

塔里木盆地深层奥陶系走滑断裂区与非走滑断裂区储层流体超压演化差异特征与成藏机制

薛一帆¹, 赵海涛², 黄亚浩¹, 文志刚¹, 刘宇坤¹, 张银涛², 乔占峰³, 罗涛⁴

[1. 长江大学 油气地球化学与环境湖北省重点实验室, 湖北 武汉 430100; 2. 中国石油 塔里木油田分公司 勘探开发研究院, 新疆 库尔勒 841000; 3. 中国石油天然气股份有限公司 杭州地质研究院, 浙江 杭州 310023; 4. 中国地质大学(武汉) 构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北 武汉 430074]

摘要:塔里木盆地深层奥陶系走滑断裂区与非走滑断裂区储层流体压力演化特征存在显著差异,目前勘探开发实践表明非断裂区具有较好的深层油气勘探开发潜力,但对该区域油气成藏和超压演化过程缺乏系统研究。基于测井响应数据和储层发育特征,运用流体包裹体古压力恢复和方解石 U-Pb 同位素定年,对比分析了富满油田断裂区和非断裂区油气成藏及超压演化过程。研究结果表明:①塔里木盆地非断裂区可以划分为“常压-弱超压-强超压”3个关键压力演化阶段。断裂区可以划分为“常压-弱超压-常压”3个关键压力演化阶段。②断裂区和非断裂区储层都在加里东中、晚期由于一期油气充注发育弱超压,随后断裂区碳酸盐岩储层在构造破碎作用和沿断裂输导的流体溶蚀的共同作用下,扩容形成大量孔洞和裂缝,连通的储集体使超压在沟通的断裂体系内再分配,地层压力逐渐降至正常状态。③非断裂区由于燕山早期深部油裂解气通过断裂-不整合面侧向运移至奥陶系储层,与构造挤压活动共同作用使得地层压力迅速提高至强超压,并一直延续至今。④塔里木盆地非断裂区经历了“早期成油、晚期气侵、侧向调整”的成藏演化过程。

关键词:流体包裹体;超压演化;U-Pb同位素定年;断控型油气成藏;储层流体;奥陶系;塔里木盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Differential fluid overpressure evolution and hydrocarbon accumulation mechanisms of deep Ordovician reservoirs in areas with and without strike-slip faults, Tarim Basin

XUE Yifan¹, ZHAO Haitao², HUANG Yahao¹, WEN Zhigang¹, LIU Yukun¹, ZHANG Yintao²,
QIAO Zhanfeng³, LUO Tao⁴

[1. Hubei Key Laboratory of Petroleum Geochemistry and Environment, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla, Xinjiang 841000, China; 3. Hangzhou Research Institute of Geology, PetroChina, Hangzhou, Zhejiang 310023, China; 4. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources Ministry of Education, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan, Hubei 430074, China]

Abstract: The deep Ordovician reservoirs in areas with and without strike-slip faults in the Tarim Basin exhibit significant difference in fluid pressure evolution characteristics. Existing exploration practices have shown areas without strike-slip faults hold significant potential for deep hydrocarbon exploration and exploitation. However, there is a lack of systematic studies on the hydrocarbon accumulation and overpressure evolution processes in these areas. In this study, we examine these processes in areas with and without strike-slip faults within the Fuman oilfield based on log data, reservoir characteristics, paleo-pressure reconstruction from fluid inclusions, and the calcite U-Pb isotopic dating. The results are as follows. First, the areas without strike-slip faults in the Tarim Basin underwent three critical pressure evolution stages, namely normal pressure, weak overpressure, and strong overpressure in sequence. On the other hand,

收稿日期:2024-08-29;修回日期:2025-03-06。

第一作者简介:薛一帆(2003—),男,硕士研究生,深层油气成藏机理。E-mail:xyf257248@163.com

通信作者简介:黄亚浩(1990—),男,副教授,深层油气成藏机理。E-mail:hyhr08916@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(42302154);湖北省自然科学基金青年A类项目(2025AFA106)。

the areas with strike-slip faults in the basin also experienced three critical pressure evolution stages: normal pressure, weak overpressure, and normal pressure in sequence. Second, during the Middle-to-Late Caledonian, crude oil charging occurred for reservoirs in these areas, resulting in weak overpressure. In the late stage, numerous pores and fractures are formed in carbonate reservoirs in these areas under tectonic fracturing combined with the dissolution of fluids migrating along faults. The interconnected reservoirs facilitate the redistribution of overpressure within the connected fault systems. As a result, the formation pressure in these areas was gradually reduced to be normal. Third, in the areas without strike-slip faults, the formation pressure increased rapidly to strong overpressure during the Early Yanshanian due to two factors: the lateral migration of deep gas from oil cracking to the Ordovician reservoirs along faults and unconformities and the tectonic compression. The overpressure has been maintained up to now. Fourth, hydrocarbon accumulation in the areas without strike-slip faults followed a sequence characterized by early-stage oil generation, late-stage gas invasion, and lateral adjustment.

Key words: fluid inclusion, overpressure evolution, U-Pb isotopic dating, fault-controlled hydrocarbon accumulation, formation fluid, Ordovician, Tarim Basin

引用格式:薛一帆,赵海涛,黄亚浩,等. 塔里木盆地深层奥陶系走滑断裂区与非走滑断裂区储层流体超压演化差异特征与成藏机制[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(3): 926–943. DOI: 10. 11743/ogg20250315.

XUE Yifan, ZHAO Haitao, HUANG Yahao, et al. Differential fluid overpressure evolution and hydrocarbon accumulation mechanisms of deep Ordovician reservoirs in areas with and without strike-slip faults, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(3): 926–943. DOI: 10. 11743/ogg20250315.

近年来,随着中国油气勘探的不断发展突破,油气资源勘探已聚焦深层-超深层,塔里木盆地深层-超深层海相碳酸盐岩已成为业界普遍关注的热点和重点领域^[1-4]。深层-超深层油气埋深普遍超过 7 000 m,油气勘探面临储层高温、高压问题^[5]。钻井和三维地震资料显示,塔里木盆地深层油气成因多与盆内走滑断裂体系有关,前人在走滑断裂结构刻画和活动期次研究方面都取得了很大进展^[6-7],为走滑断裂相关油气成藏机理研究奠定了良好基础^[8-11],但对远离走滑断裂带或走滑断裂带间(非断裂区)区域的油气成藏机理却鲜有研究。勘探开发结果表明,塔里木盆地非断裂区仍具有巨大的油气勘探开发潜力,例如 GL2 井远离走滑断裂带,但依然具有较高的油气产量,日产油量和日产气量分别为 11.7 m³ 和 28 654.0 m³;同时,一间房组表现为强超压特征,压力系数高达 1.68。邱楠生等^[12]通过分析异常压力成因机制与塔里木气田区的地质特征认为,烃类的生成和充注是塔中隆起超压形成的主要成因。曾帅等^[13]利用测井响应图版对顺托果勒地区奥陶系超压储层进行分析,认为远离走滑断裂带储层超压主要是构造挤压和流体膨胀所引起的。段永贤等^[14]提出受构造挤压和欠压实作用影响,塔北地区异常高压主要分布在断裂复杂的跃满地区与鹿场地区,呈多点散状分布;而在塔中地区,异常高压因流体膨胀作用而集中在 10 号构造带,该地区的储集层通常规模较小,并具有定容特性。以上研究集中在奥陶系碳酸

盐岩超压形成机制和分布上,目前非断裂区储层的油气成藏及超压演化过程均尚不明确,制约了下一步远离走滑断裂带区域深层-超深层的油气资源勘探。塔里木盆地奥陶系储层发育的缝洞型脉体记录了丰富的储层流体演化信息,可以很好地指示走滑断裂带流体活动和油气成藏过程^[15-18]。脉体中发育的流体包裹体是揭示古流体活动信息的重要切入点,保存了矿物生长时地质环境的物理、化学条件^[19-21]。包裹体的 $pVT-x$ (x 表示化学成分) 古压力模拟方法和激光拉曼技术可以分别用于液态烃包裹体和烃类气包裹体古压力恢复研究,利用 $pVT-x$ 数值模拟技术还原油包裹体在捕获时所处的压力是恢复储层古压力的重要方法^[22-24]。近年来,随着多元体系下人工合成包裹体拉曼定量模型的建立,具有原位、无损特点的激光拉曼光谱定量技术准确获取包裹体组分和压力信息得以实现^[25-28]。通过激光拉曼光谱准确测定甲烷包裹体的拉曼峰位移计算出密度,然后结合超临界甲烷体系的状态方程得出包裹体捕获压力^[29],从而实现对地层古压力的恢复。

针对塔里木盆地非断裂区油气成藏过程不清,油气成藏与超压演化关系复杂的问题,基于储层孔隙发育特征、油包裹体荧光光谱、显微热力学和拉曼光谱定量分析,以及包裹体古压力模拟和 U-Pb 同位素定年等方法,对断裂区与非断裂区奥陶系储层流体超压演化差异进行分析,总结碳酸盐岩深层-超深层非断裂区的油气成藏和超压演化过程,丰富古老碳酸盐岩

油气成藏理论,对下一步塔里木盆地远离主干断裂带的油气勘探决策部署和新领域拓展具有重要的指导意义。

1 区域地质概况

富满油田主体位于中国西北部的塔里木盆地顺托果勒低凸起(图1a),覆盖面积大约为 $5.6 \times 10^4 \text{ km}^2$,南北夹持于塔北隆起和塔中隆起之间,西接阿瓦提凹陷,东邻满加尔凹陷^[30](图1b)。根据前人对塔北隆起和塔中隆起的构造演变及盆地边缘造山活动的研究,可以将顺托果勒低凸起的构造演变分成5个主要阶段:加里东早期,塔里木板块边缘的海洋盆地主要表现为扩张,导致顺托果勒低凸起开始下沉;到了加里东中、

晚期,这一扩张停止,周缘盆地开始向塔里木板块俯冲,使得盆地的构造环境从拉张转为挤压;进入海西早期,顺托果勒低凸起遭受了持续的强烈挤压;海西中期,南天山地区经历了持续的向下俯冲作用,使得塔北地区因不断遭受挤压而抬升;而从印支期—燕山期,顺托果勒低凸起开始逐步沉降,并在喜马拉雅期地质结构逐渐趋于稳定^[5, 31-34],形成了今日所见的构造格局。目前,富满油田主要油气勘探目的层位为奥陶系一间房组和鹰山组(图1c),在垂向上与下寒武统玉尔吐斯组烃源岩和上奥陶统桑塔木组构成了良好的生-储-盖组合^[35]。由于走滑断裂带的结构复杂、储层非均质性强,因而碳酸盐岩油气藏类型复杂多样^[36-37]。结合富满油田及其周缘地区61口钻井测压数据统计显示发现,研究区中-下奥陶统储层普遍存在异常高压现

