DOI:10. 19657/j. geoscience. 1000-8527. 202508220024

琼东南盆地西南部深水古潜山天然气成藏模式

郑 磊[1,2,3,4]，晁彩霞[5,*]，赵永刚[3,4]，税蕾蕾[1]，吴土荣[1,2]，闫琢玉[1]，张 群[1,2]，黄合庭[1,2]，崔书妲[1,2]，张东峰[1,2]，罗程飞[1,2]，李冬林[1,2]，何登连[1]，钟鸿鹏[1,2]

（1. 中海油能源发展股份有限公司工程技术湛江分公司，广东 湛江 524057；2. 广东省南海复杂油气藏勘探开发重点实验室，广东 湛江 524057；3. 西安石油大学地球科学与工程学院，陕西 西安 710065；4. 西安石油大学陕西省油气成藏地质学重点实验室，陕西 西安 710065；5. 中海石油（中国）有限公司湛江分公司，广东 湛江 524057）

摘要：前古近系花岗岩潜山气藏是近年琼东南盆地深水—超深水油气勘探新领域，这种深水古潜山油气藏具有典型的新生古储特征，而且油气成藏史及圈闭与新近系碎屑岩圈闭不同。利用地球化学分析、包裹体均一温度检测以及成藏史恢复等技术方法，深入分析研究了琼东南盆地西南部深水区陵南低凸起古潜山带油气运聚成藏过程，并总结建立了古潜山油气运聚成藏模式。研究表明，陵南低凸起W321潜山气藏烃源供给主要来自渐新统崖城组煤系烃源岩，天然气组成比邻区中浅层中央浊积水道中新统及上新统气藏具更高的甲烷含量和干燥系数，甲烷及同系物碳同位素亦偏重。古潜山储层包裹体捕获温度主要为129. 6～135. 3 ℃，且对应着1期集中充注，具体时间为晚中新世黄流组末期-上新世莺歌海组沉积时期（约5. 5 Ma）。此外，陵南低凸起古潜山主断层活动在中新世三亚组沉积末期结束，圈闭形成较早。很显然这种“早充注、早定型”的古潜山圈闭有利于天然气运聚成藏及富集保存。陵南低凸起古潜山天然气成藏模式可具体总结为：邻近乐东-陵水凹陷崖城组烃源岩提供的天然气，沿陵南低凸起构造脊、沟源断裂及构造裂缝等构成的输导体系侧向运移，并最终在古潜山圈闭的前古近系花岗岩风化壳和裂缝型优质储层中富集，形成新生古储、侧生上储（古储）型天然气藏。该研究成果及认识，对深水-超深水古潜山油气资源的勘探评价及新勘探领域拓展等，尤其是古潜山油气有利勘探区带和钻探目标优选等，均具有重要的借鉴意义。

关键词：琼东南盆地；基岩潜山；天然气藏；埋藏史；成藏模式

中图分类号：TE122. 1 **文献标志码：**A **文章编号：**1000-8527(2026)02-0415-12

Natural Gas Accumulation Models of Deep-Water Buried Hill in the Southwestern Qiongdongnan Basin

ZHENG Lei[1,2,3,4], CHAO Caixia[5,*], ZHAO Yonggang[3,4], SHUI Leilei[1], WU Turong[1,2], YAN Zhuoyu[1], ZHANG Qun[1,2], HUANG Heting[1,2], CUI Shuheng[1,2], ZHANG Dongfeng[1,2], LUO ChengFei[1,2], LI Donglin[1,2], HE Denglian[1], ZHONG Hongpeng[1,2]

(1. *CNOOC Energy Technology & Services Ltd Drilling & Production Co. , Zhanjiang Branch, Zhanjiang, Guangdong*, 524057, *China*; 2. *Guangdong Provincial Key Laboratory of Exploration and Development for Complex Oil & Gas Reservoirs in the South China Sea, Zhanjiang, Guangdong* 524057, *China*; 3. *School of Earth Science and Engineering, Xi' an Shiyou University, Xi' an, Shanxi*, 710065, *China*; 4. *Shaanxi Key Laboratory of Petroleum Accumulation Geology, Xi' an Shiyou University, Xi' an, Shanxi*, 710065, *China*; 5. *Zhanjiang Branch, CNOOC(China) Limited, Zhanjiang, Guangdong*, 524057, *China*)

收稿日期：2025-08-22；**修回日期：**2025-10-28；**编辑：**董立。

基金项目：南海西部高温高压气藏勘探开发技术及勘探新领域研究（CNOOC—KJ 135 ZDXM38ZJ02ZJ）；广东省软科学研究项目（2018B030323028）。

作者简介：郑磊，男，硕士研究生，1991年出生，地质学专业，主要从事石油地质储层研究工作。E—mail：zhenglei5@cnooc. com. cn。

＊通信作者：晁彩霞，女，硕士研究生，1982年出生，矿产普查专业，主要从事开发地质研究工作。E—mail：chaocx@cnooc. com. cn。

引用格式：郑磊，晁彩霞，赵永刚，等. 琼东南盆地西南部深水古潜山天然气成藏模式［J］. 现代地质，2026，40（2）：415-426. DOI：10. 19657/j. geoscience. 1000-8527. 202508220024.

ZHENG Lei，CHAO Caixia，ZHAO Yonggang，et al. Natural Gas Accumulation Models of Deep-Water Buried Hill in the Southwestern Qiongdongnan Basin［J］. GEOSCIENCE，2026，40（2）：415-426. DOI：10. 19657/j. geoscience. 1000-8527. 202508220024.

Abstract: Pre-Paleogene granite buried-hill gas reservoirs represent a new frontier for deepwater - ultradeepwater oil and gas exploration in the Qiongdongnan Basin in recent years. Such deepwater buried-hill reservoirs are characterized by typical "young-generation old-storage" features, and their hydrocarbon accumulation history and trap evolution differ distinctly from those of Neogene clastic traps. Based on geochemical analyses of natural gas samples from regional wells, homogenization temperature measurements of fluid inclusions, and reconstruction of hydrocarbon accumulation histories, this study systematically investigates the hydrocarbon migration, accumulation and pooling processes of the buried-hill belt in the Lingnan Low Uplift, southwestern deepwater Qiongdongnan Basin, and establishes a corresponding hydrocarbon accumulation model. Results show that hydrocarbon supply to the W321 buried-hill gas reservoir in the Lingnan Low Uplift is mainly derived from coal-measure source rocks of the Oligocene Yacheng Formation. Compared with middle - shallow Miocene and Pliocene gas reservoirs in the central turbidity channel of the adjacent area, natural gas in this buried-hill reservoir exhibits higher methane content and dryness coefficient, as well as heavier carbon isotopic compositions of methane and its homologues. Homogenization temperatures of fluid inclusions in the buried-hill reservoirs range mainly from 129.6 ℃ to 135.3 ℃, corresponding to a single episode of intensive gas charging during the late stage of the Late Miocene Huangliu Formation to the Pliocene Yinggehai Formation (approximately 5.5 Ma). In addition, major fault activity in the buried hills of the Lingnan Low Uplift ceased by the end of the Miocene Sanya Formation, indicating early trap formation. Such "early charging and early stabilization" buried-hill traps are clearly favorable for natural gas migration, accumulation, enrichment and preservation. In summary, the natural gas accumulation model of the buried hills in the Lingnan Low Uplift can be summarized as follows: natural gas generated from the Yacheng Formation source rocks in the adjacent Ledong-Lingshui Sag migrates laterally along a carrier system composed of structural ridges, source-connected faults and tectonic fractures, and finally accumulates in high-quality weathered crust and fractured reservoirs of Pre-Paleogene granite within buried-hill traps, forming "young-generation old-storage" and "lateral-generation upper-storage (old-storage)" gas reservoirs. The findings of this study provide important guidance and reference for exploration evaluation and new frontier expansion of deepwater-ultradeepwater buried-hill oil and gas resources, particularly for the optimization of favorable exploration zones and drilling targets in buried-hill plays.

