

远源型致密油气藏运聚动力与成藏模式 ——以准噶尔盆地玛湖凹陷三叠系百口泉组砂砾岩油藏为例

胡耀^{1,2,3}, 贾承造^{1,4}, 庞雄奇^{1,2}, 宋永³, 何文军^{1,2,5}, 陈宏飞^{1,2,6}, 鲍李银^{1,2}, 陈玮岩³, 赵文³,
肖惠译^{1,2}, 李才俊^{1,2}, 徐帆^{1,2}

[1. 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249;
3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 4. 中国石油天然气集团有限公司, 北京 100724; 5. 中国石油新疆油田公司
勘探开发研究院, 新疆克拉玛依 834000; 6. 中国石油新疆油田公司重油开发公司, 新疆克拉玛依 834000]

摘要:全油气系统理论为油气勘探提供了全新研究视角,在多个盆地勘探实践中成效显著。实际地质条件下,油气藏受多种动力耦合作用而呈现出复杂的形成过程,定量识别全油气系统内复杂油气藏的形成动力类型及其相对贡献,成为当前油气成藏研究面临的重要挑战。准噶尔盆地玛湖凹陷三叠系百口泉组致密砂砾岩储层作为全油气系统内特殊的远源型致密油气藏,是国内外罕见的储量丰富的砂砾岩油区。基于全油气系统浮力成藏下限判别新技术,明确玛湖凹陷百口泉组浮力成藏下限对应的孔隙度和渗透率的临界条件分别为12%和 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,据此识别出百口泉组砂砾岩油藏运聚动力包括浮力(I)、非浮力(II)、构造应力(III₁)和地质流体活动(III₂)4类,对已探明储量的贡献量分别为13.10%、45.32%、37.44%和4.14%。依据主要动力贡献量,确定百口泉组砂砾岩油藏属于非浮力和构造应力改造2种动力联合成藏类型。岩相学和流体包裹体实验分析显示,百口泉组油藏在早侏罗世和早白垩世经历了2期关键的油气充注事件,第一成藏期在毛管压力和浮力作用下分别形成致密油藏和常规油藏,第二成藏期则形成毛管压力主导驱动的致密油藏。现今油藏演变为毛管压力驱动的低孔-低渗致密油藏与构造应力驱动的低孔-高渗裂缝型油藏。通过剖析关键成藏期多种地质要素耦合关系,总结出玛湖凹陷百口泉组砂砾岩油藏“多动力-多期次-多岩相”复合成藏模式。远源型致密油气藏成藏动力机制的揭示,为此类油气藏高效的勘探开发提供了新思路,并为完善全油气系统理论提供了重要的实践依据。

关键词:成藏动力;全油气系统;致密砂砾岩;复杂油气藏;百口泉组;玛湖凹陷;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.3 **文献标识码:**A

Hydrocarbon migration and accumulation dynamics and model of distal tight hydrocarbon reservoirs: A case study of sandy conglomerate oil reservoirs in the Triassic Baikouquan Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

HU Yao^{1,2,3}, JIA Chengzao^{1,4}, PANG Xiongqi^{1,2}, SONG Yong³, HE Wenjun^{1,2,5}, CHEN Hongfei^{1,2,6}, BAO Liyin^{1,2},
CHEN Weiyan³, ZHAO Wen³, XIAO Huiyi^{1,2}, LI Caijun^{1,2}, XU Zhi^{1,2}

[1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;
2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 4. China National Petroleum Corporation (CNPC), Beijing 100724, China;
5. Exploration and Development Research Institute, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China;
6. Heavy Oil Development Company, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China]

Abstract: The whole petroleum system (WPS) theory serves to introduce a new perspective for hydrocarbon exploration, contributing to significant achievements in exploration practices across multiple basins. Under actual geological conditions, hydrocarbon reservoirs tend to exhibit complex formation processes due to the interplay of multiple dynamic forces. Identifying the dynamic types that drive the formation of complex hydrocarbon reservoirs within a WPS and

