文章编号：1000-0747(2021)01-0052-16 DOI: 10.11698/PED.2021.01.05

中国海相超深层油气地质条件、成藏演化及有利勘探方向

李建忠，陶小晚，白斌，黄士鹏，江青春，赵振宇，
陈燕燕，马德波，张立平，李宁熙，宋微

（中国石油勘探开发研究院，北京 100083）

基金项目：国家重点研发计划“深地资源勘查开采”（2017YFC0603106）

摘要：通过对中国海相超深层油气区域构造背景、石油地质条件分析及典型地区（古）油气藏解剖，研究海相超深层油气成藏演化过程及富集主控因素。中国海相超深层油气主要分布在四川、塔里木和鄂尔多斯 3 大克拉通盆地，界定其埋藏深度大于 6 000 m，赋存层系为前寒武系及下古生界为主的古老海相层系。中国海相超深层烃源岩发育受全球超大陆聚、散旋回为背景的克拉通裂陷及克拉通坳陷控制，在四川盆地发育层系最多、塔里木盆地其次、鄂尔多斯盆发育规模有待进一步证实；储集层以碳酸盐岩为主，储集性能受早期高能滩体、后期叠加溶蚀及断裂作用共同控制；区域盖层包括膏盐岩、泥页岩与致密碳酸盐岩 3 大类。中国海相超深层普遍经历了两期油藏、古油藏裂解成气（或部分裂解）、裂解气（或高过成熟油气）晚期定型等演化阶段，油气富集受静态和动态地质要素耦合控制，主力生烃中心、高能相带叠加岩溶规模储集层、巨厚膏盐岩或泥页岩盖层、稳定保持圈闭条件是超深层油气富集关键因素。海相超深层具有克拉通内裂陷周缘、克拉通内坳陷周缘和克拉通边缘 3 个有利勘探方向。图 11 表 1 参 42

关键词：超深层；成藏演化；四川盆地；塔里木盆地；鄂尔多斯盆地；克拉通内裂陷；勘探方向

中图分类号：TE122.1 **文献标识码：**A

Geological conditions, reservoir evolution and favorable exploration directions of marine ultra-deep oil and gas in China

LI Jianzhong, TAO Xiaowan, BAI Bin, HUANG Shipeng, JIANG Qingchun, ZHAO Zhenyu, CHEN Yanyan, MA Debo, ZHANG Liping, LI Ningxi, SONG Wei

(*Research Institute of Petroleum Exploration & Development*, *PetroChina*, *Beijing* 100083, *China*)

Abstract: By analyzing the structural background, petroleum geological conditions, and typical regional (paleo) oil and gas reservoirs in marine ultra-deep oil and gas regions in China, this paper reveals the evolution process of marine ultra-deep oil and gas reservoirs and the key controlling factors of accumulation. The marine ultra-deep oil and gas resources in China at burial depth of greater than 6 000 m are mainly distributed in the Precambrian and Lower Paleozoic ancient marine strata in the Sichuan, Tarim and Ordos cratonic basins. The global breakup-convergence cycles of the supercontinent control the evolution of intracratonic rifts, cratonic marginal rifts, and intracratonic depressions. The Sichuan Basin is dominant in source rocks, followed by the Tarim Basin. The early high-energy sedimentary environment and the later dissolution and faulting control the development of high-quality carbonate reservoirs. The regional caprocks are dominated by gypsum salt rocks, shale, and tight carbonate rock. The ultra-deep oil and gas fields in China have generally experienced two stages of oil-reservoir forming, thermal (complete or partial) cracking of oil in paleo-reservoir into gas, and late accumulation of kerogen-cracked gas (high-over mature oil and gas). The oil and gas accumulation is controlled by static and dynamic geological elements jointly. Major hydrocarbon-generation center, high quality and large-scale reservoir resulted from karstification of high energy facies belt, thick gypsum rock or shale caprock, and stable trapping and preservation conditions are the key factors for accumulation of ultra-deep oil and gas. Based on petroleum geological conditions, factors affecting hydrocarbon accumulation and evolution, and the latest exploration knowledge, we propose three favorable exploration directions, i.e. the areas around intracratonic rift and intracratonic depression, and craton margin.

Key words: ultra-deep strata; reservoir evolution; Sichuan Basin; Tarim Basin; Ordos Basin; intracratonic rifting; exploration direction

引用：李建忠，陶小晚，白斌，等. 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，2021, 48(1): 52-67.

LI Jianzhong, TAO Xiaowan, BAI Bin, et al. Geological conditions, reservoir evolution and favorable exploration directions of marine ultra-deep oil and gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 52-67.

版权所有

0 引言

近年来，中国油气勘探正向埋藏更深、时代更古老的海相超深层进行探索。四川盆地、塔里木盆地海相层系探井深度均已突破 8 000 m，鄂尔多斯盆地埋深总体较浅，但也突破了 5 000 m。关于超深层的深度界限、地质内涵，国内外认识并不完全统一[1-8]。受中国大陆多旋回构造演化控制，中西部普遍发育由前寒武系—下古生界、上古生界、中—新生界 3 套构造层构成的叠合盆地，其中前寒武系—下古生界处于叠合盆地最底部，为海相沉积，埋藏深度普遍较大，一般可视为超深层。本文认为关于海相超深层的界定需要综合考虑埋藏深度和地质时代两个因素，即埋藏深度大于 6 000 m 的前寒武系—下古生界古老海相层系。目前，中国已在超深层发现四川盆地安岳、塔里木盆地哈拉哈塘、顺北等多个大型油气田，海相超深层勘探前景和战略地位受到高度关注[2, 9-11]。但由于超深层埋藏深度大、时代古老，经历多期构造运动改造，导致油气成藏演化过程极为复杂。本文立足团队最新研究成果，在分析中国 3 大克拉通海相超深层油气地质条件基础上，以四川盆地中部（简称川中）震旦系—寒武系、塔里木盆地北部（简称塔北）寒武系—奥陶系为重点解剖实例，阐述海相超深层油气成藏演化过程及富集主控因素，探讨中国海相超深层油气勘探有利方向，以期推动中国海相超深层油气勘探。

1 区域地质背景

中国超深层油气分布层系、储集层类型、赋存的构造背景与全球已发现的深层—超深层油气存在明显差异。全球 66%已发现深层—超深层油气储量分布于侏罗系—新近系，分布于前寒武系及下古生界的储量小于 10%；储集层岩性以碎屑岩为主；94%的储量富集于克拉通边缘的被动陆缘盆地和前陆盆地[5]。中国超深层油气主要分布于前寒武系及下古生界，储集层以海相碳酸盐岩为主，油气赋存的构造环境为克拉通内裂陷及克拉通内坳陷。

全球超大陆离散、聚敛旋回控制中国海相沉积盆地演化，发育多期克拉通裂陷、坳陷盆地，为超深层油气地质条件的形成提供了重要构造背景（见图 1）。华北克拉通于中元古代早期（距今 1.6～1.8 Ga）受 Columbia 超大陆裂解影响发生区域性裂陷作用，形成了南缘熊耳（豫陕）、北缘渣尔泰—白云鄂博—化德、西部晋陕、甘陕、中部燕辽和东缘 6 大裂陷[12]，控制了长城系烃源岩分布。中元古代中—晚期（距今 1.0～1.6 Ga），华北克拉通裂陷演化为坳陷，控制了蓟县系高于庄组、洪水庄组和待建系下马岭组烃源岩分布。新元古代，受 Rodinia 超大陆裂解影响，在华北克拉通南、北两侧原有中元古代裂陷基础上发育继承性裂陷，而华北克拉通西部的鄂尔多斯地块则缺失新元古代沉积。扬子克拉通于新元古代早期（距今 820 Ma）发生裂陷作用，形成东缘湘桂、西缘康滇和北缘 3 个裂陷[13]，控制南华系—震旦系烃源岩分布；晚震旦世—早寒武世在川中地区发育德阳—安岳裂陷，控制寒武系筇竹寺组优质烃源岩分布。塔里木克拉通于新元古代（距今 740～780 Ma）发生裂陷作用，发育塔北、塔西南两大裂陷[10]。笔者在塔里木盆地东北部库鲁克塔格地区野外调查发现了南华系、震旦系优质烃源岩，说明塔北裂陷控制烃源岩分布。在早古生代，华北、扬子和塔里木克拉通裂陷作用基本结束，进入板块漂移、聚敛拼合演化旋回[14]，期间受克拉通构造分异作用控制，主要发育克拉通内及边缘坳陷，控制早古生代烃源岩分布。

3 大克拉通多期构造旋回控制海相层系沉积演化及差异性。前寒武纪及古生代主要为海相克拉通内裂陷、克拉通内坳陷盆地发育阶段，中生代进入陆相盆地为主的演化阶段，并叠加了前陆盆地。不同类型盆地叠合发育，沉积盖层厚度巨大，导致前寒武系—下古生界埋深普遍较大。四川盆地和塔里木盆地除古隆起以外，前寒武系—下古生界埋深主体大于 6 000 m，海相超深层分布面积分别约为 10×10^4 km^2 和 21.5×10^4 km^2。鄂尔多斯盆地则总体较浅，除西缘外，前寒武系—下古生界埋深一般小于 4 000 m，海相超深层分布面积约 1.5×10^4 km^2。

2 基本油气地质条件

2.1 烃源层

中国海相克拉通裂陷、坳陷多旋回盆地演化为烃源岩发育提供了有利条件，自中—新元古界至古生界均有分布，奠定了超深层油气生成的物质基础，其中主力烃源岩控制油气资源分布和大油气田形成（见图 2）。对比 3 大克拉通盆地，四川盆地超深层烃源岩发育层系最多，其次为塔里木盆地，鄂尔多斯盆地海相烃源岩发育规模有待进一步证实。