Key words: Qiongdongnan Basin; basement buried hill; natural gas reservoir; burial history; hydrocarbon accumulation model

0 引 言

琼东南盆地位于中国南海西北部，20 世纪 90 年代末以前，勘探工作主要集中在浅水区，期间虽相继发现 YC13—1 等大中型气田群及一系列含油气构造，但总体油气资源规模有限。此后，勘探方向逐步转向盆地南部深水区，深水油气勘探工作有序推进，迄今已在深水区探明天然气地质储量达 3000 亿立方米；近期更在超深水浅层、深水深层及前古近系古潜山油气勘探领域有新发现，首次在深水—超深水前古近系花岗岩潜山气藏（YL8—1/8—3 古潜山）获得突破，为古潜山领域的进一步勘探奠定了基础。需要指出的是，古潜山油气藏类型多样，油气运聚成藏过程及控藏条件复杂苛刻，且储层非均质性强、评价预测难度较大，这极大增加了油气勘探开发及评价的难度与风险[1]。以 YL8—1 前古近系花岗岩潜山气藏为例，尽管其埋藏深度（扣除水深 1830 m）不超过 1100 m，但地史时期盆地深部生烃产生的超压及其传导作用，使得气藏的形成与演化过程变得极为复杂，显著增加了油气勘探开发与评价预测的难度。针对这一难点，前人对琼东南盆地中东部松南低凸起、西南部陵南低凸起[2-3]、渤海盆地渤中 19-6 构造、珠江口盆地浅水区惠州 26-6 构造[4-6]等多个典型古潜山油气区开展了大量研究工作，并取得一系列重要成果。相关研究初步揭示了潜山花岗岩储层中风化壳储集空间与内幕裂隙体系的发育特征，总结并建立了松南低凸起

YL8-1/YL8-3 潜山的天然气运聚成藏模式[2, 7-9]，明确其天然气主力气源来自陵水凹陷与松南凹陷，油气运移路径呈现“先横向输导、后纵向充注”的特征，为琼东南盆地东部深水区古潜山油气成藏机理及勘探评价研究提供了重要理论依据与实践参考。但现有古潜山油气勘探研究成果及核心认识，仍存在明显的局限性，相关研究主要集中于琼东南盆地深水区中东部的松南低凸起区带，受勘探程度限制，盆地西南部深水区前古近系花岗岩古潜山油气藏的勘探与研究工作相对滞后，目前整体仍处于油气地质条件初步评价及资源潜力预测的起步阶段，尚未形成系统的成藏理论体系，对该区域古潜山油气的富集规律、气源供给机制及成藏主控因素等关键问题仍缺乏明确认知。基于此，立足琼东南盆地西南部深水区陵南低凸起的区域地质背景，深入分析前古近系花岗岩潜山的天然气成藏全过程，重点剖析油气运聚成藏演化历史与成藏关键条件，精准判识气源供给特点、来源及成因类型，系统总结并建立符合该区地质特征的古潜山天然气成藏模式，不仅能够完善琼东南盆地深水区古潜山油气成藏理论体系，填补西南部深水区古潜山研究的空白，更可有效指导该区下一步潜山油气勘探部署，为区域油气勘探与开发提供重要的理论支撑和实践指导。

1　地质概况

琼东南盆地西南部陵南低凸起处于乐东凹陷东部和陵水凹陷南部区域，属于盆地深水区南部隆起的西隅（图 1（a）），该区水深超过 1200 m，低凸起上古潜山埋深为 2400 m 左右，相对于深水区中东部松南低凸起古潜山埋藏更深。目前已经在该区东北部邻区乐东-陵水凹陷中央峡谷水道勘探发现了 LS171、LS221 等一批新近系莺歌海组-黄流组中浅层气田[10]，其与陵南低凸起古潜山油

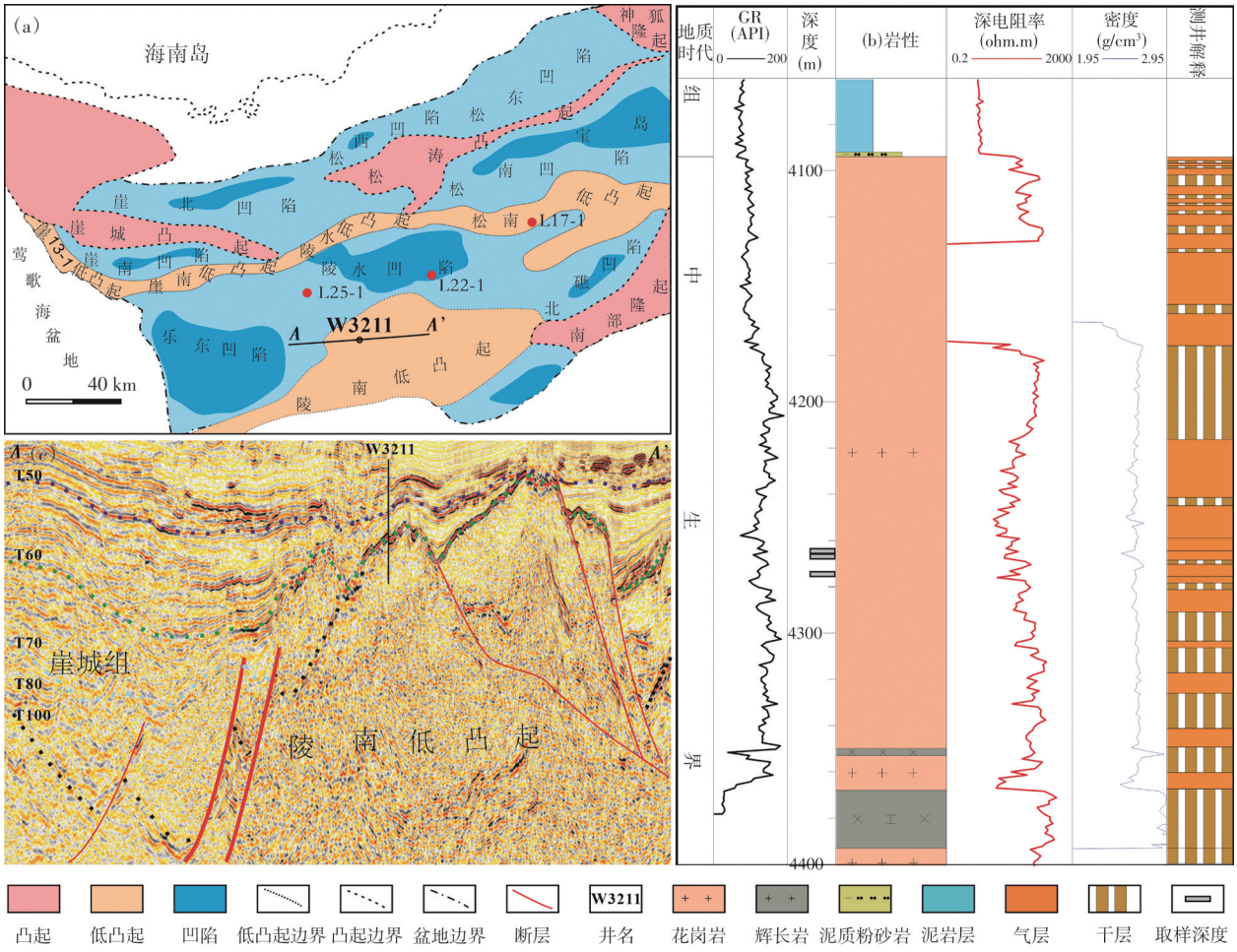


图 1　研究区及钻井位置（a）；W3211 井气藏段地层岩性及气层特征（b）；过井地震剖面（c）

Fig. 1　Study area and drilling location (a); Stratigraphic lithology and gas reservoir characteristics of the gas-bearing interval in Well W3211 (b); Cross-well seismic profile (c)

气藏邻近，空间上可划为同一油气分布区。

琼东南盆地新生代时期为典型被动大陆边缘裂谷盆地，受区域板块构造演化的控制，形成了“下断上坳、下陆上海”的双层结构及相应沉积特征。盆地内主要发育两套地层，分别为古近系陆相-海陆过渡相地层与新近系海相坳陷地层，二者共同构成了盆地油气成藏的基础地质框架。盆地内地震反射界面T100以上为完整的新生代沉积地层，T100以下为盆地古基底，其岩性以花岗岩为主（图1（b）和（c））。古近系渐新统崖城组-陵水组为海陆过渡相泥岩与海岸平原相煤系地层，是该盆地的主要烃源岩[11-12]。该套烃源岩广泛超覆于古隆起斜坡及断裂带附近，可同时为中新统中央峡谷水道系统砂体圈闭和前古近系（主要为中生界）潜山圈闭提供稳定的烃源供给。需强调的是，中生代早期，琼东南盆地处于欧亚板块、印度-澳大利亚板块与太平洋板块的汇聚碰撞带，强烈的区域构造运动诱发了大规模岩浆活动[13-15]。岩浆活动形成了大量花岗质岩体，这些岩体在印支期造山运动的挤压作用下，发生了显著的抬升与变形；出露地表的花岗质岩体经风化剥蚀、大气淡水淋滤等外力改造，在古潜山表层形成了厚度不均的风化壳，成为了潜山储层重要的组成部分。与此同时，花岗岩潜山内幕受构造应力作用影响，发育了大量相互连通的断层与裂缝，构成优质缝洞型储层，既为天然气运聚提供了良好的储集空间，也是油气富集的关键。当这些优质储集空间与古近系烃源供给系统形成良好耦合关系时，即可形成“新生古储”型潜山油气藏。

