, 构成了中国近海古潜山形成的统一动力学过程。

1.1.1 涠西南碳酸盐岩潜山构造背景

北部湾盆地整体发育于中生代区域隆起背景之上, 为典型的新生代断陷盆地, 涠西南凹陷位于南海北部陆缘, 总面积约 3 800 km², 是北部湾盆地北部坳陷内典型的北断南超箕状次级凹陷。北以涠西南大断裂为边界, 南抵企西隆起与涠西南低凸起, 内部自西向东发育一号、二号 2 个断裂构造带, 为古潜山的形成与发育提供了良好的构造背景(图 1)。整体受太平洋板块俯冲、印支地块逃逸及南海扩张等多期区域动力学作用叠加控制。

凹陷基底岩性具有显著的横向分带性, 整体由碳酸盐岩、变质岩与花岗岩 3 类构成, 空间分布差异明显(图 2)。其中上古生界石炭系碳酸盐岩是研究区潜山的核心储集基底, 岩性以灰岩为主, 主要集中分布于一号断裂带全域及二号断裂带西侧区域; 二号断裂带东部基底以花岗岩为主, 局部顶部发育薄层灰岩。

该区域潜山的形成与演化受多期构造运动联合控制, 海西期-印支期与燕山期的多期挤压碰撞作用促使基底碳酸盐岩地层强烈隆升并遭受长期剥蚀, 奠定了潜山的古地貌雏形; 新生代区域伸展裂陷作用进一步改造基底构造格局, 最终完成潜山的构造定型与埋藏。一号、二号断裂等北东向边界主干断裂是控制潜山形成、空间展布与宏观形态的核心因素, 断裂活动强度直接决定了潜山的隆升幅度与分布范围。

1.1.2 蓬莱 9-1 花岗岩潜山构造背景

蓬莱 9-1 构造位于渤海海域庙西北凸起, 西邻渤东凹陷、东南毗邻庙西北洼陷, 是渤海湾盆地东部花岗岩潜山勘探的典型代表(图 3), 其探明石油地质储量达 1.84×10^8 t, 为中国规模最大的

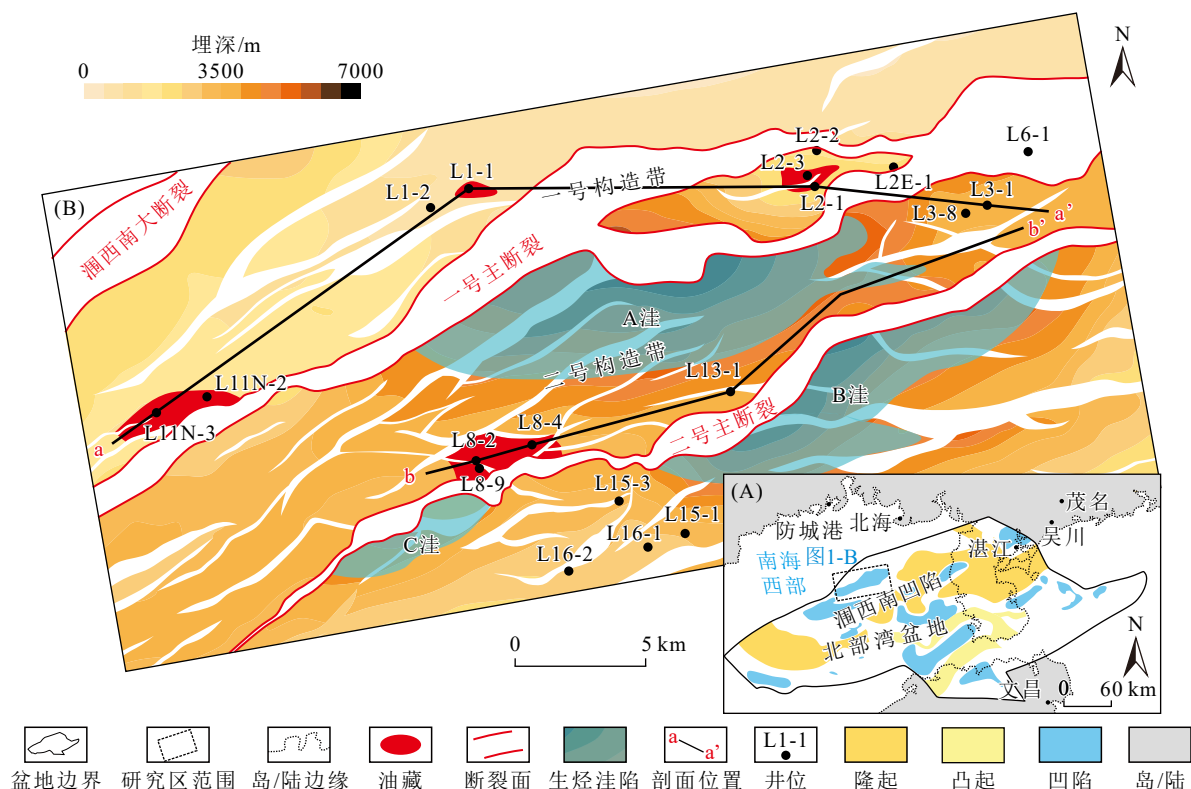


图 1 涠西南凹陷区域构造位置图(据范彩伟等, 2025 修改)

Fig. 1 Regional tectonic location map of Weixinan Sag

(A) 涠西南凹陷区域位置图; (B) 涠西南凹陷一号、二号构造带位置图

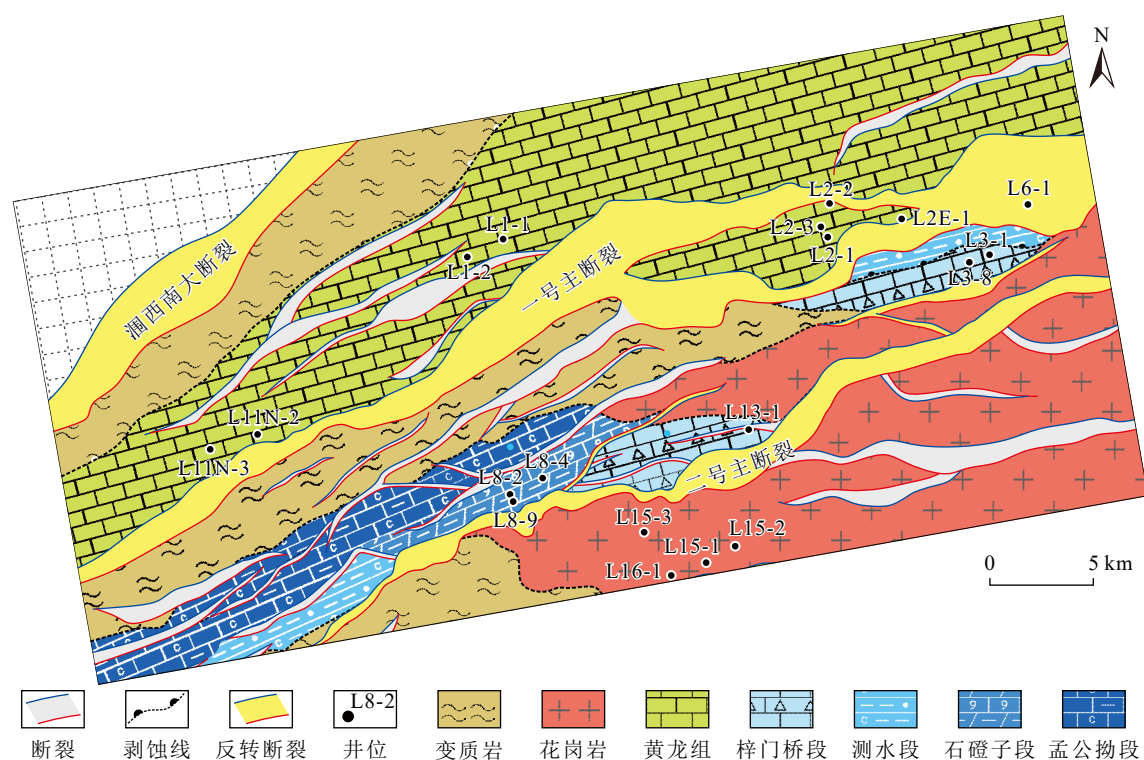


图 2 涪西南凹陷基底岩性分布图(据 Li et al., 2025b 修改)
Fig. 2 Basement lithology distribution map of Weixinan Sag

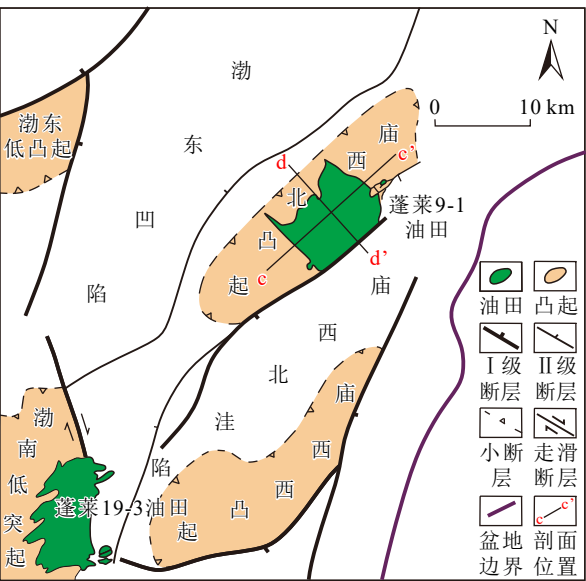


图 3 蓬莱 9-1 潜山构造位置图
Fig. 3 Tectonic location map of the Penglai 9-1 buried hill

花岗岩潜山油藏(肖述光等, 2020), 在全球范围内亦属罕见。渤海海域地处华北克拉通东部, 是华北克拉通破坏与岩石圈减薄最为强烈的核心区域, 区域构造演化长期受太平洋板块俯冲作用主控, 中新生代经历了印支期板块碰撞、燕山期强烈岩浆活动与新生代伸展裂陷的多期构造叠

加改造, 为花岗岩潜山的形成提供了得天独厚的动力学背景。

中生代燕山期是中国东部大规模岩浆活动的关键时期, 受太平洋板块俯冲与华北地壳加厚-减薄转型作用影响, 渤海海域发育大规模酸性岩浆侵位事件, 形成了燕山期花岗岩侵入体, 构成蓬莱 9-1 潜山的核心基底。该潜山整体为新近系地层披覆于中生界花岗岩之上形成的大型复合圈闭, 潜山主体发育于凸起南北高点之间的鞍部, 受郯庐断裂带新生代走滑活动与区域深大断裂的持续改造, 岩体内部裂缝系统广泛发育。

蓬莱 9-1 花岗岩潜山的形成与演化受深部动力学与浅部构造作用的双重控制: 中晚侏罗世一早白垩世太平洋板块俯冲引发的岩浆侵位, 奠定了潜山的岩体基底; 晚中生代区域构造隆升使花岗岩体抬升至地表, 遭受长期风化剥蚀; 新生代渤海湾盆地强烈伸展裂陷与断裂活动, 完成潜山构造定型、空间改造与最终埋藏。多期构造隆升与断裂改造不仅塑造了潜山的宏观构造形态, 同时构建了高效的裂缝输导体系, 为后续储层发育与油气成藏创造了关键构造条件。

1.2 多期构造演化与成山过程

中国近海古潜山的形成是区域板块动力学长期演化与多期构造运动叠加改造的综合产物,无论碳酸盐岩潜山还是花岗岩潜山,其成山演化均具有高度的阶段性与统一性,整体可归纳为基底建造-隆升剥蚀-定型改造 3 个阶段共性演化模式。