收稿日期:2025-05-08;修回日期:2025-07-23。

第一作者简介:胡耀(1997—),男,博士研究生,油气成藏与分布规律。E-mail: hy_geology0626@163.com。

通信作者简介:庞雄奇(1961—),男,教授、博士研究生导师,油气藏形成机制与分布规律、油气资源评价与油气田勘探。E-mail: pangxq@cup.edu.cn。

基金项目:中国石油科学研究与技术开发项目(2021DJ0101);国家自然科学基金青年基金项目(42402161)。

quantifying their respective contributions have become a key challenge in current research on hydrocarbon accumulation. As a distinct category of distal tight hydrocarbon reservoirs in the WPS, the tight sandy conglomerate reservoirs of the Triassic Baikouquan Formation in the Mahu Sag, Junggar Basin represent a globally rare sandy conglomerate oil play with abundant reserves. A new technique for identifying the buoyancy-driven hydrocarbon accumulation depth (BHAD) in a WPS reveals that the BHAD of the Baikouquan Formation corresponds to a critical porosity of 12% and a critical permeability of $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. Accordingly, four driving forces of hydrocarbon migration and accumulation in the formation's sandy conglomerate oil reservoirs are identified, namely, the buoyancy (Ⅰ) and non-buoyancy forces (Ⅱ), tectonic stress (Ⅲ₁), and the geofluid activity (Ⅲ₂), which contribute 13.10%, 45.32%, 37.44%, and 4.14%, respectively to the proven reserves of these reservoirs. The contributions of major driving forces indicate that the sandy conglomerate oil reservoirs represent a joint-dynamic accumulation type dominated by non-buoyancy and tectonic stress reformation. Petrographic and fluid inclusion analyses reveal that oil reservoirs in the Baikouquan Formation underwent two key hydrocarbon charging events during the Early Jurassic and Early Cretaceous. During the first accumulation stage, tight and conventional oil reservoirs are formed under the action of capillary pressure and buoyancy, respectively. In contrast, during the second accumulation stage, tight oil reservoirs are primarily formed through capillary pressure. Currently, these oil reservoirs have evolved into two distinct types: low-porosity, low-permeability tight reservoirs formed by capillary pressure and tectonic stress-reformed low-porosity, high-permeability fractured oil reservoirs. Analysis of the coupling relationships between geological factors during key accumulation stages reveals that the sandy conglomerate oil reservoirs in the Baikouquan Formation exhibit a composite accumulation model characterized by multiple driving forces, multiple stages, and multi-lithofacies. Determining the dynamic mechanisms behind hydrocarbon accumulation in distal tight hydrocarbon reservoirs will provide a new philosophy for the efficient exploration and exploitation of these reservoirs while also offering an important practical basis for improving the WPS theory.

Key words: accumulation dynamics, whole petroleum system (WPS), tight sandy conglomerate, complex hydrocarbon reservoir, Baikouquan Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

引用格式:胡耀,贾承造,庞雄奇,等. 远源型致密油气藏运聚动力与成藏模式——以准噶尔盆地玛湖凹陷三叠系百口泉组砂砾岩油藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1281-1298. DOI: 10.11743/ogg20250417.

HU Yao, JIA Chengzao, PANG Xiongqi, et al. Hydrocarbon migration and accumulation dynamics and model of distal tight hydrocarbon reservoirs: A case study of sandy conglomerate oil reservoirs in the Triassic Baikouquan Formation, Mahu Sag, Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1281-1298. DOI: 10.11743/ogg20250417.

随着对非常规油气资源的发现和勘探开发,传统含油气系统理论在指导复杂油气成藏机理研究及勘探实践时面临诸多挑战^[1-5]。为克服经典油气系统理论的缺陷,贾承造等于2014年提出“全油气系统成藏模式”理论雏形^[1],2017年进一步指出从“源-储耦合、有序聚集”的全油气系统新视角分析常规-非常规油气的生-运-聚全过程^[2]。庞雄奇等将全油气系统(whole petroleum system)概念定义为“含油气盆地内,由相互关联的源岩层形成的全部油气、油气藏、油气资源,以及其形成条件、演化过程和分布特征所构成的自然系统”^[3]。该理论突破了传统的“从源岩到圈闭”的研究框架,强调以“烃源岩-储层动态耦合与有序聚集”的思路研究常规与非常规油气藏的形成与分布,其核心内涵在于将含油气盆地中常规和非常规油气成藏视为一个统一的系统,既包括长距离和短距离运移烃,也包