2 实验与方法

本次在W3211井中生界花岗岩储层含气层段4266.4～4277.0 m共采集了6罐气样，进行了天然气组分及碳同位素分析，天然气组分分析采用GB/T 13610—2003《天然气的组成分析气相色谱法》标准进行，其色谱仪型号为Agilent6890N；天然气碳同位素分析测定采用SY/T 5238—2008《有机物和碳酸盐岩碳、氧同位素分析方法》标准执行，其同位素比例质谱仪型号Isoprime100，检测限：（甲烷）1.0x10—10 g/s，检测条件：室温。另在该井中生界花岗岩储层4090～4400 m采集了11个岩石样品，进行了包裹体分析，包裹体分析检测方法依据EJ/T 1105—1999（矿物流体包裹体温度的测定）执行，采用LINKAM THMS600型冷热台，温度为25 ℃，湿度为40%。实验过程中，利用加热或冷却装置对样品进行温度控制。通过逐渐调整样品的温度，观察包裹体在温度变化过程中的行为。当包裹体中的流体或气体达到均一状态时，即其内部成分在温度上达到平衡，此时记录下对应的温度值，即为包裹体的均一温度。*R*o分析测定引用了前人对W3211井2450～4080 m沉积岩9个样品的分析测定数据结果，该井4080 m以下的*R*o值由本次实测数据拟合获得。采用的技术方法依据GB/T 19144—2010《沉积岩中干酪根分离方法》，SY/T 5124—2012《沉积岩中镜质体反射率测定方法》，应用Axio. Scope. A1—MSP200显微光度计，检测时的环境条件，温度为23 ± 3 ℃，湿度为70%以下，检测限0.001%。总之，本文涉及的大部分样品（罐头气、包裹体薄片）的分析测试均由中海油实验中心完成，精准可靠可信，符合研究要求。

另外，埋藏史模拟中，相关参数包括地层岩性、古水深、温度梯度、沉积速率、压实系数等均根据探井钻探结果及相关研究报告获得。其中，岩性主要依据（图1（b））的钻探综合地层岩性参数，古水深参考谢金有发表的莺琼盆地海平面变化结果[24]，地温梯度利用已钻井的测试温度回归获得。最终根据分析和解释的结果，对油气地质模型进行优化和迭代。并通过不断调整模型参数和结构，改进和提高了模拟结果的准确性和可靠性。

3 天然气地球化学特征

W321前古近系潜山气藏花岗岩气层天然气组成以烃类为主，其中甲烷占绝对优势，含量为90.10%～92.05%，远远高于邻区LS221和LS251上中新统黄流组天然气气藏的甲烷含量（85.17%～91.53%）（表1）。花岗岩气层的重烃含量即C_{2-5}含量为3.38%～5.26%，干燥系数（C_1/C_{1-5}）为0.94～0.96，亦高于邻区LS221，LS251浅层黄流组气藏的干燥系数（0.92～0.93）。此外，本区花岗岩气藏CO_2含量为2.73%～5.92%，而且N_2含量低，均比较低，属于富烃优质气藏。W321前古近系潜山气藏花岗岩气层天然气碳同位素特征具有典型煤型成熟-高熟天然气特点，其甲烷碳同位素$\delta^{13}C_1$

为 −38.56‰ ~ −36.02‰，乙烷碳同位素 $\delta^{13}C_2$ 为 −24.42‰ ~ −24.94‰，与邻区 LS221、LS251 上中新统黄流组天然气碳同位素特征基本相似，均属于典型成熟–高熟煤型气[16]。

表 1　琼东南深水区花岗岩古潜山气藏（W321）与邻区 LS221、LS251 上中新统黄流组天然气组成和碳同位素特征对比

Table 1　Comparison of natural gas composition and carbon isotope characteristics between the granite buried hill gas reservoir (Well W321) in the deep water area of Qiongdongnan Basin and the upper Miocene Huangliu Formation in adjacent LS221 and LS251 gas fields

气藏	层位	深度(m)	样品类型	N_2(%)	CO_2(%)	C_1(%)	C_{2-5}(%)	C_1/C_{1-5}	$\delta^{13}C_1$(‰,PDB)	$\delta^{13}C_2$(‰,PDB)
W321	基岩潜山	4266.36	罐头气	0.28	4.25	92.05	3.42	0.96	−34.96	−24.94
				0	2.73	92.01	5.26	0.94	−34.57	−24.75
		4267.00	罐头气	0.24	3.66	91.10	5.01	0.94	−35.43	−24.58
				0.23	4.90	90.30	4.60	0.95	−35.06	−24.42
		4277.19	罐头气	0	5.92	90.10	3.98	0.96	−35.93	−24.64
				0.11	5.31	91.20	3.38	0.96	−36.38	−24.87
LS221	黄流组	2763	MDT	0.55	32.00	91.53	7.20	0.93	−39.2	−26.0
				0.54	0.30	91.70	7.16	0.93	−39.0	−25.9
		2772	MDT	0.56	0.31	91.12	7.47	0.92	−39.4	−26.2
				0.57	0.32	91.37	7.28	0.93	−38.8	−26.0
LS251	黄流组	3890 ~ 3920	DST	0.94	6.10	85.33	7.34	0.92	−38.3	−25.24
				0.97	6.08	85.17	7.44	0.92	−38.1	−25.25

注：W3211 井天然气数据已扣氧，由于 CO_2 含量低，未测得其同位素数据；LS221 和 LS251 数据引自文献[7]。

4　古潜山天然气运聚成藏探讨

4.1　天然气运聚成藏演化史

镜质体反射率（*R*o）是表征生油岩成熟度的一个重要指标[11]。一般情况下，可以按照镜质体反射率的变化将有机质的演化分为 3 个阶段。当 *R*o ≤ 0.5% 时，有机质处于未成熟阶段；0.5% < *R*o < 1.6% 时，样品处于成熟阶段，有利于油气的形成。其中 *R*o 为 0.5% ~ 0.8% 时，进入成熟阶段初期；*R*o 为 0.8% ~ 1.2% 时，处于成熟阶段中期；*R*o 为 1.2% ~ 1.6% 时，处于成熟阶段末期。但当 *R*o ≥ 1.6% 时，属于过成熟度阶段[17]。

根据 W3211 井沉积岩 *R*o 值拟合的结果可知（图 2），本井 *R*o 为 0.5% ~ 0.8%。琼东南盆地烃源岩热演化在 2000 ~ 3000 m 左右开始成熟，根据 *R*o 模拟陵水凹陷的烃源岩达到高成熟（*R*o 值 1.2%）的埋深在 6000 m 左右。在 8000 ~ 10000 m *R*o 值达 1.6% ~ 2.0%，进入高–过成熟阶段。而目前，乐东凹陷沉降中心的崖城组烃源岩埋深达到 12000 m（水深 1500 m），属于高–过成熟阶段。结果表明，乐东–陵水凹陷生成的天然气，沿着陵南低凸起的古构造脊，或者是主断裂运移至古隆起上部圈闭成藏。

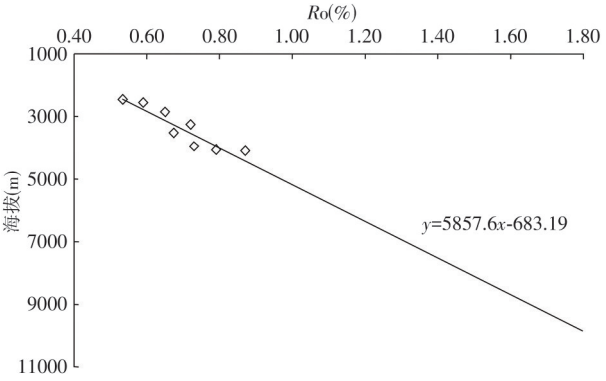


图 2　陵水凹陷及陵南低凸起 W321 井 *R*o 演化史模拟

Fig. 2　Simulation of *R*o evolution history in well W321, Lingshui Sag and Lingnan Low Uplift

4.2　流体包裹体特征及成藏时期

利用地质分析、地球化学示踪等方法，可以研究天然气的成藏时间、演化历程及各阶段的主要特征[18]。流体包裹体信息是探索和理解认识相关地质过程的关键，如成矿作用机制和流体运移。通过古流体的定性和定量分析，我们可以解读这些包裹体所揭示的各种地质作用过程[19-21]。