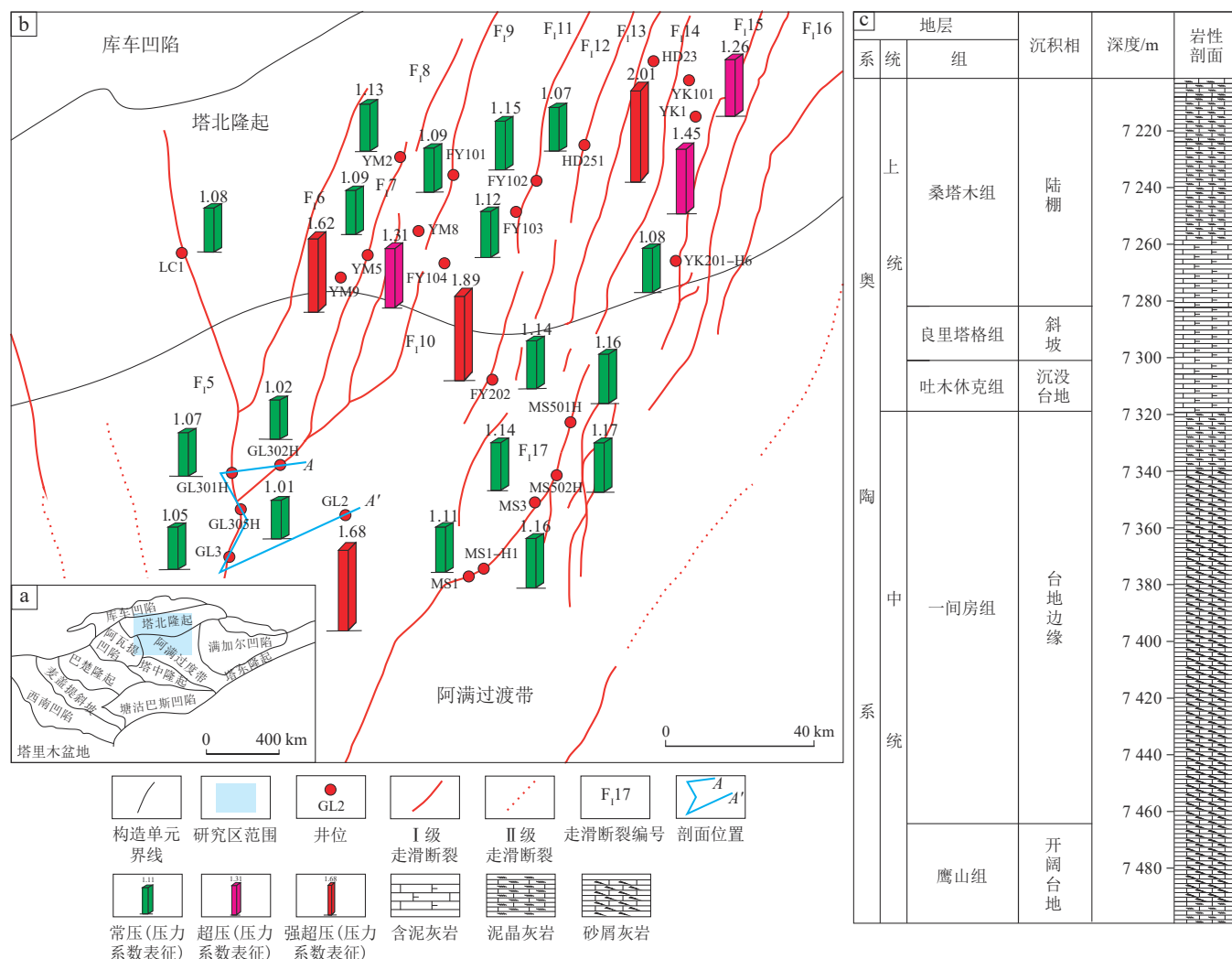


图1 塔里木盆地台盆区富满油田走滑断裂带构造位置与地层综合柱状图

Fig. 1 Tectonic location of the strike-slip fault zones, and composite stratigraphic column of the Fuman oilfield in the non-foreland area of the Tarim Basin

a. 塔里木盆地构造单元划分及研究区位置; b. 研究区走滑断裂及压力系数分布; c. 研究区奥陶系综合地层柱状图

表 1 塔里木盆地断裂区与非断裂区距主干断裂带距离和压力系数

Table 1 Distances from the major faults and pressure coefficients of areas with and without strike-slip faults in the Tarim Basin

区域	井号	主干断裂带	距主干断裂带距离 ^a /km	压力系数 ^b
非断裂区	GL2	F ₁₀	20.2	1.68
	FY104	F ₉	6.3	1.89
	HD23	F ₁₃	4.2	2.01
	YM9	F ₇	3.1	1.62
	YK101	F ₁₄	3.2	1.26
	YK1	F ₁₄	5.8	1.45
	YM8	F ₉	3.4	1.31
断裂区	YM5	F ₇	0	1.09
	FY101	F ₉	0	1.09
	HD251	F ₁₂	0	1.07
	HD201-H6	F ₁₅	0	1.08
	GL301H	F ₅	0	1.07
	GL305H	F ₅	0	1.01
	FY202	F ₁₁	0	1.14
	MS1-H1	F ₁₇	0	1.16
	MS1	F ₁₇	0	1.11

注：“a”表示根据地震剖面实际测量值；“b”表示实测钻井压力系数。

象且较为分散,平面上自南向北大致表现出超压逐渐增大的趋势。在研究区的北部,哈得、玉科和跃满地区当前的压力系数范围在 1.03 ~ 2.01,异常高压的出现比较频繁;而在南部的果勒地区,异常高压偶尔出现,满深地区则几乎不出现异常高压。总体上来看,超压

的异常分布与走滑断裂带有着密切联系:沿着主干断裂带(断裂区)发育的储集体多表现为常压,而远离主干断裂的区域或走滑断裂带间(非断裂区)附近则集中发育异常高压储集体(表 1)。

2 样品和实验方法

实验样品采集于塔里木盆地 F₇ 断裂带的 YM5 井, F₉ 断裂带的 FY102 井以及远离主干断裂带的 GL2 井碳酸盐岩储层岩心(图 2)。选取合适的样品进行研磨,并将其制成 80 μm 厚的双面抛光薄片。接着在中国地质大学(武汉)构造油气资源教育部重点实验室采用 NIKON-LV100 型双通道荧光透射光学显微镜对流体包裹体进行岩相学分析,同时使用 Maya2000 型微型荧光光谱仪对这些流体包裹体进行荧光测试分析,获得荧光光谱。利用 Linkam THMS600G 冷热台对包裹体进行显微热力学测量,所测出的温度数据误差为 1℃。通过以 1℃/min 的速度增、减温度,直到包裹体的相界面消失,然后在恒温状态下维持 3 min,并记录此时的温度。接着使用 LeicaDM5500 型号的仪器进行激光共聚焦二维扫描实验,激发波长为 405 μm,工作电压设定为 900 V。采集过程中利用 LASAF 软件进行包裹体二维图像采集,垂向采样间隔为 1 μm。包裹体激光拉曼定量分析使用 JY/Horiba Labram HR800 型显微激光拉曼光谱仪。在澳大利亚昆士兰大学的放射性同位素实验室进行方解石激光原位 U-Pb 同位素定年实验:①首先,制备直径为 2.5 cm 的方解石靶样,用环氧树脂固定后进行抛光处理;②接着,利用准分子激光技术

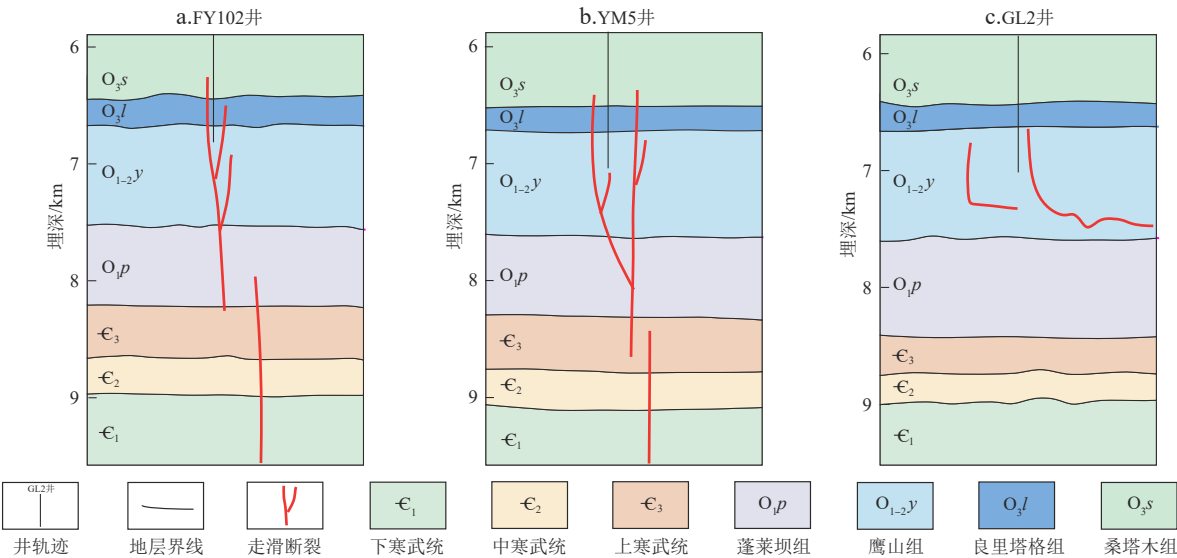


图2 塔里木盆地富满油田典型井地震剖面

Fig. 2 Seismic profiles tied to typical wells in the Fuman oilfield, Tarim Basin

对样本进行剥蚀,激光斑点直径设定为 $100\ \mu\text{m}$,频率为 $10\ \text{Hz}$,能量密度为 $3.0\ \text{J}/\text{cm}^2$ 。

3 实验结果

3.1 储层特征

受断裂破碎和岩溶作用影响所形成的破碎带以及裂缝和孔洞等是塔里木盆地储层的主要储集空间^[38-39]。储层发育的非均质性极强,根据孔-洞-缝组合特征,通常将碳酸盐岩储层划分为洞穴型、孔洞型、裂缝型和裂缝-孔洞型4类^[40]。观察研究区奥陶系碳酸盐岩铸体薄片发现,洞穴型和裂缝-孔洞型储层是断裂区最主要的油气储集空间类型,铸体薄片上可见粒间溶孔和粒内溶孔,填隙物主要为亮晶方解石,多被半充填或全充填(图3a—d)。其中,裂缝又可细分为构造缝和成岩缝2大类,以构造缝为主。成岩缝主要为层理缝和缝合线,多被方解石和沥青质等全充填;构造缝以高角度裂缝为主,裂缝边缘平直,延伸较远,与构造活动关系密切。裂缝-孔洞型储层的主要储集空间为次生溶蚀孔洞(图3d),沿裂缝呈蜂窝状分布,这些裂缝不仅具

有储集功能,还起到了连接各个孔洞的作用。非断裂区储层的实测孔隙度和渗透率均非常低,镜下铸体薄片观察发现,仅有少量的溶孔和裂缝可见(图3e—h)。裂缝的产状变化较大,高角度、低角度甚至水平裂缝均有发育。根据对研究区构造位置和裂缝密度统计分析得出,该区域不同构造位置的裂缝密度差异显著。裂缝的发育与其构造位置有密切关系:断裂区裂缝发育较密集,随着与断裂距离的增加,裂缝密度逐渐降低;随着裂缝密度的下降,地层超压逐渐发育。

3.2 流体包裹体岩相学特征

流体包裹体岩相学观察是后续进行包裹体显微热力学研究的基础,需要细致识别出包裹体类型及其共生关系^[41]。本研究共识别出3大类流体包裹体(图4),分别为盐水包裹体、气包裹体和油包裹体。这些包裹体多呈椭圆形或水滴形,部分呈不规则状,直径一般为 $3\sim 10\ \mu\text{m}$,少数可达 $10\sim 14\ \mu\text{m}$ 。其中,油包裹体内成分的差异导致其在受到荧光激发时显示出不同的颜色,这一特性可用于判定油包裹体的成熟度。随着成熟程度的增加,油包裹体的荧光颜色将呈由红到黄再到蓝的变化^[42]。紫外光照射下应用荧光光谱技术可