四川盆地超深层发育南华系大塘坡组、震旦系陡山沱组、灯影组灯三段、下寒武统筇竹寺组和下志留统龙马溪组 6 套烃源岩（见图 2），主要为富含有机质

石油学报开放
版权所有

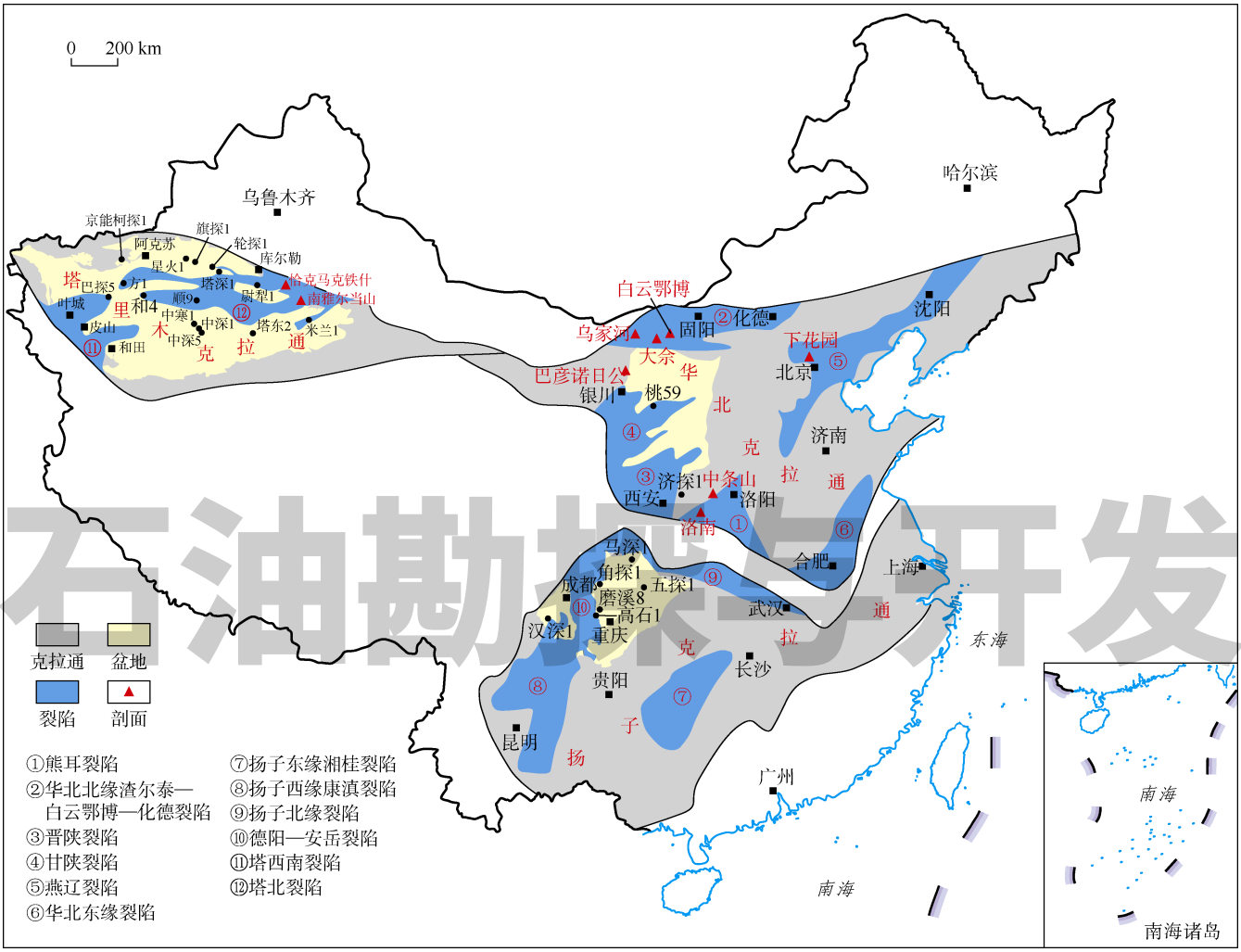


图 1 中国 3 大海相克拉通中元古代—早寒武世裂陷分布示意图（据文献[10-11]修改）

的海相泥页岩。筇竹寺组烃源岩厚度为 100～450 m，*TOC* 平均值为 2.2%，在四川盆地及周缘广泛分布，生烃中心位于德阳—安岳裂陷，是川中安岳大气田的主要气源岩。龙马溪组烃源岩厚度为 50～700 m，主要分布于川东、川南和湘鄂西地区，向川中古隆起尖灭、缺失，*TOC* 平均值为 2.52%，是川东石炭系气田群的主力气源岩，也是目前海相页岩气主力产层。大隆组黑色泥质烃源岩厚 10～30 m，*TOC* 平均值为 4.5%，分布于开江—梁平海槽。南华系大塘坡组、震旦系陡山沱组、灯影组灯三段烃源岩分布明显受克拉通裂陷控制，在四川盆地内部的分布情况尚不完全清楚。大塘坡组烃源岩见于扬子东缘湘桂裂陷，为含锰黑色炭质页岩，*TOC* 值为 1.3%～6.4%，最大厚度近 50 m；陡山沱组黑色页岩分布受控于东缘湘桂裂陷与北缘裂陷，*TOC* 值为 0.9%～4.7%，最大厚度近 80 m，可能是川东、川北地区重要烃源岩；灯三段为黑色页岩夹薄层灰色云质泥岩，主要分布于德阳—安岳裂陷北部，厚度为 5～30 m，*TOC* 值为 0.04%～4.73%（平均 0.65%），对川中安岳气田有贡献。

塔里木盆地超深层发育南华系、震旦系、中—下寒武统、中—下奥陶统等多套烃源岩（见图 2），其中下寒武统玉尔吐斯组作为主力烃源岩的共识度较高。玉尔吐斯组在北部坳陷和塔北地区广泛分布，下部黑色泥岩段厚度为 6～25 m，*TOC* 值为 1.9%～26.1%（平均 8.9%）。盆地东部满加尔凹陷烃源岩发育特征与塔北地区有差异：①烃源岩层系增多，自寒武系至奥陶系共发育下寒武统西山布拉克组—西大山组、中寒武统莫合尔山组、中—下奥陶统黑土凹组 3 套烃源岩；②继承性较好，其分布主要受满加尔凹陷控制；③有机质丰度普遍低于塔北地区玉尔吐斯组，其中西山布拉克组—西大山组 *TOC* 值为 0.05%～8.40%，莫合尔山组 *TOC* 值为 0.7%～2.4%，黑土凹组 *TOC* 值为 0.6%～

石油勘探与开发 版权所有

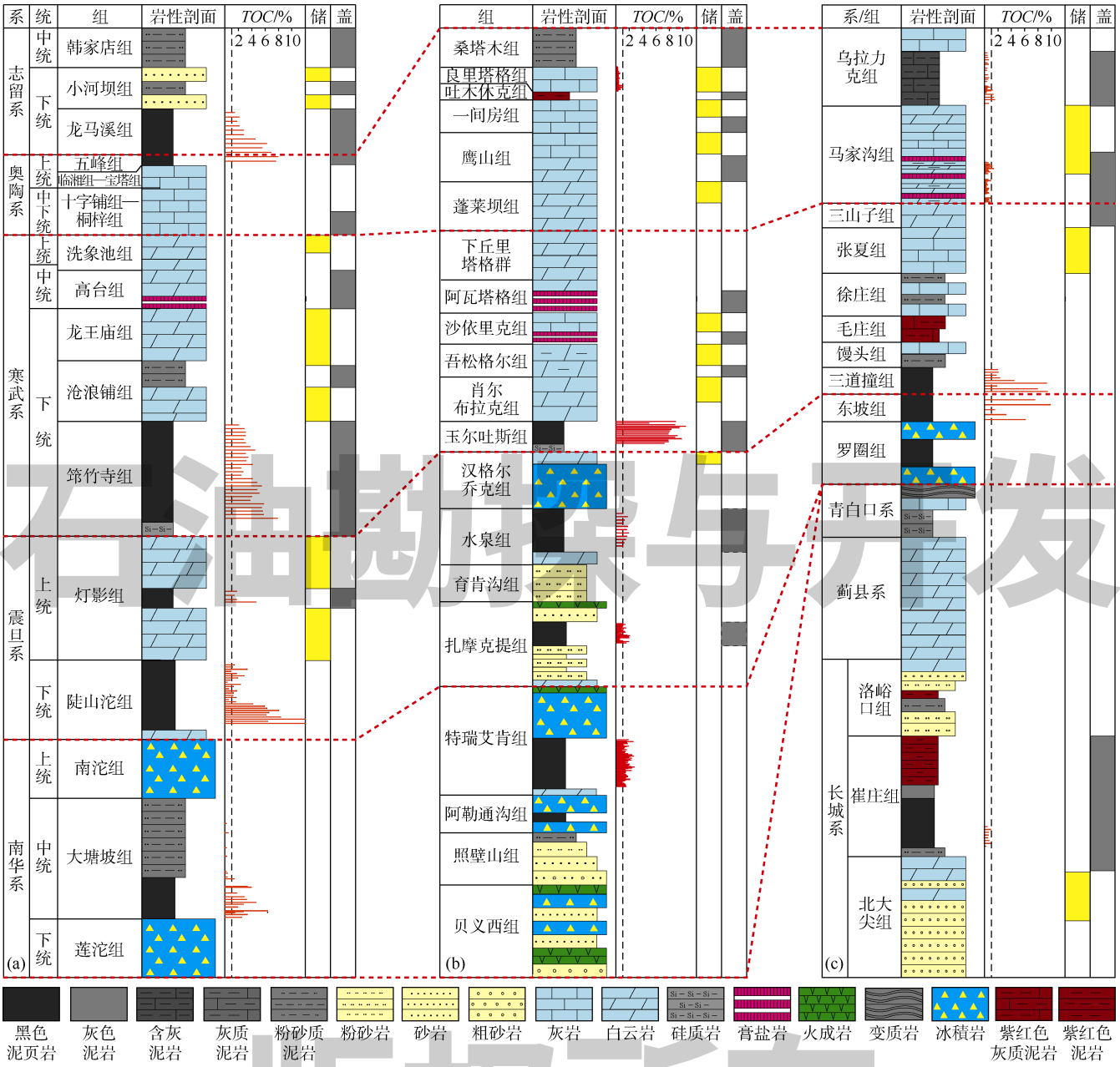


图 2　四川（a）、塔里木（b）、鄂尔多斯（c）3 大海相克拉通盆地中元古界—奥陶系超深层生储盖组合柱状图

3.6%。南华系、震旦系烃源岩分布受新元古代克拉通裂陷控制，研究程度总体较低。本文通过盆地东北部库鲁克塔格地区南雅尔当山剖面样品实测发现南华系特瑞艾肯组烃源岩视厚度约 320 m，*TOC* 值为 1.0%～2.6%；震旦系扎摩克提组烃源岩厚度约 50 m，*TOC* 值为 0.27%～1.93%；水泉组烃源岩厚度约 60 m，*TOC* 值为 0.92%～1.75%，均为有效烃源岩。

鄂尔多斯盆地周缘发育长城系崔庄组、上震旦统东坡组、下寒武统三道撞组和中—上奥陶统乌拉力克组（即平凉组下段）等多套烃源岩，但盆地内部发育情况有待落实。长城系崔庄组黑色泥页岩厚度为 100～500 m，*TOC* 值为 0.2%～1.6%（平均 0.62%），其分布受甘陕、晋陕裂陷控制，推测盆地内部发育该套烃源岩。上震旦统东坡组—下寒武统三道撞组见于盆地南缘与西缘，为黑色泥页岩，厚度为 20～80 m。盆地南缘东坡组 *TOC* 值为 1.5%～9.8%（平均 1.65%）；三道撞组 *TOC* 值为 1.8%～9.4%（平均 3.64%）。西缘仅发现了震旦系东坡组黑色板岩，厚度为 2～5 m，*TOC* 值为 0.30%～1.15%（平均 0.54%），其分布及生烃潜力有待进一步评价。中—上奥陶系乌拉力克组主要沿盆地西缘和南缘分布，为灰色—黑色泥岩，厚度为 30～60 m，*TOC* 值为 0.21%～1.60%（平均 0.67%）。

2.2 储集层

中国海相超深层储集层以碳酸盐岩为主，经历多

石油勘探与开发　版权所有

阶段、多类型地质作用叠加[15]，沉积环境控制早期储集层孔隙发育，后期叠加溶蚀及断裂作用进一步改善储集性能[3]，主要发育孔隙型、裂缝-孔洞型、洞穴型等类型，为海相超深层油气聚集提供了有利储集条件。四川和塔里木盆地在震旦系—下古生界均发育规模碳酸盐岩储集层，而鄂尔多斯盆地主要发育下古生界碳酸盐岩储集层。总体看，四川盆地储集层以孔隙型、孔洞型白云岩为主，塔里木盆地和鄂尔多斯盆地则孔隙型白云岩和缝洞型灰岩储集层均有发育。四川盆地超深层规模碳酸盐岩储集层主要分布于震旦系、寒武系，震旦系主要发育灯影组灯二段、灯四段两套储集层，以裂缝-孔洞型为主，灯二段储集层厚 20～260 m，孔隙度 2.0%～7.8%（平均 3.5%）；灯四段储集层厚 25～170 m，孔隙度 2.0%～7.1%（平均 3.3%）。优质储集层主要分布于德阳—安岳裂陷两侧台缘带，受台缘丘滩体、岩溶作用共同控制，向台内储集层条件变差。寒武系发育沧浪铺组、龙王庙组、洗象池组 3 套白云岩储集层，分布受高能颗粒滩相控制，均叠加岩溶作用，其中龙王庙组为安岳气田主力储集层之一，厚 5～60 m，孔隙度 2.0%～18.5%（平均 4.8%）。川西、川北地区超深层储集层还包括中二叠统栖霞组和茅口组、上二叠统长兴组、下三叠统飞仙关组，茅口组以裂缝-孔洞型灰岩储集层为主，其余主要为受礁滩相控制的白云岩储集层，具有良好储集条件。