本文选取 W321 古潜山气藏花岗岩储层 11 块样品，观察流体包裹体岩相特征，发育有烃类包裹体及伴生盐水包裹体，主要存在四种包裹体类型（图 3）：烃类包裹体、含烃盐水包裹体、含 CO_2 盐水包裹体以及盐水包裹体。这些包裹体都有其独有的特征和形成温度范围。例如，4090 m 处的烃气和盐水包裹体主要是无色的，呈椭圆形或无规则形，大小在 4 ~ 7 μm 之间。这些包裹体主要分布在石英颗粒的裂缝内或附近，其均一温度在

129.6 ℃~135.3 ℃之间（图3（a）-（f））。而单偏光下，石英颗粒内成岩裂纹附近也检测到三相CO_2包裹体，呈近圆形或者不规则形，它们的均一温度约30 ℃。

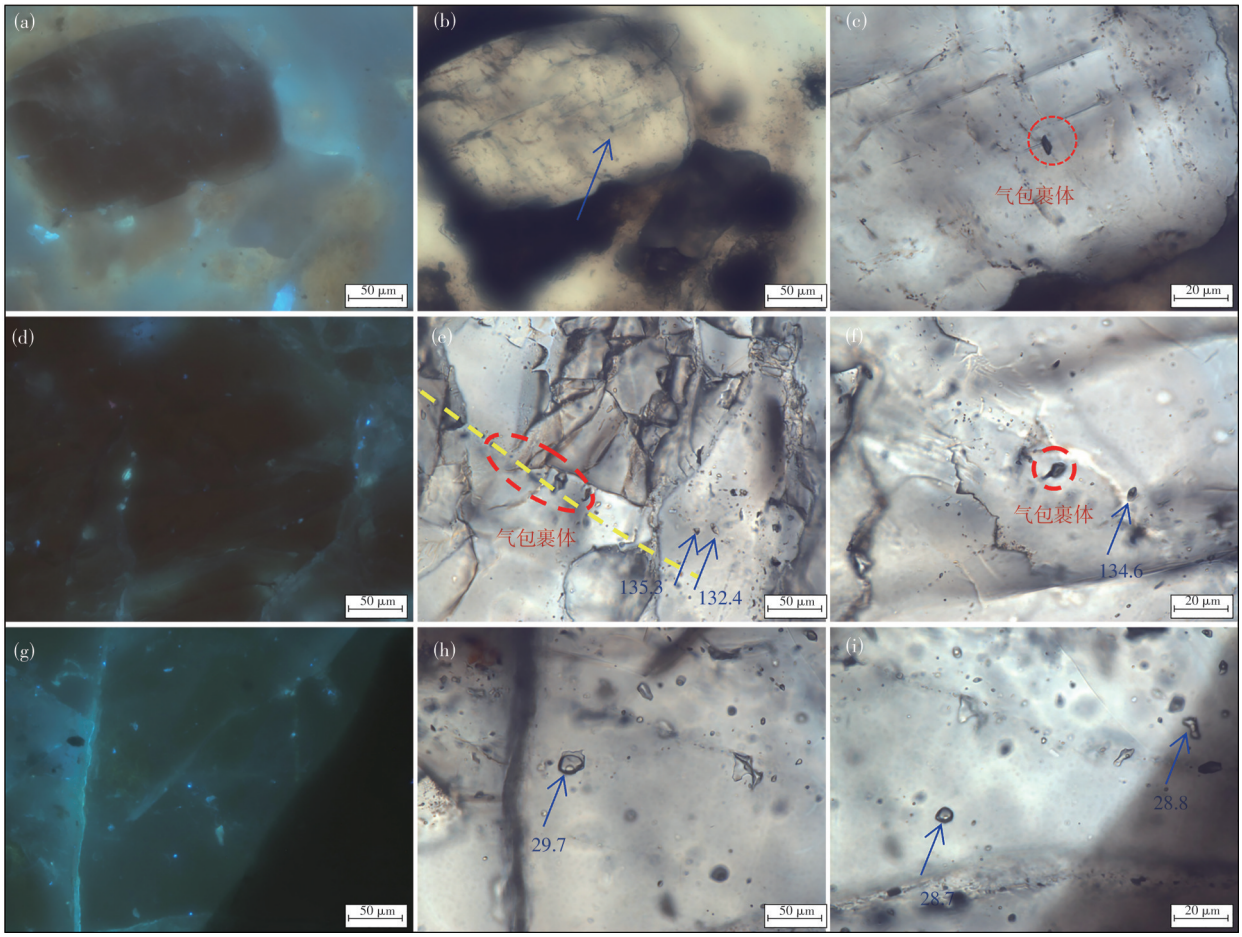


图3 W321潜山气藏花岗岩储层段不同类包裹体典型照片

Fig. 3 Typical photomicrographs of different types of inclusions in the granite reservoir interval of the W321 buried hill gas reservoir

4090 m深度样品，(a)石英颗粒内成岩裂纹中检测到的烃气相包裹体无荧光显示，(b)和(c)单偏光下石英颗粒内成岩裂纹中检测到的烃气相包裹体；4102 m，(d)切穿石英颗粒内裂纹中检测到次生包裹体不发荧光，(e)和(f)不同尺度下含烃盐水包裹体及其附近盐水包裹体，包裹体均一温度均大于130 ℃；4160 m深度样品，(g)石英颗粒节理附近检测到次生纯气相包裹体不发荧光，(h)和(i)显示单偏光下石英颗粒内成岩裂纹中检测到次生盐水包裹体和CO_2盐水包裹体，以及三相CO_2包裹体。

对W321潜山气藏花岗岩储层的流体包裹体分析见表2。均一温度分布在124~156 ℃之间。主峰存在于130~140 ℃，揭示了一期油气充注（图4），部分流体包裹体温度高于140 ℃多与下部热流体作用有关。

将油气伴生的有机包裹体、共生盐水包裹体的均一温度与W321井的埋藏史进行对比，笔者判识确定了W321古潜山油藏的油气充注时间。如图5所示，其纯气包裹体对应的均一温度在该区地质埋藏史图上所对应的充注时间为上中新世黄流组末期—上新世莺歌海组初期（约5.5 Ma）。

另外，从研究区的油气地质特征分析，W321古潜山构造的油气盖层条件良好（图1（c）），由于离中浅层的中央峡谷水道较远，圈闭没有受到水道的侵蚀破坏而引起油气藏破坏泄漏影响。晚期热沉降作用使得超厚的下中新统三亚组泥岩沉积盖层覆盖在潜山之上，对油气封闭起到良好的作用。

通过构造演化剖面分析（图6），可以清晰地看到，控制W321古潜山圈闭的主断裂活动时间短，在下中新统三亚组一段沉积期停止。这一地质现象表明，该断裂在圈闭形成后很长时间内都是不活跃的[22]。这些发现为我们揭示了乐东凹陷

表 2　琼东南盆地西南部陵南低凸起 W321 基岩潜山储层流体包裹体测温数据

Table 2　Temperature measurement data of fluid inclusions in the basement buried hill reservoir of Well W321, Lingnan Low Uplift, southwestern Qiongdongnan Basin

井名	深度(m)	层位	产状	包裹体类型	包裹体大小(μm)	气液比(%)	均一温度(℃)	冰点温度(℃)
W321	4090	基岩潜山	石英内裂纹	盐水包裹体	4 ~ 7	6	129 ~ 135	−2.4 ~ −1.7
W321	4102	基岩潜山	石英内裂纹	盐水包裹体	4 ~ 33	6 ~ 7	124 ~ 152	−4.6 ~ −1.2
W321	4110	基岩潜山	石英内裂纹	盐水包裹体	4 ~ 33	6 ~ 8	131 ~ 140	−3.6 ~ −0.5
W321	4160	基岩潜山	石英内裂纹	盐水包裹体	4 ~ 16	6 ~ 13	127 ~ 136	−3.7 ~ −1.9
W321	4210	基岩潜山	石英内裂纹	盐水包裹体	5 ~ 18	5 ~ 7	134 ~ 156	−3.6 ~ −0.3
W321	4262	基岩潜山	石英内裂纹	盐水包裹体	6 ~ 24	6 ~ 8	129 ~ 137	−3.9 ~ −1.7
W321	4270	基岩潜山	石英内裂纹	盐水包裹体	4 ~ 22	6 ~ 8	126 ~ 137	−5.2 ~ −2.9
W321	4320	基岩潜山	石英内裂纹	盐水包裹体	5 ~ 21	6 ~ 8	130 ~ 154	−3.6 ~ −0.7
W321	4354	基岩潜山	石英内裂纹	盐水包裹体	6 ~ 27	6 ~ 8	128 ~ 137	−3.9 ~ −1.3
W321	4364	基岩潜山	石英内裂纹	盐水包裹体	5 ~ 24	6 ~ 12	127 ~ 139	−2.9 ~ −1.3
W321	4400	基岩潜山	石英内裂纹	盐水包裹体	5 ~ 21	6 ~ 7	130 ~ 135	−4.7 ~ −0.5