1.2.1 涠西南凹陷碳酸盐岩潜山成山过程

涠西南凹陷石炭系碳酸盐岩潜山的形成与演化严格受控于区域多期构造运动与应力场转换,整体遵循基底建造-隆升剥蚀-定型改造 3 个阶段的成山演化规律(李三忠等, 2012; 胡丽沙, 2015; 赵顺兰等, 2019), 构造演化过程与潜山形成时序清晰, 可与构造演化剖面形成良好对应。

(1) 基底建造阶段

晋宁时期, 研究区形成元古代变质岩基底(图 4-A); 至加里东期花岗岩底辟侵入, 受 NW 向挤压, 地层隆升遭受差异风化剥蚀(图 4-B); 晚古生代海西期, 研究区处于稳定沉降环境, 广泛沉积石炭系浅海相碳酸盐岩, 发育黄龙组、石磴子段、测水段等多套灰岩地层, 构成潜山的核心物质基底(图 4-C)。受加里东期岩浆底辟隆升与古地貌起伏影响, 石炭系在平面上呈现沉积厚度与岩性的差异分布, 为后期潜山的空间分异奠定了地层基础。该阶段完成了碳酸盐岩潜山的原始岩性建造, 是潜山形成的物质前提。

(2) 印支期—燕山期挤压隆升与长期剥蚀阶段

印支期—燕山期, 区域受 NW-SE 向挤压应力场持续控制, 早期隐伏断裂活化并发生强烈逆冲推覆, 石炭系碳酸盐岩基底发生大规模差异隆升, 一号、二号断裂构造带潜山古地貌雏形基本形成(图 4-D)。隆升后的碳酸盐岩地层长期暴露地表, 遭受长达数百万年的风化淋滤与差异性剥蚀, 不仅塑造了潜山起伏的古地貌形态, 同时形成了早期裂缝与表生溶蚀孔隙, 为储层发育创造了有利条件。该阶段是潜山古地貌成型与储层初步改造的关键时期。

(3) 定型改造阶段

喜马拉雅期, 区域应力场由挤压转为 NW-SE 向伸展拉张, 涠西南大断裂等主干断裂发生构造反转, 由逆冲转为正断活动, 控制凹陷形成“北断南超”的箕状构造格局(图 4-E)。断裂持续活动对潜山进行强烈构造改造, 伴生大量次级裂缝, 进一步改善了岩体渗透性; 断裂上升盘持续

抬升、下降盘快速沉积, 最终定格了潜山的空间展布、构造形态与内幕结构。新近纪以来盆地进入整体热沉降阶段, 潜山被新生代地层完整披覆埋藏, 构造形态不再发生明显改变, 完成最终定型与保存(图 4-F)。

整体来看, 涠西南凹陷碳酸盐岩潜山是多期应力叠加、断裂继承性活动的产物, 基底建造奠定物质基础, 隆升剥蚀塑造古地貌格架, 定型改造完成构造最终定位, 3 个阶段有序演化共同控制了潜山的形成与分布。

1.2.2 蓬莱 9-1 花岗岩潜山成山过程

蓬莱 9-1 花岗岩潜山位于渤海海域庙西北凸起, 地处华北克拉通破坏与岩石圈减薄的核心区域, 其成山演化受太平洋板块俯冲、深部壳幔作用与多期断裂活动联合控制, 整体遵循基底建造-隆升剥蚀-定型改造 3 个阶段演化规律(周心怀等, 2015; 徐国盛等, 2016)。其中, 锆石 U-Pb 定年(164~163 Ma)证实了埃达克质岩的刚性基底建造; 磷灰石裂变径迹热史模拟则定量揭示了 55.0~53.5 Ma 与 34.0~33.5 Ma 共 2 期快速隆升事件。结合洼陷内变质岩碎屑锆石的物源反证, 完成了从演化现象描述到定量时间链条的理论闭环。

(1) 基底建造阶段

中侏罗世晚期(约 164 Ma, 燕山期), 受古太平洋板块向西俯冲作用影响, 华北东部地壳大幅度加厚, 下地壳麻粒岩发生部分熔融, 形成埃达克质酸性岩浆并发生大规模底辟侵入, 在 164~130 Ma 期间, 岩浆持续经历底辟式侵入与冷却结晶, 在庙西北凸起地区结晶固化形成二长花岗岩、花岗闪长岩侵入体, 构成潜山的刚性基底。该阶段完成了花岗岩潜山的物质建造, 岩体呈圈层分带特征, 为后期潜山隆升与储层改造奠定了岩性基础(图 5-A)。

(2) 隆升剥蚀阶段

早白垩世以来, 区域构造体制由挤压增厚向伸展减薄转换, 岩石圈拆沉与软流圈上涌驱动基底整体差异隆升, 130~53.5 Ma 期间, 潜山经历了持续的伸展隆升与剥蚀作用, 并伴随晚期花岗岩体的不断揭顶暴露(图 5-B)。磷灰石裂变径迹热史模拟表明, 潜山先后经历了 2 期关键隆升事件: 晚白垩世—新近纪发生首次快速隆升冷却, 花岗岩体逐步抬升并揭顶暴露, 在 55.0~33.5 Ma 期间, 潜山进入相对构造稳定期, 并在差异风化

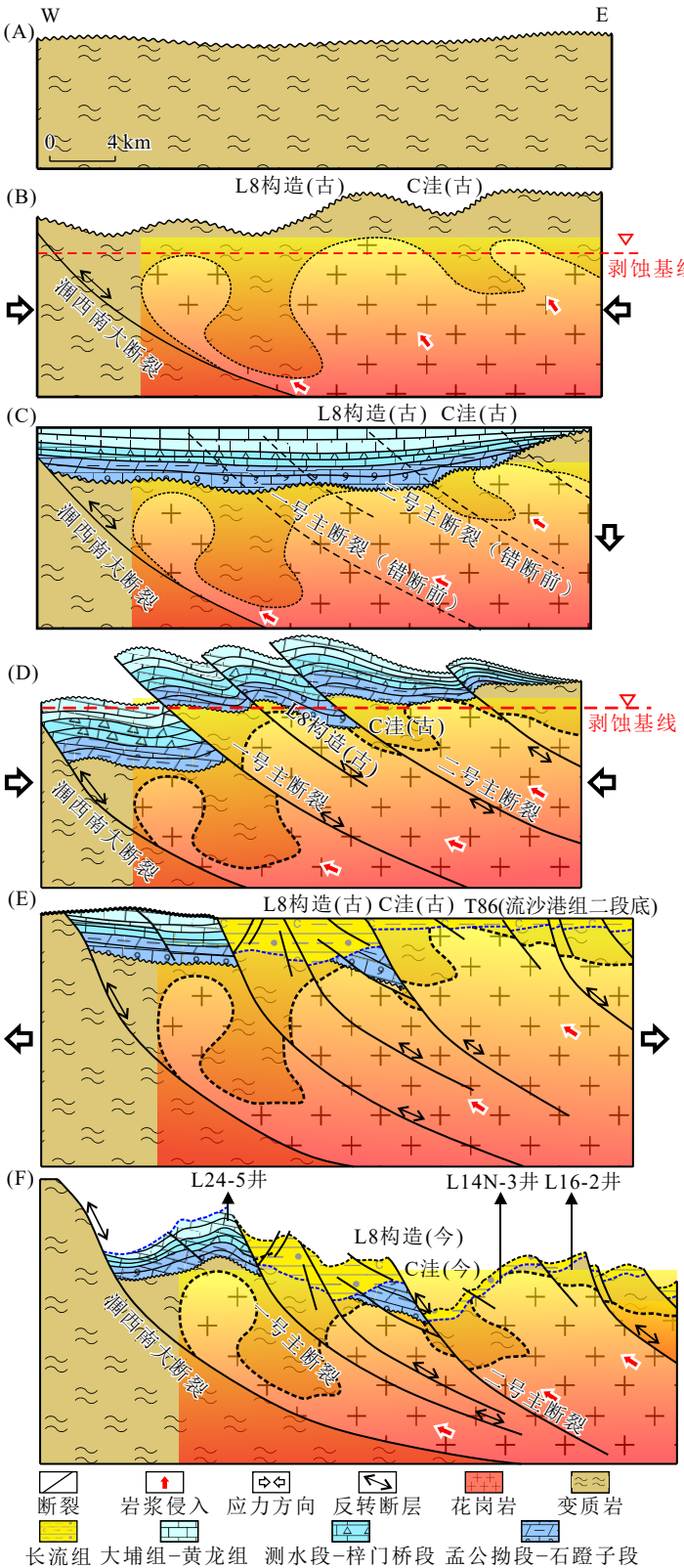


图 4 涠西南凹陷潜山成山过程示意图(据范彩伟等, 2025 修改)

Fig. 4 Schematic diagram of the buried hill evolutionary process in Weixinan Sag

(A) 晋宁期, 形成元古代变质岩基底; (B) 加里东期, 北西-南东向挤压, 岩浆底辟侵位/注入侵位; (C) 海西期, 泥盆纪全
区持续风化, 至石炭纪大范围沉积; (D) 印支期—燕山期, 南东-北西向强烈挤压, 逆冲推覆构造导致石炭系差异性剥蚀;
(E) 喜马拉雅早期, 北东—南西向拉张, 新生界沉积; (F) 喜马拉雅晚期, 区域热沉降

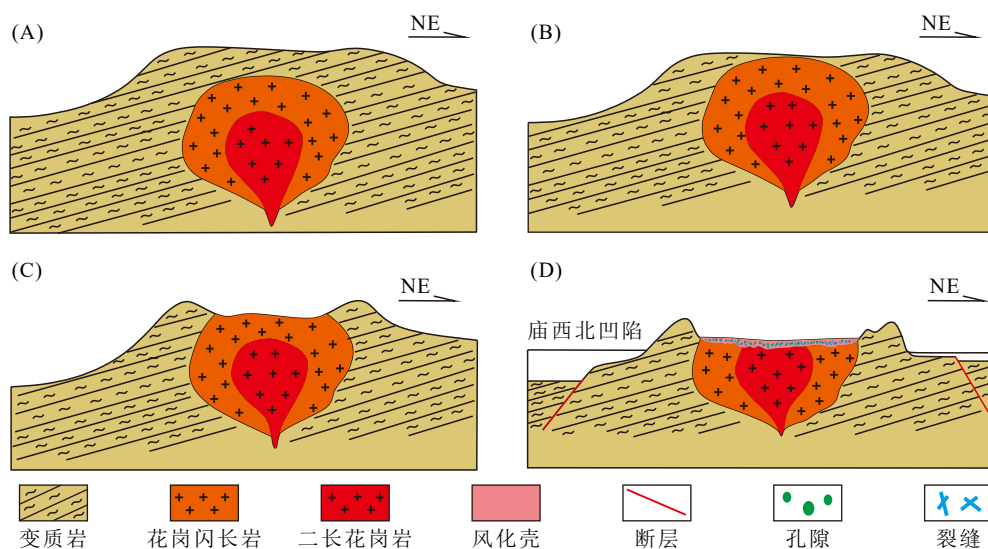


图 5 蓬莱 9-1 潜山花岗岩底辟侵位、隆升-剥蚀过程

Fig. 5 Emplacement, uplift, and denudation process of granite diapir in the Penglai 9-1 buried hill