塔里木盆地超深层规模碳酸盐岩储集层主要分布于震旦系、寒武系、奥陶系，储集层类型包括孔洞型白云岩、岩溶缝洞型灰岩等。震旦系上部发育奇格布拉克组白云岩储集层，分布受高能颗粒滩相控制，叠加岩溶作用，以孔洞型为主，厚 15～102 m，孔隙度 3.8%～7.2%（平均 5.2%）。寒武系发育肖尔布拉克组、吾松格尔组、沙依里克组等白云岩储集层，肖尔布拉克组储集层受缓坡丘滩相及高能颗粒滩相控制，以孔洞型为主，储集层厚 30～75 m，孔隙度 1.9%～12.5%（平均 4.9%）；吾松格尔组、沙依里克组受弱镶边—镶边碳酸盐台地控制，发育台缘礁滩、台内滩相两类储集层，以孔洞型、裂缝-孔洞型为主。吾松格尔组储集层厚 12～51 m，孔隙度 1.2%～4.3%（平均 3.3%）。沙依里克组储集层厚 10～56 m，孔隙度 3.4%～5.2%（平均 4.4%）。奥陶系发育鹰山组、一间房组、良里塔格组等岩溶缝洞型灰岩储集层，受岩溶作用、走滑断裂共同控制，广泛分布于塔北、塔中、古城及麦盖提斜坡，是塔河、顺北、哈拉哈塘、塔中Ⅰ号等大油气田的主力储集层。

鄂尔多斯盆地超深层储集层主要分布于寒武系与奥陶系，储集层类型包括鲕滩白云岩与岩溶缝洞型灰岩等。寒武系张夏组鲕滩白云岩储集层区域上规模分布，厚 20～100 m，孔隙度 2.5%～7.5%（平均 4.3%）。奥陶系克里摩里组主要分布于盆地西缘“L”形台缘，为岩溶缝洞型灰岩储集层，厚 0.8～50.0 m，孔隙度 2.5%～15.0%（平均 3.5%）。

2.3 盖层

中国海相超深层发育蒸发环境膏盐岩、泥页岩与致密碳酸盐岩 3 大类区域盖层。其中膏盐岩与致密碳酸盐岩盖层主要分布于下古生界寒武系—奥陶系，海相泥页岩盖层分布于下古生界—前寒武系，与下伏超深层优质储集层紧邻，为超深层油气聚集与保存提供有利条件。四川盆地超深层发育寒武系筇竹寺组泥页岩、高台组膏盐岩、下志留统龙马溪组页岩、上二叠统龙潭组泥岩、中—下三叠统嘉陵江组—雷口坡组膏盐岩 5 套区域盖层。筇竹寺组和高台组沉积厚度大、分布广，是四川盆地海相超深层油气重要区域盖层。筇竹寺组泥页岩厚 100～350 m，全盆地均有分布，在德阳—安岳裂陷中沉积厚度最大。高台组膏盐岩主要分布于川东和川中地区，川中以膏质云岩为主，累计厚度 40～50 m；川东地区膏盐岩厚度约 200～400 m，最高达 600 m。龙马溪组黑色页岩在川南和川东等地区广泛发育，厚 50～700 m，平均厚 120 m。龙潭组在全盆地均有分布，川东北地区为海相泥岩，川中—蜀南地区发育海陆过渡相泥岩，泥岩累计厚度 30～140 m。中—下三叠统嘉陵江组—雷口坡组发育厚层膏盐岩，全盆地均有分布，但川西—川东地区明显较厚，累计厚度 100～400 m，也是四川盆地海相超深层重要的区域盖层。

塔里木盆地超深层主要发育下寒武统玉尔吐斯组泥页岩、中寒武统阿瓦塔格组和沙依里克组膏盐岩、中—下奥陶统致密碳酸盐岩、上奥陶统吐木休克组泥灰岩和桑塔木组泥岩 4 套区域盖层。玉尔吐斯组泥页岩在盆地分布最广，面积可达 28×10^4 km^2，厚度 20～180 m，是震旦系主要区域盖层。中—下寒武统膏盐岩主要分布于麦盖提斜坡、巴楚隆起、阿瓦提凹陷与塔中和塔北的西部，厚度 0～360 m，是下寒武统主要区域盖层。中—下奥陶统致密碳酸盐岩、上奥陶统吐木休克组泥灰岩和桑塔木组泥岩主要分布于盆地中西部台盆区，后者是奥陶系主要区域盖层。

鄂尔多斯盆地油气盖层主要分布于寒武系与奥陶系，包括致密灰岩及海相泥页岩。中—下寒武统毛庄组、徐庄组发育浅海相泥灰岩、石灰岩、泥晶灰岩等致密碳酸盐岩，地层厚度西南部大（可达 300 m），向

石油勘探与开发 版权所有

东北部减薄（约 37～50 m）。奥陶系乌拉力克组泥页岩主要分布于盆地西缘，可为深层天然气藏的直接盖层。

3 克拉通不同构造环境油气成藏演化

3.1 油气田基本特征

截至 2018 年底，中国已发现 8 个大型海相超深层油气田，主要分布在塔里木盆地和四川盆地，探明含凝析油石油地质储量 19.6×10^8 t、探明天然气地质储量 2.4×10^{12} m^3（见表 1）。受勘探程度限制，目前鄂尔多斯盆地尚未发现超深层海相油气田。超深层油气田基本特征可概括为：①含油气层系以奥陶系、寒武系、震旦系为主，部分为二叠系、三叠系（如川北龙岗、普光、元坝等气田）；②油气藏类型多样，以岩性-地层、构造-岩性为主，其中塔里木盆地主要为岩性-地层油气藏，四川盆地主要为构造-岩性油气藏；③储集层岩性既有灰岩，也有白云岩，其中塔里木盆地以灰岩为主，储集空间主要为洞穴、裂缝、孔洞，四川盆地以白云岩为主，储集空间以孔隙、孔洞为主；④储集层厚度变化大，非均质性强，白云岩储集层物性整体优于灰岩；⑤从所处构造位置看，主要分布于克拉通坳陷、克拉通裂陷（包括海槽）周缘，其中塔里木海相超深层油气田主要分布于满西克拉通内坳陷周缘，四川盆地海相超深层气田主要分布于德阳—安岳克拉通内裂陷周缘、开江—梁平海槽周缘。

表 1　中国海相超深层油气田基本地质参数表

盆地	油气田	埋深/m	含油气叠合面积/km^2	石油探明储量/10^4 t	天然气探明储量/10^8 m^3	油气藏类型	主力油气层	储集层岩性	储集层有效厚度/m	孔隙度/%	储集空间	所处构造位置
塔里木	哈拉哈塘	5 900～7 600	1 323	24 675	393	岩性-地层	O_2yj $O_{1-2}y$	亮晶砂屑灰岩、鲕粒灰岩	6～25	1.8～21.3/7.5	洞穴、孔洞、裂缝	满西克拉通内坳陷周缘
	塔中Ⅰ号	4 500～6 800	288	21 983	3 680		O_3l $O_{1-2}y$	亮晶砂屑灰岩、礁滩相灰岩	5～65	1.8～16.0/4.6		
	塔河	5 300～7 000	2 410	136 389	384		$O_{1-2}y$ O_2yj	亮晶砂屑灰岩、鲕粒灰岩	8～60	2.7～75.0		
	顺北	7 300～8 500	47	9 903	216		$O_{1-2}y$ O_2yj	亮晶砂屑灰岩	3～30	2.6～36.0		
四川	安岳	4 500～5 400	2 691	3 185	11 709	构造-岩性	ϵ_1l Z_2d	藻白云岩、颗粒白云岩	5～60 30～280	2.0～18.5/4.8 2.0～7.8/3.4	孔隙、孔洞、裂缝	德阳—安岳克拉通内裂陷周缘
	龙岗	3 680～7 286	156		742		P_3ch T_1f	亮晶鲕粒白云岩	6～35	3.7～8.5/6.5	孔隙	开江—梁平海槽周缘
	普光	4 776～7 100	124		4 121		P_3ch T_1f		101～411	2.0～28.9/8.1	孔隙	
	元坝	6 250～7 367	549		2 712		P_3ch T_1f		40～100	2.0～23.6/5.2	孔隙	

注：O_2yj—一间房组；$O_{1-2}y$—鹰山组；O_3l—良里塔格组；ϵ_1l—龙王庙组；Z_2d—灯影组；P_3ch—长兴组；T_1f—飞仙关组；“ / ”后面数值为平均值

3.2 克拉通内裂陷周缘油气成藏演化

以四川盆地安岳气田震旦系—寒武系（德阳—安岳克拉通内裂陷周缘）为解剖实例开展油气来源、成藏期次、成藏演化过程等研究，并总结油气成藏主控因素。

川中地区震旦系—寒武系天然气勘探历史悠久，1964 年发现威远气田之后，经过数十年探索，2011 年高石 1 井、2012 年磨溪 8 井分别于灯影组、龙王庙组获得日产百万立方米以上高产工业气流，由此发现了安岳特大型气田[16]。安岳气田位于川中古隆起高石梯—磨溪构造，西邻德阳—安岳克拉通内裂陷，主力气层为寒武系龙王庙组、震旦系灯影组，气层埋深 4 500～5 400 m，含气范围受构造、岩性双重控制，累计探明地质储量已超过 1×10^{12} m^3[17]。近期在川中古隆起北斜坡、裂陷内灯二段获得勘探新发现[18]，展现出德阳—安岳克拉通内裂陷周缘良好勘探前景。

3.2.1 油气来源

前人研究发现安岳气田天然气为原油裂解气[19]，但是灯影组和龙王庙组气源认识存在分歧：①均来源于筇竹寺组烃源岩[20]；②灯影组天然气来源于筇竹寺组和灯三段，龙王庙组天然气来源于筇竹寺组[16]；③灯影组和龙王庙组天然气均为筇竹寺组和灯影组烃源岩混源气[21]。

由于高过成熟天然气组分较为单一，天然气与源岩之间缺乏可直接对比的地球化学指标，气源对比难度较大。本文采用多参数方法，地质与地球化学结合，综合分析认为安岳气田天然气主要来源于下寒武统筇竹寺组，灯影组灯三段烃源岩也有贡献，主要有以下 3 方面证据：

①碳同位素组成证据。寒武系龙王庙组天然气乙烷碳同位素值为–35‰～–31‰，与筇竹寺组干酪根碳同位素值–36.4‰～–30.0‰相近，并且龙王庙组储集层

石油勘探与开发　版权所有

沥青碳同位素值（–35.4‰～–33.1‰）与筇竹寺组干酪根碳同位素有明显亲缘关系（见图 3），表明天然气来源以筇竹寺组泥岩为主。与龙王庙组相比，灯影组天然气乙烷碳同位素值（–30.0‰～–27.5‰）明显比龙王庙组乙烷重，指示灯影组可能有不同气源。从灯影组储集层沥青碳同位素值（–36.8‰～–34.5‰）与烃源岩干酪根碳同位素值（筇竹寺组–36.4‰～–30.0‰、灯三段–34.5‰～–29.0‰）对比看，符合沥青与母源干酪根的继承关系（见图 3），说明灯影组天然气可能来自上述两套烃源岩。