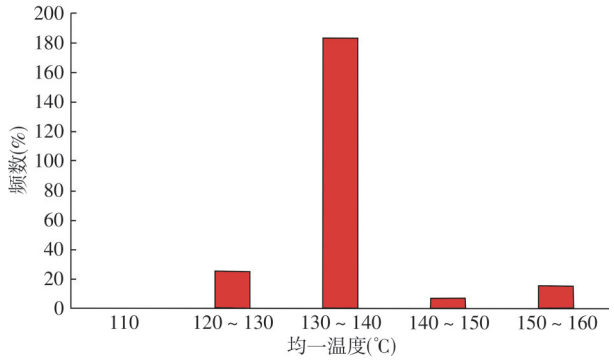


图 4　W321 古潜山气藏花岗岩储层流体包裹体均一温度直方图

Fig. 4　Histogram of homogenization temperatures of fluid inclusions in the granite reservoir of the W321 buried-hill gas reservoir

最主要的排烃充注期与构造停止活动时期是一致的，意味着在构造不活动时期，正是烃类运聚充注最旺盛的时期。

综上所述，通过包裹体分析和古潜山埋藏史恢复的烃类气运聚充注时间，以及盖层保存条件判识和构造活动改造的预测结果，均充分揭示了 W321 古潜山气藏的运聚成藏过程及天然气富集成藏的控制因素。

4.3　天然气运移通道及花岗岩储层特点

陵南低凸起位于乐东凹陷东部，陵水凹陷南部，呈现东高西低的形态。该区域发育了一组向乐东凹陷和陵水凹陷倾伏的构造脊，为凹陷中油气运移至圈闭提供了有利的构造条件。在构造脊附近，发育一条主断层，即沟源断裂。该断层与构造脊的展布方向一致，产状较陡，是新生代伸展作用的产物。该断层不仅切割了古潜山火山岩基底，还控制了崖城组的厚层烃源岩的分布。

在盆地陵水组加速沉降期，由于断层控制的沉降速率超过了海侵引起的海平面上升速率，导致盆地的可容纳空间迅速增加。此时，潜山的风化剥蚀碎屑逐渐堆积在断层附近，形成了水下扇沉积。这种沉积体系不仅可以作为油气的储集空间，还能作为油气二次运移的有效通道。

通过地震和钻井资料的综合分析，笔者发现与沟源断裂连通的古潜山裂缝十分发育。这些裂缝不仅构成了油气的储集空间[23]，还为油气运移聚集提供了有效的通道和富集场所。地震资料显示，陵南低凸起古潜山内部地震剖面具有明显的条状杂乱反射结构，其呈断裂 X 型共轭关系（图 7（a）），从深部延伸至潜山顶部[19]。这种断裂结构与海南岛南部的地表露头观察到的 X 型共轭节理相一致（图 7（b））。此外，钻井的 FMI 和取心资料也进一步证实了大量潜山裂缝的存在（图 7（c）−（g））。这些裂缝规模不一，有的被石英脉充填，有的则保持开放状态。这些裂缝与断裂的配置共同构成了良好的运移通道网。

4.4　天然气成熟度与成因

利用烃类气体的碳同位素组成不仅能较好地判别气体成因类型，而且能够判识确定气源构成特点以及烃源岩的成熟度[4]。由表 1 和图 8 所示，W321 的花岗岩基岩潜山气层天然气甲烷碳同位素 $\delta^{13}C_1$ 为 −38. 56‰ ~ −36. 02‰，乙烷碳同位素 $\delta^{13}C_2$ 为 −24. 42‰ ~ −24. 94‰，属于典型煤型气。其与邻区 LS251 的黄流组中天然气碳同位素分布特征亦

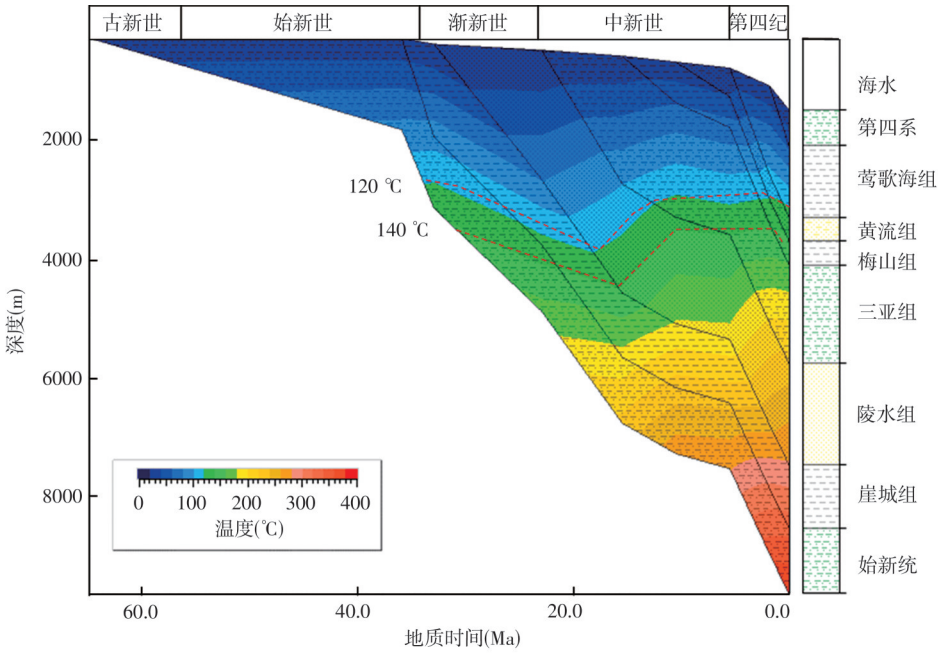


图5 陵水凹陷及陵南低凸起区单点热模拟埋藏史图

Fig. 5 Single-point thermal simulation burial history map of the Lingshui Sag and Lingnan Low Uplift