(A) 基底形成与早期发育阶段; (B) 伸展隆升剥蚀阶段; (C) 构造稳定阶段; (D) 快速伸展隆升与沉降阶段

作用下逐渐形成花岗岩负地形(图 5-C); 始新世—渐新世发生二期强烈隆升剥蚀, 岩体遭受长期风化淋滤与差异剥蚀, 形成起伏不平的古地貌形态, 同时原生构造裂缝广泛发育, 为风化壳储层的形成提供了核心条件。该阶段是潜山古地貌成型与储层初步改造的关键时期。

(3) 定型改造阶段

古近纪裂陷期, 渤海海域进入强烈伸展断陷阶段, 在此期间 34.0~23.3 Ma, 潜山经历了快速伸展隆升与沉降, 差异风化剥蚀作用持续进行, 最终促成了风化壳储层的形成; 同时, 郯庐断裂带右旋走滑与凸起边界深大断裂持续活动, 对花岗岩体进行强烈构造改造, 断裂系统切割岩体并控制潜山的空间展布与内幕结构, 最终定格了潜山鞍部富集的构造格局。新近纪以来, 盆地转入区域性热沉降拗陷阶段, 新生代碎屑岩地层全面覆盖沉积, 花岗岩潜山被完整埋藏保存, 构造形态不再发生显著变动, 完成最终定型(图 5-D)。多期断裂改造不仅塑造了潜山的宏观形态, 同时构建了裂缝型输导体系, 为后续油气成藏创造了有利构造条件。

2 表生改造与储层发育机制

2.1 潜山储层基本特征与储集空间类型

中国近海古潜山储层整体具有强非均质性的共性特征, 储集空间以孔隙、溶洞、裂缝 3 个

类型为核心, 组合形成孔隙型、溶洞型、裂缝型及复合型储层。岩性是控制储层类型、发育规模与空间分布的根本, 碳酸盐岩潜山以化学溶蚀作用为主, 溶洞—溶孔—溶缝发育程度高; 花岗岩潜山以物理风化与构造破裂为主, 裂缝—孔隙组合占主导; 二者共同构成了中国近海古潜山“孔—洞—缝”多元储集体系(陈广坡等, 2007; 周心怀等, 2016; 徐守立等, 2020; 王永辉等, 2022)。

2.1.1 涪西南凹陷碳酸盐岩潜山储层特征

在涪西南凹陷“负反转构造控储机制”中, 通过高精度地震剖面与构造发育史恢复, 明确了海西晚期至喜马拉雅期的“先挤压后拉张”应力转换; 结合成像测井与岩心物性分析, 证实了晚期负反转的张性破裂直接导致潜山顶部裂缝密度与孔隙度显著增大(范彩伟等, 2025)。这一空间匹配关系将宏观构造反转机制与微观储层物性参数进行了直接锚定。

涪西南凹陷石炭系碳酸盐岩潜山储层岩性以灰岩、白云岩为主, 灰岩类包含泥晶灰岩、生屑灰岩、白云质灰岩等, 白云岩类以细—中晶白云岩、泥—粉晶灰质云岩为典型, 整体形成于碳酸盐台地沉积环境, 为储层发育提供了良好的物质基础。

受多期表生岩溶与构造破裂叠加改造, 储集空间以溶蚀孔洞、构造裂缝为核心, 呈现显著的复合型特征(图 6)。其中, 溶洞是最优质的储集

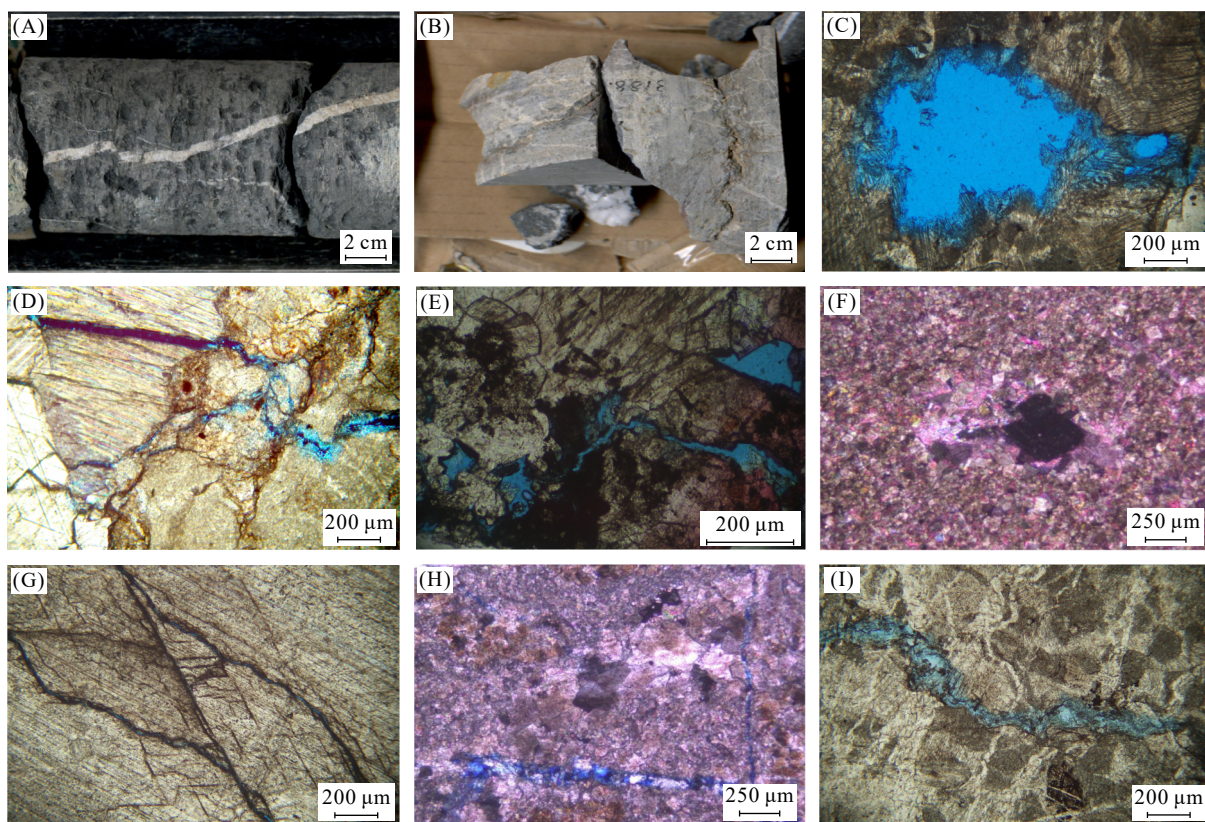


图6 涠西南凹陷碳酸盐岩储层图版
Fig. 6 Carbonate reservoir plates of Weixinan Sag

(A)L8-9井,深度3301 m,灰岩,溶洞、溶蚀孔大量发育,同时可见裂缝被方解石充填;(B)L8-2井,深度3189 m,灰岩,可见裂缝大量发育且被泥质充填;(C)L8-1井,深度3280 m,溶洞,大量方解石被溶蚀;(D)L8-1井,深度3067 m,粒间溶孔,同时可见溶蚀缝发育且被方解石以泥质填充;(E)L8-1井,深度3220 m,粒内溶孔,可见方解石晶体内部被溶蚀,有沥青充填;(F)L8-2井,深度3762 m,白云化形成较多晶间溶孔,后被其他粉晶方解石充填;(G)L8-1井,深度3390 m,构造破裂作用形成数条构造微裂缝;(H)L8-2井,深度3718 m,受构造作用形成裂缝,被粉晶方解石充填,形成方解石脉,可观察到方解石脉被溶蚀;(I)L8-1井,深度3191 m,泥晶方解石被溶蚀,形成溶蚀缝

空间,按规模可划分为大、中、小型溶洞。大中型溶洞集中发育于潜山顶部风化壳带,多为未充填一半充填状态;溶孔广泛分布,以粒间溶孔、晶间溶孔为主,是白云岩段的核心储集空间;裂缝以构造缝、溶蚀缝为主,不仅是独立储集空间,更作为流体通道连通孤立孔洞,显著提升储层渗透性,是内幕碳酸盐岩成为有效储层的关键。

2.1.2 蓬莱9-1花岗岩潜山储层特征

蓬莱9-1潜山储层以燕山期花岗岩风化壳为主体,岩性为二长花岗岩、花岗闪长岩,呈圈层状分布,四周被古元古界变质岩围限;变质岩储层不发育,仅局部见少量次生溶孔,并非主力储层。

花岗岩储层具有垂向分带性,自上而下发育砂质风化带、砾质风化带、裂缝带与基岩带,储集空间以孔隙+裂缝双介质组合为特征,储集性

能随深度增加逐渐变差(图7)。砂质风化带以粒间孔为主,物性最优;砾质风化带发育粒间孔、晶内溶孔与水平微裂缝;裂缝带以高角度构造微裂缝为核心,是重要的渗流与储集单元;深部基岩带储集空间极不发育,仅见稀疏晶内溶孔与微裂缝。整体来看,该潜山储集空间由浅至深呈现孔隙主导→孔缝共生→裂缝主导的演化规律,形成典型的似层状储层结构。

2.2 表生改造成储机理与主控因素

表生改造是中国近海古潜山优质储层形成的核心动力学机制,表生期风化淋滤与岩溶作用直接改造基底岩石,是次生储集空间形成的关键;构造裂缝作为岩溶流体的优势运移通道,决定了溶蚀作用的范围与强度。整体遵循构造控缝—缝控岩溶—岩溶控储的共性成储规律,岩性

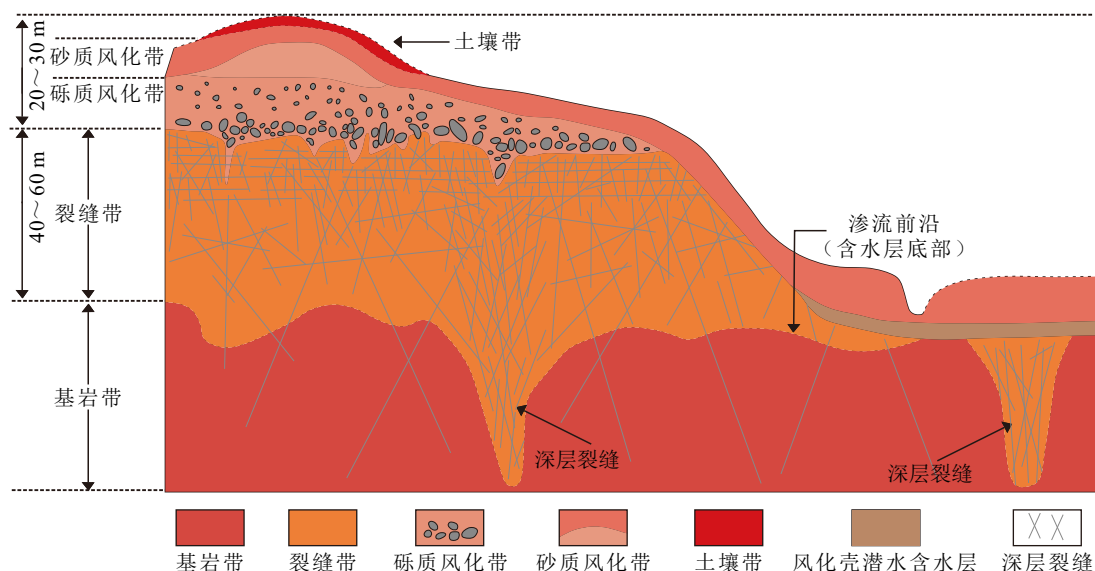


图 7 花岗岩潜山风化壳分带模式图

Fig. 7 Zonation model of weathering crust in a granite buried hill

基础、古微地貌、暴露时限是控制储层发育的 3 个核心因素,多因素耦合共同决定了潜山储层的宏观展布与内部品质。

2.2.1 涪西南凹陷碳酸盐岩潜山成储机理

涪西南凹陷石炭系碳酸盐岩储层的形成,是多期表生岩溶与构造破裂长期耦合演化的结果,储层改造贯穿潜山雏形、构造改造至定型埋藏的全过程,成储机理与主控因素清晰明确。

表生期岩溶作用是储层形成的核心动力,海西期—印支期基底整体抬升暴露,大气淡水沿裂缝下渗形成垂向渗流带与水平潜流带,对碳酸盐岩进行强烈溶蚀改造,形成大规模溶洞、溶孔系统(图 8);燕山期长达数百万年的持续暴露淋滤,进一步扩容次生孔隙,完成储层的主体建造;新生代理藏期有机酸溶蚀作为补充改造,持续优化储集空间(Esteban and Wilson, 1993; Clyde, 2001; Araújo et al., 2023)。