括微距离运移烃和原地滞留烃的聚集成藏与分布规律^[3-7]。全油气系统概念的提出引起了广泛关注,目前已成功应用于准噶尔盆地二叠系^[8-13]、鄂尔多斯盆地上古生界^[14]、松辽盆地白垩系^[15]和珠江口盆地古近系^[16]等地区的全油气系统控油气分布规律研究,并在指导常规和非常规油气协调勘探中发挥了积极作用。

全油气系统演化过程中,形成的常规油气藏、致密油气藏、页岩油气藏和调整改造后的各种特殊形式油气藏有序分布于全油气系统3类流体动力场内,并受2种成藏作用及其界限——油气浮力成藏下限所控制^[7,17]。在浮力成藏下限之上,常规油气主要依靠浮力成藏作用富集于盆地构造的高部位;而在浮力成藏下限之下,储层普遍致密,非常规油气不再受浮力驱动和圈闭控制,而是以非浮力成藏作用为主导。贾承造等^[4]认为这是油气自封闭成藏作用,其动力为分子间

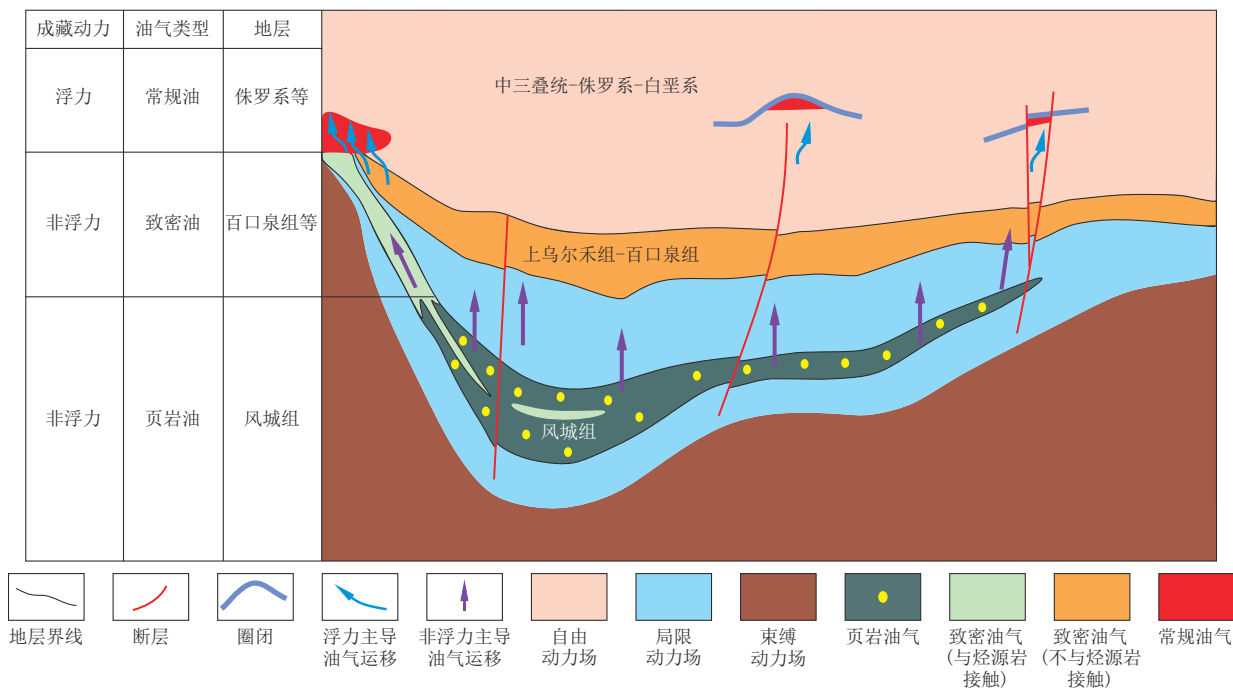


图1 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系全油气系统成藏模式示意图(据文献[17]修改)