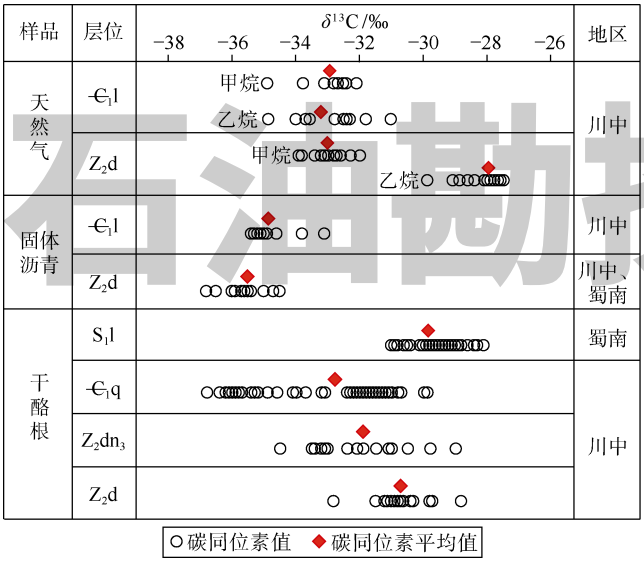


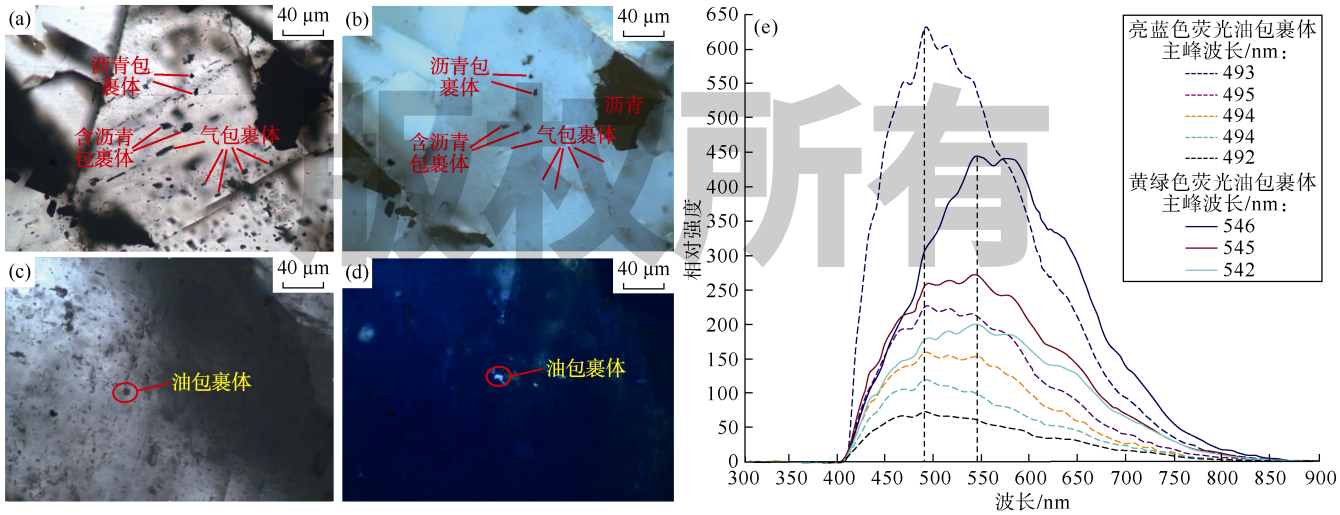
图 3 四川盆地川中—蜀南地区震旦系—寒武系天然气、固体沥青与干酪根碳同位素值对比图（据文献[22-27]修改；$\in_1$l—龙王庙组；Z_2d—灯影组；S_1l—龙马溪组；$\in_1$q—筇竹寺组；Z_2dn_3—灯影组三段；Z_2d—陡山沱组）

②氢同位素组成证据。天然气氢同位素组成不仅受成熟度影响，而且受沉积期水体盐度的影响。通常较高丰度的伽马蜡烷被看作是沉积水体高盐度的重要指标[28]。筇竹寺组烃源岩伽马蜡烷与 C_{30} 藿烷比值高于灯三段烃源岩[29]，表明前者水体盐度要高于后者。龙王庙组和灯影组甲烷碳同位素值绝大部分为–34‰～–32‰，指示二者之间的成熟度差异较小。龙王庙组甲烷氢同位素值（–138‰～–132‰）明显重于灯四段（–147‰～–135‰），灯二段最轻（–150‰～–141‰）[30]，说明龙王庙组天然气应来自较高水体盐度的筇竹寺组，灯影组应为混源气，且筇竹寺组烃源岩对灯四段天然气的贡献程度要高于灯三段烃源岩。

③生烃能力证据。下寒武统筇竹寺组是一套广覆式分布的优质烃源岩，尤其以德阳—安岳裂陷内烃源岩最为发育，厚度 300～450 m，*TOC* 值为 1.8%～4.5%，生气强度（60～160）×10^8 m^3/km^2。灯三段烃源岩分布范围较为局限[19]，厚度 5～30 m，*TOC* 平均值为 0.65%，生气强度为（2～12）×10^8 m^3/km^2。通过碳氢同位素证据论述安岳气田寒武系天然气来源于筇竹寺组，震旦系天然气为筇竹寺组和灯三段烃源岩混源气。对比两套烃源岩发育质量和生气规模，筇竹寺组明显优于灯三段，地球化学指标和地质结合，综合判断安岳气田以筇竹寺组为主要天然气来源。

3.2.2 油气充注

对安岳气田开展储集层流体包裹体岩相学镜下观察发现，主要有含沥青包裹体、沥青包裹体、纯气相包裹体（见图 4a、图 4b）和油包裹体（见图 4c、图



（a）磨溪 21 井，灯四段，5 051.52～5 051.67 m，泥晶白云岩，见纯气相，含沥青和沥青包裹体，单偏光；（b）磨溪 21 井，灯四段，5 051.52～5 051.67 m，泥晶白云岩，沥青、气包裹体、含沥青包裹体不发荧光，UV 激发荧光照片；（c）高石 18 井，灯四段，5 138.89～5 139.10 m，白云岩，油包裹体，单偏光；（d）高石 18 井，灯四段，5 138.89～5 139.10 m，白云岩，亮蓝色荧光油包裹体，UV 激发荧光照片；（e）高石 18 井灯影组两期油包裹体显微荧光光谱波长

图 4 四川盆地安岳气田灯影组不同类型烃类包裹体形态及两期油包裹体显微荧光光谱波长

石油勘探与开发 版权所有

4d）4 种类型烃类包裹体，表明安岳气田经历过多期油气充注。高石 18 井灯影组 5 138.89～5 139.10 m 井段基质白云石中油包裹体发黄绿色荧光，荧光光谱主峰为（545±3）nm（见图 4e）；溶洞充填白云石中油包裹体发亮蓝色荧光，荧光光谱主峰为（495±2）nm，后者油包裹体明显多于前者。从油包裹体荧光光谱来看，黄绿色荧光油包裹体主峰波长显著高于亮蓝色荧光油包裹体，反映二者热成熟度不同，表明经历了 2 期原油充注。沥青包裹体、含沥青包裹体以及储集层沥青含量丰富，表明发生过古油藏裂解。白云石、石英和方解石脉中大量发育的纯气相包裹体表明经历了干气充注。

3.2.3 成藏演化阶段

根据油气来源、油气充注期次研究成果，结合区域构造演化史和烃源岩生排烃史分析，应用盐水包裹体均一温度与储集层埋藏史温度对比方法，恢复川中安岳气田震旦系—寒武系油气成藏演化过程，认为其主要经历以下 4 个阶段（见图 5）。

①初始古油藏阶段（见图 5a）。筇竹寺组主力烃源岩在志留纪 R_o 值为 0.5%～0.8%，进入生油早期阶段，生成的原油沿灯影组顶部不整合面以及高角度断裂运移至灯影组丘滩体储集层、龙王庙组颗粒滩储集层，形成第 1 期古油藏，规模较小，该期形成黄绿色荧光油包裹体。

②古油藏大规模形成阶段（见图 5b）。晚二叠世—三叠纪，生烃中心筇竹寺组烃源岩 R_o 值达到 1.0%～1.3%，进入生油高峰，原油大量生成并向川中古隆起运移，在灯影组、龙王庙组储集层中发生大规模原油充注，形成第 2 期大范围古油藏，该期形成亮蓝色油包裹体。

③古油藏裂解成气阶段（见图 5c）。中晚侏罗世—早白垩世，随着埋深持续加大，川中地区灯影组、龙王庙组储集层温度超过 160 ℃，古油藏发生大规模裂解、原位聚集，形成裂解气藏，并形成含沥青包裹体、气相包裹体和沥青。

④气藏定型阶段（见图 5d）。喜马拉雅期，四川盆地周缘强烈挤压作用传递至川中地区，威远地区大幅度抬升，部分天然气发生调整或破坏，而古隆起轴部高石梯—磨溪地区构造相对稳定，气藏原位保持并最终定型，该阶段形成大量纯气相包裹体。

3.3 克拉通内坳陷周缘油气成藏演化

以塔里木盆地塔北油气区寒武系—奥陶系（满西克拉通内坳陷周缘）为解剖实例开展油气来源、成藏期次、成藏演化过程等研究，并总结油气成藏主控因素。

塔北地区是塔里木盆地海相油气探明储量最集中的地区，从晚震旦世开始，由克拉通内裂陷构造背景转化为满西克拉通内坳陷的北斜坡。目前已发现哈拉哈塘、塔河、顺北等油气田，含油气层系多，从奥陶系、石炭系到三叠系、侏罗系均有油气分布，但主要集中在奥陶系一间房组和鹰山组。奥陶系储集层以岩溶缝洞型碳酸盐岩为主，准层状大面积分布，埋深 5 000～8 500 m，具有西油东气、北稠南稀的特征。近期，轮探 1 井于下寒武统吾松格尔组获工业油气流，揭示满西克拉通内坳陷周缘寒武系良好勘探前景。

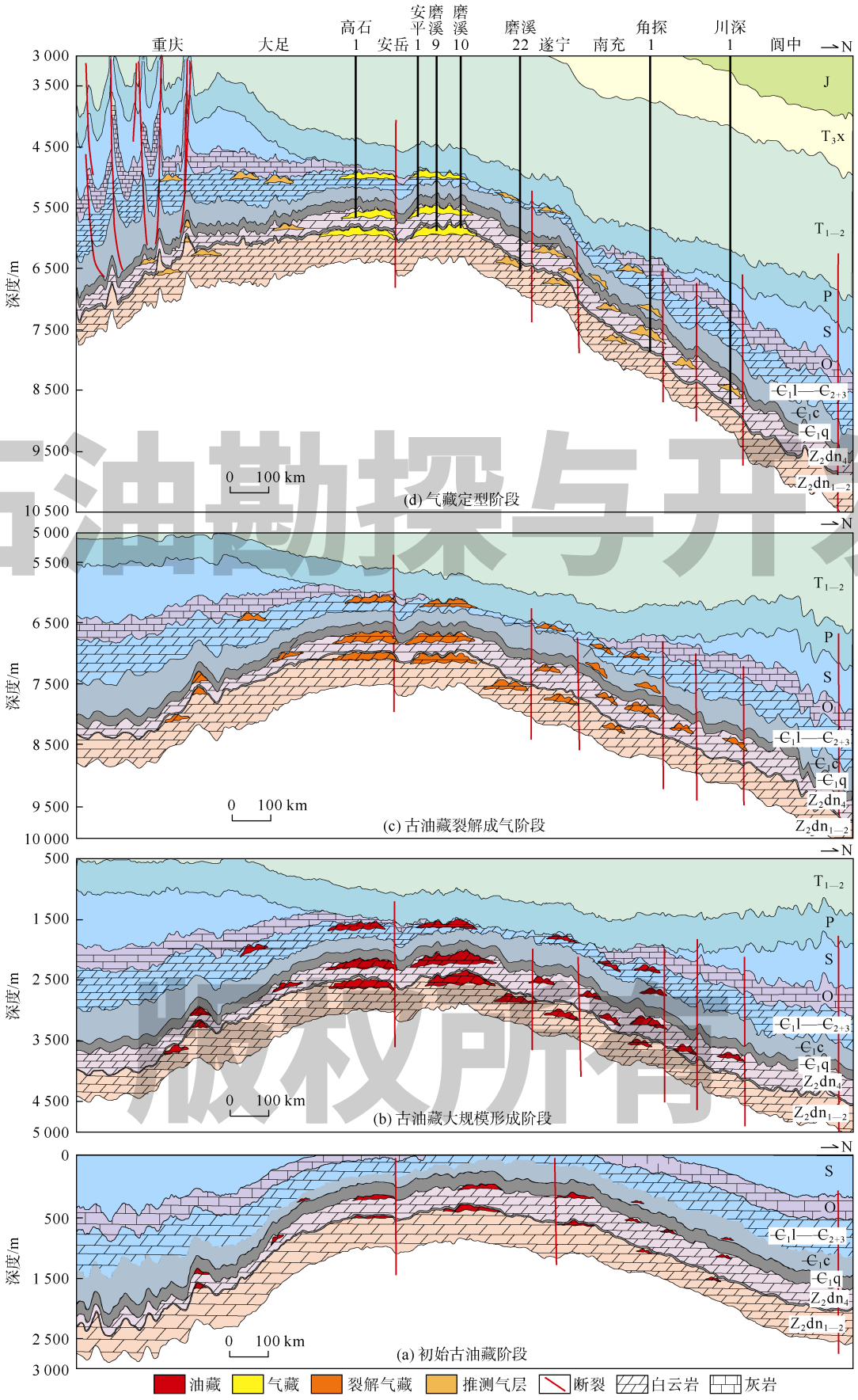
3.3.1 油气来源

塔北地区海相主力烃源岩长期存在争议，主要有中—上奥陶统和寒武系—下奥陶统两种观点[31-32]。本文对塔北和塔中地区 5 口井、1 个剖面共计 203 个岩心、岩屑、露头样品进行系统清洗、挑选、测试，并与塔北地区 173 口井奥陶系、轮探 1 井寒武系原油样品开展油气源对比研究，认为塔北地区寒武系—奥陶系油气主要来源于玉尔吐斯组烃源岩，有以下两方面证据：