该区储层发育受 3 个因素耦合控制:沉积岩性基础决定储层可溶蚀潜力,灰岩、白云岩的矿物组成差异直接控制岩溶强度;构造运动主导裂缝系统发育,多期挤压与伸展应力形成网状裂缝,为岩溶流体提供输导通道,断裂带附近储层品质最优;多期岩溶作用完成裂缝—孔隙的系统性溶蚀改造,是储层提质的关键。三者协同作用,构建了涪西南凹陷碳酸盐岩潜山“岩性筑基、构造输导、岩溶成储”的多因素耦合控储模式。

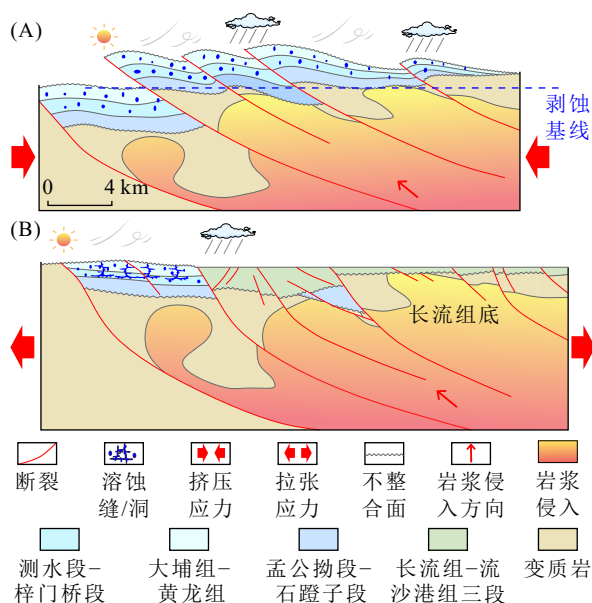


图 8 涪西南凹陷潜山表生改造成储模式图

Fig. 8 Supergene reformation reservoir formation model of buried hills in Weixinan Sag

(A)印支期—燕山期 NW 向挤压,地层逆冲推覆,接受表生岩溶作用;(B)喜马拉雅早期—中期区域受到 NW 向拉张作用,部分潜山进一步接受表生岩溶作用

2.2.2 蓬莱 9-1 花岗岩潜山成储机理

蓬莱 9-1 花岗岩潜山以表生物理风化淋滤为主、化学溶蚀为辅,叠加埋藏期有机酸改造,形成了垂向分带的风化壳优质储层,成储机理与碳酸盐岩潜山形成鲜明差异。

表生改造期,花岗岩体隆升揭顶后遭受长期风化剥蚀(图 9),构造破裂与卸载节理构建裂缝

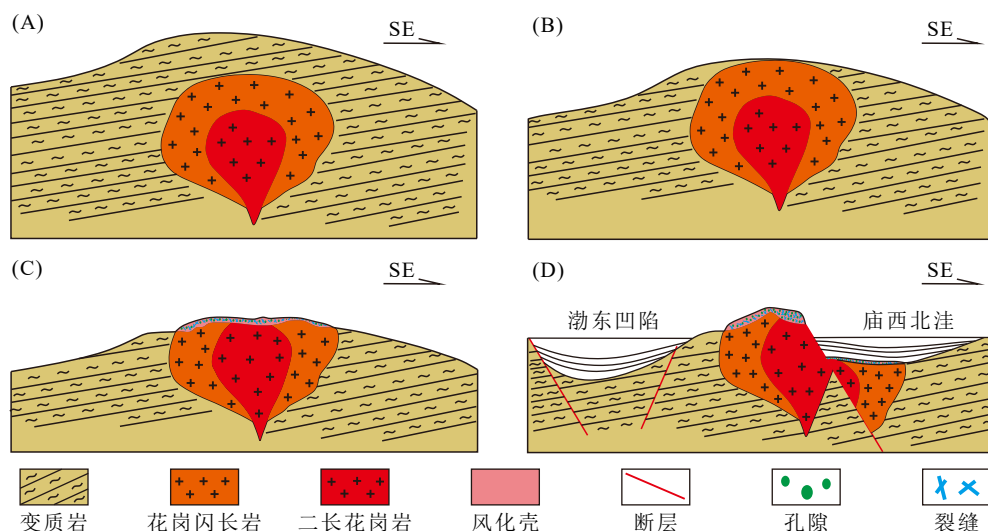


图9 蓬莱9-1潜山表生改造模式图

Fig. 9 Supergene reformation model of the Penglai 9-1 buried hill

(A)花岗岩浆形成与底辟侵位阶段;(B)伸展隆升剥蚀与花岗岩揭顶阶段;

(C)缓慢隆升剥蚀阶段;(D)快速伸展隆升剥蚀与风化壳储层形成阶段

网络,同时长石、黑云母等不稳定矿物发生蚀变与溶蚀,石英颗粒残留形成粒间孔隙,共同塑造砂质、砾质风化带优质储层;埋藏期酸性流体沿裂缝渗流,对晶内孔隙、晶间与粒间孔隙以及微裂缝进行二次扩容,形成表生风化-埋藏溶蚀叠加的成储效应。变质岩因塑性变形强、长石含量低,抗风化能力强,储层基本不发育。164~130 Ma为花岗岩浆形成、底辟侵位与冷却结晶期;130~53.5 Ma经历伸展隆升剥蚀及晚期花岗岩揭顶;55.0~33.5 Ma处于构造稳定期,以缓慢隆升剥蚀为主;34.0~23.3 Ma则以快速伸展隆升剥蚀为主并最终形成风化壳储层。

该区储层发育受3个核心因素控制:岩石矿物组成决定抗风化能力,花岗岩脆性强、易溶矿物含量高,是优质储层发育的物质基础,二长花岗岩风化壳厚度显著优于花岗闪长岩;构造破裂作用控制裂缝发育规模,边界深大断裂主导高角度裂缝带展布,隆升卸载形成水平节理,共同改善储层渗透性;古微地貌控制风化壳保存条件,分水岭高部位剥蚀强烈、储层缺失,缓坡带风化壳保存完整,是储层富集的核心区带。

在“岩性决定潜力、构造控缝、地貌控保”的控储理论中,测井与岩心揭示的风化壳垂向分带性提供了实体证据。平面上裂缝带厚值区与潜山东南边界大断裂走向高度吻合。这一“构造控缝”的空间匹配关系,直接论证了断裂应力场

是决定储层展布的核心动力学因素。

3 油气充注过程与成藏过程

3.1 潜山成藏基本地质条件与输导体系

中国近海古潜山油气藏普遍具备新生古储的典型成藏组合特征,其成藏受控于4个核心地质条件:近源富烃凹陷高效供烃是成藏的物质基础;断裂-不整合面-内幕裂缝构成的立体输导体系是油气运移聚集的核心纽带;潜山优质孔缝洞储层是油气富集的关键载体;上覆厚层区域性泥岩是油气保存的重要保障。体系的建立依托于多维实测数据的印证:三维地震属性与成像测井证实,深大断裂(主通道)与潜山顶部分化壳(不整合面)及内幕高倾角构造裂缝在三维空间上高度交织连通;同时,沿该网络分布的流体包裹体均一温度异常,直接反演了热流体自下而上、由断入缝的运移轨迹,提供了复合输导的流体动力学证据(徐国盛等,2016)。多要素时空耦合配置,共同决定了潜山油气藏的形成规模与分布规律(郭飞飞等,2009;王霄,2015;焦立波等,2018;张友浩,2022;张功成等,2023)。

3.1.1 涪西南凹陷碳酸盐岩潜山成藏条件

涪西南凹陷具备优越的潜山油气成藏地质基础,形成了近源供烃、断缝输导、储盖匹配的高效成藏体系。烃源条件方面,凹陷内古近系流沙港组发育大套中深湖相优质烃源岩,有机质丰度

高、生排烃潜力强(图 10), 为潜山油气充注提供了充足的油源保障, 实现了富烃凹陷近源供烃的有利配置。储盖组合方面, 石炭系碳酸盐岩经多期表生改造与埋藏岩溶作用, 形成缝洞复合型

优质储层, 储集性能优越; 上覆长流组、流沙港组及涪州组厚层泥岩分布稳定、封盖能力强, 与下伏潜山储层构成良好的储盖组合, 有效阻止油气逸散。

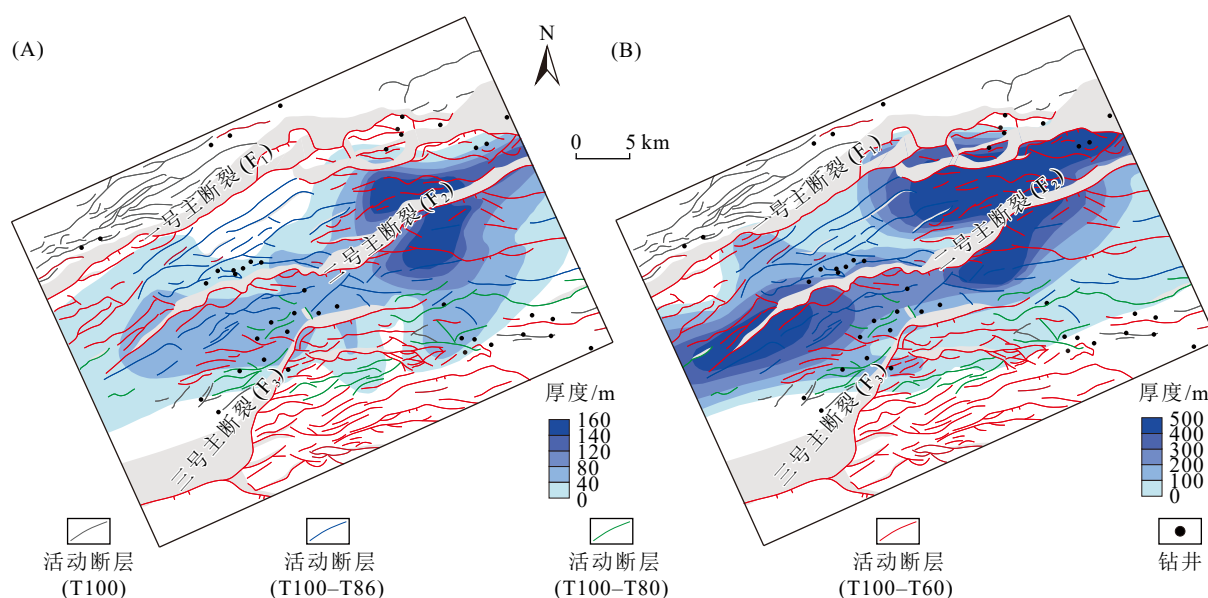


图 10 流沙港组二段烃源岩厚度平面分布示意图(据 Li et al., 2025b 修改)