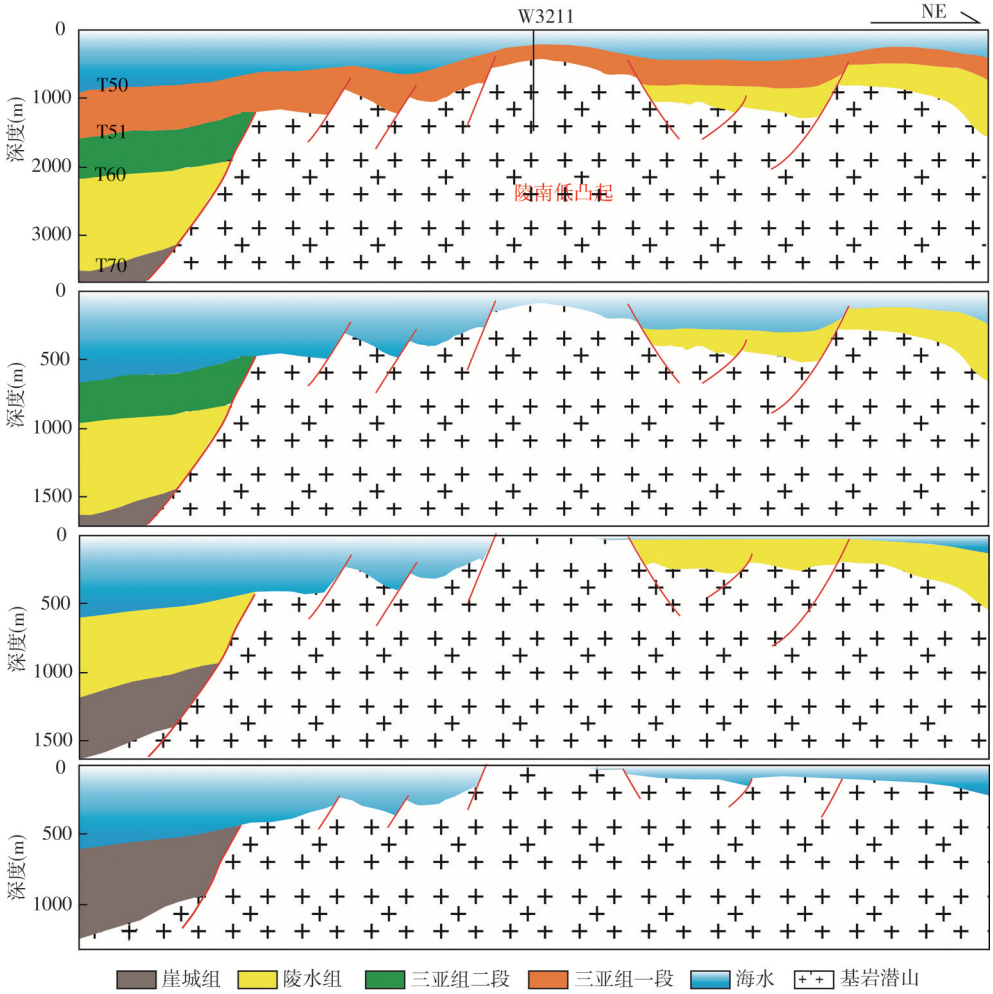


图6 过W321构造的构造演化史剖面

Fig. 6 Tectonic evolution section across the W321 structure

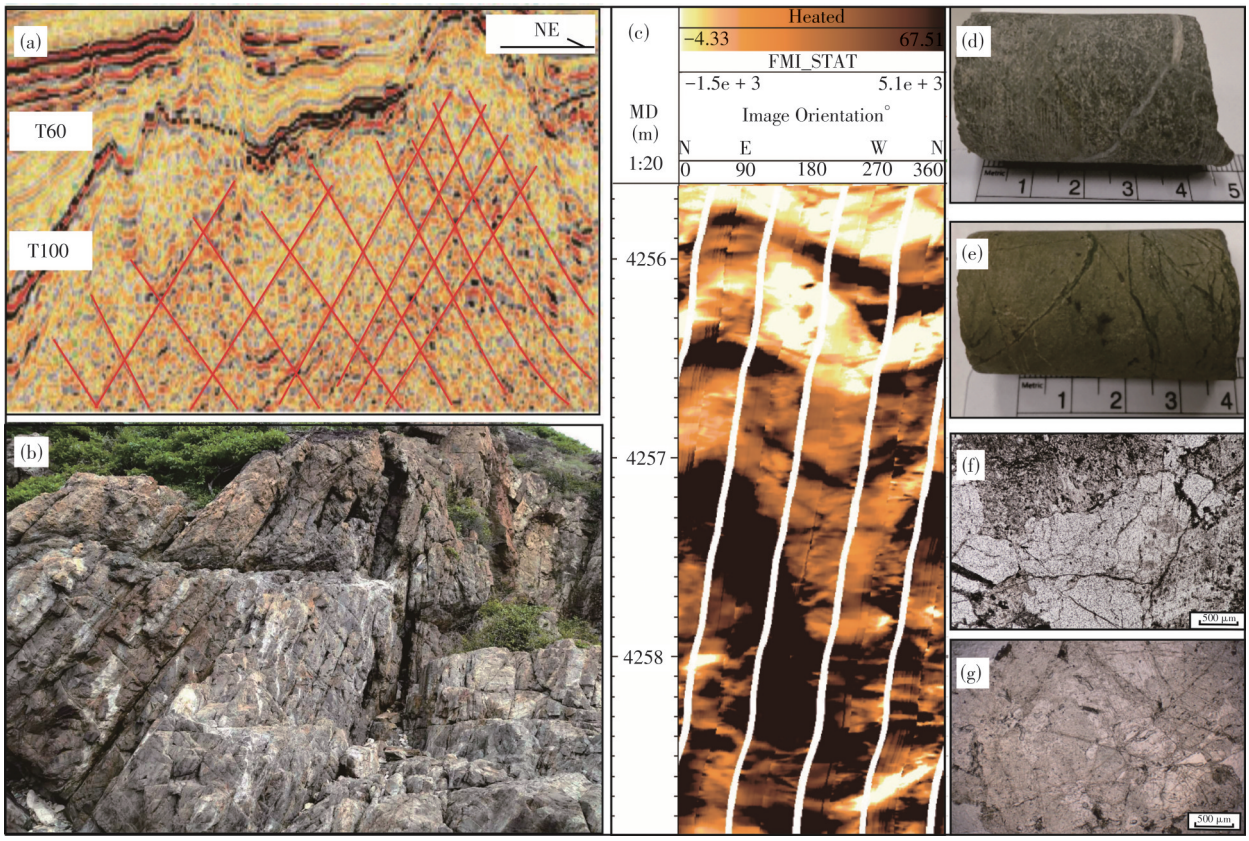


图 7　琼东南盆地陵南低凸起古潜山内部断裂及裂缝发育特征与海南岛花岗岩露头断裂特征的对比

Fig. 7　Comparison of fault and fracture development characteristics inside the buried hill of the Lingnan Low Uplift, Qiongdongnan Basin with fault characteristics of granite outcrops in Hainan Island

(a)陵南低凸起地震揭示的内部裂缝结构(潜山区地震分辨率为 25 ~ 30 Hz);(b)海南岛南部的表层风化壳及 X 型共轭节理;(c)W3211 井 FMI 裂缝成像;(d)W321 井壁心段的裂缝被石英脉充填,4254 m;(e)壁心段的裂缝未被充填,样品深度 4273 m;(f)和(g)单偏光下的裂缝十分发育,样品深度分别 4257 m 和 4365 m。

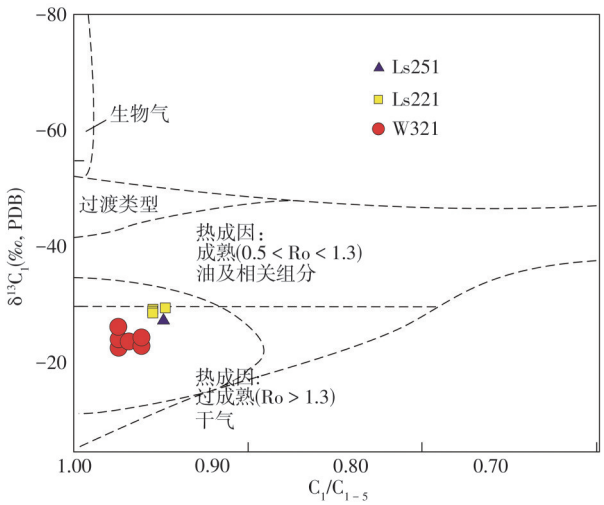


图 8　乐东—陵水区中浅层天然气与 W321 古潜山天然气甲烷碳同位素与干燥系数关系

Fig. 8　Relationship between methane carbon isotope and dryness coefficient of natural gas from middle-shallow formations in the Ledong-Lingshui area and the W321 buried hill gas reservoir

基本一致（$\delta^{13}C_1$ 为 −38. 30‰ ~ −36. 10‰；$\delta^{13}C_2$ 为 −25. 2‰ ~ −26. 2‰），表明两者气源构成及来源基本相同，两者均为煤型气。

从表 1 可知该区有机烷烃气均为正碳同位素系列，而无机烷烃气为负碳同位素系列，而且 3 个气藏天然气甲烷碳同位素值均大于乙烷碳同位素，因此为有机成因气。国内学者对中国主要天然气田天然气同位素分析统计及研究表明[21, 27-29]，煤型气 $\delta^{13}C_2$ 值通常较油型气偏重，大于 −28. 8‰（煤型气门槛值）；而油型气天然气 $\delta^{13}C_2$ 偏轻，小于 −28. 8‰。W321 天然气 $\delta^{13}C_2$ 值为 −24. 75‰ ~ −24. 42‰，LS251 天然气 $\delta^{13}C_2$ 值 −25. 25‰ ~ −25. 24‰，LS221 天然气 $\delta^{13}C_2$ 值 −25. 90‰ ~ −26. 20‰，均明显大于煤型气门槛值，且这些气藏的乙烷碳同位素基本一致，应属于崖城组海岸平原相煤系地层供烃，热解形成的典型煤型气[10, 24, 30]（图 9）。

总之，W321 潜山气藏花岗岩气层较高的甲烷

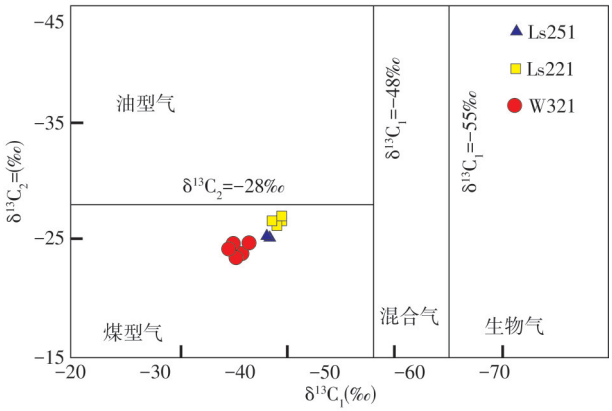


图 9 乐东-陵水区中浅层天然气与 W321 古潜山天然气甲、乙烷碳同位素关系

Fig. 9 Relationship between carbon isotopes of methane and ethane in natural gas from middle-shallow formations in the Ledong-Lingshui area and the W321 buried hill gas reservoir