①烃源岩分布及有机质丰度证据。塔北地区在星火 1、轮探 1、旗探 1 等井钻遇玉尔吐斯组优质烃源岩，厚度为 17～45 m，*TOC* 值为 0.90%～26.14%，其中星火 1 井玉尔吐斯组厚 28 m，*TOC* 值为 0.90%～7.53%（平均 4.30%）；轮探 1 井玉尔吐斯组 *TOC* 值大于 1% 的累计厚度为 45 m，底部 17 m 厚的黑色泥岩 *TOC* 值为 6.35%～10.84%（平均 9.01%）；旗探 1 井玉尔吐斯组 *TOC* 值大于 1%的累计厚度为 27 m，底部 6 m 厚的黑色泥岩 *TOC* 值为 16.03%～26.14%（平均 20.16%）（见图 6）。中—上奥陶统萨尔干组烃源岩仅见于柯坪—阿克苏地区，*TOC* 值为 0.10%～2.83%（平均 1.32%）[33-34]，塔北隆起及北部坳陷迄今未钻遇，说明该套烃源岩分布很局限。塔中地区良里塔格组 *TOC* 值为 0.05%～0.90%（平均 0.25%），难以成为有效烃源岩。

②碳同位素组成证据。通过对比塔北地区寒武系—奥陶系烃源岩干酪根及奥陶系原油碳同位素特征可以看出（见图 7），塔北奥陶系原油碳同位素值与下伏寒武系玉尔吐斯组烃源岩碳同位素值非常接近，且一般轻于–31‰，而奥陶系萨尔干组、良里塔格组干酪根碳同位素值均大于–31‰，说明奥陶系原油主要来源于寒武系玉尔吐斯组烃源岩。奥陶系原油碳同位素值与寒武系玉尔吐斯组烃源岩干酪根碳同位素值均呈现自东向西变轻的规律。原油碳同位素值，东部轮古东—轮

石油勘探与开发　版权所有



石油勘探与开发 版权所有

图 5 四川盆地川中地区震旦系—寒武系油气藏成藏演化过程（Z_2dn_1—灯一段；Z_2dn_2—灯二段；Z_2dn_4—灯四段；$\in_1q$—筇竹寺组；$\in_1c$—沧浪铺组；$\in_1l$—龙王庙组；$\in_{2+3}$—中—上寒武统；O—奥陶系；S—志留系；P—二叠系；T_{1-2}—中—下三叠统；T_3x—须家河组；J—侏罗系）

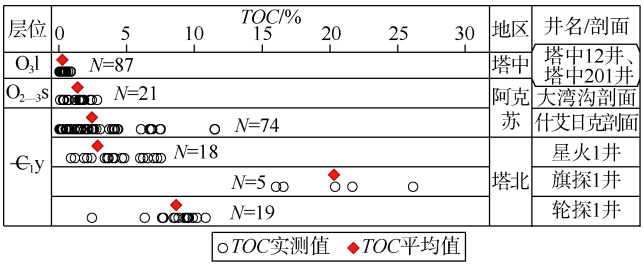


图 6　塔中—塔北地区寒武系—奥陶系烃源岩有机碳含量对比图（大湾沟剖面数据来源于文献[33]；*N*—样品数，个；∈$_1$y—玉尔吐斯组；O$_3$l—良里塔格组；O$_{2-3}$s—萨尔干组）

古区块为–32.6‰～–30.8‰（平均值–31.7‰），至轮古西区块为–32.5‰～–31.5‰（平均值–32.2‰）；中部哈拉哈塘区块为–33.4‰～–32.0‰（平均值–32.9‰）；西部英买力区块为–33.7‰～–32.4‰（平均值–33.1‰）。玉尔吐斯组干酪根碳同位素值，东部轮探 1 井为–32.1‰～–30.5‰（平均值–31.1‰），向西至星火 1 井为–34.2‰～–32.2‰（平均值–32.9‰），再向西部至阿克苏什艾日克剖面主体为–36‰～–34‰（平均值–34.8‰）。

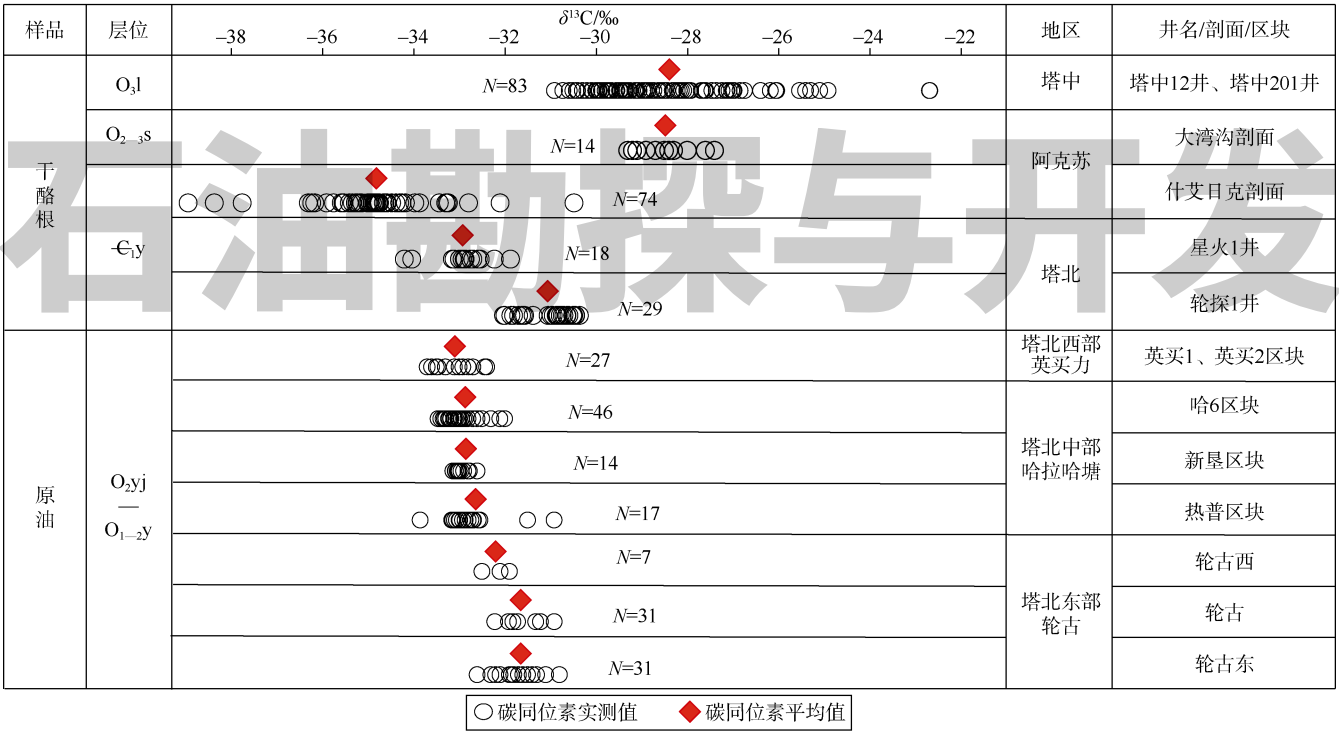


图 7　塔中—塔北地区寒武系—奥陶系烃源岩干酪根及奥陶系原油碳同位素值对比图（大湾沟剖面数据来源于文献[33]；*N*—样品数，个；∈$_1$y—玉尔吐斯组；O$_3$l—良里塔格组；O$_{2-3}$s—萨尔干组；O$_{1-2}$y—鹰山组；O$_2$yj——一间房组）

3.3.2 油气充注

利用原油 Re-Os 同位素年龄确定原油生成年龄、利用含油/沥青砂岩自生伊利石 K-Ar 同位素年龄确定原油充注年龄，提出塔北地区寒武系—奥陶系经历了 3 期油气充注：①晚加里东—早海西期原油充注，前人对塔河奥陶系重质油区原油 Re-Os 同位素年龄测定结果为（443±7）Ma[35]，说明早志留世油气开始生成并在奥陶系充注，对塔河奥陶系暗河中充填细砂岩、志留系油浸细砂岩及沥青砂岩中自生伊利石 K-Ar 同位素年龄测定结果分别为 397～408 Ma、378～418 Ma、365～391 Ma[35-38]，说明第 1 期大规模油气充注从早志留世持续到晚泥盆世；②晚海西期—印支期原油充注，哈拉哈塘地区中质油区测定原油 Re-Os 同位素年龄为（285±48）Ma[39]，说明早二叠世已开始重新生成原油，并在早二叠世—晚三叠世进行第 2 期大规模原油充注，哈得逊油田石炭系砂岩中自生伊利石 K-Ar 同位素年龄为 224～280 Ma[40-42]；③喜马拉雅期油气充注，在吉拉克油气田三叠系、轮南油田三叠系及侏罗系砂岩中自生伊利石 K-Ar 同位素年龄测定结果分别为 40～49 Ma、15～49 Ma、14～16 Ma[40-41]，说明新生代存在油气持续充注，主要为轻质油，也有部分干气。

3.3.3 成藏演化阶段

依据油气来源、充注期次分析，结合区域构造演化史、烃源岩热演化史，综合分析认为塔北地区主要经历 3 个油气成藏演化阶段，形成多期、多相态烃类共存格局（见图 8、图 9）。