Fig. 10 Schematic diagram of the planar distribution of hydrocarbon source rock thickness in the second member of the Liushagang Formation

(A) 流沙港组二段底部富有机质黑色页岩厚度; (B) 流沙港组二段中部暗色泥岩厚度

输导体系方面, 研究区发育断裂-不整合面-内幕裂缝复合输导系统(图 11), 印支期-喜马拉雅期多期活动的北东向主干断裂沟通深部烃源岩与潜山储层, 基底长期隆升形成的区域性不整合面提供侧向运移通道, 潜山内幕网状裂缝进一步提升油气渗流能力, 三者协同构建了高效的油气运聚网络, 是油气向潜山高效充注的关键。

3.1.2 蓬莱 9-1 花岗岩潜山成藏条件

蓬莱 9-1 花岗岩潜山毗邻渤中、渤东富烃凹陷, 成藏条件得天独厚, 呈现多凹供烃、断裂主控、立体输导的成藏特征, 为大型花岗岩潜山油气藏的形成奠定了坚实基础。烃源条件方面, 周边凹陷古近系沙河街组、东营组发育厚层优质湖相烃源岩, 生烃强度大、排烃期长, 多凹陷双向供烃, 为潜山提供了充沛、持续的油气来源。

储盖组合方面, 燕山期花岗岩经表生风化淋滤形成垂向分带的风化壳储层, 砂质、砾质风化带孔渗条件优异, 裂缝带提供高效渗流通道; 上覆新近系馆陶组、明化镇组发育巨厚泥岩盖层, 区域性封盖条件极佳, 与花岗岩风化壳储层形成优质储盖配置, 为油气保存提供了稳定封盖环境。

输导体系方面, 深大断裂与区域性不整合面构成核心立体输导体系, 郯庐断裂带及凸起边界深大断裂长期活动, 直接沟通烃源岩与潜山储层, 是油气垂向运移的主控通道; 潜山顶部不整合面实现油气侧向长距离运移, 二者耦合形成高效运聚系统, 保障了油气大规模、高效率向潜山

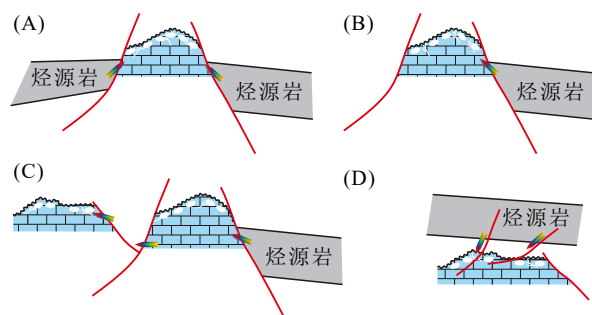


图 11 涪西南凹陷灰岩古潜山成藏输导方式示意图

Fig. 11 Schematic diagram of the migration pathway for limestone buried hill hydrocarbon accumulation in Weixinan Sag
(A) 断层双向侧接触式输导; (B) 断层单向侧接触式输导; (C) 断层-不整合面-储层桥式输导; (D) 断层纵向输导

储层充注成藏。

3.2 油气埋藏充注过程与成藏模式

中国近海古潜山油气藏遵循生排烃—运移—聚集—调整保存的共性成藏演化过程,整体以新生古储为核心成藏组合。烃源岩成熟生排烃后,油气沿断裂、不整合面与内幕裂缝构成的立体输导体系发生垂向与侧向运移,最终在潜山优质储层内聚集成藏;断裂活动期与烃源岩生排烃高峰期的时空匹配关系,是决定潜山油气高效成藏与规模富集的关键要素。

3.2.1 涪西南凹陷碳酸盐岩潜山充注过程与成藏模式

涪西南凹陷碳酸盐岩潜山油气成藏具有近源供烃、分期充注、断缝控运、高位富集的显著特点。基于流体包裹体与盆地模拟成果,该区主要经历早中新世弱充注、上新世强充注2期油气运聚事件(图12)。其中上新世为主成藏期,对应烃源岩生油高峰,油气供给充足、充注强度大,为油气藏最终定型的重要阶段;早期充注规模小、改造弱,对成藏贡献有限。

在运移路径上,油气以垂向断裂输导为主、侧向不整合面输导为辅,喜马拉雅期长期活动的NE向主干断裂直接沟通流沙港组烃源岩与石炭

系潜山储层,构成油气垂向快速运移的优势通道;区域性不整合面与潜山内幕网状裂缝相互连通,进一步拓宽油气运移范围,实现由洼陷中心向潜山构造高部位的阶梯式运聚。

油气富集具有明显的分带性,优先在风化裂缝带、溶蚀孔洞发育带聚集成藏,形成内幕多层系含油的格局;构造位置越高、储层物性越好,油气充满度越高(图13)。综合以上特征,涪西南凹陷碳酸盐岩潜山整体呈现双层成储、复合封堵、断裂—不整合面输导、2期充注晚期定型的成藏模式。其中高位残丘型潜山以远源侧向输导成藏为主,低位断块型潜山以上覆烃源岩垂向充注成藏为主,共同构成了研究区潜山油气规模富集的成藏机制。

3.2.2 蓬莱9-1花岗岩潜山充注过程与成藏模式

蓬莱9-1花岗岩潜山为典型的多源供烃、晚期强充注、风化壳控富的大型潜山油气藏,在多源供烃的物质基础上,油气伴随走滑断裂活动于上新世(约3.2 Ma)沿深大断裂发生脉冲式热流体快速强充注,最终在潜山顶部垂向分带的优势风化壳储集带中实施高位大面积似层状富集。

油源对比明确显示油气来源于渤东凹陷、庙西凹陷等多个富烃洼陷,沙河街组与东营组烃源

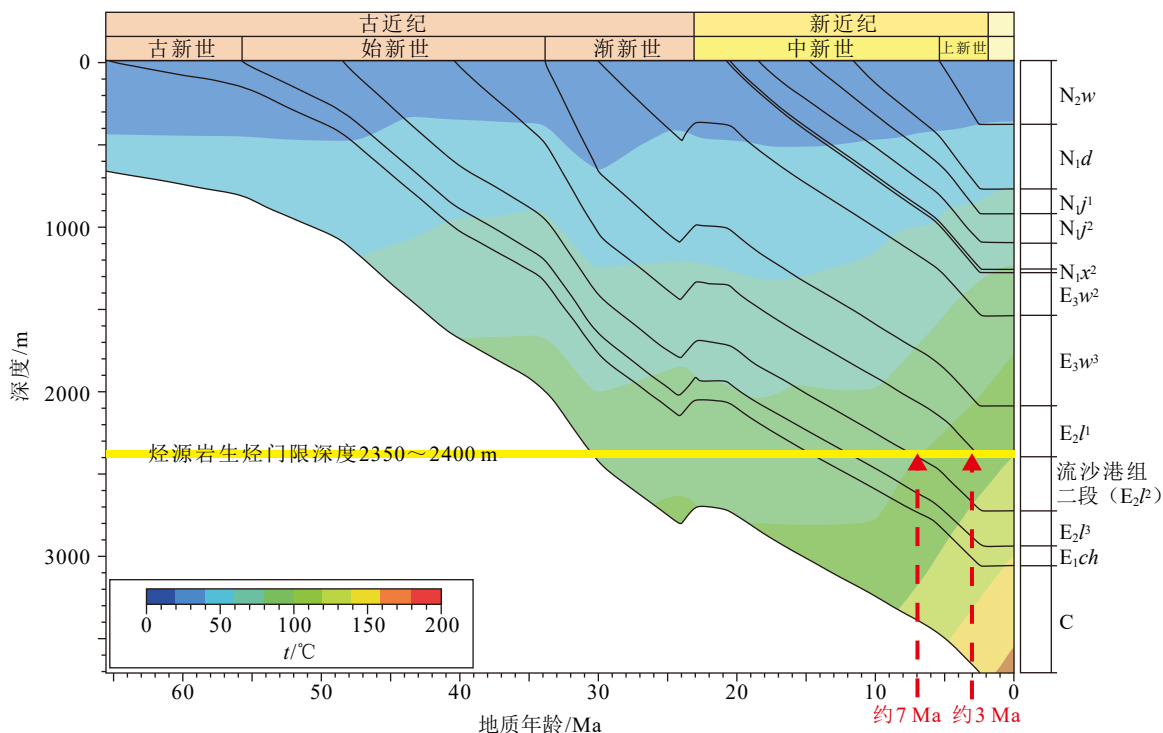


图12 L8-4井新生代理藏史—热史图

Fig. 12 Schematic diagram of Cenozoic burial and thermal history of Well L8-4

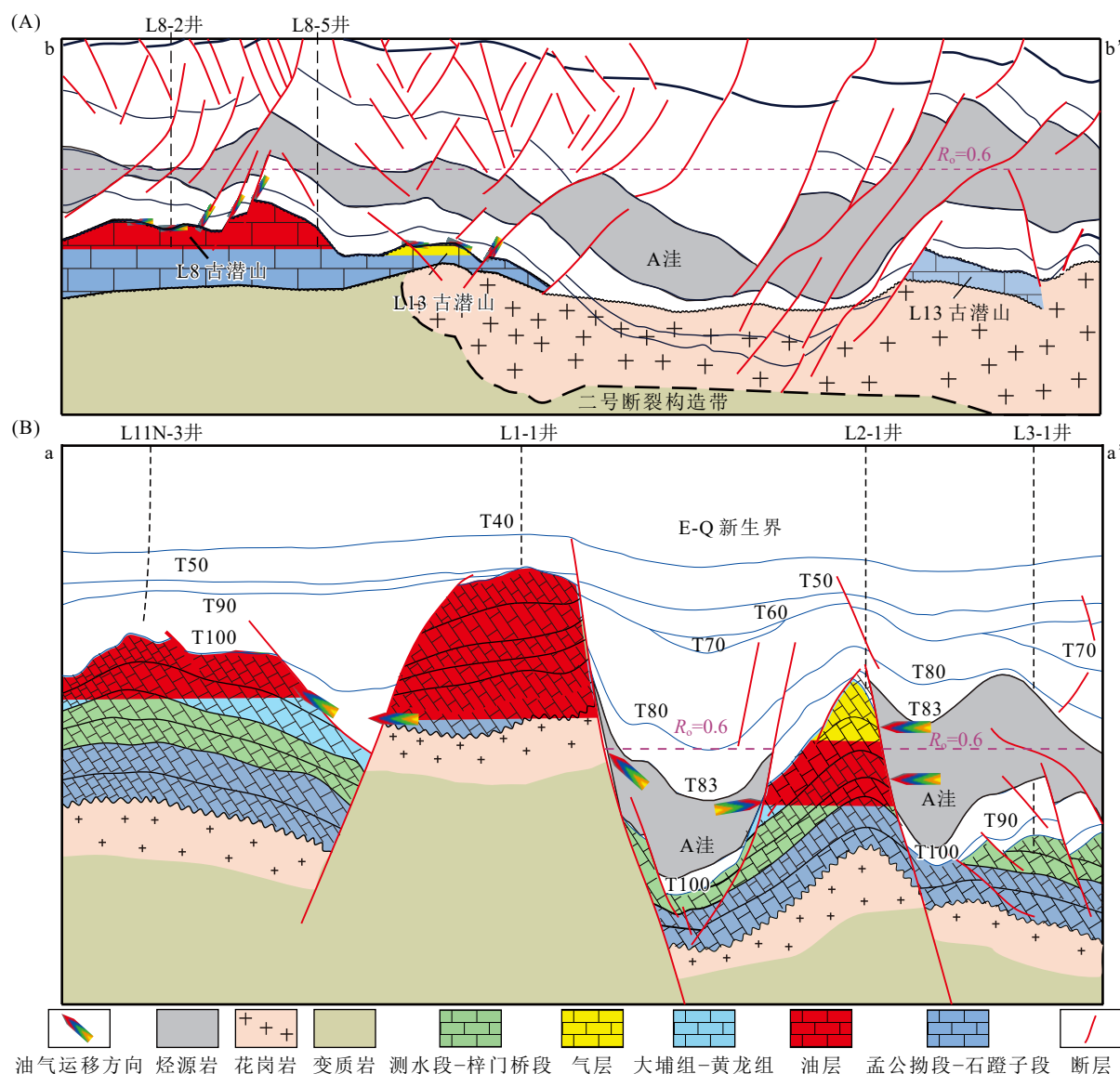


图 13 涪西南凹陷古潜山油气成藏模式图(剖面位置见图 1-B)