含量和干燥系数表明，本区古潜山气层天然气成藏时期更早，成熟度更高。而邻区中浅层 LS221，LS251 气藏天然气干燥系数与碳同位素均明显相对偏干、偏低，表明其成熟度相对低一些，天然气生烃母质类型相对含有较多陆源腐殖成分。也有可能与来自上渐新统陵水组、下中新统三亚组生成的较低成熟度天然气与上渐新统崖城组高成熟度天然气的相互混合充注作用有关。

4.5 古潜山天然气运聚成藏模式分析与建立

根据以上陵南低凸起潜山区油气地质条件的综合分析，W321 古潜山气藏是以邻近乐东凹陷崖城组烃源岩为气源，通过沟源断裂与印支期花岗岩风化壳和内幕裂缝型储层耦合，最终在古潜山花岗岩储层圈闭中富集成藏（图 10）。

W321 潜山气藏天然气地球化学特征已证实，其气源主要来自乐东凹陷崖城组海岸平原相煤系地层的，这与深水区乐东凹陷 LS251 气田及陵水凹陷 LS172 气田群特征相似[26, 31-33]。同时，陵南低凸起附近，乐东凹陷崖城组烃源岩在低凸起附近厚度达 1300 m 左右，烃源层向低凸起方向产状上倾，倾角度约 15°，有利于油气向潜山带运移。

印支期的花岗岩、二长花岗岩以及晚期侵入的基性岩脉为气藏提供了岩石基础。其中，花岗岩和二长花岗岩两类岩石成分上均由长石、石英以及少量暗色矿物构成，长石的含量差异较大。岩石中石英颗粒较为完整，少数颗粒发生破碎，并发育裂缝，长石多遭受蚀变，呈黏土化[33]，部分长石被酸性水溶蚀，黏土质碎屑液化，使长石呈蜂窝孔状态，代表了较强的溶蚀作用。钻井揭示，整个花岗岩储层纵向上可以划分两个带：潜山上部的风化裂缝带和下部的内幕裂缝带。风化裂缝带在岩心上可见大量溶蚀孔，这些溶蚀孔在海南岛南部的野外露头表现为沿着 X 型裂缝（节理）的交汇处下渗，然后横向扩溶，其孔径最大可达 40 cm。钻井过程中也多次遇到放空现象。内幕裂缝带多为具有平直的节理面，岩石薄片表现为裂缝多穿过石英，或者单一裂缝出现，或者多条密集发育，亦见 X 型交叉型。野外的裂缝表现为两期，以 NNW 和 NNE 向一组为主，延伸长，产状稳定，裂缝宽度 2 ~ 8 mm；另一组为 NW 向，发

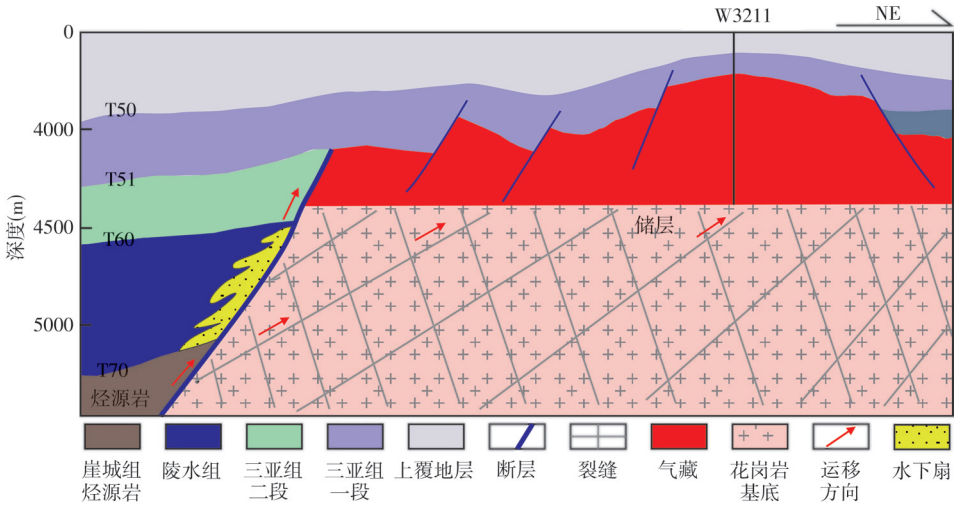


图 10 琼东南盆地西南部陵南低凸起 W321 花岗岩潜山天然气下生上储、侧生上储运聚成藏模式

Fig. 10 Natural gas accumulation model of lower generation-upper accumulation and lateral generation-upper migration-accumulation in the W321 granite buried hill, Lingnan Low Uplift, southwestern Qiongdongnan Basin

育规模小。由于部分储层被脉体充填，以及孔隙、裂缝发育的极大非均质性，陵南潜山储层孔隙度分布在0.1%～16.7%，平均值为4.25%，渗透率分布在0.05×10^{-3}～13.2×10^{-3} μm，平均值为2.178×10^{-3} μm。

依据潜山低凸起带发育的输导体系类型判断，油气主要通过构造脊及附近的沟源断裂–近岸水下扇和潜山内幕裂缝运移充注成藏[34-37]。一方面，陵南低凸起乃至整个琼东南盆地的主断裂自古近纪的断陷作用，一直活动到中新世早期[38]，不但控制了凹陷的沉降中心位置，即烃源岩发育的最有利部位，还在其下降盘形成以陵南低凸起为物源的近岸水下扇沉积。成熟的天然气沿构造脊或者断裂—近岸水下扇输导至潜山顶部，在三亚组一段盖层的遮挡下进行横向运移至W321构造的表层潜山风化裂缝带成藏。另一方面，由于坳陷阶段主断层活动程度逐渐降低，甚至停止活动，主断层也很可能在断层泥的遮挡下封闭，不再起到输导油气的作用，此时，超压天然气沿着断层附近的裂缝先进行横向运移，然后再纵向运移至浅层的内幕裂缝带以及风化裂缝带。由此可见，潜山内幕裂缝既是花岗岩潜山的储层，也在成藏后期起到了主要的油气输导作用[39]。

5　结　论

（1）天然气成因分析表明，W321花岗岩潜山气藏气源供给主要来自下渐新统崖城组煤系烃源岩，比邻区黄流组—莺歌海组中央浊积水道中浅层气藏具更高的甲烷含量和干燥系数，且成熟度更高。

（2）包裹体和构造活动的研究证实，W321花岗岩基岩潜山气藏包裹体的捕获温度为130～140 ℃，对应着该区1期集中充注，主要为黄流组末期—莺歌海组初期（5.5 Ma左右）。此外，主断层在三亚组二段沉积末期已结束活动，有利于花岗岩储层圈闭中天然气富集保存。

（3）陵南低凸起W321古潜山花岗岩天然气运聚成藏模式：以邻近乐东凹陷崖城组烃源岩为气源，印支期花岗岩储层风化壳和内幕裂缝为优质储层，低凸起带之古构造脊、深大沟源断裂及构造裂缝等为输导体系，三者共同相互耦合配置。

参考文献：

[1] 李勇霖，倪智勇，李晓光，等. 鄂尔多斯盆地杭锦旗地区断控气藏差异[J]. 吉林大学学报（地球科学版），2024，54(3)：773－783. doi：10.13278/j.cnki.jjuese.20220294.

[2] 郭书生，陈现军，廖高龙，等. 琼东南盆地永乐8区基底花岗岩潜山分带特征[J]. 中国海上油气，2023，35(3)：68－76. doi：10.11935/j.issn.1673-1506.2023.03.007.

[3] 李中，邱浩，文敏，等. 潜山裂缝气藏连续封隔体复合控水实验评价：以HZ凝析气田为例[J]. 断块油气田，2022，29(6)：837－841. doi：10.60567/ddyqt.2022.06.015.

[4] 克强，裴健翔，胡 林，等. 莺歌海–琼东南盆地油气勘探新进展与思考[J]. 中国海上油气，2024，36(5)：1－13.

[5] YONGCHANG X.，& PING S. A study of natural gas origins in China[J]. AAPG bulletin，1996，80(10)：1604－1614. doi：10.1306/64EDA0C8-1724-11D7-8645000102C1865D.