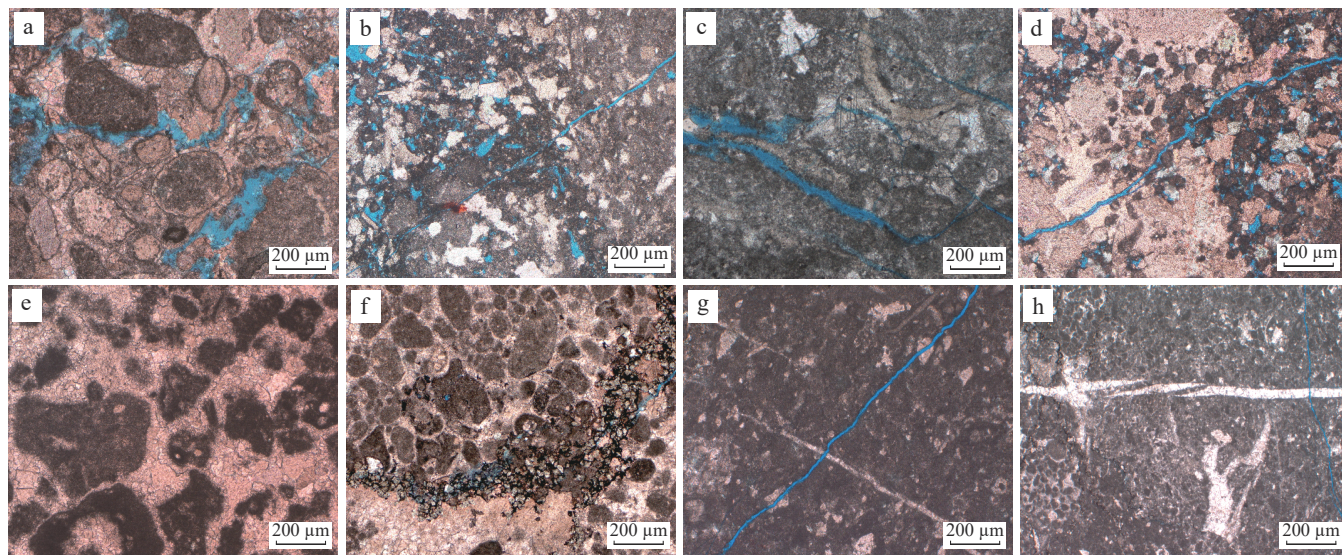


图3 塔里木盆地富满油田一间房组储集空间特征普通薄片显微镜下照片

Fig. 3 Micrographs of thin sections showing the reservoir space characteristics of the Yijianfang Formation, Fuman oilfield, Tarim Basin
a. FY102井,埋深7 371 m,填隙物为亮晶方解石,岩片中见3条未充填裂缝及1条溶蚀缝,缝宽 $0.01\sim 0.15\ \text{mm}$; b. FY102井,埋深7 371 m,填隙物主要为亮晶方解石,可见半充填、未充填构造缝,缝宽 $0.01\sim 0.05\ \text{mm}$,与粒间溶孔连通,局部灰泥凝块处发育溶蚀孔隙; c. YM5井,埋深7 218 m,填隙物为灰泥,岩石经压溶形成不规则压溶缝,缝中含泥质和沥青,不规则的构造溶蚀缝宽窄不等,范围为 $0.01\sim 0.02\ \text{mm}$,孔洞由晶粒方解石充填; d. YM5井,埋深7 218 m,填隙物为亮晶方解石,有1条构造缝,延伸远,切割藻颗粒,呈网状分布,缝宽 $0.01\sim 0.06\ \text{mm}$,局部灰泥凝块间聚集分布粒间溶孔和粒间孔; e. GL2井,埋深7 387 m,压溶缝呈锯齿状,充填黑色沥青,未充填构造缝沿锯齿状压溶缝伴生; f. GL2井,埋深7 387 m,藻砂屑分选磨圆较好,呈漂浮状散布,粒间充填大量的亮晶方解石,岩石胶结致密,孔隙不发育,压溶缝中含沥青; g. GL2井,埋深7 387 m,可见2期缝,早期构造缝方解石全充填,后期未充填构造缝近 90° 切割早期缝,缝宽 $0.01\sim 0.04\ \text{mm}$; h. GL2井,埋深7 387 m,可见3期缝,早期压溶缝内充填泥质、黑色沥青以及方解石,后期半充填、全充填方解石构造缝切割早期压溶缝,晚期构造缝呈断续状,未充填,缝宽 $0.01\sim 0.03\ \text{mm}$

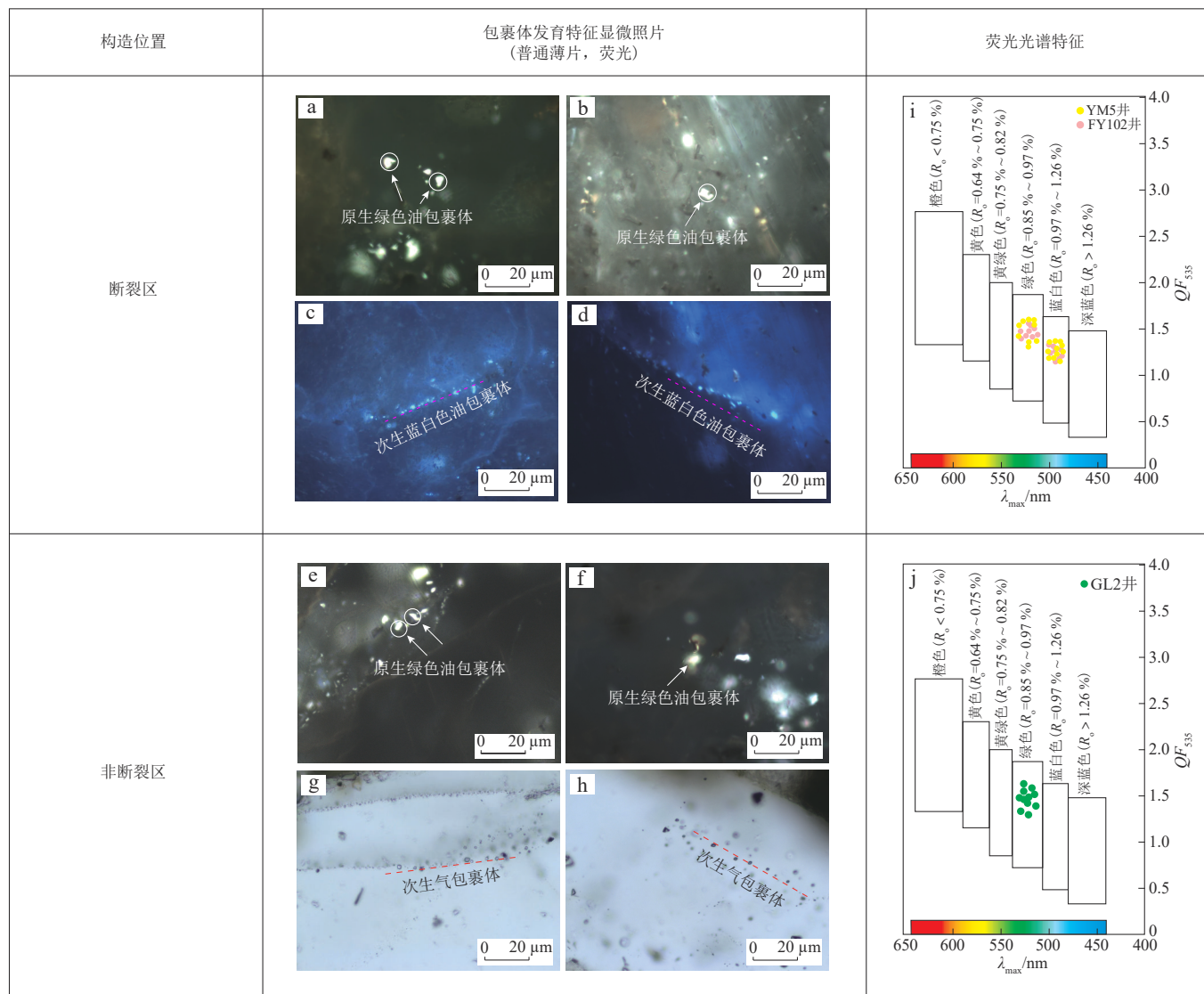


图4 塔里木盆地奥陶系一间房组油包裹体岩相学特征

Fig. 4 Photos showing the petrography of oil inclusions from the Ordovician Yijianfang Formation, Tarim Basin

a. FY102井,埋深7 371 m; b. YM5井,埋深7 218 m; c. FY102井,埋深7 371 m; d. YM5井,埋深7 218 m; e—h. GL2井,埋深7 387 m;

i. 断裂区油包裹体荧光光谱特征; j. 非断裂区油包裹体荧光光谱特征

以更精确地识别不同成熟度的油包裹体,大大降低了仅依靠肉眼观察的不准确性。目前,广泛采用的反映油包裹体成熟度的荧光参数包括 $\lambda_{\max}$ 和 QF_{535} : $\lambda_{\max}$ 表示荧光光谱中最大相对强度的波长; QF_{535} 是指波长范围为535~720 nm的荧光光谱区域与波长范围为420~535 nm的荧光光谱区域面积之比。随着油包裹体中小分子含量的升高,其成熟度会增加,导致主峰波长 $\lambda_{\max}$ 及 QF_{535} 值逐步降低。笔者采用上述方法对样品中的油包裹体开展了荧光光谱分析,发现断裂区主要发育绿色荧光和蓝白色荧光2种不同成熟度的油包裹体。其中,绿色荧光油包裹体为原生发育的油包裹体,数量较多,多呈孤立或零星状分布于方解石脉体内(图4a,b), $\lambda_{\max}$ 范围在510~534 nm, QF_{535} 值对应范围在1.20~

1.73(图4i),表明油包裹体成熟度较低;蓝白色荧光油包裹体为次生发育的油包裹体(图4c,d),数量相对较少,多沿方解石愈合的微裂缝发育, $\lambda_{\max}$ 范围集中在484~509 nm, QF_{535} 值对应范围在1.14~1.48(图4i),表明油包裹体成熟度较高。非断裂区主要发育绿色荧光的油包裹体,呈零星状分布(图4e,f),表现为原生成因, $\lambda_{\max}$ 范围集中在512~532 nm, QF_{535} 值对应范围在1.23~1.68(图4j)。值得注意的是,断裂区储层方解石脉体中并未观察到气包裹体的发育,而非断裂区储层脉体中观察到大量次生气包裹体(图4g,h)。

3.3 流体包裹体均一温度特征

为确保流体包裹体显微测温数据的准确性,本次

研究主要利用流体包裹体组合(FIA)对数据进行限定,且为避免包裹体后期次生变化对实验结果的干扰,笔者选取了形状相似、气/液比接近的流体包裹体组合进行实验。测温结果如图5所示,YM5井原生绿色油包裹体均一温度范围为55.4~88.6℃,其共生的盐水包裹体均一温度范围为71.6~98.1℃(图5a),盐度(NaCl)分布范围为7.7%~12.9%(图5d);次生蓝白色油包裹体均一温度范围为72.5~101.4℃,其共生的盐水包裹体均一温度范围为97.1~113.2℃(图5a),盐度(NaCl)分布范围为10.5%~12.1%(图5d);FY102井原生绿色油包裹体均一温度范围在61.9~92.5℃,其共生的盐水包裹体均一温度范围为68.9~96.3℃(图5b),盐度(NaCl)分布范围为8.8%~12.1%(图5d);次生蓝白色油包裹体均一温度范围为75.4~96.4℃,其共生的盐水包裹体均一温度范围为96.4~114.5℃(图5b),盐度(NaCl)分布范围为9.1%~12.3%(图5d);GL2井原生绿色油包裹体均一温度范围为85.1~103.9℃,其共生的盐水包

裹体均一温度范围为96.4~123.8℃(图5c);次生气包裹体共生的盐水包裹体均一温度范围为133.5~143.5℃,盐度(NaCl)分布范围为7.6%~11.9%(图5d)。

3.4 油包裹体古压力模拟

流体包裹体的古压力模拟技术是将油包裹体视为一个体积不变的封闭系统来处理,通过研究油包裹体与不混溶的盐水包裹体在压力-温度(p - T)空间中的等容线特征,即这些线条呈单一变化趋势且油包裹体的等容线在 p - T 空间中仅交汇一次,可以确定流体包裹体形成时的最低捕获压力和捕获温度^[43-45]。这一方法所需要的参数主要包括油包裹体及其伴生的盐水包裹体的均一温度(T_h)和油包裹体气/液比。在本研究中,笔者选取了共计24组直径超过3 μm的气、液两相油包裹体及与之伴生的盐水包裹体组合进行最小捕获压力恢复分析。首先利用激光扫描共聚焦显微技术重构了不同颜色油包裹体的三维模型(图6),为的是精确