Fig. 13 Hydrocarbon accumulation model

岩多阶段成熟生排烃,形成多凹联合、持续供烃的有利油源条件,为大型油气田形成提供了雄厚物质基础(Ye et al., 2021; Yan et al., 2025)。

油气充注表现为多期叠加、晚期集中运聚的特征,以上新世(约 3.2 Ma)为大规模主充注期,油气沿深大断裂发生快速、高强度充注;潜山储层以砂质风化带、砾质风化带孔缝发育、连通性好,成为油气最主要的聚集场所,油层厚度大、横向连片性强,形成似层状油藏;深部裂缝带储集性能相对较差,油气呈零星分布。

输导体系以深大断裂垂向输导为主、不整合面侧向输导为辅,边界深大断裂长期活动,贯通多套烃源岩与潜山储层,控制油气运移的主方

向;潜山顶面不整合面则促进油气横向调整,实现全域高效充注。综上,构建蓬莱 9-1 潜山多凹联合供烃、深大断裂主控输导、顶部风化壳聚集、多期充注晚期定型的大型复合成藏模式,多源供烃与优质储盖、高效输导的三重耦合,最终造就了该区特大型花岗岩潜山油气富集(图 14)。

3.3 2 类核心潜山油气地质特征系统对比与讨论

在前述针对北部湾盆地涪西南凹陷碳酸盐岩潜山与渤海海域蓬莱 9-1 花岗岩潜山 2 个典型实例进行分述解析的基础上可以发现,2 类近海核心潜山虽然在宏观上均遵循“基底建造-隆升剥蚀-定型改造”的 3 个阶段演化时序,且普遍呈

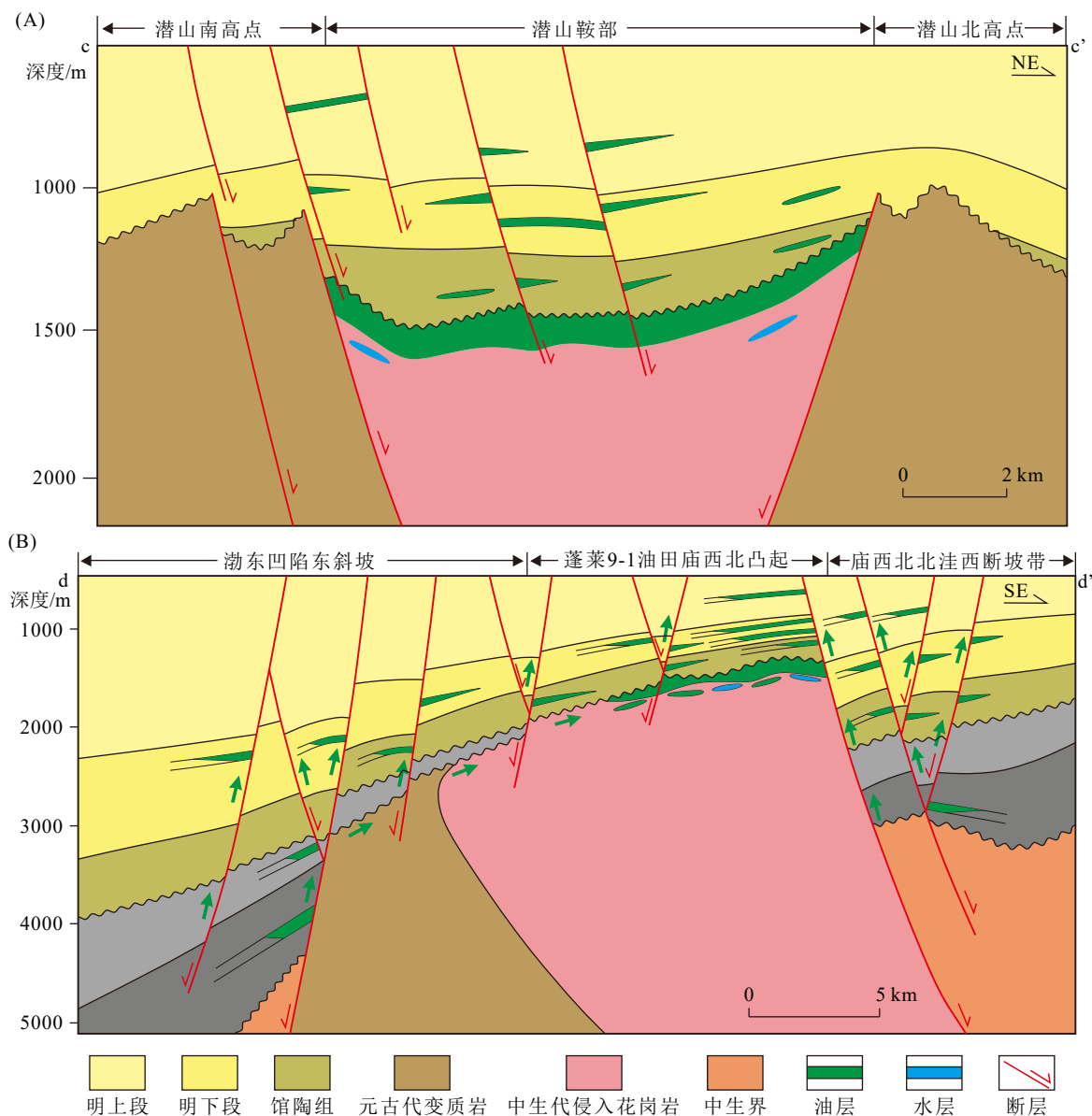


图14 蓬莱9-1花岗岩潜山油气成藏模式图(剖面位置见图3)

Fig. 14 Hydrocarbon accumulation model of the Penglai 9-1 granite buried hill

(A)NE向油气成藏模式;(B)SE向油气成藏模式

现“新生古储、上新世强充注”的优质成藏效果,但在具体的构造地质背景、储层内幕结构及流体运聚路径上存在深刻的异质性。为了更直观、定性与定量相结合地揭示2类岩性潜山在全油气地质过程中的分异规律,本节从成山动力学、表生储层结构及埋藏成藏要素3个维度出发,对中国近海这2类最具代表性的潜山油气藏进行多维度的系统梳理与对比(表1)。

成山机制与岩性差异决定了2类潜山的油气地质特征。受负反转构造控制的碳酸盐岩潜山,在“缝控岩溶”作用下,储层非均质性极强,油气

主要沿断裂带及构造高位残丘、局部断块中富集。相比之下,受岩浆底辟控制的花岗岩潜山,历经长期隆升剥蚀与物理破裂,发育大量构造缝与水平卸载节理。其储层呈现相对稳定的似层状分带特征,油气可在风化壳保存良好的潜山缓坡及鞍部实现连片分布。

因此,勘探部署应采取差异化策略:碳酸盐岩潜山需重点聚焦主干断裂与岩溶控制的局部缝洞发育区;花岗岩潜山则应将勘探视野向多凹联合供烃条件下的斜坡、鞍部等风化壳厚层带拓展。

表 1 中国近海碳酸盐岩与花岗岩潜山油气地质特征多维度系统对比表

Table 1 Multidimensional comparative analysis of the geological characteristics of sub-basin oil and gas reservoirs in carbonate and granite formations in China's offshore areas

对比要素	涪西南凹陷碳酸盐岩潜山	蓬莱9-1花岗岩潜山	主要差异
物质基础	古生界石炭系碳酸盐岩(灰岩、白云岩为主)	中生界燕山期侵入岩(二长花岗岩、花岗闪长岩为主)	沉积型易溶基底与侵入型刚性基底的物性差异
成山机制	负反转构造控山: 历经挤压推覆奠定古地貌, 后受伸展拉张断裂反转定型	岩浆底辟控山: 酸性岩浆侵位形成刚性基底, 后受伸展隆升与走滑改造定型	盆缘构造应力反转与克拉通破坏及深部热动力驱动的机制分异
储层特征	“岩溶-裂缝”复合型: 以化学溶蚀为主, 储层呈缝洞条带状分布, 非均质性强	“风化壳-裂缝”型: 以物理风化与破裂为主, 呈现垂向似层状分带	流体非均匀溶蚀与物理风化及应力卸载的改造成因差异
输导条件	单凹近源供烃; 反转主干断裂、不整合面与裂缝构成复合输导	多凹联合供烃; 深大走滑断裂与区域顶面不整合面联合输导	单油源汇聚与多油源联合供给及断裂连通性的差异
成藏模式	形成“单凹供烃、断缝输导”模式, 主要在构造高位残丘与断块富集	形成“多凹联合、风化壳主控”模式, 在潜山鞍部与缓坡带横向连片富集	局部构造高点控藏与缓坡带大面积连续富集的分布区别

4 勘探前景

中国近海古潜山油气勘探历经 50 余年发展, 已形成“早期探索-规模突破-深层拓展”的 3 个阶段发展历程, 先后实现了渤海湾盆地任丘潜山油田、蓬莱 9-1 花岗岩潜山亿吨级大油田、北部湾盆地涪西南凹陷千吨级碳酸盐岩潜山井等一系列里程碑式突破, 证实了中国近海断陷盆地古潜山具备大规模油气成藏的潜力(胡志伟等, 2017; 范彩伟等, 2025)。其中, 涪西南凹陷碳酸盐岩潜山、蓬莱 9-1 花岗岩潜山分别作为南海北部、渤海海域 2 类核心潜山的典型代表, 其勘探突破与理论认识, 直接推动了中国近海古潜山勘探领域的拓展与理论体系的完善。

4.1 典型油田勘探实践与理论启示

(1) 涪西南凹陷碳酸盐岩潜山勘探启示与资源潜力

本次研究系统厘清了涪西南凹陷二号断裂带石炭系碳酸盐岩潜山的成山演化、储层发育机理与成藏模式, 明确了负反转构造控储、表生-埋藏岩溶叠加改造是优质储层发育的主控因素, 揭示了负反转构造既控制石炭系地层差异性剥蚀与风化淋滤、促进优势储层发育, 又沟通深部烃源岩、为油气运移提供优势通道的双重控藏作用, 解决了研究区一号、二号断裂带碳酸盐岩潜山储层差异发育机理不清、有效储层展布特征不明、下步勘探方向模糊的核心勘探难题。