Fig. 1 Schematic diagram showing the hydrocarbon accumulation model of the Permian WPS in the Mahu Sag, Junggar Basin (modified after reference [17])

作用力,致密油气在毛细管力的作用下在致密储层内自封闭成藏^[4,18]。但在实际地质条件下,特别是叠合盆地中,单一成藏动力主导形成的油气藏十分少见,广泛存在的是多种驱动力联合作用形成的复杂油气藏,常呈现出位置迁移、介质改造和规模破坏等特征^[6]。全油气系统演化过程中“多动力-多期次-多要素”叠加复合成藏作用形成的复杂油气藏用以往的有序成藏模式难以解释,既不属于常规油气藏也不能归为非常规油气藏。因此,如何判别这类复杂油气藏形成的动力机制和成因类型,成为当前油气成藏研究面临的重要挑战。

全油气系统中存在一类源-储分离型的特殊致密油气藏,不同于经典的源内型或近源型,其致密储层与烃源岩不直接接触甚至具有较长距离,源、储通过断裂连接,油气自烃源岩生成后在生-排烃物理化学能的推动下,经断裂进入致密储层并自封闭成藏,贾承造等将其定义为远源致密型油气藏^[18]。准噶尔盆地玛湖凹陷三叠系百口泉组砂砾岩油藏是经典的古生新储-远源致密型油气藏(图1)。近年来,前人围绕玛湖凹陷构造^[19-20]、沉积^[21-22]、储层^[23-25]、烃源岩^[26-29]、油气成藏期次^[30-31]、富集规律^[10,32-34]和成藏模式^[35-36]等开展了大量研究,并在斜坡区取得砂砾岩油藏勘探突破。与其他已发现的致密油藏相比,其储层和风城组烃源岩没有密切接触,两者之间的垂向距离达2 km以上,且具有储层非均质性强、岩相类型复杂、多期次油气充注等特征,发育

残余粒间孔、次生溶孔和微裂缝,油气藏类型复杂多样。这些因素使得判别玛湖凹陷百口泉组砂砾岩大油田的形成机制变得复杂,百口泉组砂砾岩中的致密油如何克服致密储层中强大的毛细管力形成广泛连续的致密油资源仍存争议。目前有关其形成机制的主流观点主要有2种:①先致密、后成藏。源岩层生烃产生的高压使油气充注聚集^[18,34-35];②先成藏、后致密。油气在浮力主导下运移到上部储层,上部储层在深埋过程中因压实而致密。但勘探现状表明,油藏的形成演化过程比早期认识更为复杂,存在“多动力成藏”“多期次成藏^[23,30,32,35]”和“多岩相成藏”^[18,35]特征,导致该类型油藏的勘探和开发具有挑战性。因此亟需揭示远源致密型油气藏的形成动力机制和成因类型,对于完善全油气系统理论和阐述复杂条件下油气分布规律具有重大现实意义。

1 区域地质概况

玛湖凹陷位于准噶尔盆地西北缘,为盆地中央拗陷带的次级构造单元,西北侧与乌夏-克百断裂带相邻,东侧和南侧分别与英西凹陷、夏盐凸起、达巴松凸起和中拐凸起相邻,整体为东南倾的平缓单斜,具有“西陡东缓、西厚东薄”的特征,勘探面积约5 000 km²(图2a)。该区域发育有夏子街、黄羊泉、中拐、克拉玛