①晚加里东—早海西期油藏阶段。晚奥陶世—志留纪，满西克拉通内坳陷玉尔吐斯组烃源岩进入生油

石油勘探与开发　版权所有

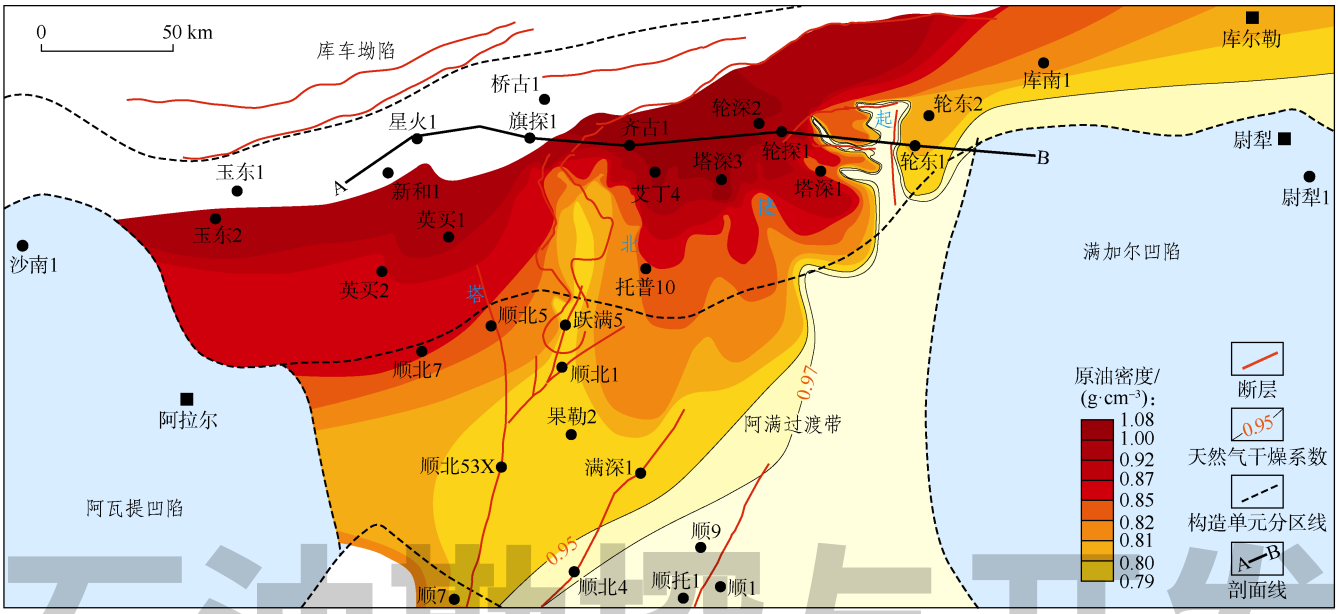


图 8 塔里木盆地塔北地区现今原油密度分布及天然气干燥系数等值线图

早期阶段，生成的原油沿断裂及不整合面运移，在塔北奥陶系岩溶缝洞型储集层及志留系砂岩中成藏。志留纪末期，塔北地区隆升，古油藏遭受第 1 次破坏，志留系沥青砂岩大面积分布，奥陶系油藏降解稠化（见图 9a）。晚泥盆世—早石炭世，塔北地区进一步隆升，古油藏遭受第 2 次破坏，轮古—塔河东部地区志留系—泥盆系剥蚀殆尽，油藏完全被破坏，而塔河油田北部由于存在志留系盖层，古油藏得以保存，但降解为重质油，20 ℃原油密度大于 1 g/cm^3（见图 8）。

②晚海西期—印支期油藏阶段。早二叠世，塔北南斜坡埋深持续加大，玉尔吐斯组烃源岩进入生油高峰阶段，生成大量中质油，沿断裂向北部隆起高部位运移，在奥陶系缝洞型储集层大规模聚集成藏。晚二叠世—早三叠世，轮南低凸起再次抬升，轮古西区块遭受强烈剥蚀，晚海西期古油藏遭受降解导致原油稠化，原油密度大于 0.92 g/cm^3，但仍得以规模保存；塔河—哈拉哈塘北部潜山区，残存的晚加里东期重质油与晚海西期中质油混合，原油密度多大于 0.92 g/cm^3，向南部随着埋深加大，晚海西期中质油比例增加；塔河下斜坡—哈拉哈塘中部地区，晚海西期油藏未被破坏，以中质油为主（见图 8、图 9b）。

③晚喜马拉雅期轻质油—干气阶段。始新世以来，受库车山前强烈冲断影响，塔北地区快速深埋，玉尔吐斯组烃源岩进入高成熟演化阶段，生成轻质油和干气。在塔北隆起区，寒武系盐下充注轻质油，如轮探 1 井寒武系油藏；在塔北南坡，以天然气为主。在轮古地区，喜马拉雅期油气沿断裂向上运移至石炭系、三叠系和侏罗系，形成解放渠东、吉拉克、轮南等中浅层油气藏（见图 8、图 9c）。

3.4 克拉通边缘裂陷周缘潜在油气成藏演化

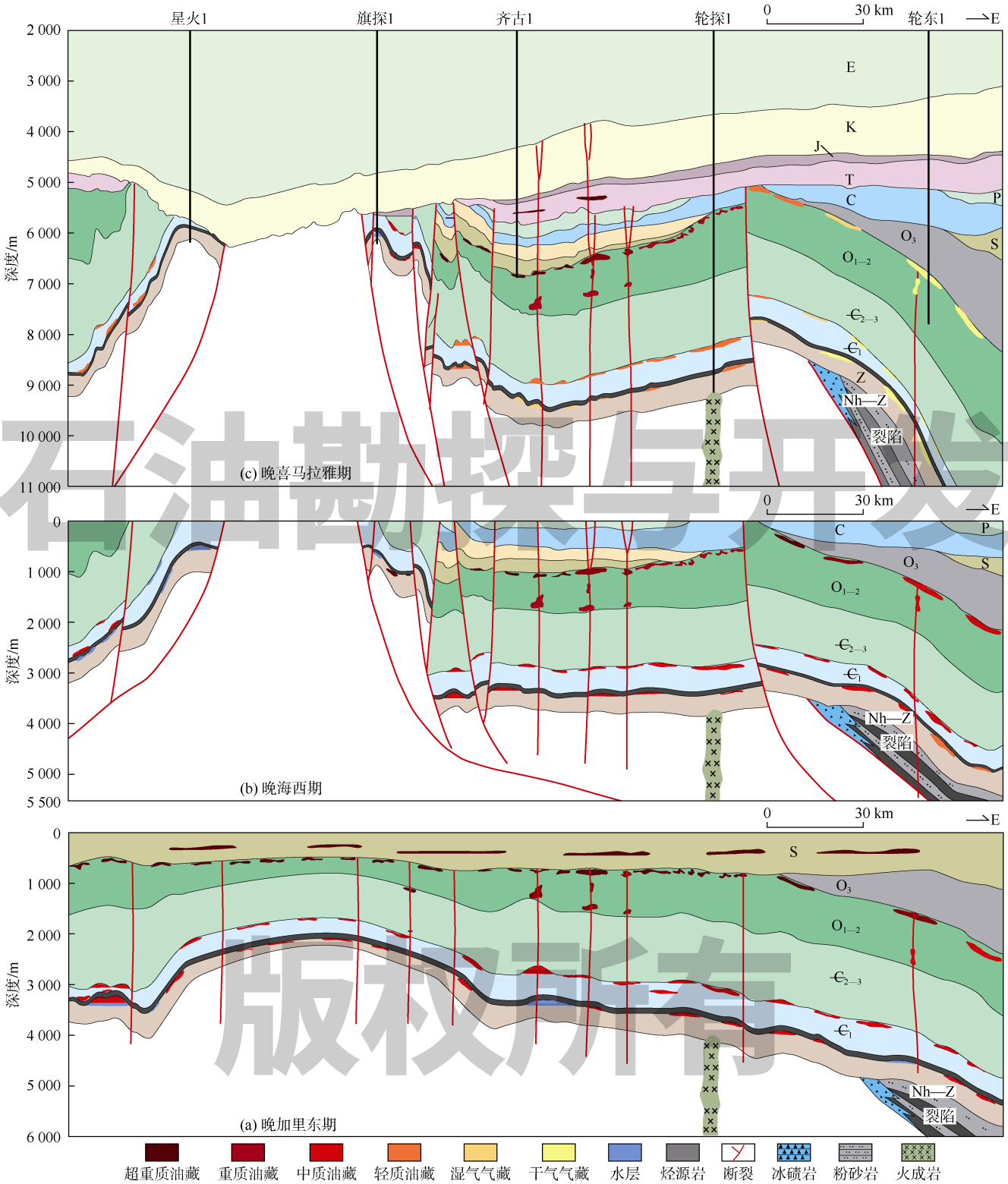
限于克拉通边缘裂陷周缘勘探及研究程度薄弱，本文以鄂尔多斯盆地南缘长城系为例，开展了初步的油气成藏研究。在鄂尔多斯盆地南缘永济、洛南等野外剖面长城系石英砂岩中发现固体沥青，主要表现为 3 方面特征：①普通薄片单偏光下，长城系石英砂岩颗粒间见不透光黑色物质，紫外荧光激发下呈桔色或褐色荧光；②扫描电镜能谱分析指示碳元素含量较高，永济长城系石英砂岩沥青碳元素质量比为 60.10%～92.52%，原子比为 75.26%～95.02%；③激光拉曼谱峰特征指示为沥青，永济长城系黑色不透明物质的激光拉曼谱峰显示 2 个沥青一级特征峰，分别出现在 1 250～1 450 cm^{-1}的 D 峰与 1 500～1 605 cm^{-1}的 G 峰。

上述现象说明鄂尔多斯盆地南缘长城系发生过油气运移充注过程，结合淳探 1 井埋藏史分析认为南缘长城系可能经历了古油藏、裂解气藏、调整改造 3 期成藏演化：①奥陶纪早中期，长城系烃源岩进入生烃门限，古油藏形成；②二叠纪中晚期，南缘强烈深埋，地层温度超过 160 ℃，古油藏裂解成气；③侏罗纪中晚期，南缘构造抬升，气藏遭受破坏、调整，在上覆层系可能形成次生气藏。

4 油气成藏主控因素

上述典型油气藏成藏演化解剖研究表明海相超深层普遍经历多期生烃、多期成藏、多期调整等复杂演

石油勘探与开发 版权所有



石油勘探与开发
版权所有

图 9　塔里木盆地塔北地区震旦系—奥陶系油气成藏演化过程（剖面位置见图 8；Nh—南华系；Z—震旦系；$\in_1$—下寒武统；$\in_{2-3}$—中—上寒武统；O_{1-2}—中—下奥陶统；O_3—上奥陶统；S—志留系；C—石炭系；P—二叠系；T—三叠系；J—侏罗系；K—白垩系；E—古近系）

化过程，超深层大油气田形成不仅需要有利的石油地质条件，同样需要有利于油气保存的动态演化条件。综合分析认为，超深层油气成藏主要受主力生烃中心、高能滩相叠加岩溶规模储集体与巨厚膏盐岩或泥岩盖层形成的优质规模储盖组合及稳定保持圈闭条件等 3 方面因素控制。

4.1 主力生烃中心

超深层经历多期构造运动，油气成藏过程复杂，

目前发现的超深层大油气田均邻近主力生烃中心分布，“源控”特征显著，落实主力生烃中心是寻找超深层大型油气田的首要任务，是形成超深层大型油气田的物质基础。塔里木盆地塔北—塔中地区的哈拉哈塘、塔中Ⅰ号、塔河、顺北等 4 个超深层油气田位于满西克拉通内坳陷，邻近下寒武统玉尔吐斯组生烃中心，为大油气田形成奠定了基础。四川盆地川中安岳大气田紧邻德阳—安岳裂陷，位于下寒武统筇竹寺组生烃中心附近；川北地区开江—梁平海槽发育上二叠统生烃中心，控制普光、元坝和龙岗等二叠系、三叠系礁滩大气田形成和分布。鄂尔多斯盆地情况较为特殊，前寒武系及下古生界能否形成海相烃源岩生烃中心仍需要探索。

4.2 优质规模储盖组合

中国海相超深层大油气田具有超深、超老的特征，储盖组合的有效性及规模性是形成大型油气田的必要保证。中国海相超深层规模碳酸盐岩储集体发育高能滩叠加岩溶改造形成的孔洞型白云岩与叠加断裂和岩溶形成的缝洞型灰岩两种类型。两类规模储集层与稳定分布的巨厚泥岩或膏盐岩形成优质储盖组合。

四川盆地安岳气田震旦系灯影组气藏的高能滩相孔洞型白云岩与上覆寒武系筇竹寺组厚层泥岩构成优质规模储盖组合；塔北地区震旦系奇格布拉克组孔洞型白云岩与玉尔吐斯组泥页岩构成有利储盖组合，塔中—塔北地区下寒武统肖尔布拉克组—吾松格尔组孔洞型白云岩储集层与中寒武统沙依里克组—阿瓦塔格组巨厚膏盐岩构成的储盖组合均是近期勘探的重点。塔北地区哈拉哈塘、顺北、塔河等超深层油气田中—下奥陶统鹰山组—一间房组岩溶缝洞型灰岩储集层与台盆区稳定分布的上奥陶统桑塔木组厚层泥岩、吐木休克组泥灰岩构成优质储盖组合。