基于本次研究成果, 在涪西南凹陷一号、二号断裂带新落实了 L11N 井、L8 井、L13 井等一批石炭系碳酸盐岩潜山有利勘探目标, 经钻探实施 L11N-3 井、L11N-2 井取得重大突破: 其中 LLN-2 井全井段钻遇油气显示 162 m, 石炭系碳酸盐岩潜山段钻遇油气显示 120 m, 含油级别最高达富含油, 测井解释油层厚度 411 m; 经裸眼测试自喷求产, 20.64 mm 油嘴最高日产油量超 1 000 t, 成功获得北部湾盆地首口测试日产油超千吨的碳酸盐岩潜山工业油流, 实现了盆地潜山油气勘探的历史性突破, 展现出大中型油田的良好勘探前景。

本次勘探实践证实, 北部湾盆地涪西南凹陷及围区, 负反转构造背景下的碳酸盐岩内幕潜山、断块型潜山是核心勘探潜力领域; 盆地内乌石凹陷、海中凹陷等次级凹陷, 具备与涪西南凹陷相似的构造-沉积演化背景、烃源条件与储层发育基础, 石炭系碳酸盐岩潜山是下一步勘探的重点接替领域, 具备较大的资源潜力。

(2) 蓬莱 9-1 花岗岩潜山勘探启示与资源潜力

蓬莱 9-1 油田是渤海海域首个亿吨级中生界花岗岩潜山大油田, 其勘探突破打破了“花岗岩潜山无规模性优质储层”“仅凸起高部位具备成藏条件”的传统勘探认识, 是中国东部近海花岗岩潜山勘探的里程碑成果, 证实了近海断陷盆地花岗岩风化壳潜山具备大规模油气成藏的潜力。勘探与研究实践表明, 蓬莱 9-1 花岗岩潜山具备

多凹联合供烃、深大断裂垂向主控输导、厚层风化壳优质储层聚集、多期充注晚期定型的成藏特征,明确了花岗岩风化壳储层的发育程度是油气富集的核心控制因素,而非传统认为的构造高部位单一控藏,极大地拓展了花岗岩潜山的勘探范围。

基于该勘探启示,渤海海域深层-超深层中生界花岗岩风化壳潜山、盆地内黄河口凹陷、渤中凹陷等次级凹陷的斜坡带花岗岩潜山,是未来核心勘探潜力领域;同时,东海陆架盆地、南海北部珠江口盆地的中生界花岗岩潜山,具备与蓬莱9-1油田相似的构造演化背景与成藏条件,是花岗岩潜山勘探的重要接替区,具备广阔的勘探前景。

4.2 中外研究进展与核心争议

4.2.1 中外最新研究进展

近年来深层及复杂岩性古潜山勘探取得显著进展。国际上,越南九龙盆地白虎油田证实花岗岩潜山内幕深处仍发育优质裂缝网络,具长期高产稳产潜力(Tran et al., 2021);非洲乍得Bongor盆地利用高精度三维地震与结构导向滤波技术,实现了风化壳及内幕裂缝带的三维空间定量建模(Wang et al., 2022)。中国方面,近海古潜山理论取得重要突破,渤海湾盆地锦州南部油田厘清了结晶基岩潜山由浅至深的垂向分带特征(砂质风化带、砾质风化带、裂缝带与致密基岩带)及岩石物理响应规律;北部湾盆地涠西南凹陷则明确了负反转构造等复杂应力背景下,岩性、多期断裂与表生风化/岩溶作用对致密基底储层的耦合控储效应。

4.2.2 当前研究核心争议

尽管中外在古潜山实例解析上取得了进展,但在深层成储机制与隐蔽油气藏演化规律方面仍面临诸多核心地质科学争议。首要争议聚焦于深层内幕有效储层的发育下限与主控机制。传统风化壳模式认为有效孔缝主要集中在不整合面之下的浅部区间,但白虎油田及中国近海深层的钻探均在数千米深处发现了高产内幕裂缝带。关于其成因,部分学者认为是早期浅层风化裂缝在深埋条件下的有效保存,另一部分学者则强调是深部流体沿断裂通道向上运移产生的溶蚀扩容,或多期构造运动叠加引起的应力破裂才是深层孔缝保持开放的决定性因素,导致目前对

深层储层发育下限的预测仍缺乏普适性地质模型支撑。

其次,在复杂构造体制下潜山油气保存与调整的动态演化规律也存在明显分歧。中国近海新生代构造活动频繁,郯庐断裂带的走滑及南海北部的断裂反转深刻影响了盆地演化。关于晚期强烈断裂活动对已成型潜山油气藏的影响,一种观点强调断裂活化的“破坏性”,认为其会切穿区域性泥岩盖层导致早期油气长距离逸散;相反观点则主张,晚期断裂活动若与富烃凹陷的生排烃高峰期相匹配,不仅能改善致密基岩的渗透性,还能作为油气快速垂向充注的优势通道,是实现晚期集中成藏与规模富集的关键必要条件。如何界定晚期构造活动对油气藏“破坏”与“建设”效应的边界条件,是当前潜山资源评价的核心难点。

此外,地球物理定量预测与地质成因响应的多解性仍是亟待突破的技术瓶颈。尽管地震属性与叠后滤波技术在潜山顶面刻画和裂缝带预测中取得了成效,但对于中国近海这类经历多期构造叠加、岩溶与风化共同作用且内幕结构极度非均质的古潜山而言,深层地震资料分辨率通常较低。如何利用现有地球物理资料精准剥离断裂特征、流体充注响应与岩石骨架信号,进而实现孔-洞-缝复合储层的高精度定量预测与流体识别,依然充满挑战。

5 结论

(1)成山动力学差异是2类潜山全地质过程分异的根源。2类潜山虽均遵循“基底建造-隆升剥蚀-定型改造”3个阶段共性演化规律,但受区域板块背景控制形成本质不同的成山机制:涠西南凹陷为负反转构造控山,印支期-燕山期挤压逆冲奠定古地貌,喜马拉雅期断裂反转最终定型;蓬莱9-1为岩浆底辟控山,燕山期酸性岩浆侵位形成刚性基底,多期伸展隆升与走滑改造塑造构造格局。成山机制从根本上控制了潜山的空间分布、宏观形态与内幕结构。

(2)成山-成储-成藏具有耦合响应关系,2类潜山形成差异化富集模式。成山过程控制的构造裂缝系统是表生改造的基础,进而决定储层类型与分布:碳酸盐岩潜山发育“岩溶-裂缝”复合型储层,形成“单凹近源供烃、断缝复合输

导、构造高部位多层系富集”的成藏模式;花岗岩潜山发育“风化壳-裂缝”型储层,形成“多凹联合供烃、深大断裂主控、顶部风化壳似层状富集”的成藏模式。二者均呈现“新生古储、上新世晚期主成藏”的共性特征。

(3)明确了中国近海古潜山的核心勘探方向与实践指导原则。碳酸盐岩内幕潜山、花岗岩风化壳潜山是未来 2 个核心战略接替领域,北部湾盆地涠西南及围区、渤海海域深层-超深层中生界花岗岩潜山是近期勘探突破的重点。勘探中应针对不同类型潜山采用差异化评价思路:碳酸盐岩潜山聚焦负反转构造控制的古岩溶发育区,花岗岩潜山优先勘探厚层风化壳保存完整的潜山鞍部。

本研究系统梳理了中国近海全海域、全类型古潜山的油气地质特征,填补了该领域系统性理论总结的空白,可为中国近海古潜山油气勘探部署与科学研究提供重要的理论支撑。

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: 徐国盛负责论文写作、完成初稿和修改;石琦、徐昉昊负责论文构思、研究方法和技术手段的实践应用;王国芝、谢兵参与数据分析和绘图;张喜淳参与论文构思、研究方法和修改;李安然参与资料收集、样品处理、采样测试分析。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

致谢: 成都理工大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室为本文提供了帮助,特此感谢。

[参 考 文 献]

- 艾合买提江, 2009. 塔河油田碳酸盐岩缝洞系统成因及模式研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东).
- Abdurahman A, 2009. Genesis and mode of fractured-vuggy system in carbonate rocks, Tahe Oilfield, China[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China). (in Chinese)
- 陈广坡, 徐国盛, 贾义蓉, 等, 2007. 南海石炭系潜山储层特征及地震识别[J]. 天然气工业, 27(10): 42—45.
- Chen G P, Xu G S, Jia Y R, et al., 2007. Reservoir characteristics and seismic identification in Carboniferous buried hill in South China Sea[J]. Natural Gas Industry, 27(10): 42—45. (in Chinese)
- 陈洁, 董冬, 邱明文, 1999. 济阳坳陷内的负反转构造及其石油地质意义[J]. 石油实验地质, 21(3): 201—206.
- Chen J, Dong D, Qiu M W, 1999. Negative inversion structure in the Jiyang Depression and its petroleum geological significance[J]. Experimental Petroleum Geology, 21(3): 201—206. (in Chinese)
- 范彩伟, 谢兵, 徐昉昊, 等, 2025. 北部湾盆地涠西南凹陷负反转构造对石炭系潜山优质储层的控制作用[J]. 石油勘探与开发, 52(5): 997—1006.
- Fan C W, Xie B, Xu F H, et al., 2025. Control of negative inversion structures on high-quality Carboniferous buried hill reservoirs in the Weixinan Sag, Beibu Gulf Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 52(5): 997—1006. (in Chinese)
- 郭飞飞, 王韶华, 孙建峰, 等, 2009. 北部湾盆地涠西南凹陷油气成藏条件分析[J]. 海洋地质与第四纪地质, 29(3): 93—98.
- Guo F F, Wang S H, Sun J F, et al., 2009. Analysis on the conditions of petroleum accumulation in Weixinan Sag, Beibuwan Basin[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 29(3): 93—98. (in Chinese)
- 韩鹏远, 丁文龙, 杨德彬, 等, 2024. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层裂缝表征与主控因素分析[J]. 地学前缘, 31(5): 209—226.
- Han P Y, Ding W L, Yang D B, et al., 2024. Characteristics and main controlling factors of fracture development in the Ordovician carbonate reservoir, Tahe oilfield[J]. Earth Science Frontiers, 31(5): 209—226. (in Chinese)
- 胡丽沙, 2015. 华南板块南缘二叠系-三叠系沉积记录及物源分析——对华南板块海西期—印支造山运动的启示[D]. 武汉: 中国地质大学(武汉).
- Hu L S, 2015. Permo-Triassic tectonic setting of the South China Block: evidence from contemporary deposit records[D]. Wuhan: China University of Geosciences(Wuhan). (in Chinese)
- 胡志伟, 徐长贵, 杨波, 等, 2017. 渤海海域蓬莱 9-1 油田花岗岩潜山储层成因机制及石油地质意义[J]. 石油学报, 38(3): 274—285.
- Hu Z W, Xu C G, Yang B, et al., 2017. Reservoir forming mechanism of Penglai 9-1 granite buried-hills and its oil geology significance in Bohai Sea[J]. Acta Petrolei Sinica, 38(3): 274—285. (in Chinese)
- 黄志, 叶涛, 肖述光, 等, 2024. 渤海湾盆地沙垒田西北斜坡带碳酸盐岩潜山储层形成与油气成藏[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 54(6): 1815—1828.
- Huang Z, Ye T, Xiao S G, et al., 2024. Formation and hydrocarbon accumulation of slope-type carbonate buried hill reservoir in northwest of Shaleitian, Bohai Bay Basin[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 54(6): 1815—