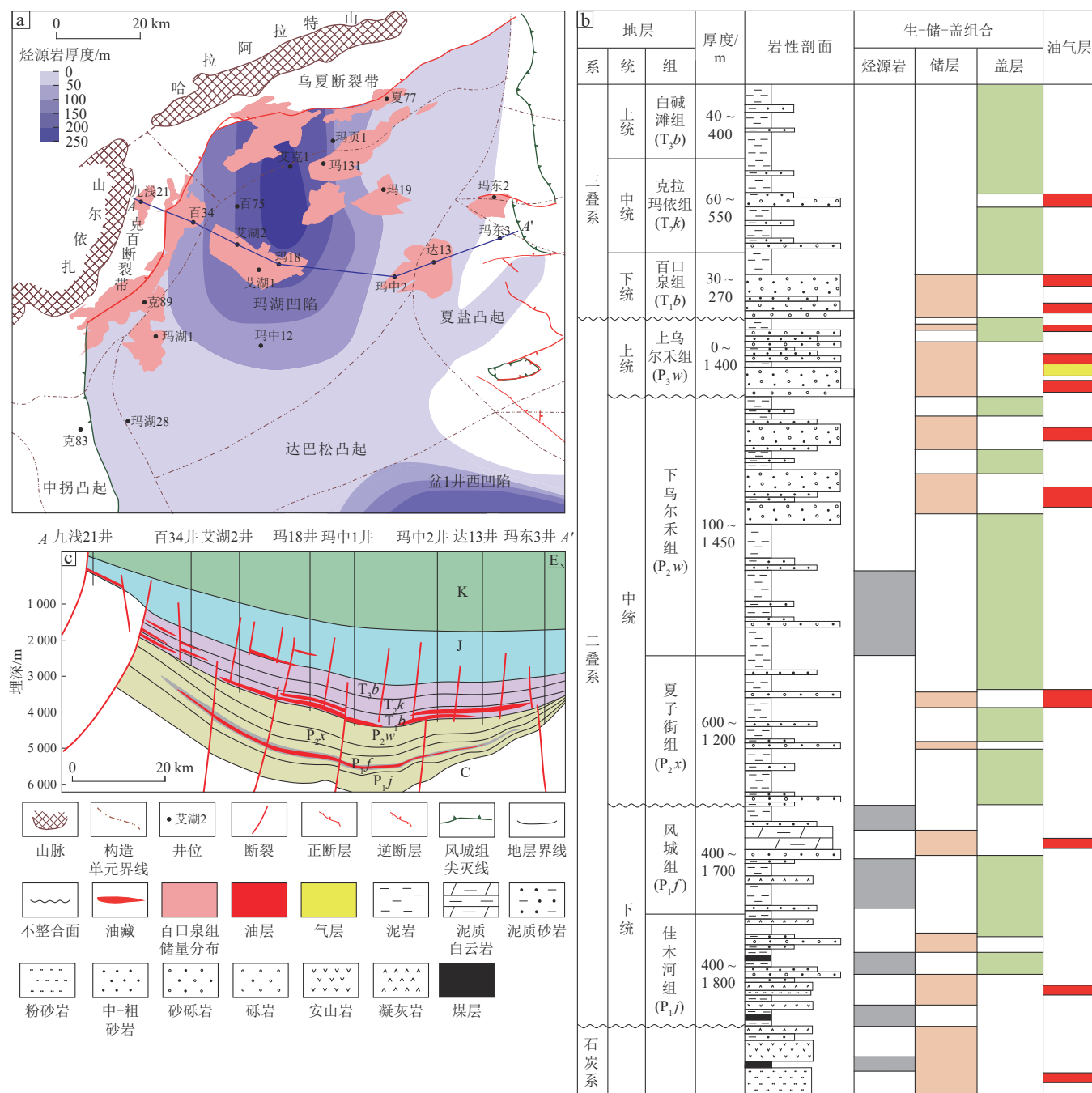


图2 玛湖凹陷构造特征及勘探概况

Fig. 2 Structural characteristics and exploration overview of the Mahu Sag

a. 风城组烃源岩厚度与百口泉组勘探成果叠合图; b. 地层综合柱状图(修改自文献[35]); c. 百口泉组油藏剖面分布特征

依、玛东和夏盐等6大扇三角洲沉积体系^[36-37]。

玛湖凹陷自下而上发育石炭系、二叠系(佳木河组 P_{1j}、风城组 P_{1f}、夏子街组 P_{2x}、下乌尔禾组 P_{2w} 和上乌尔禾组 P_{3w})、三叠系(百口泉组 T_{1b}、克拉玛依组 T_{2k} 和白碱滩组 T_{3b}) (图2b)。其中下三叠统百口泉组是本次研究的目的层段,自下而上划分为百(百口泉组)一段、百二段和百三段,平均地层厚度分别为35, 83和66 m; 含油层位主要为百二段,其次为百一段^[35]。百口泉组