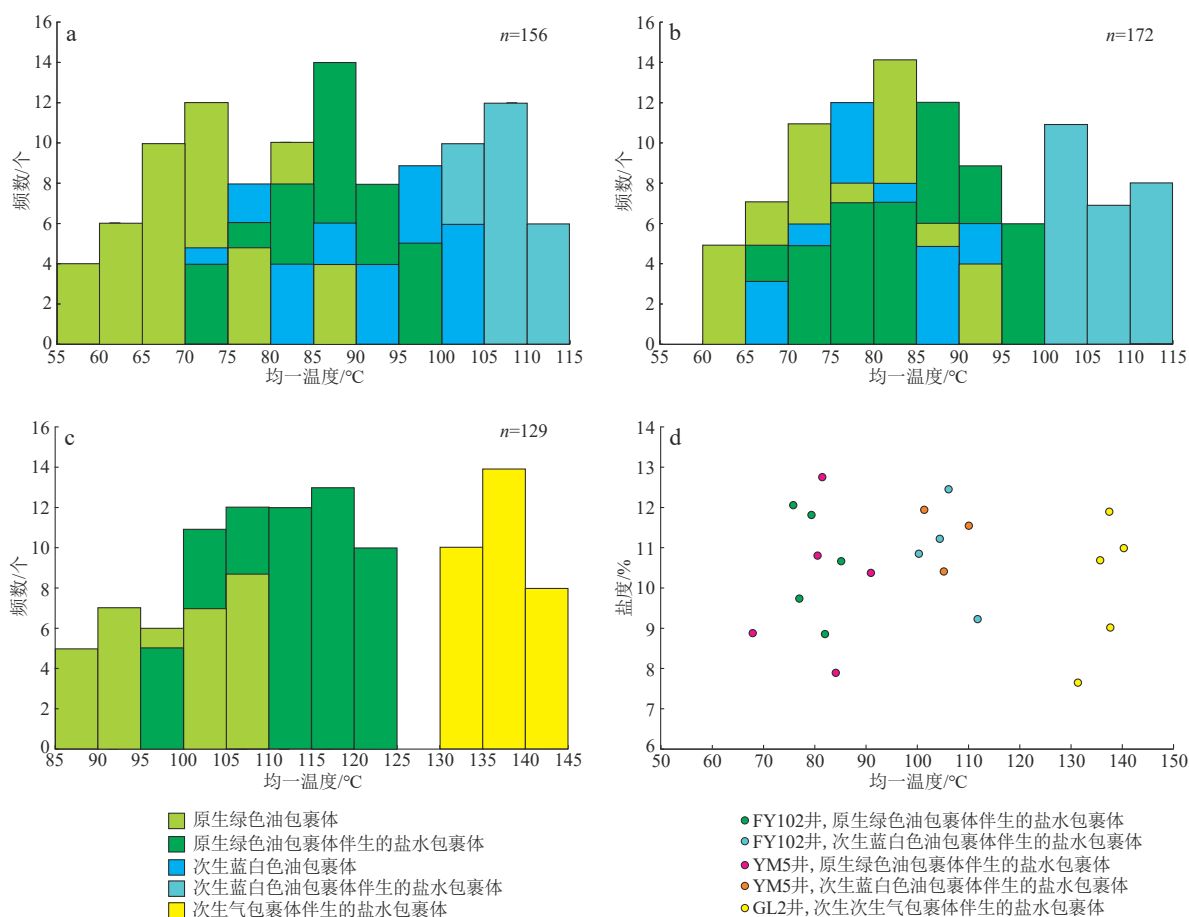


图5 塔里木盆地奥陶系一间房组流体包裹体均一温度统计

Fig. 5 Charts showing the statistics of the homogenization temperatures of fluid inclusions from the Ordovician Yijianfang Formation, Tarim Basin

a. 断裂区YM5井均一温度频数分布直方图;b. 断裂区FY1井均一温度频数分布直方图;c. 非断裂区GL2井均一温度频数分布直方图;

d. 均一温度与盐度的关系

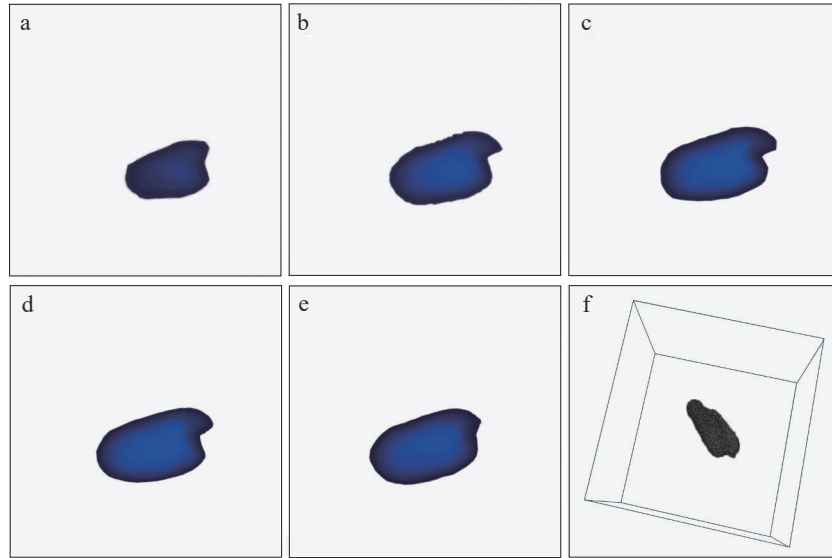


图6 塔里木盆地YM5井奥陶系一间房组方解石脉中油包裹体气/液比特征激光共聚焦扫描镜下照片

Fig. 6 Confocal scanning laser microscopy (CSLM) images showing the gas-to-liquid volume ratios of oil inclusions from calcite veins in the Ordovician Yijianfang Formation, well YM5, Tarim Basin

a—e. 油包裹体在激光共聚焦扫描显微镜下沿Z轴方向的5张切片,切片间步长为0.4 μm; f. 油包裹体3D模型重建

获取单个油包裹体的体积参数;接着,通过假设油包裹体中的气相空间为球形,对其气体体积进行计算,此方法能最大程度上减小单偏光条件下测量油包裹体气泡直径时的误差;然后通过 pVT sim软件模拟,计算包裹体的最低捕获压力(图7)。模拟结果如表2所示,YM5井绿色油包裹体捕获压力范围为31.5~34.5 MPa,压力系数范围为1.21~1.33;YM5井蓝白色油包裹体捕获压力范围为32.5~37.3 MPa,压力系数范围为1.05~1.10;FY102井绿色油包裹体捕获压力范围为37.0~40.1 MPa,压力系数范围为1.23~1.34;FY102井蓝

白色油包裹体捕获压力范围为34.3~38.0 MPa,压力系数范围为1.09~1.16;GL2井绿色油包裹体捕获压力范围为41.3~42.5 MPa,压力系数范围为1.18~1.25。

3.5 气包裹体激光拉曼组分特征

显微激光拉曼技术能够有效识别出样品中的各种无荧光包裹体及甲烷包裹体,这些包裹体都会在显微激光拉曼光谱中显示出各自独有的拉曼散射峰^[46-48]。原位激光拉曼光谱测试结果表明,GL2井中发育较多的甲烷气包裹体。图8展示了GL2井方解石脉体中典型甲烷气包裹体的拉曼光谱,除甲烷和方解石的高强度激光拉曼散射峰外,未发现其他较明显的拉曼散射峰,这表明GL2井中发育的气包裹体为纯甲烷气包裹体。

3.6 甲烷包裹体密度及形成压力

本研究旨在通过测定纯甲烷包裹体中激光拉曼散射峰的拉曼位移(v_1)来准确计算其密度。首先使用带氖灯校正的1 800 gr/mm光栅对纯甲烷包裹体进行小范围激光拉曼光谱扫描,得到的纯甲烷包裹体真实的 v_1 范围在2 911.01~2 911.12 cm^{-1} (表3)。Lu等学者^[49]基于实验结果提出甲烷包裹体的 v_1 与其密度(ρ)显示出稳定的线性关系。他们提出了一种适用于计算甲烷含量在90%以上的包裹体密度的公式:

$$\rho = -5.17331 \times 10^{-5} D^3 + 5.53081 \times 10^{-4} D^2 - 3.51387 \times 10^{-2} D \quad (1)$$

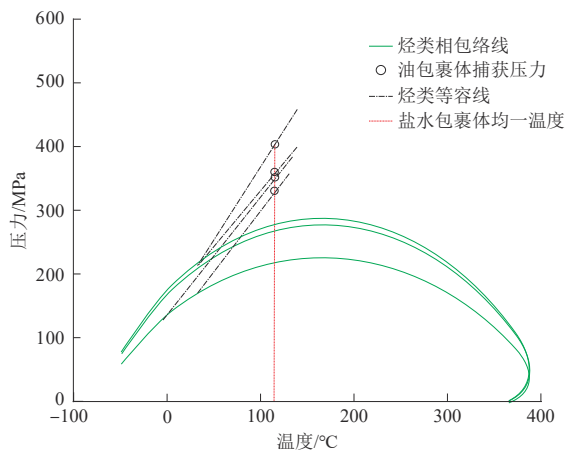


图7 塔里木盆地奥陶系一间房组方解石脉中油包裹体最小捕获压力模拟曲线

Fig. 7 Curves showing the simulated minimum trapping pressures of oil inclusions from calcite veins in the Ordovician Yijianfang Formation, Tarim Basin

表2 塔里木盆地富满油田奥陶系储层油包裹体古压力模拟实验数据

Table 2 Paleopressure simulation results of oil inclusions from the Ordovician reservoirs in the Fuman oilfield, Tarim Basin							
井号	荧光颜色	油包裹体均一温度/℃	气/液比/%	伴生盐水包裹体均一温度/℃	捕获压力/MPa	捕获深度/m	压力系数
YM5	绿色	56.4	9.1	72.4	31.5	2 635	1.21
YM5	绿色	58.2	6.4	75.1	33.6	2 587	1.29
YM5	绿色	56.1	8.9	74.3	34.5	2 618	1.33
YM5	绿色	57.2	12.3	74.9	33.3	2 665	1.28
YM5	绿色	55.4	4.9	72.8	33.3	2 579	1.28
YM5	蓝白色	78.2	7.5	98.4	32.5	3 146	1.05
YM5	蓝白色	76.5	8.2	97.6	34.0	3 123	1.10
YM5	蓝白色	77.4	9.6	102.5	36.8	3 531	1.05
YM5	蓝白色	79.3	5.8	98.3	32.7	3 125	1.06
YM5	蓝白色	76.8	5.9	104.5	37.3	3 542	1.07
YM5	蓝白色	74.8	6.4	97.1	32.8	3 127	1.06
FY102	绿色	62.4	8.8	84.9	37.0	3 025	1.23
FY102	绿色	64.4	9.4	82.8	38.7	3 018	1.29
FY102	绿色	63.3	9.6	83.4	38.6	2 990	1.29
FY102	绿色	66.9	5.7	85.6	40.1	2 986	1.34
FY102	绿色	64.8	12.5	87.1	39.4	3 008	1.31
FY102	蓝白色	75.9	10.5	98.3	34.4	3 153	1.11
FY102	蓝白色	76.4	9.7	99.8	34.3	3 068	1.10
FY102	蓝白色	76.3	6.4	103.6	37.5	3 128	1.16
FY102	蓝白色	75.9	7.5	104.9	38.0	3 072	1.09
GL2	绿色	86.4	6.8	96.8	42.4	3 523	1.21
GL2	绿色	85.2	8.4	106.4	41.3	3 525	1.18
GL2	绿色	87.2	7.5	108.7	42.5	3 448	1.25
GL2	绿色	87.1	10.1	113.5	42.2	3 459	1.24