4.3 稳定的圈闭保存条件

由于超深层经历多期构造运动，油气遭受多期改造、调整，油气成藏必须具有稳定保持的圈闭条件，且未遭受晚期断裂或抬升剥蚀的破坏。

四川盆地高石梯—磨溪构造位于川中古隆起核部，虽在喜山期经历近 2 000 m 的隆升、剥蚀，但由于位于克拉通内部，圈闭在长期构造演化过程中保持稳定，未遭受断裂明显破坏，始终处于油气运移、聚集有利部位，为安岳大气田形成提供了必不可少的条件。

塔里木盆地塔北南坡奥陶系缝洞体与中—上奥陶统致密灰岩形成岩性—地层圈闭，断裂在活动期，一方面沟通源岩与储集层，为油气运移提供了有利通道，另一方面未断穿上覆盖层，圈闭保持完整，形成了准层状大面积缝洞油气藏。鄂尔多斯盆地南缘位于克拉通边缘，在侏罗纪中晚期发生强烈构造抬升，圈闭完整性丧失，保存条件明显变差，气藏遭受破坏，至今中—新元古界及超深层未有工业发现。

5 有利勘探方向

中国海相超深层勘探刚刚起步，勘探程度低，可供勘探领域广阔，层系众多，是寻找大油气田的重要接替领域。依据石油地质条件、成藏演化及主控因素，提出海相超深层具有克拉通内裂陷周缘、克拉通内坳陷周缘和克拉通边缘 3 个有利勘探方向。

5.1 克拉通内裂陷周缘

克拉通内裂陷控制优质烃源岩分布，裂陷两侧发育台缘丘滩体，叠加岩溶作用，形成孔隙-孔洞型白云岩储集层，构成“下生上储”、“上生下储”、“旁生侧储”等源储组合，加之上覆海侵期区域性泥岩，裂陷周缘油气成藏条件有利，是海相超深层重点勘探领域。近期以四川盆地德阳—安岳裂陷周缘最为现实，目前裂陷东侧已发现安岳大气田，川中古隆起北斜坡邻近主力生烃中心，具有震旦系灯影组、寒武系沧浪铺组、龙王庙组等多套目的层，发育岩性、构造-岩性等多类型圈闭，具有发现大气田的良好勘探前景（见图 10）。此外，蜀南和川西南震旦系台缘带也是值得关注的重要领域。塔里木盆地发育塔北、塔西南两个克拉通内裂陷，预测存在南华系—震旦系烃源岩，是值得探索的新领域。

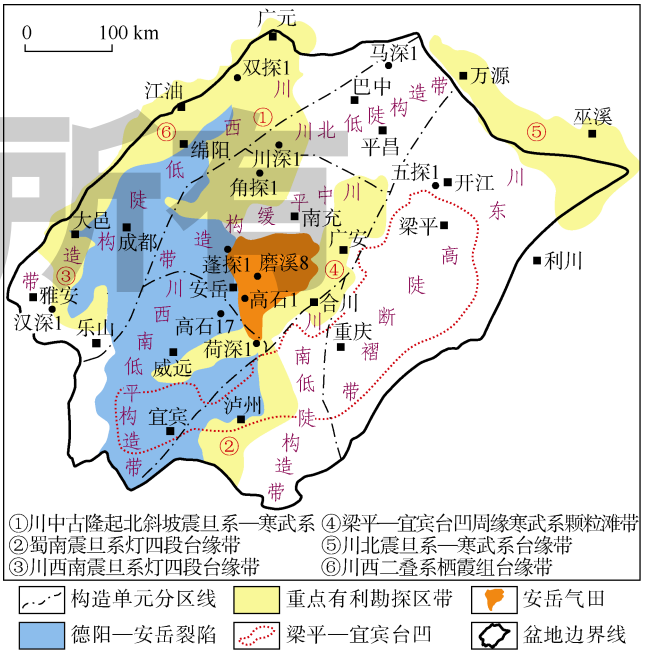


图 10 四川盆地海相超深层有利勘探区带示意图

石油勘探与开发 版权所有

5.2 克拉通内坳陷周缘

克拉通内坳陷与早期裂陷有一定继承性，但分布范围更大。克拉通内坳陷海侵期广泛发育优质烃源岩，面积可达数万平方千米以上。同时受微古地貌和海平面升降影响，发育多期台内颗粒滩，叠加岩溶作用，形成多套规模碳酸盐岩储集层，海平面下降及闭塞环境形成局限蒸发台地，发育巨厚膏盐岩盖层，决定了克拉通内坳陷周缘有利的成藏条件，是超深层主要勘探领域之一。本文认为塔里木盆地满西克拉通内坳陷周缘的塔北隆起震旦系—寒武系、塔中北—古城寒武系肖尔布拉克组、温宿凸起周缘寒武系肖尔布拉克组、塔北—塔中—古城奥陶系（见图 11）、四川盆地梁平—宜宾台凹周缘寒武系为近期有利勘探区带。塔里木盆地满西克拉通内坳陷北部发育玉尔吐斯组生烃中心，已在塔北—塔中发现奥陶系大油气田，轮探 1 井下寒武统见工业油流、上震旦统见含气显示，是近期探索重点，具有发现大油气田的勘探前景。四川盆地梁平—宜宾台凹周缘发育寒武系沧浪铺组、龙王庙组和洗象池组颗粒滩白云岩储集层，与广覆式分布的筇竹寺组烃源岩构成良好源储配置，是近期重要勘探区带（见图 10）。

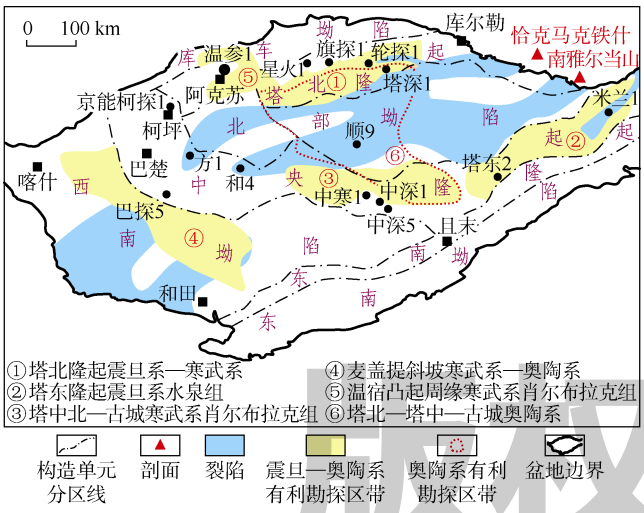


图 11　塔里木盆地海相超深层有利勘探区带示意图

5.3 克拉通边缘

克拉通边缘普遍发育深水陆棚相富有机质泥页岩，烃源岩条件有利。克拉通边缘发育台缘带，控制丘滩体、礁滩体等有利储集层分布，形成“下生上储”和“旁生侧储”等多种源储组合，埋深普遍较大，是未来超深层重要探索领域。评价优选认为四川盆地川北震旦系—寒武系台缘带、川西二叠系栖霞组台缘带（见图 10）、鄂尔多斯盆地南缘长城系为有利勘探区带，川西栖霞组台缘带勘探取得重要进展，但是其他有利区带仍需进一步加强落实有利储集层、圈闭和保存条件。

6 结论

中国海相超深层界定为埋藏深度大于 6 000 m 前寒武系—下古生界的海相层系。全球超大陆聚散旋回控制中国克拉通盆地裂陷、坳陷演化，为超深层油气生成、聚集提供了有利构造背景。

中国海相超深层发育南华系、震旦系、寒武系、奥陶系、志留系等多套烃源岩，其中下寒武统烃源岩在四川盆地、塔里木盆地均有发育，是超深层主力烃源岩；超深层有利储集体以高能丘滩体、礁滩体、颗粒滩相白云岩和灰岩为主，经后期溶蚀改造及断裂作用共同控制优质储集层发育，储集层类型有孔隙型、裂缝-孔洞型和洞穴型 3 类；区域性厚层泥页岩、膏盐层及致密碳酸盐岩为超深层油气良好的盖层。

对川中震旦系—寒武系、塔北寒武系—奥陶系、鄂尔多斯盆地南缘长城系成藏解剖表明，中国海相超深层普遍经历了两期油藏、古油藏裂解成气（或部分裂解）、裂解气（或高过成熟油气）晚期定型等演化阶段。

海相超深层油气富集受静态、动态地质要素共同控制，主力生烃中心、高能滩相叠加岩溶规模储集层、巨厚膏盐岩或泥页岩盖层、稳定圈闭条件是海相超深层油气富集 4 个关键控制因素。

依据石油地质条件、成藏演化及控制因素等，结合最新勘探实践进展，提出克拉通内裂陷周缘、克拉通内坳陷周缘和克拉通边缘 3 个海相超深层有利勘探方向。在克拉通内裂陷周缘优选出四川盆地川中古隆起北斜坡震旦系—寒武系，在克拉通内坳陷周缘优选出塔里木盆地塔北隆起震旦系—寒武系、塔中北—古城寒武系肖尔布拉克组，在克拉通边缘优选出四川盆地川西二叠系栖霞组台缘带、川北震旦系—寒武系台缘带等有利区带。

石油勘探与开发　版权所有

参考文献：

[1] 滕吉文，杨辉. 第二深度空间(5000～10000m)油、气形成与聚集的深层物理与动力学响应[J]. 地球物理学报, 2013, 56(12): 4164-4188.
TENG Jiwen, YANG Hui. Deep physical and a dynamical process for the formation and accumulation of oil and gas reservoirsin the second deep space (5000-1000m)[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2013, 56(12): 4164-4188.

[2] 孙龙德，邹才能，朱如凯，等. 中国深层油气形成、分布与潜力分析[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(6): 641-649.
SUN Longde, ZOU Caineng, ZHU Rukai, et al. Formation, distribution and potential of deep hydrocarbon resources in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(6): 641-649.

[3] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣. 深层、超深层碳酸盐岩油气储层形成机理研究综述[J]. 地学前缘, 2011, 18(4): 181-192.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. The research status and advances in porosity evolution and diagenesis of deep carbonate reservoir[J]. Earth Science Frontiers, 2011, 18(4): 181-192.

[4] 赵文智, 胡素云, 刘伟, 等. 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, 2014, 34(4): 1-9.
ZHAO Wenzhi, HU Suyun, LIU Wei, et al. Petroleum geological features and exploration prospect in deep marine carbonate strata onshaore China: A further discussion[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(4): 1-9.

[5] 白国平, 曹斌风. 全球深层油气藏及其分布规律[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(1): 19-25.
BAI Guoping, CAO Binfeng. Characteristics and distribution patterns of deep petroleum accumulations in the world[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(1): 19-25.

[6] DYMAN T S, CROVELLI R A, BARTBERGER C E, et al. Worldwide estimates of deep natural gas resources based on the U.S.[J]. Natural Resources Research, 2002, 11(3): 207-218.

[7] 李剑, 佘源琦, 高阳, 等. 中国陆上深层—超深层天然气勘探领域及潜力[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(4): 403-417.
LI Jian, SHE Yuanqi, GAO Yang, et al. Onshore deep and ultra-deep natural gas exploration fields and potentials in China[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(4): 403-417.

[8] 戴金星, 倪云燕, 秦胜飞, 等. 四川盆地超深层天然气地球化学特征[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 588-597.
DAI Jinxing, NI Yunyan, QIN Shengfei, et al. Geochemical characteristics of ultra-deep natural gas in the Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 588-597.

[9] 贾承造, 庞雄奇. 深层油气地质理论研究进展与主要发展方向[J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1457-1469.
JIA Chengzao, PANG Xiongqi. Research processes and main development directions of deep hydrocarbon geological theories[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1457-1469.