油气主要来源于下二叠统风城组,是一套高生烃潜力的优质碱湖烃源岩^[26],顶部中三叠统克拉玛依组为一套封闭良好的巨厚湖相泥岩盖层,与百三段湖相泥岩皆具有良好的顶板条件^[32,36-37]。

自石炭纪开始,玛湖凹陷在二叠纪末期、三叠纪末期、侏罗纪末期和白垩纪末期均发生了不同程度的构造抬升运动^[10],构造的隆升导致研究区频繁的沉积间断和地层剥蚀,如石炭系与二叠系、二叠系与三叠系、

三叠系与侏罗系以及侏罗系与白垩系之间均存在角度不整合接触^[15,39]。同时在研究区形成了多类型、多方向和多期次的复杂构造断裂体系^[33,38],这些断裂体系普遍将石炭系与下三叠统百口泉组断开,并与百口泉组和下伏中二叠统下乌尔禾组之间的地层不整合共同构成源外油气跨层运移的良好通道,从而导致百口泉组 and 上乌尔禾组砂砾岩储层油气大面积富集成藏(图2c)。玛湖凹陷百口泉组发育多类型的砂砾岩油藏,以岩性油藏为主,局部为与断裂活动相关的断层-岩性复合油藏,均无统一的油-水界面和压力系统,也缺乏明显的边、底水特征,呈现出“一砂一藏”的特点^[35],反映其成藏动力以非浮力为主,符合典型的致密油藏特征。

2 油气成藏动力机制与评价方法

根据油气藏成因分类体系^[39-41],含油气盆地中的油气藏可根据成藏的不同驱动力和动力机制划分为浮力主导的常规油气藏、非浮力主导的非常规油气藏以及外力主导的改造型油气藏。在外力主导的改造型油气藏中,由构造应力改造而成的油气藏低孔、高渗,裂缝发育,其分布主要受断裂控制;由地质流体活动改造而成的油气藏高孔、低渗,孔洞发育,其分布主要受不整合接触控制。每种油气藏的驱动力和动力机制明确,并可通过其物理和化学特性快速、高效地识别。前人分别提出了利用与浮力成藏下限对应的临界条件,定量识别砂岩和碳酸盐岩储层油气成藏动力类型并评价其相对贡献量的方法,根据砂岩和碳酸盐岩储层的孔隙度(砂岩储层以10%为界,碳酸盐岩储层以5%为界)和渗透率(砂岩和碳酸盐岩储层均以 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为界)的不同,油气藏可统一分为以下4类^[42-43]:①高孔-高渗储层,主要受浮力驱动;②低孔-低渗储层,主要受非浮力驱动;③低孔-高渗储层,主要受构造应力驱动;④高孔-低渗储层,主要受地质流体活动驱动。各驱动力对油气藏形成的相对贡献可通过已发现储量或储层数量占总量的比例进行量化评估。在实际应用中,浮力成藏下限对应的临界孔隙度和渗透率要根据含油气盆地和储层的实际地质概况进行校准。百口泉组砂砾岩储层岩相极其复杂,因此在判别油气成藏动力前需明确其浮力成藏下限对应的孔-渗临界条件。