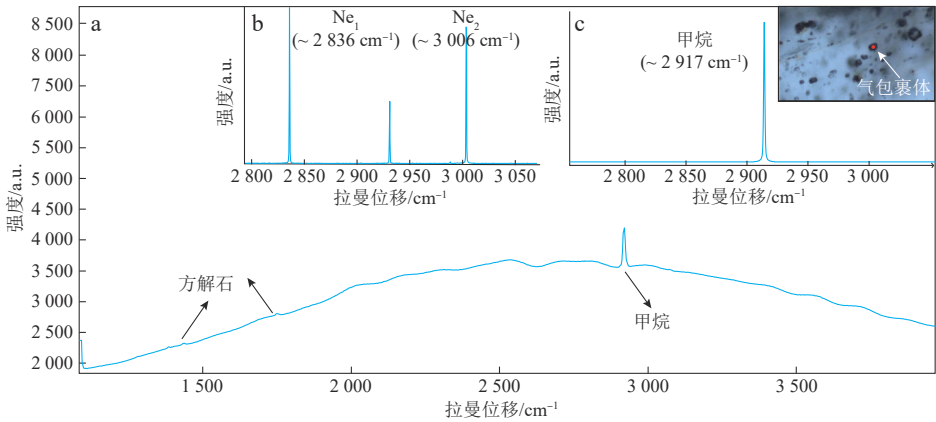


图8 塔里木盆地GL2井方解石脉中甲烷包裹体典型拉曼光谱

Fig. 8 Typical Raman spectrum of CH₄ inclusions from calcite veins in well GL2, Tarim Basin

a. 在方解石胶结物中使用300 gr/mm光栅采集的甲烷光谱;b. 利用氖(Ne)灯在1 800 gr/mm光栅采集的特征峰用以矫正甲烷真实特征峰;
c. 甲烷的特征峰(在约2 917 cm⁻¹处)

$$D = v_1 - v_0 \tag{2}$$

式中: ρ 为甲烷包裹体密度,g/cm³; ρ 和D之间的相关系数为0.998 7; v_1 为纯甲烷包裹体激光拉曼散射峰的拉曼位移,cm⁻¹; v_0 为压力趋近于0时甲烷包裹体激光拉曼散射峰值。由于各实验室校正技术不同, v_0 的取值会存在变化。本文 v_0 值采用了中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室激光拉曼实验室标定

值,根据公式(1)计算得到GL2井发现的纯甲烷包裹体密度为0.264 0~0.269 4 g/cm³。样品中的甲烷包裹体的密度远超甲烷的临界密度0.162 0 g/cm³,表明这些甲烷包裹体属于超临界高密度类型。为了准确测定这些甲烷包裹体的捕获压力,本文采用了Duan等人^[50]提出的适用于超临界CH₄体系的状态方程。选择与这些纯甲烷包裹体同期的盐水包裹体的最小均一

表3 塔里木盆地富满油田GL2井奥陶系储层气包裹体古压力恢复实验数据

Table 3 Paleopressure reconstruction results of gas inclusions from the Ordovician reservoirs in well GL2, Fuman oilfield, Tarim Basin

甲烷伸缩振动峰拉曼位移/cm ⁻¹	气包裹体密度/(g/cm ³)	伴生盐水包裹体均一温度/℃	捕获压力/MPa	压力系数
2 911.03	0.268 4	133.5	86.79	1.74
2 911.02	0.268 9	133.5	87.14	1.74
2 911.01	0.269 4	133.5	87.50	1.75
2 911.03	0.268 4	133.5	86.79	1.74
2 911.05	0.267 4	133.8	86.18	1.72
2 911.05	0.267 4	133.8	86.18	1.72
2 911.12	0.264 0	133.8	83.75	1.68
2 911.05	0.267 4	133.8	86.18	1.72
2 911.06	0.267 0	133.8	85.83	1.72
2 911.09	0.265 5	135.6	85.40	1.71
2 911.10	0.265 0	135.6	85.06	1.70
2 911.08	0.266 0	135.6	85.75	1.72
2 911.08	0.266 0	135.6	85.75	1.72
2 911.07	0.266 5	135.6	86.10	1.72

温度作为捕获温度,根据这一温度,计算出GL2井方解石脉体中高密度甲烷包裹体在133.5℃下的捕获压力最大值为87.50 MPa,最小值为83.75 MPa,对应的压力系数范围在1.68~1.75(表3)。

4 讨论

4.1 油气充注期次和时间

目前,确定油气充注时间的常用手段是分析流体包裹体的均一温度,通过油包裹体伴生的盐水包裹体均一温度投点埋藏史可获得油气充注时间。通过对上述流体包裹体岩相学和荧光观察,确定断裂区存在2期油充注,非断裂区存在1期油充注和1期气充注。为确保油气充注时间的准确性,笔者选取了伴生盐水包裹体的最低均一温度作为投点,更精确地限定油气藏形成时间。投点结果如图10所示,断裂区第一期油充注时间在448 Ma~436 Ma(加里东晚期)(图9a),第二期油充注时间在278 Ma(海西晚期)(图9a);非断裂区油充注时间在445 Ma(加里东晚期)(图9b),气充注时间在196 Ma(燕山早期)(图9b)。由于利用包裹体均一温度投点方法得到的油气成藏时间具有多解性,特别是在多旋回叠合盆地的分析中,受盆地模拟的不确定性以及伴生盐水包裹体温度选择等多方面因素影响,获得的油气成藏时间差异较大。通过激光原位U-Pb同位素定年能准确获得方解石脉形成的绝对年龄,从而消除利用包裹体解释油气充注时间所导致的误差。激光原位U-Pb同位素定年结果显示,YM5井采

集样品中发育原生绿色油包裹体的方解石脉的形成年龄为449.9 Ma±6.1 Ma(图10a),FY1井采集样品中发育原生绿色油包裹体的方解石脉的形成年龄为434.9 Ma±4.2 Ma(图10b),与包裹体测温定年一致性较好。

4.2 超压成因及储层压力演化

沉积盆地中异常超压发育机制十分复杂,许多学者对其做了大量研究,研究结果表明超压成因主要为不平衡压实、流体膨胀、构造挤压和超压传递^[51-53]。根据鲍尔斯的研究,通过有效应力与声波时差或有效应力与密度之间的关系(即Bowers图版法),可以区分不同原因造成的超压。这一方法自提出以来,已被广泛采用,效果显著。利用Bowers图版法可以准确识别出非欠压实的超压情况:如果超压的数据点位于加载曲线之上,说明超压主要源自不平衡压实泥岩的超压传递;若数据点位于卸载曲线上,则表示该超压为卸载型,可能由流体膨胀或压力传递引起。另外,构造活动引起的超压表现为与其他成因造成的超压在压实曲线上的偏移方向相反^[54-55]。本研究结合自然伽马测井与岩屑录井优选出研究目的层为纯泥岩层段,再结合声波时差及电阻率和密度测井数据识别出奥陶系上覆正常压实泥岩段,并拟合得到声波速度-垂直有效应力的正常压实曲线(图11)。结果表明,非断裂区超压数据点落在了流体膨胀和构造挤压之间,表明非断裂区超压可能是两者共同作用的结果。在流体膨胀增压机制方面,主要包括烃类充注、天然气生成以及水热膨胀。其中,水热膨胀的影响较小,不足以产生显著的超

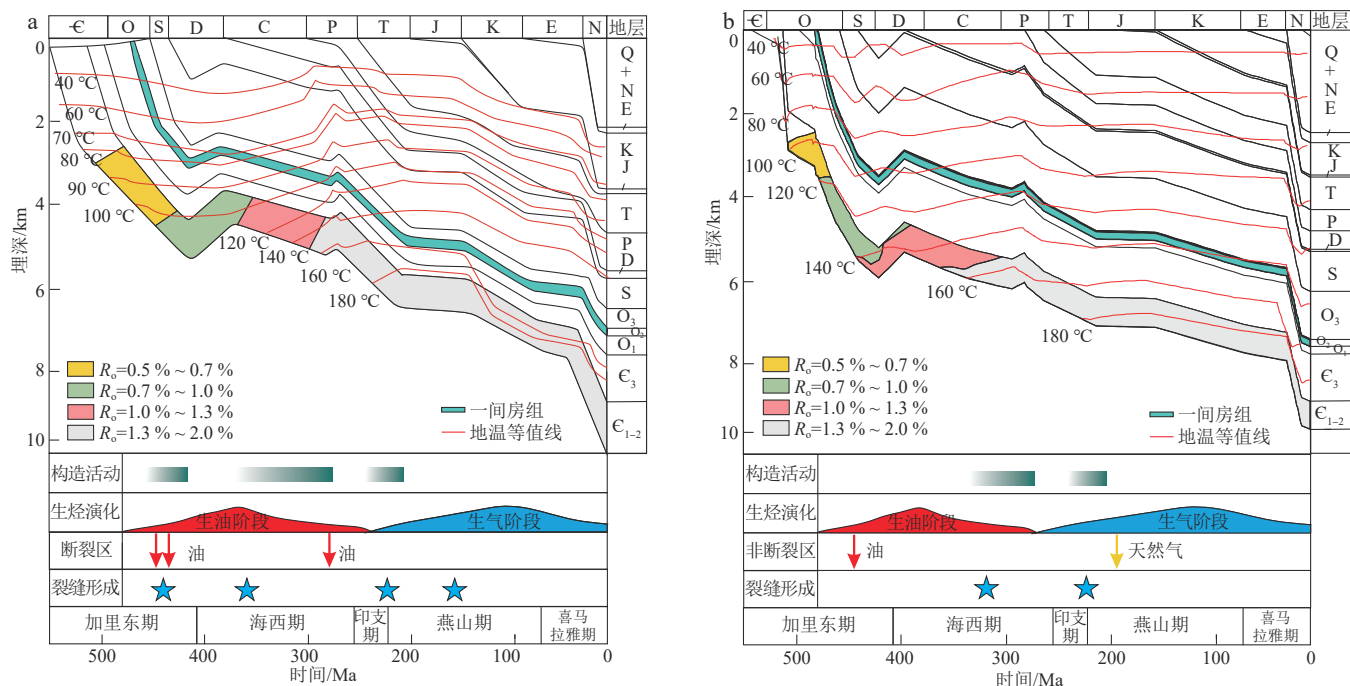


图9 塔里木盆地典型井奥陶系一间房组埋藏-热演化史

Fig. 9 Diagrams showing the burial and thermal evolution histories of the Ordovician Yijianfang Formation in typical wells, Tarim Basin

a. 断裂区埋藏-热演化史; b. 非断裂区埋藏-热演化史

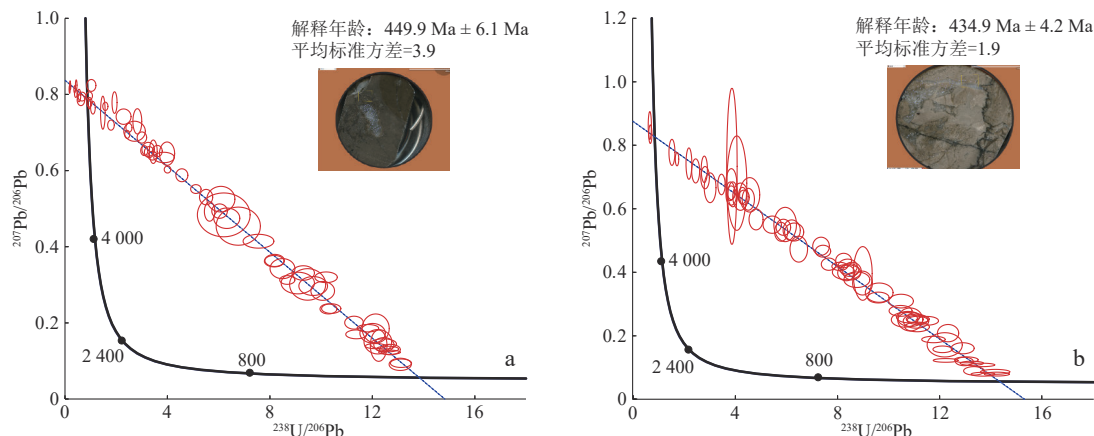


图10 塔里木盆地典型井储层方解石样品U-Pb同位素定年Tera-Wasserburg谐和图

Fig. 10 U-Pb Tera-Wasserburg concordia diagrams of calcite samples from reservoirs in typical wells, Tarim Basin

a. YM5井储层发育原生绿色油包裹体的方解石样品; b. FY1井发育原生绿色油包裹体的方解石样品

压现象。非断裂区异常高压井流体多为气体,天然气组分及碳同位素分析结果表明,天然气主要源于原油裂解气,表明该区域经历了原油裂解的过程,但是奥陶系现今最大温度低于 160°C ,未达到原油大量裂解的温度,说明非断裂区的油裂解气更多的是来自中-下寒武统储层原油裂解。与此同时,非断裂区由于物性条件较差,油气充注和裂解产生的超压影响范围可能有限,说明该区域还存在其他增压机制。富满油田夹持于塔北隆起和塔中隆起之间,经历了加里东期、海西期等多期构造运动,整体处于构造挤压应力环境中,长

期侧向挤压构造应力也对非断裂区的超压做出了贡献。本研究基于非断裂区埋藏史、热演化史和生烃史模拟,利用生烃增压数值模型,定量评价非断裂区流体膨胀对地层超压的影响。结果表明,天然气充注是非断裂区地层超压的主要因素,其贡献率在 $72.9\%\sim 95.4\%$ 。