[10] 管树巍, 吴林, 任荣, 等. 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, 2017, 38(1): 9-22.
GUAN Shuwei, WU Lin, REN Rong, et al. Distribution and petroleum prospect of Precambrian rifts in the main cratons, China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(1): 9-22.

[11] 赵文智, 王晓梅, 胡素云, 等. 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, 2019, 49(6): 939-964.
ZHAO Wenzhi, WANG Xiaomei, HU Suyun, et al. Hydrocarbon generation characteristics and exploration prospects of Proterozoic source rocks in China[J]. SCIENCE CHINA Earth Sciences, 2019, 62(6):909-934.

[12] 翟明国. 华北克拉通构造演化[J]. 地质力学学报, 2019, 25(5): 722-745.
ZHAI Mingguo. Tectonic evolution of the North China Craton[J]. Journal of Geomechanics, 2019, 25(5): 722-745.

[13] 陆松年, 李怀坤, 陈志宏, 等. 新元古时期中国古大陆与罗迪尼亚超大陆的关系[J]. 地学前缘, 2004, 11(2): 515-523.
LU Songnian, LI Huaikun, CHEN Zhihong, et al. Relationship between Neoproterozoic cratons of China and the Rodinia[J]. Earth Science Frontiers, 2004, 11(2): 515-523.

[14] 贾承造, 李本亮, 张兴阳, 等. 中国海相盆地的形成与演化[J]. 科学通报, 2007, 52(S1): 1-8.
JIA Chengzao, LI Benliang, ZHANG Xingyang, et al. Formation and evolution of marine basins in China[J]. Chinese Science Bulletin, 2007, 52(S1): 1-8.

[15] 沈安江, 赵文智, 胡安平, 等. 海相碳酸盐岩储集层发育主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(5): 545-554.
SHEN Anjiang, ZHAO Wenzhi, HU Anping, et al. Major factors controlling the development of marine carbonate reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(5): 545-554.

[16] 邹才能, 杜金虎, 徐春春, 等. 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, 2014, 14(3): 278-293.
ZOU Caineng, DU Jinhu, XU Chunchun, et al. Formation, distribution, resource potential and discovery of the Sinian-Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 14(3): 278-293.

[17] 马新华, 杨雨, 文龙, 等. 四川盆地海相碳酸盐岩大中型气田分布规律及勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1): 1-13.
MA Xinhua, YANG Yu, WEN Long, et al. Distribution and exploration direction of medium- and large-sized marine carbonate gas fields in Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(1): 1-13.

[18] 赵路子, 汪泽成, 杨雨, 等. 四川盆地蓬探 1 井灯影组灯二段油气勘探重大发现及意义[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(3): 1-12.
ZHAO Luzi, WANG Zecheng, YANG Yu, et al. Important discovery in the second member of Dengying Formation in Well Pengtan1 and its significance, Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(3): 1-12.

[19] 杜金虎, 汪泽成, 邹才能, 等. 古老碳酸盐岩大气田地质理论与勘探实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 2015.
DU Jinhu, WANG Zecheng, ZOU Caineng, et al. Geologic theory and exploration practice of ancient large carbonate gas field[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015.

[20] 杜金虎, 邹才能, 徐春春, 等. 川中古隆起龙王庙组特大型气田战略发现与理论技术创新[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 268-277.
DU Jinhu, ZOU Caineng, XU Chunchun, et al. Theoretical and technical innovations in strategic discovery of a giant gas field in Cambrian Longwangmiao Formation of central Sichuan paleo-uplift, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 268-277.

[21] 徐春春, 沈平, 杨跃明, 等. 乐山—龙女寺古隆起震旦系—下寒武统龙王庙组天然气成藏条件与富集规律[J]. 天然气工业, 2014, 34(3): 1-7.
XU Chunchun, SHEN Ping, YANG Yueming, et al. Accumulation conditions and enrichment patterns of natural gas in the Lower Cambrian Longwangmiao Formation reservoirs of the Leshan-Longnüsi Paleohigh, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(3): 1-7.

[22] 魏国齐, 谢增业, 宋家荣, 等. 四川盆地川中古隆起震旦系—寒武系天然气特征及成因[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(6): 702-711.
WEI Guoqi, XIE Zengye, SONG Jiarong, et al. Features and origin of natural gas in the Sinian-Cambrian of central Sichuan paleo-uplift, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(6): 702-711.

[23] 郝彬, 赵文智, 胡素云, 等. 川中地区寒武系龙王庙组沥青成因与油气成藏史[J]. 石油学报, 2017, 38(8): 863-875.

石油勘探与开发 版权所有

HAO Bin, ZHAO Wenzhi, HU Suyun, et al. Bitumen genesis and hydrocarbon accumulation history of the Cambrian Longwangmiao Formation in Central Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(8): 863-875.

[24] 张博原. 四川盆地安岳气田储层沥青成因及演化[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2018.
ZHANG Boyuan. The formation and evolution of solid bitumen in the Anyue gas field of the Sichuan Basin[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2018.

[25] 秦胜飞, 周国晓, 李伟, 等. 四川盆地威远气田水溶气脱气成藏地球化学证据[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 43-51.
QIN Shengfei, ZHOU Guoxiao, LI Wei, et al. Geochemical evidence of water-soluble gas accumulation in the Weiyuan Gas Field, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 43-51.

[26] 帅燕华, 张水昌, 胡国艺, 等. 四川盆地高石梯—磨溪地区震旦系—寒武系天然气 TSR 效应及气源启示[J]. 地质学报, 2019, 93(7): 1754-1766.
SHUAI Yanhua, ZHANG Shuichang, HU Guoyi, et al. Thermochemical sulphate reduction of Sinian and Cambrian natural gases in the Gaoshiti-Moxi Area, Sichuan Basin and its enlightment for gas sources[J]. Acta Geologica Sinica, 2019, 93(7): 1754-1766.

[27] WANG Shufang, ZHAO Wenzhi, ZOU Caineng, et al. Organic carbon and stable C-O isotopic study of the Lower Silurian Longmaxi Formation black shales in Sichuan Basin, SW China: Paleoenvironmental and shale gas implications[J]. Energy Exploration & Exploitation, 2015, 33(3): 439-458.

[28] PETERS K E, MOLDOWAN J M. The biomarker guide interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments[M]. New Jersey: Prentice Hall, 1993.

[29] CHEN Z H, SIMONEIT B R, WANG T G, et al. Biomarker signatures of Sinian bitumens in the Moxi-Gaoshiti Bulge of Sichuan Basin, China: Geological significance for paleo-oil reservoirs[J]. Precambrian Research, 2017, 296: 1-19.

[30] 魏国齐, 谢增业, 白贵林, 等. 四川盆地震旦系—下古生界天然气地球化学特征及成因判识[J]. 天然气工业, 2014, 34(3): 44-49.
WEI Guoqi, XIE Zengye, BAI Guilin, et al. Organic geochemical characteristics and origin of natural gas in the Sinian-Lower Paleozoic reservoirs, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(3): 44-49.

[31] 王招明, 肖中尧. 塔里木盆地海相原油的油源问题的综合述评[J]. 科学通报, 2004, 49(S1): 1-8.
WANG Zhaoming, XIAO Zhongyao. A review of the oil-source rocks for marine oil in Tarim Basin[J]. Chinese Science Bulletin, 2004, 49(S1): 1-8.

[32] HUANG H P, ZHANG S C, SU J. Palaeozoic oil source correlation in the Tarim Basin, NW China: A review[J]. Organic Geochemistry, 2016, 94: 32-46.

[33] 王飞宇, 杜治利, 张宝民, 等. 柯坪剖面中上奥陶统萨尔干组黑色页岩地球化学特征[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(6): 687-689.
WANG Feiyu, DU Zhili, ZHANG Baomin, et al. Geochemistry of Salgan black shales of Middle-Upper Ordovician in Keping Outcrop, Tarim Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(6): 687-689.

[34] 陈旭, 张元动, 李越, 等. 塔里木盆地及周缘奥陶系黑色岩系的生物地层学对比[J]. 中国科学: 地球科学, 2012, 42(8): 1173-1181.
CHEN Xu, ZHANG Yuandong, LI Yue, et al. Biostratigraphic correlation of the Ordovician black shales in Tarim Basin and its peripheral regions[J]. SCIENCE CHINA Earth Sciences, 2012, 55(8): 1230-1237.

[35] 刘文汇. 海相油气成藏定年技术研究[R]. 北京: 第六届中国石油地质年会, 2015.
LIU Wenhui. Study on the dating technology of marine oil and gas accumulation[R]. Beijing: The 6th Annual Meeting of Petroleum Geology of China, 2015.

[36] 陈红汉, 吴悠, 丰勇, 等. 塔河油田奥陶系油气成藏期次及年代学[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(6): 806-818.
CHEN Honghan, WU You, FENG Yong, et al. Timing and chronology of hydrocarbon charging in the Ordovician of Tahe Oilfield, Tarim Basin, NW China[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(6): 806-818.

[37] 宋丹丹. 塔里木盆地顺托果勒低隆志留系油气成藏特征研究[D]. 北京: 中国石油大学（北京）, 2016: 31-37.
SONG Dandan. Hydrocarbon accumulation characteristics for Silurian Reservoirs in Shuntuoguole Low Uplift, Tarim Basin[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2016: 31-37.

[38] 冯兴强, 张忠民, 张卫彪. 塔河油田志留系油气成藏特征及勘探方向[J]. 现代地质, 2013, 27(1): 180-185.
FENG Xingqiang, ZHANG Zhongmin, ZHANG Weibiao. Petroleum accumulation characteristics and favorable exploration target of Silurian in Tahe Oilfield[J]. Geoscience, 2013, 27(1): 180-185.

[39] 葛翔. 海相油气成藏改造的 Re-Os 年代学研究[D]. 武汉: 中国地质大学(武汉), 2017: 41.
GE Xiang. Rhenium-Osmium geochronology and geochemistry of marine petroleum systems, China[D]. Wuhan: China University of Geosciences (Wuhan), 2017: 41.

[40] 赵靖舟. 油气水界面追溯法与塔里木盆地海相油气成藏期分析[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(4): 53-56.
ZHAO Jingzhou. Timing marine petroleum accumulation in the Tarim Basin by oil/gas-water contact retrospecting[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(4): 53-56.

[41] 赵靖舟, 李启明. 塔里木盆地克拉通区海相油气成藏期与成藏史[J]. 科学通报, 2002, 47(S1): 116-121.
ZHAO Jingzhou, LI Qiming. Accumulation stages and accumulation process of marine hydrocarbon pools in the cratonic areas of Tarim Basin[J]. Chinese Science Bulletin, 2002, 47(S1): 116-121.

[42] 苏劲, 张水昌, 杨海军, 等. 原生油藏调整过程的有机地球化学与岩石学证据: 由乡 3 井看哈得逊油田的调整机制[J]. 岩石学报, 2010, 27(6): 1886-1898.
SU Jin, ZHANG Shuichang, YANG Haijun, et al. Evidence of the organic geochemistry and petrology for the adjustment process of primary reservoir: Insight into the adjustment mechanism of Hadexun oil field visa Xiang-3 Well[J]. Acta Petrologica Sinica, 2010, 27(6): 1886-1898.

第一作者简介：李建忠（1968-），男，河南辉县人，博士，中国石油勘探开发研究院教授级高级工程师，主要从事石油地质综合研究及勘探评价工作。地址：北京市海淀区学院路 20 号，中国石油勘探开发研究院，邮政编码：100083。E-mail: lijizh@petrochina.com.cn

联系作者简介：陶小晚（1981-），男，河北新乐人，博士，中国石油勘探开发研究院高级工程师，主要从事油气成藏及地球化学研究。地址：北京市海淀区学院路 20 号，中国石油勘探开发研究院，邮政编码：100083。E-mail: taoxiaowan@petrochina.com.cn

收稿日期：2020-04-06　　**修回日期**：2021-01-06

（编辑　王晖）

石油勘探与开发　版权所有