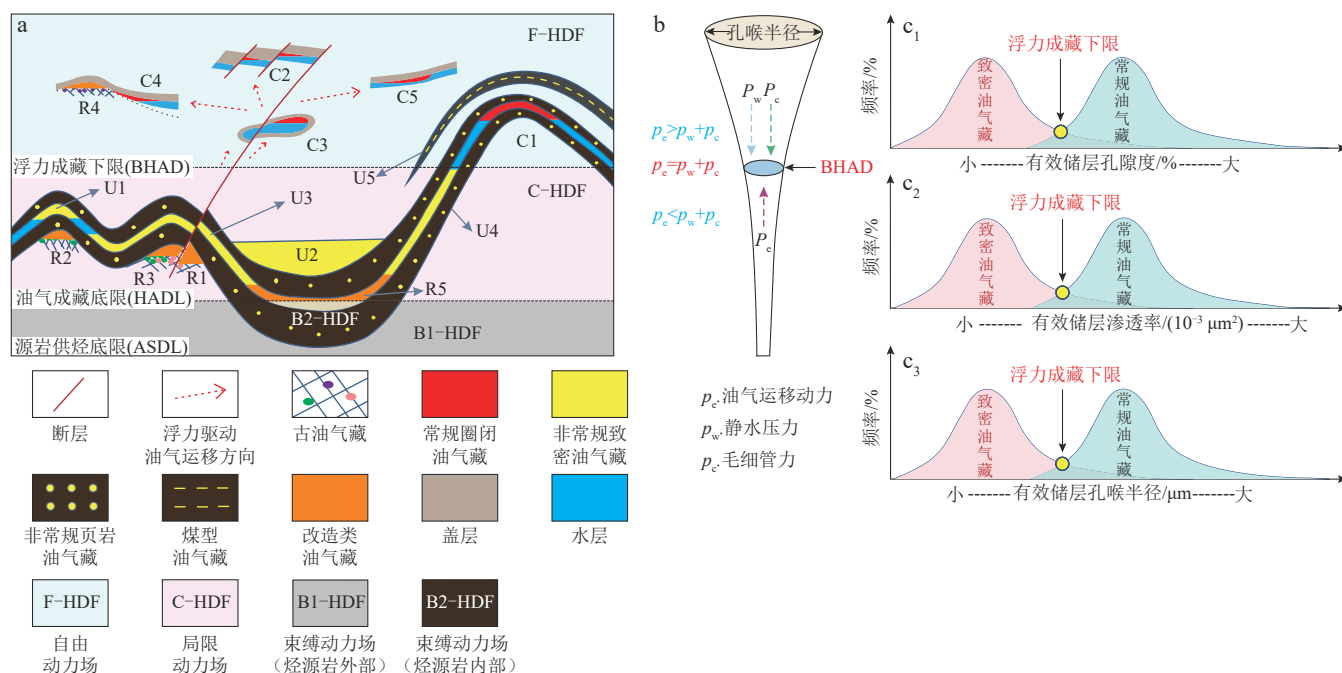
2.1 浮力成藏下限对应临界条件判别

浮力成藏下限是一个相对于浮力成藏理论^[44]提出的新地质概念,指的是储层在埋深增加过程中,当孔隙度、渗透率和孔喉半径下降到某个临界条件后,浮力

在油气运移和聚集中不再占主导作用的深度下限^[40]。参考基于统计学原理提出的储集层物性参数下限判别方法^[45],利用分布函数曲线法判别浮力成藏下限,其判别原理和步骤为:对全油气系统内常规与非常规2类油气藏的孔隙度、渗透率和孔喉半径等关键参数的样本测值(样本个数 $n > 30$)进行统计分析,在同一坐标系中分别作出常规油气藏与致密油气藏的物性参数-频率分布曲线并将其进行对比,找出它们之间的交汇点即可确定油气成藏动力边界对应的临界值(图3)。前人已通过该方法基于大量实例统计确认砂岩储层浮力成藏下限对应的临界条件:孔隙度为 $10\% \pm 2\%$,渗透率为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔喉半径为 $1 \mu\text{m}$ ^[41]。碳酸盐岩储层该临界值较砂岩储层低,通常对应孔隙度为 $5\% \pm 1\%$,渗透率为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[43]。不同成因类型砂岩和碳酸盐岩储层之间存在细小差异,但均分布在上述范围之内,如四川盆地安岳气田白云岩储层临界孔隙度约为 4.9% ^[46],普光气田飞仙关组白云岩储层临界孔隙度为 5.1% ^[47];塔中油气田砂岩储层临界孔隙度为 10.0% ^[48],风城组白云质砂岩临界孔隙度为 8.0% 。不同地区的下限值存在差异的主要地质因素包括储层孔隙结构、流体性质和温-压系统等^[40]。因此针对具体的研究区,需利用实际数据确定其特定的浮力成藏下限临界条件。本文通过统计分析研究区百口泉组油气藏108口钻井的孔隙度、渗透率和孔喉半径资料来实现百口泉组浮力成藏下限对应孔隙度和渗透率临界条件判别。