1828. (in Chinese)
- 焦立波, 杨希冰, 邓勇, 等, 2018. 涪西南凹陷构造演化特征及潜山裂缝预测[J]. 长江大学学报(自科版), 15(7): 9—13.
- Jiao L B, Yang X B, Deng Y, et al., 2018. The characteristics of structural evolution and fracture prediction of buried hill in Weixi'nan Sag[J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 15(7): 9—13. (in Chinese)
- 李三忠, 索艳慧, 刘鑫, 等, 2012. 南海的盆地群与盆地动力学[J]. 海洋地质与第四纪地质, 32(6): 55—78.
- Li S Z, Suo Y H, Liu X, et al., 2012. Basin dynamics and basin groups of the South China Sea[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 32(6): 55—78. (in Chinese)
- 李茜, 朱光有, 李婷婷, 等, 2024. 中国海相盆地深层白云岩储层特征及成因机理[J]. 世界石油工业, 31(4): 35—47.
- Li X, Zhu G Y, Li T T, et al., 2024. Characteristics and genesis mechanisms of deep dolomite reservoirs in China's marine basins[J]. World Petroleum Industry, 31(4): 35—47. (in Chinese)
- 吕丁友, 刘澳, 徐伟, 等, 2026. 渤海湾盆地渤中地区古新世—早渐新世结构演化及其控制因素[J]. 中国海上油气, 38(1): 1—14.
- Lyu D Y, Liu A, Xu W, et al., 2026. Structural evolution of Paleocene-Early Oligocene basin in Bozhong area of Bohai Bay Basin and its controlling factors[J]. China Offshore Oil and Gas, 38(1): 1—14. (in Chinese)
- 汪晶, 李德郁, 刘睿, 等, 2017. 渤中X构造带古生界潜山负反转模式及油气意义[J]. 石油地质与工程, 31(5): 18—21.
- 王霄, 2015. 蓬莱9-1构造花岗岩古潜山油气成藏条件与成藏模式[D]. 成都: 成都理工大学.
- Wang X, 2015. The hydrocarbon accumulation conditions and accumulation mode of granite buried hill in Pengla i9-1 structure[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology. (in Chinese)
- 王永辉, 张友浩, 高先志, 等, 2022. 北部湾盆地涪西南凹陷碳酸盐岩潜山表生岩溶储层特征与演化模式[J]. 地球学报, 43(5): 676—688.
- Wang Y H, Zhang Y H, Gao X Z, et al., 2022. Characteristics and evolution model of epigenetic karst reservoirs in carbonate buried hill in Weixi'nan Sag, Beibuwan Basin[J]. Acta Geoscientia Sinica, 43(5): 676—688. (in Chinese)
- 肖述光, 李慧勇, 李飞, 等, 2020. 渤海西部中生代多旋回构造演化与潜山形成[J]. 海洋地质前沿, 36(6): 1—10.
- Xiao S G, Li H Y, Li F, et al., 2020. Meso-Cenozoic multicyclic tectonic evolution and its bearing on the formation of buried hill systems in the western Bohai Sea[J]. Marine Geology Frontiers, 36(6): 1—10. (in Chinese)
- 谢兵, 徐昉昊, 范彩伟, 等, 2024. 北部湾盆地涪西南凹陷灰岩潜山储层岩溶识别及发育模式[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 54(6): 2029—2046.
- Xie B, Xu F H, Fan C W, et al., 2024. Karst identification and development model of buried hill limestone reservoir in Weixinan Depression, Beibuwan Basin[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 54(6): 2029—2046. (in Chinese)
- 徐长贵, 邓勇, 范彩伟, 等, 2022. 北部湾盆地涪西南凹陷页岩油地质特征与资源潜力[J]. 中国海上油气, 34(5): 1—12.
- Xu C G, Deng Y, Fan C W, et al., 2022. Geological characteristics and resource potential of shale oil in Weixinan Sag of Beibu Gulf Basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 34(5): 1—12. (in Chinese)
- 徐长贵, 杨海风, 王飞龙, 等, 2024. 渤海湾盆地海域深层——超深层大型复合潜山油气藏形成条件[J]. 石油勘探与开发, 51(6): 1227—1239.
- Xu C G, Yang H F, Wang F L, et al., 2024. Formation conditions of deep to ultra-deep large composite buried-hill hydrocarbon reservoirs in offshore Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 51(6): 1227—1239. (in Chinese)
- 徐国盛, 陈飞, 周兴怀, 等, 2016. 蓬莱9-1构造花岗岩古潜山大型油气田的成藏过程[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 43(2): 153—162.
- Xu G S, Chen F, Zhou X H, et al., 2016. Hydrocarbon accumulation process of large scale oil and gas field of granite buried hill in Penglai 9-1 structure, Bohai, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 43(2): 153—162. (in Chinese)
- 徐守立, 尤丽, 代龙, 等, 2020. 北部湾盆地涪西南凹陷灰岩潜山储层特征及分布规律[J]. 海洋地质与第四纪地质, 40(1): 94—103.
- Xu S L, You L, Dai L, et al., 2020. Characteristics of limestone buried-hills and their distribution in the Weixinan Depression of the Beibu Gulf Basin[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 40(1): 94—103. (in Chinese)
- 游君君, 徐新德, 李里, 等, 2012. 涪西南凹陷流沙港组二段烃源岩有机相研究[J]. 中国矿业, 21(11): 87—90.
- You J J, Xu X D, Li L, et al., 2012. Organic facies of source rocks of the second member of Liushagang Formation in the Weixinan Sag[J]. China Mining Magazine, 21(11): 87—90. (in Chinese)
- 张功成, 杨东升, 郭帅, 等, 2023. 基岩潜山三元主导油气成藏模式——兼论南海北部深水勘探新领域[J]. 天然气地球科学, 34(12): 2045—2061.
- Zhang G C, Yang D S, Guo S, et al., 2023. The formation of oil and gas in basement buried hills with its model of three-element controlling reservoir and the frontiers of deep water oil and gas exploration in the northern South China Sea[J].

- Natural Gas Geoscience, 34(12): 2045—2061. (in Chinese)
- 张勇, 姚永坚, 李学杰, 等, 2020. 中生代以来东亚洋陆汇聚带多圈层动力下的中国海及邻区构造演化及资源环境效应[J]. 中国地质, 47(5): 1271—1309.
- Zhang Y, Yao Y J, Li X J, et al., 2020. Tectonic evolution and resource-environmental effect of China Seas and adjacent areas under the multisphere geodynamic system of the East Asia ocean-continent convergent belt since Mesozoic[J]. Geology in China, 47(5): 1271—1309. (in Chinese)
- 张友浩, 2022. 涪西南凹陷石炭系碳酸盐岩潜山储层特征与分布规律研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京).
- Zhang Y H, 2022. Characteristics and distribution of Carboniferous carbonate buried-hill reservoirs in Weixi'nian Sag[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing). (in Chinese)
- 赵顺兰, 杨希冰, 陈林, 等, 2019. 南海西部涪西南凹陷碳酸盐岩潜山油气藏条件及勘探潜力[J]. 中国海上油气, 31(2): 51—61.
- Zhao S L, Yang X B, Chen L, et al., 2019. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potential of carbonate buried hills in Weixinan Sag in western South China Sea[J]. China Offshore Oil and Gas, 31(2): 51—61. (in Chinese)
- 赵顺兰, 赵亚卓, 杨希冰, 等, 2018. 北部湾盆地涪西南凹陷碳酸盐岩潜山储层特征与主控因素分析[J]. 海洋学报, 40(9): 43—53.
- Zhao S L, Zhao Y Z, Yang X B, et al., 2018. An analysis on the characteristics and main controlling factors of reservoir in carbonate buried hill in the Weixi'nian Sag, Beibuwan Basin[J]. Acta Oceanologica Sinica, 40(9): 43—53. (in Chinese)
- 赵贤正, 金凤鸣, 王权, 等, 2011. 中国东部超深超高温碳酸盐岩潜山油气藏的发现及关键技术——以渤海湾盆地冀中坳陷牛东 1 潜山油气藏为例[J]. 海相油气地质, 16(4): 1—10.
- Zhao X Z, Jin F M, Wang Q, et al., 2011. A superdeep and super-high temperature carbonate buried-hill reservoir in eastern China: discovery and the key exploration technology of Nudong-1 buried-hill oil and gas reservoir in Jizhong Depression, Bohaiwan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 16(4): 1—10. (in Chinese)
- 周心怀, 胡志伟, 韦阿娟, 等, 2015. 渤海海域蓬莱 9-1 大型复合油田潜山发育演化及其控藏作用[J]. 大地构造与成矿学, 39(4): 680—690.
- Zhou X H, Hu Z W, Wei A J, et al., 2015. Tectonic origin and evolution and their controls on accumulation of Penglai 9-1 large composite oilfield buried hill in Bohai Sea[J]. Geotectonica et Metallogenia, 39(4): 680—690. (in Chinese)
- 周心怀, 黄雷, 王昕, 等, 2016. 渤海蓬莱 9-1 中生代花岗岩体岩石地球化学特征及其区域构造意义[J]. 岩石学报, 32(6): 1839—1850.
- Zhou X H, Huang L, Wang X, et al., 2016. Geochemistry of Mesozoic granite from Penglai 9-1 Oilfield of Bohai Sea and its regional tectonic significance[J]. Acta Petrologica Sinica, 32(6): 1839—1850. (in Chinese)
- Araújo R E B, La Bruna V, Rustichelli A, et al., 2023. Pore network characteristics as a function of diagenesis: implications for epigenic karstification in shallow-water carbonates[J]. Marine and Petroleum Geology, 149: 106094.
- Clyde H M, 2001. Developments in sedimentology[M]. Amsterdam: Elsevier Science.
- Cuong T X, Warren J K, 2009. Bach Ho field, a fractured granitic basement reservoir, Cuu Long Basin, offshore SE Vietnam; a “buried-hill” play[J]. Journal of Petroleum Geology, 32(2): 129—156.
- Esteban M, Wilson J L, 1993. Introduction to karst systems and paleokarst reservoirs[M]//Fritz R D, Wilson J L, Yurewicz D A. Paleokarst related hydrocarbon reservoirs. Tulsa: SEPM Society for Sedimentary Geology: 1—9.
- Hao F, Zhou X H, Zhu Y M, et al., 2009. Charging of the Neogene Penglai 19-3 field, Bohai Bay Basin, China: oil accumulation in a young trap in an active fault zone[J]. AAPG Bulletin, 93(2): 155—179.
- Li A R, Xu F H, Fan C W, et al., 2025a. Formation process and controlling factors of tight buried-basement hill reservoirs: a case study of Weixinan Depression, Northern Beibu Gulf Basin, South China[J]. Frontiers in Earth Science, 13: 1552826.
- Li A R, Xu F H, Xu G S, et al., 2025b. Controlling effects of complex fault systems on the oil and gas system of buried hills: a case study of Beibuwan Basin, China[J]. Journal of Marine Science and Engineering, 13(8): 1472.
- Tran V H, Nguyen V D, Pham X S, 2021. Oil exploration and discovery in the basement rocks of Bach Ho field: documentation, facts and lessons[J]. Petrovietnam Journal, 11: 37—44.
- Wang Y J, Xu G S, Zhou W, et al., 2022. Predicting granitic buried-hill reservoirs using seismic reflection data—a case study from the Bongor Basin, southwestern Chad[J]. Frontiers in Earth Science, 10: 949660.
- Yan X Y, Wang Z L, Wang D Y, et al., 2025. Comprehensive evaluation of the Paleogene lacustrine source rocks within the Bodong Sag, Bohai Bay Basin using kinetics-based petroleum system modeling[J]. Energy Exploration & Exploitation, 43(1): 226—256.
- Ye T, Chen A Q, Hou M C, et al., 2021. Characteristic of the Bodong segment of the Tanlu Fault Zone, Bohai sea area, eastern China: implications for hydrocarbon exploration and regional tectonic evolution[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 201: 108478.