[6] 郭龙龙，王峻，张春光，等. 渤海湾盆地辽东湾地区辽西凸起中北段太古宇潜山成储规律及主控因素[J]. 石油实验地质，2024，46(1)：46－53. doi：10.11781/sysydz202401046.

[7] 甘军，季洪泉，梁刚，等. 琼东南盆地中生界潜山天然气成藏模式[J]. 现代地质，2022，36(5)：1242－1253. doi：10.19657/j.geoscience.1000-8527.2022.050.

[8] 侯明才，何小胡，金秋月，等. 琼东南盆地中生代潜山成储主控因素及分布规律[J]. 石油与天然气地质，2023，44(3)：637－650. doi：10.11781/OilGasGeol202303009.

[9] 唐历山，范彩伟，张焱，等. 琼东南盆地花岗岩潜山发育演化及控藏作用[J]. 海洋地质前沿，2023，39(3)：81－90. doi：10.16028/j.issn.1009-2722.2023.03.009.

[10] 于俊峰，吴其林，晁彩霞，等. 南海常压与超压气藏气水过渡带岩电特征及气藏结构[J]. 断块油气田，2021，28(4)：504－508. doi：10.60567/ddyqt.2021.04.012.

[11] HUANG B，TIAN H，LI X，et al. Geochemistry，origin and accumulation of natural gases in the deepwater area of the Qiongdongnan Basin，South China Sea[J]. Marine and Petroleum Geology，2016，72：254－267. doi：10.1016/j.marpetgeo.2016.02.021.

[12] 陈奎，胡德胜，宋瑞有，等. 深水中大型气田滚动勘探技术体系与成效——以琼东南盆地中央峡谷A边际气田为例[J]. 石油实验地质，2024，46(1)：1－10. doi：10.11781/sysydz202401001.

[13] 郑英，韩杰，张小永，等. 柴达木盆地东北部拉合根地区中生代火山岩的发现及其地质意义：来自地球化学与锆石年代学证据[J]. 现代地质，2024，38(4)：1147－1161. doi：10.19657/j.geoscience.1000-8527.2023.074.

[14] 陈耀新，刘文恒，王凯兴，等. 甘肃青山堡中牌细粒花岗岩成因与构造环境：锆石U-Pb年龄和全岩元素组成制约[J]. 现代地质，2024，38(1)：169－182. doi：10.19657/j.geoscience.1000-8527.2023.100.

[15] 范玉海，屈红军，朱楠. 东非转换——伸展型被动陆缘盆地油气地质特征[J]. 西南石油大学学报（自然科学版），2025，47(1)：130－146. doi：10.11885/j.issn.1674—5086.2024.08.29.01.

[16] 徐田武，张成富，杨斌，等. 渤海湾盆地东濮凹陷天然气成因及分布特征[J]. 断块油气田，2024，31(2)：276－282. doi：10.60567/ddyqt.2024.02.011.

[17] PENG J，LIU X，ZHUANG X，et al. Geochemical characteristics

and sedimentary environment of source rocks in the Qiangtang Basin: new discoveries from the Upper Triassic Xiaochaka Formation in the Woruoshan Mountain [J]. Unconventional Resources, 2023, 3: 103 - 110. doi:10.1016/j.uncres.2023.09.001.

[18] 邓高山. 准噶尔盆地沙湾凹陷原油地球化学特征与油源分析[J]. 吉林大学学报(地球科学版),2024,54(2):389 - 412. doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20220216.

[19] 丁高明,晏国龙,王坤明,等. 东秦岭夜长坪钼矿床流体包裹体特征及对成矿作用的指示[J]. 现代地质,2024,38(04):1177 - 1191. doi:10.19657/j.geoscience.1000-8527.2024.018.

[20] 卢焕章,李秉伦,沈昆,等. 包裹体地球化学:第1卷[M]. 北京:地质出版社,1990:242.

[21] SUGGATE R P. Relations between depth of burial, vitrinite reflectance and geothermal gradient[J]. Journal of Petroleum Geology, 1998, 21(1): 5 - 32. doi:10.1111/j.1747-5457.1998.tb00281.x.

[22] XU Q, CHENG J, ZHAO Y, et al. The Early Cretaceous structural features and its influence on hydrocarbon accumulation in the southern Hurenbuqi depression, Erlian Basin[J]. Unconventional Resources, 2024, 4: 100061. doi: 10.1016/j.uncres.2024.100061.

[23] 任宏,李伟奇,虢中春,等. 雅克拉区块潜山储集体类型动态量化表征及自动识别[J]. 油气藏评价与开发,2023,13(6):789 - 800. doi:10.13639/j.issn.2095-1426.2023.06.011.

[24] 熊小峰,郭潇潇,朱继田,等. 南海西部深水区气田天然气地球化学特征差异及其成因[J]. 天然气地球科学,2019,30(7):1053 - 1062. doi:10.11764/j.issn.1672-1926.2019.07.009.

[25] 张迎朝,甘军,徐新德,等. 琼东南盆地深水东区Y8—1含气构造天然气来源及侧向运聚模式[J]. 地球科学,2019,44(8):2609 - 2618. doi:10.3799/dqkx.2019.159.

[26] 甘军,梁刚,庹雷,等. 琼东南盆地深水区新近系大气田群“多级接力”成藏主控因素[J]. 中国海上油气,2025,37(2):61 - 69.

[27] 戴金星. 各类烷烃气的鉴别[J]. 中国科学B辑,1992,22(2):185 - 193. doi:10.1360/yb1992-22-2-185.

[28] 戴金星. 天然气碳氢同位素特征和各类天然气鉴别[J]. 天然气地球科学,1999,2(3):1 - 37. doi:10.11764/j.issn.1672-1926.1999.03.001.

[29] 沈平,申歧祥,王先彬,等. 气态烃同位素组成特征及煤型气判识[J]. 中科科学,1987,(6):647 - 656. doi:10.1360/yb1987-17-6-647.

[30] 谢金有,祝幼华,李绪深,等. 南海北部大陆架莺琼盆地新生代海平面变化[J]. 海相油气地质,2012,17(1):49 - 58. doi:10.3969/j.issn.1672-9854.2012.01.008.

[31] 陈奎,王雯娟,徐万兴,等. 琼东南盆地中央峡谷“深海一号”大气田周缘成藏条件与滚动勘探成效[J]. 石油实验地质,2023,45(5):994 - 1006. doi:10.11781/sysydz202305994.

[32] 刘昆,宋鹏,胡雯燕,等. 南海北部琼东南盆地烃源岩发育特征与气源综合分析[J]. 海洋地质与第四纪地质,2022,42(6):173 - 184. doi:10.16562/j.cnki.0256-1492.2021122101.

[33] 赵卫卫,杨兆林,王乃军,等. 鄂尔多斯盆地下寺湾地区长2段储层流体包裹体特征及油气成藏[J]. 兰州大学学报:自然科学版,2011,47(5):30 - 35. doi:10.13885/j.issn.0455-2059.2011.05.009.

[34] 熊昶,赵星星,吴江勇,等. 塔中隆起FⅡ21断裂带油气成藏过程与多相态成因[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2024,46(4):1 - 18. doi:10.11885/j.issn.1674—5086.2024.2.29.6.

[35] 蔡景顺,杨少航,薛萌,等. 长宁和泸州地区构造变形差异性及其对页岩气保存的影响[J]. 断块油气田,2024,31(2):177 - 186. doi:10.60567/ddyqt.2024.02.005.

[36] 谢昭涵,冯昌,仇永峰,等. 苏北盆地盐城凹陷盐③断裂带构造演化及其控圈作用[J]. 现代地质,2024,38(2):300 - 311. doi:10.19657/j.geoscience.1000—8527.2023.081.

[37] 张津宁,王文洁,能源,等. 断陷盆地控山断层对断控潜山发育的控制和改造:以黄骅坳陷港西断层和港北潜山为例[J]. 现代地质,2024,38(6):1445 - 1457. doi:10.19657/j.geoscience.1000—8527.2024.051.

[38] 胡守祥,姚衍桃,李健,等. 琼东南盆地陆架区晚中新世以来断层活动性研究[J]. 热带海洋学报,2021,40(2):90 - 102. doi:10.11978/j.issn.1009-5470.2021.02.010.

[39] 张庄,章顺利,何秀彬,等. 川西坳陷须家河组二段裂缝发育特征及形成主控因素——以合兴场气田为例[J]. 油气藏评价与开发,2023,13(5):581 - 590. doi:10.13639/j.issn.2095-1426.2023.05.009.