通过油包裹体古压力模拟和气包裹体拉曼光谱古压力恢复可知,在加里东中、晚期,断裂区储层表现为常压-弱超压,压力系数范围在 $1.11\sim 1.34$,此时玉尔吐斯组烃源岩进入主要生油阶段并开始排烃,成为富满油田一次主要的油气成藏期,且富满油田断裂区奥

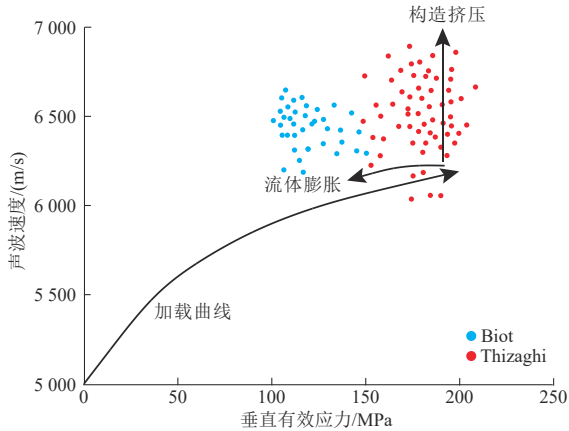


图11 不同超压成因机制的声波速度-垂直有效应力交会图
Fig. 11 Cross plots of acoustic velocity vs. vertical effective stress showing varying genetic mechanisms of overpressure

陶系深层超压段主要为含油气层,干层和水层多为常压段(图12)。因此,笔者认为断裂区加里东晚期超压主要是由于烃类生成并充注进入储层所致,而后在海西晚期压力恢复至正常。燕山早期,非断裂区储层因受到构造挤压,地层压力上升;断裂区则因断层和裂缝仍活动并发育,压力难以得到有效保持,因此构造挤压没有造成断裂区超压。通过对研究区中-下奥陶统储集层动、静态特征统计发现,沿断裂带发育的储层往往物性条件较好,常发育洞穴型与裂缝-孔洞型储层,孔隙度较高(图13);远离断裂带往往发育裂缝型储层,孔隙度和裂缝密度明显低于沿断裂带发育的储层。在断裂发育过程中,沿断裂破碎带发育的先存孔隙有利于大气淡水和埋藏流体的溶蚀,形成沿破碎带选择性溶蚀孔隙,使其变成高孔隙层,有利于断裂区油气充注导致的超压在沟通的断裂体系内再分配,

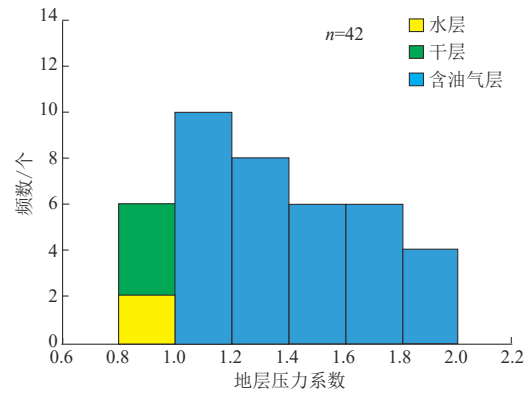


图12 塔里木盆地不同类型含流体地层压力系数频数分布直方图
Fig. 12 Histogram showing pressure coefficients across different types of fluid-bearing layers in the Tarim Basin

使得储层压力恢复至正常;而断裂带外受到压实-压溶作用和重结晶作用的影响,形成规模相对较小的孤立储集层,超压能一直保存下来。断裂区和非断裂区不同的储层发育模式也决定了塔里木盆地超压的发育和分布。

综上所述可得,断裂区和非断裂区2种不同类型储层的古压力系数演化过程(图14)主要受油气充注、岩溶作用和构造活动的控制,图中的数据点包括通过流体包裹体恢复的古压力值和现今实测地层压力值,这些数据均可用于提高模拟结果的准确性。断裂区储层可以划分为“常压—弱超压—常压”3个阶段。一间房组沉积早期为常压。449 Ma ~ 434 Ma(加里东中、晚期),玉尔吐斯组烃源岩处于排烃阶段,大量原油充注进入中-下奥陶统储层,地层压力稳定增加并开始超过静水压力,压力系数为范围为1.11 ~ 1.34,表现为常压-弱超压。而后,加里东晚期油气充注事件结束,

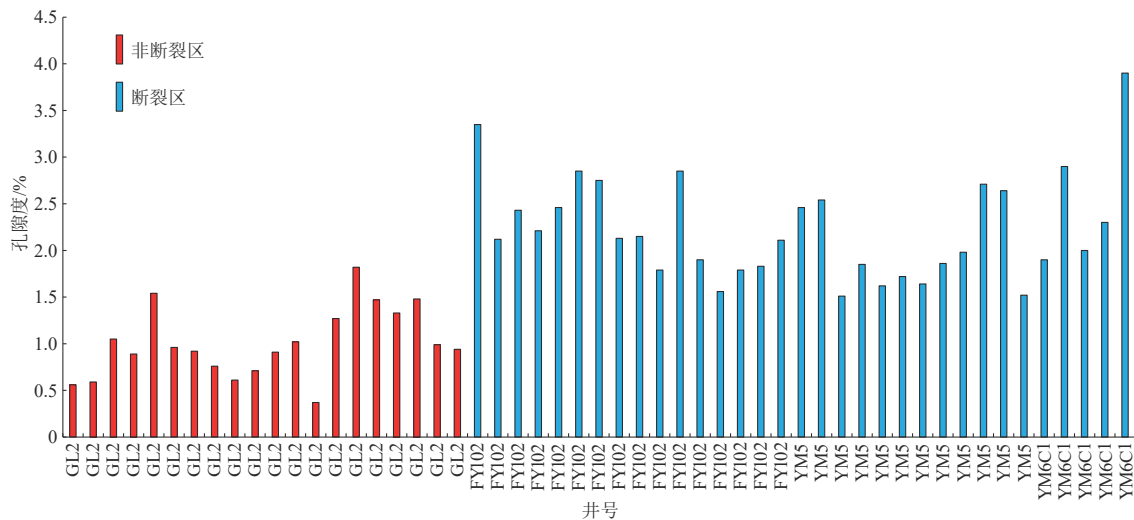


图13 塔里木盆地断裂区与非断裂区储层孔隙度统计柱状图

Fig. 13 Statistical column of the porosity of reservoirs in areas with and without strike-slip faults within the Tarim Basin

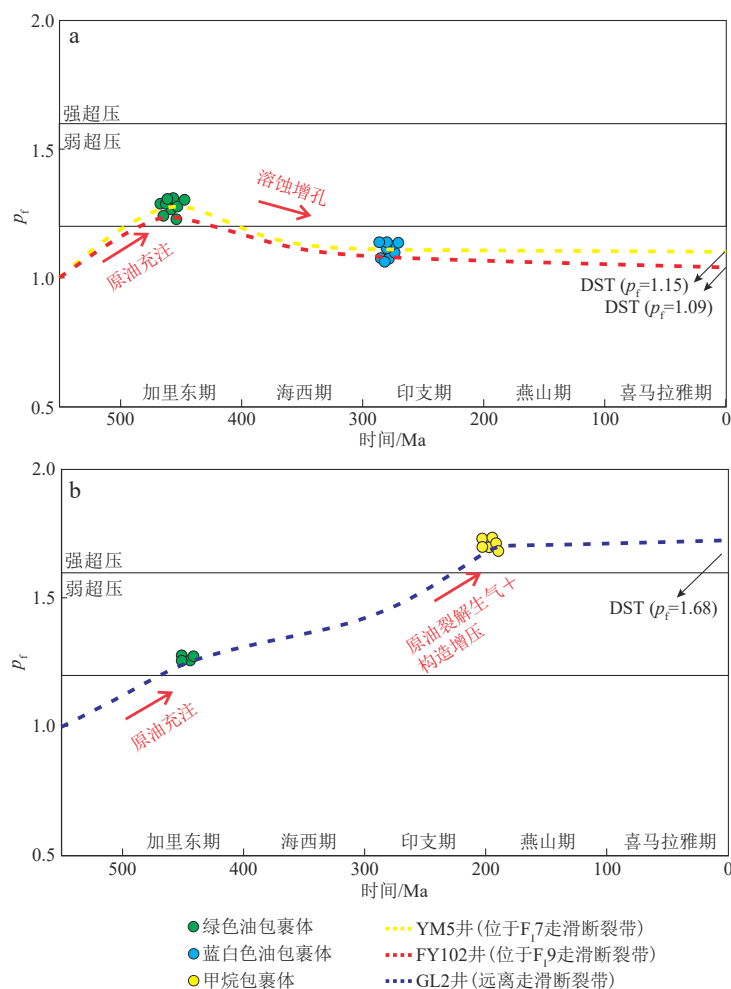


图14 塔里木盆地中-下奥陶统地层古压力系数演化过程

Fig. 14 Evolution of paleopressure coefficients of the Middle-Lower Ordovician strata in the Tarim Basin

a. 断裂区储层; b. 非断裂区储层

(DST表示地层试验器试井; p_t 表示地层压力系数。)

碳酸盐岩刚性地层在构造破碎作用和沿断裂输导的流体活动的共同作用下,形成了大量的裂缝和孔洞,从而增加了储集空间,使得地层压力逐渐下降并恢复至常压状态。约278 Ma(海西晚期),第二期油气沿着活跃的断裂带运移至储层,由于储集层孔隙度偏大且孔渗性好,该期油气充注未形成异常高压,地层压力系数范围为1.05~1.11,表现为常压。非断裂区储层可以划分为“常压—弱超压—强超压”3个阶段。约445 Ma(加里东中、晚期),储层存在一期原油充注,压力系数范围为1.11~1.34,整体处于常压-弱超压状态。约196 Ma(燕山早期),随着构造挤压作用和深部油裂解气的充注,地层压力迅速升高,此时地层压力系数大于1.60,最高达到1.75,表现为强超压特征,并一直延续至今。从非断裂区储层流体压力演化可以看出,燕山早期充注的裂解气得到了很好的保存,揭示该区域仍具有巨大的油气勘探潜力。

4.3 油气动态成藏过程

准确恢复油气充注过程是揭示奥陶系断裂区与非断裂区储层流体超压演化差异的关键。本研究采用成藏动力学方法和手段对奥陶系油气充注的过程展开模拟。根据地震地质解释结果建立非断裂区含油气系统模型,以下寒武统玉尔吐斯组烃源岩作为油气来源,奥陶系断裂附近发育的破碎带作为储集空间,断裂和裂缝带作为油气运移的通道,上奥陶统桑塔木组泥灰岩作为区域盖层。模拟过程如下:①加里东中、晚期为走滑断裂体系初始形成期,主要表现为垂直走滑,玉尔吐斯组烃源岩进入生烃高峰期并开始首次排烃,这一时期的低成熟度原油沿着走滑断裂垂向充注,在断裂区中-下奥陶统储层中聚集,形成第一期小规模的低熟油气藏。②海西晚期为断裂区原油形成的关键时期,此时玉尔吐斯组烃源岩总体上达到成熟演化阶段,大

量高成熟度的原油沿着活跃的走滑断裂运移至奥陶系储层中聚集,形成断裂区第二期高成熟油气藏。③到了燕山早期,受构造运动作用,台盆区快速深埋,同时非断裂区产生强烈气侵,油气发生大范围的横向调整改造与再成藏,早期形成的古油藏在高温作用下发生

裂解,形成大规模、高强度的裂解气,裂解气从断裂带深部垂向运移上来后,沿不整合面向上倾方向侧向运移,在非断裂区储层中聚集成藏(图15)。

从油气充注过程可以看出,非断裂区含油气系统经历了“早期成油、晚期气侵”的成藏演化过程。加里

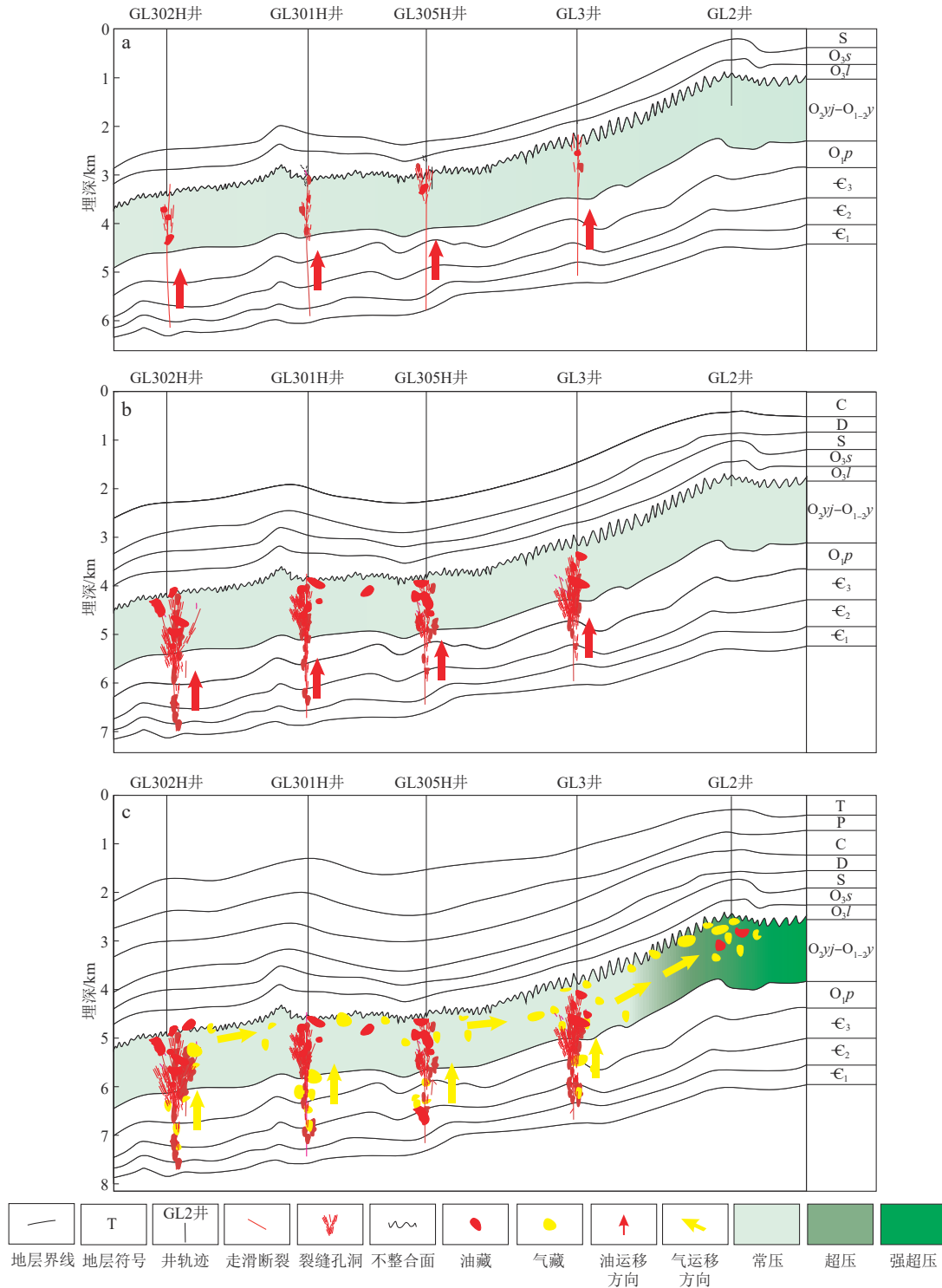


图15 塔里木盆地非断裂区油气成藏模式

Fig. 15 Hydrocarbon accumulation patterns of the areas without strike-slip faults in the Tarim Basin

a. 加里东中、晚期; b. 海西晚期; c. 燕山早期

东中、晚期为主要的原油成藏阶段,燕山早期则为主要的气侵阶段。通过对储层控制因素和已发现油气藏的匹配关系分析得出,不整合面的输导通常以断裂为媒介垂向沟通油气源,深部油裂解气向上运移后通过不整合面侧向调整,形成断裂-不整合面输导侧向运聚成藏模式。综合分析认为非断裂区奥陶系油气藏具有“早期成油、晚期气侵、侧向调整”的成藏特征。

5 结论

1) 基于超压成因判识和包裹体古压力恢复,塔里木盆地非断裂区可以划分为“常压—弱超压—强超压”3个关键压力演化阶段。约445 Ma(加里东中、晚期),原油充注导致储层整体处于常压-弱超压状态。约196 Ma(燕山早期),随着构造挤压作用和深部油裂解气充注,地层压力迅速升至强超压状态,并保持至今。断裂区可以划分为“常压—弱超压—常压”3个关键压力演化阶段,449 Ma~434 Ma(加里东中、晚期),玉尔吐斯组生烃导致大量原油充注,储层压力系数范围为1.11~1.34,表现为常压-弱超压。碳酸盐岩储层在构造破碎作用和沿断裂输导的流体溶蚀的共同作用下,扩容形成大量孔洞和裂缝,连通的储集体有利于超压在沟通的断裂体系内再分配,使得地层压力逐渐降至常压状态。

2) 非断裂区由于燕山早期深部油裂解气通过断裂-不整合面侧向运移至奥陶系储层,在构造挤压活动作用下,地层压力迅速增加至强超压,而且储层具有良好的保存条件,揭示出远离走滑断裂带区域仍具有巨大油气勘探潜力。

3) 塔里木盆地非断裂区含油气系统经历了“早期成油、晚期气侵”的成藏演化过程。燕山早期,中-下寒武统古油藏在高温作用下发生裂解,深部油裂解气向上通过不整合面侧向运移,形成断裂-不整合面输导侧向运聚成藏模式。综合分析认为非断裂区奥陶系油气藏具有“早期成油、晚期气侵、侧向调整”的成藏特征。

参 考 文 献

- [1] 王清华, 杨海军, 汪如军, 等. 塔里木盆地超深层走滑断裂断控大油气田的勘探发现与技术创新[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(4): 58-71.
WANG Qinghua, YANG Haijun, WANG Rujun, et al. Discovery and exploration technology of fault-controlled large oil and gas fields of ultra-deep formation in strike slip fault zone in Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(4): 58-71.
- [2] 田军, 杨海军, 朱永峰, 等. 塔里木盆地富满油田成藏地质条件及勘探开发关键技术[J]. 石油学报, 2021, 42(8): 971-985.
TIAN Jun, YANG Haijun, ZHU Yongfeng, et al. Geological conditions for hydrocarbon accumulation and key technologies for exploration and development in Fuman Oilfield, Tarim Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(8): 971-985.
- [3] 王清华, 杨海军, 张银涛, 等. 塔里木盆地富满油田富东1井奥陶系重大发现及意义[J]. 中国石油勘探, 2023, 28(1): 47-58.
WANG Qinghua, YANG Haijun, ZHANG Yintao, et al. Great discovery and its significance in the Ordovician in Well Fudong 1 in Fuman Oilfield, Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(1): 47-58.
- [4] LEI Qun, XU Yun, YANG Zhanwei, et al. Progress and development directions of stimulation techniques for ultra-deep oil and gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 221-231.
- [5] 何登发, 贾承造, 赵文智, 等. 中国超深层油气勘探领域研究进展与关键问题[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(6): 1162-1172.
HE Dengfa, JIA Chengzao, ZHAO Wenzhi, et al. Research progress and key issues of ultra-deep oil and gas exploration in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(6): 1162-1172.
- [6] 邓尚, 邱华标, 刘大卫, 等. 克拉通内走滑断裂成因与控藏机制研究进展——以塔里木盆地北部为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(5): 1211-1225.
DENG Shang, QIU Huabiao, LIU Dawei, et al. Advances in research on the genetic mechanisms of intracratonic strike-slip fault system and their control on hydrocarbon accumulation: A case study of the northern Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(5): 1211-1225.
- [7] 张红波, 周雨双, 沙旭光, 等. 塔里木盆地顺北5号走滑断裂隆起段发育特征与演化机制[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 321-334.
ZHANG Hongbo, ZHOU Yushuang, SHA Xuguang, et al. Development characteristics and evolution mechanism of the uplifted segment of the No. 5 strike-slip fault zone in Shunbei area, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 321-334.
- [8] YUAN Feifei, TIAN Jinqiang, HAO Fang, et al. Fault characterization and its significance on hydrocarbon migration and accumulation of western Tazhong Uplift, Tarim Basin: Insight from seismic, geochemistry, fluid inclusion and in situ U-Pb dating[J]. Marine and Petroleum Geology, 2024, 170: 107137.
- [9] LI Fenglei, LIN Chengyan, REN Lihua, et al. Fault system dynamics and their impact on ordovician carbonate karst reservoirs: Outcrop analogs and 3D seismic analysis in the Tabei region, Tarim Basin, NW China[J]. Marine and Petroleum

- Geology, 2024, 167: 106923.
- [10] BIAN Qing, DENG Shang, LIN Huixi, et al. Strike-slip salt tectonics in the Shuntuoguole Low Uplift, Tarim Basin, and the significance to petroleum exploration [J]. Marine and Petroleum Geology, 2022, 139: 105600.
- [11] QIU Huabiao, DENG Shang, ZHANG Jibiao, et al. The evolution of a strike-slip fault network in the Guchengxu high, Tarim Basin (NW China) [J]. Marine and Petroleum Geology, 2022, 140: 105655.
- [12] 邱楠生, 刘雯, 徐秋晨, 等. 深层-古老海相层系温压场与油气成藏[J]. 地球科学, 2018, 43(10): 3511-3525.
- QIU Nansheng, LIU Wen, XU Qiuchen, et al. Temperature-Pressure field and hydrocarbon accumulation in Deep-Ancient marine strata[J]. Earth Science, 2018, 43(10): 3511-3525.
- [13] 曾帅, 邱楠生, 李慧莉, 等. 塔里木盆地顺托果勒地区奥陶系碳酸盐岩超压差异分布研究[J]. 地学前缘, 2023, 30(6): 305-315.
- ZENG Shuai, QIU Nansheng, LI Huili, et al. Differential overpressure distribution in Ordovician carbonates, Shuntuoguole area, Tarim Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(6): 305-315.
- [14] 段永贤, 宋金鹏, 郇志鹏, 等. 塔北、塔中奥陶系碳酸盐岩异常高压形成、保存与分布[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(4): 421-428.
- DUAN Yongxian, SONG Jinpeng, XUN Zhipeng, et al. Formation, preservation and distribution of abnormally high pressure in Ordovician carbonate rocks in northern and central Tarim Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(4): 421-428.
- [15] 黄亚浩, 汪如军, 文志刚, 等. 塔里木盆地富满油田深层一超深层油气成藏过程[J]. 石油学报, 2024, 45(6): 947-960.
- HUANG Yahao, WANG Rujun, WEN Zhigang, et al. Hydrocarbon accumulation process of the deep to ultra deep reservoirs in Fuman Oilfield, Tarim Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(6): 947-960.
- [16] 王斌, 赵永强, 何生, 等. 塔里木盆地顺北5号断裂带北段奥陶系油气成藏期次及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(5): 965-974.
- WANG Bin, ZHAO Yongqiang, HE Sheng, et al. Hydrocarbon accumulation stages and their controlling factors in the northern Ordovician Shunbei 5 fault zone, Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(5): 965-974.
- [17] 韩强, 云露, 蒋华山, 等. 塔里木盆地顺北地区奥陶系油气充注过程分析[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2021, 51(3): 645-658.
- HAN Qiang, YUN Lu, JIANG Huashan, et al. Marine oil and gas filling and accumulation process in the north of Shuntuoguole area in northern Tarim Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2021, 51(3): 645-658.
- [18] BECKER S P, EICHHUBL P, LAUBACH S E, et al. A 48 m. y. history of fracture opening, temperature, and fluid pressure: Cretaceous Travis Peak Formation, East Texas basin [J]. GSA Bulletin, 2010, 122(7/8): 1081-1093.
- [19] KARLSEN D A, NEDKVITNE T, LARTER S R, et al. Hydrocarbon composition of authigenic inclusions: Application to elucidation of petroleum reservoir filling history [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1993, 57(15): 3641-3659.
- [20] FALL A, EICHHUBL P, CUMELLA S P, et al. Testing the basin-centered gas accumulation model using fluid inclusion observations: Southern Piceance Basin, Colorado [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(12): 2297-2318.
- [21] FALL A, EICHHUBL P, BODNAR R J, et al. Natural hydraulic fracturing of tight-gas sandstone reservoirs, Piceance Basin, Colorado [J]. GSA Bulletin, 2015, 127(1/2): 61-75.
- [22] 席斌斌, 蒋宏, 许锦, 等. 基于包裹体PVTx数值模拟恢复油藏古温压——存在的问题、对策及应用实例[J]. 石油实验地质, 2021, 43(5): 886-895.
- XI Binbin, JIANG Hong, XU Jin, et al. Reconstruction of paleo-temperature and pressure of oil reservoirs based on PVTx simulation: problems, strategies and case studies [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2021, 43(5): 886-895.
- [23] 苏奥, 陈红汉, 雷川, 等. 流体包裹体PVTx模拟研究油气充注期次和古压力恢复: 以西湖凹陷平湖构造带为例[J]. 地质科技情报, 2014, 33(6): 137-142.
- SU Ao, CHEN Honghan, LEI Chuan, et al. Application of PVTx simulation of fluid inclusions to estimate petroleum charge stages and restore pressure: Using Pinghu structural belt in Xihu Depression as an example [J]. Geological Science and Technology Information, 2014, 33(6): 137-142.
- [24] 尚培, 陈红汉, 鲁子野, 等. 塔里木盆地玉北地区奥陶系成岩流体演化与油气成藏时期的耦合关系[J]. 地球科学, 2020, 45(2): 569-582.
- SHANG Pei, CHEN Honghan, LU Ziye, et al. The coupling relationship between diagenetic fluid evolution and hydrocarbon accumulation in the Ordovician of Yubei area, Tarim Basin [J]. Earth Science, 2020, 45(2): 569-582.
- [25] HUANG Yahao, HE Sheng, GUO Xiaowen, et al. Pressure-temperature-time-composition (P-T-t-x) of paleo-fluid in Permian organic-rich shale of Lower Yangtze Platform, China: Insights from fluid inclusions in fracture cements [J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 126: 104936.
- [26] 谭然. 柴达木盆地马海东地区古近系油气成藏期次及调整改造研究[D]. 荆州: 长江大学, 2023.
- TAN Ran. Paleogene oil and gas accumulation stages and reconstruction in Mahaidong area, Qaidam Basin [D]. Jingzhou: Yangtze University, 2023.
- [27] ZOZULYA A A, DIDDAMS S A, CLEMENT T S. Investigations of nonlinear femtosecond pulse propagation with the inclusion of

- Raman, shock, and third-order phase effects[J]. *Physical Review A*, 1998, 58(4): 3303–3310.
- [28] OU Wenjia, GUO Huirong, LU Wanjun, et al. A re-evaluation of the effects of temperature and NaCl concentration on quantitative Raman spectroscopic measurements of dissolved CH_4 in NaCl aqueous solutions: Application to fluid inclusion analysis [J]. *Chemical Geology*, 2015, 417: 1–10.
- [29] HUANG Yahao, TARANTOLA A, LU Wanjun, et al. CH_4 accumulation characteristics and relationship with deep CO_2 fluid in Lishui Sag, East China Sea Basin[J]. *Applied Geochemistry*, 2020, 115: 104563.
- [30] 田军, 王清华, 杨海军, 等. 塔里木盆地油气勘探历程与启示[J]. *新疆石油地质*, 2021, 42(3): 272–282.
- TIAN Jun, WANG Qinghua, YANG Haijun, et al. Petroleum exploration history and enlightenment in Tarim Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2021, 42(3): 272–282.
- [31] 安海亭, 李海银, 王建忠, 等. 塔北地区构造和演化特征及其对油气成藏的控制[J]. *大地构造与成矿学*, 2009, 33(1): 142–147.
- AN Haiting, LI Haiyin, WANG Jianzhong, et al. Tectonic evolution and its controlling on oil and gas accumulation in the northern Tarim Basin[J]. *Geotectonica et Metallogenia*, 2009, 33(1): 142–147.
- [32] 何登发, 周新源, 杨海军, 等. 塔里木盆地克拉通内古隆起的成因机制与构造类型[J]. *地学前缘*, 2008, 15(2): 207–221.
- HE Dengfa, ZHOU Xinyuan, YANG Haijun, et al. Formation mechanism and tectonic types of intracratonic paleo-uplifts in the Tarim Basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2008, 15(2): 207–221.
- [33] 郭光辉, 陈鑫, 马兵山, 等. 塔里木盆地晚新元古代–早古生代板块构造环境及其构造–沉积响应[J]. *岩石学报*, 2021, 37(8): 2431–2441.
- WU Guanghui, CHEN Xin, MA Bingshan, et al. The tectonic environments of the Late Neoproterozoic–Early Paleozoic and its tectono-sedimentary response in the Tarim Basin [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2021, 37(8): 2431–2441.
- [34] 宋兴国, 陈石, 谢舟, 等. 塔里木盆地富满油田东部走滑断裂发育特征与油气成藏[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(2): 335–349.
- SONG Xingguo, CHEN Shi, XIE Zhou, et al. Strike-slip faults and hydrocarbon accumulation in the eastern part of Fuman Oilfield, Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(2): 335–349.
- [35] 宋兴国, 陈石, 谢舟, 等. 塔里木盆地富满油田东部走滑断裂发育特征与油气成藏[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(2): 335–349.
- SONG Xingguo, CHEN Shi, XIE Zhou, et al. Strike-slip faults and hydrocarbon accumulation in the eastern part of Fuman Oilfield, Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(2): 335–349.
- [36] 邓兴梁, 闫婷, 张银涛, 等. 走滑断裂控碳酸盐岩油气藏的特征与井位部署思路——以塔里木盆地为例[J]. *天然气工业*, 2021, 41(3): 21–29.
- DENG Xingliang, YAN Ting, ZHANG Yintao, et al. Characteristics and well location deployment ideas of strike-slip fault controlled carbonate oil and gas reservoirs: A case study of the Tarim Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(3): 21–29.
- [37] WANG Shen, LIU Hua, DENG Xingliang, et al. Genetic mechanism of multiphase states of Ordovician oil and gas reservoirs in Fuman Oilfield, Tarim Basin, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2023, 157: 106449.
- [38] 李凤磊, 林承焰, 任丽华, 等. 基于地质成因的走滑断裂带岩溶缝洞型储层连通性与剩余油分布模式——以塔里木盆地为例[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(1): 315–334.
- LI Fenglei, LIN Chengyan, REN Lihua, et al. Connectivity and residual oil distribution patterns of fractured-vuggy karst reservoirs in strike-slip fault zone: A case study of the Tarim Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(1): 315–334.
- [39] 韩鹏远, 丁文龙, 杨德彬, 等. 塔里木盆地塔河油田S80走滑断裂发育特征及其对奥陶系储层的控制作用[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(3): 770–786.
- HAN Pengyuan, DING Wenlong, YANG Debin, et al. Characteristics of the S80 strike-slip fault zone and its controlling effects on the Ordovician reservoirs in the Tahe Oilfield, Tarim Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(3): 770–786.
- [40] 淡永, 梁彬, 张庆玉, 等. 塔北哈拉哈塘地区奥陶系碳酸盐岩浅覆盖区岩溶储层特征与形成机理[J]. *石油物探*, 2015, 54(1): 90–98.
- DAN Yong, LIANG Bin, ZHANG Qingyu, et al. Characteristics and genesis of Ordovician carbonate karst reservoir in the shallow coverage zone of Halahatang area, northern Tarim Basin [J]. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 2015, 54(1): 90–98.
- [41] 杨率, 郭光辉, 朱永峰, 等. 塔里木盆地北部地区超深断控油藏关键成藏期[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(2): 249–261.
- YANG Lv, WU Guanghui, ZHU Yongfeng, et al. Key oil accumulation periods of ultra-deep fault-controlled oil reservoir in northern Tarim Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(2): 249–261.
- [42] 陈家旭, 王斌, 郭小文, 等. 应用方解石激光原位U–Pb同位素定年确定多旋回叠合盆地油气成藏绝对时间——以塔里木盆地塔河油田为例[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(6): 1365–1375.
- CHEN Jiaxu, WANG Bin, GUO Xiaowen, et al. Application of laser in-situ U–Pb dating of calcite to determination of the absolute time of hydrocarbon accumulation in polycyclic superimposed basins: A case study on Tahe Oilfield, Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(6): 1365–1375.
- [43] 苏奥, 陈红汉, 雷川, 等. 流体包裹体PVTx模拟研究油气充注

- 期次和古压力恢复:以西湖凹陷平湖构造带为例[J]. 地质科技情报, 2014, 33(6): 137-142.
- SU Ao, CHEN Honghan, LEI Chuan, et al. Application of PVTx simulation of fluid inclusions to estimate petroleum charge stages and restore pressure: Using Pinghu structural belt in Xihu Depression as an example[J]. Geological Science and Technology Information, 2014, 33(6): 137-142.
- [44] 平宏伟, 陈红汉, THIÉRY R. 石油包裹体热动力学模拟古压力改进: 饱和压力预测和体积校正[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2013, 38(1): 143-155.
- PING Hongwei, CHEN Honghan, THIÉRY R. Improvement on paleopressure prediction using petroleum inclusions thermodynamic modeling: Saturaiton pressure prediction and volume calibration [J]. Earth Science-Journal of China University of Geosciences, 2013, 38(1): 143-155.
- [45] SU Ao, CHEN Honghan, FENG Yuexing, et al. LA-ICP-MS U-Pb dating and geochemical characterization of oil inclusion-bearing calcite cements: Constraints on primary oil migration in lacustrine mudstone source rocks [J]. GSA Bulletin, 2022, 134 (7/8): 2022-2036.
- [46] 高键, 李英强, 何生, 等. 鄂西宜昌地区页岩气勘探发现对MVT铅锌矿成矿的指示意义[J]. 地球科学, 2021, 46(6): 2230-2245.
- GAO Jian, LI Yingqiang, HE Sheng, et al. Exploration discovery of shale gas and its indicative significance to mineralization of MVT lead-zinc deposit in Yichang area, west Hubei [J]. Earth Science, 2021, 46(6): 2230-2245.
- [47] 高键, 何生, 易积正. 焦石坝页岩气田中高密度甲烷包裹体的发现及其意义[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(3): 472-480.
- GAO Jian, HE Sheng, YI Jizheng. Discovery of high density methane inclusions in Jiaoshiba shale gas field and its significance [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(3): 472-480.
- [48] BURKE E A J. Raman microspectrometry of fluid inclusions [J]. Lithos, 2001, 55(1/4): 139-158.
- [49] LU Wanjun, CHOU Iming, BURRUSS R C, et al. A unified equation for calculating methane vapor pressures in the CH₄-H₂O system with measured Raman shifts [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 2007, 71(16): 3969-3978.
- [50] DUAN Zhenhao, MØLLER N, WEARE J H. An equation of state for the CH₄-CO₂-H₂O system: I. Pure systems from 0 to 1 000 °C and 0 to 8 000 bar [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1992, 56(7): 2605-2617.
- [51] BOWERS G L. Detecting high overpressure [J]. The Leading Edge, 2002, 21(2): 174-177.
- [52] GUO Xiaowen, LIU Keyu, JIA Chengzao, et al. Constraining tectonic compression processes by reservoir pressure evolution: Overpressure generation and evolution in the Kelasu Thrust Belt of Kuqa Foreland Basin, NW China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 72: 30-44.
- [53] TINGAY M R P, MORLEY C K, LAIRD A, et al. Evidence for overpressure generation by kerogen-to-gas maturation in the northern Malay Basin [J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(4): 639-672.
- [54] BOWERS G L. Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction [J]. SPE Drilling & Completion, 1995, 10(2): 89-95.
- [55] 赵靖舟, 李军, 徐泽阳. 沉积盆地超压成因研究进展[J]. 石油学报, 2017, 38(9): 973-998.
- ZHAO Jingzhou, LI Jun, XU Zeyang. Advances in the origin of overpressures in sedimentary basins [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(9): 973-998.

(编辑 张 晟)