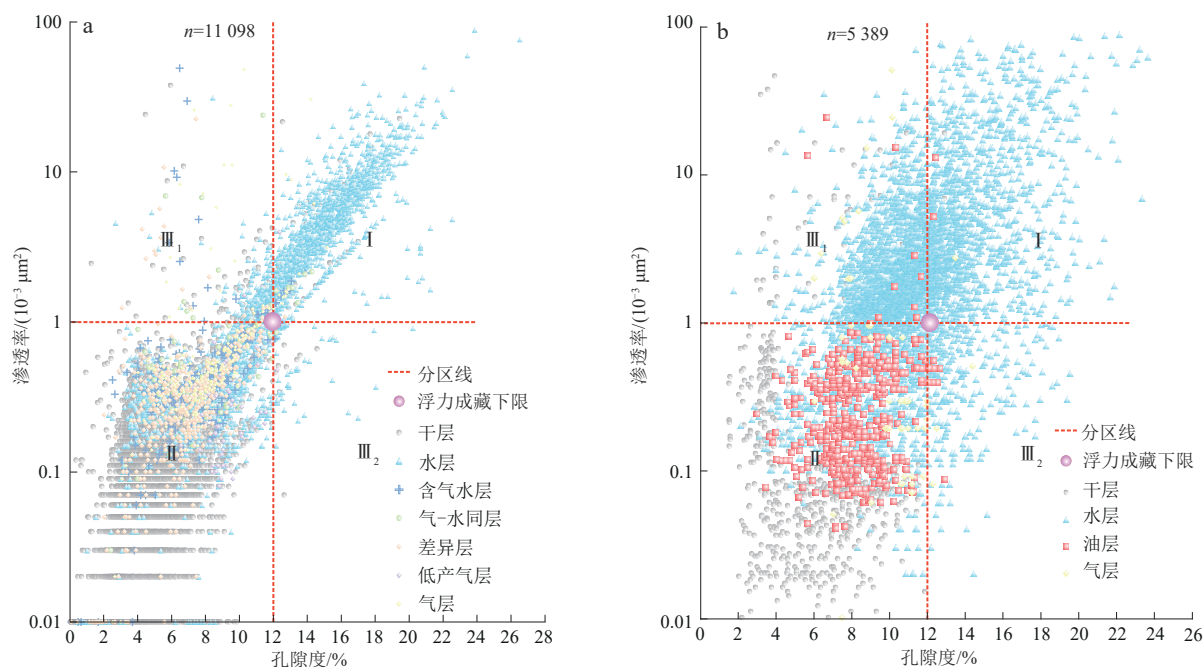
2.2 油气成藏动力类型判别

浮力成藏下限是一个油气驱动力由浮力转为非浮力的力学平衡边界(图3b),在浮力成藏下限以上,油气主要受浮力驱动,形成常规油气藏;而在浮力成藏下限以下,油气主要受非浮力驱动,形成非常规致密油气藏^[39-41,49]。在构造运动较弱的含油气盆地中,油气成藏动力大致可分为2类:浮力成藏下限以上的浮力主导型和浮力成藏下限以下的非浮力主导型;在构造运动较强的含油气盆地中,还存在构造应力和地质流体活动2种常见的驱动力类型,庞雄奇等将两者主导形成的油气藏归为改造类油气藏^[39,42]。图4展示了基于浮力成藏下限临界条件的成藏动力判别原理图。结合油气藏孔隙度与渗透率的不同组合(表1),将油气藏细分为4种类型:高孔-高渗的浮力驱动常规油气藏(I)、低孔-低渗的非浮力驱动致密油气藏(狭义上的致密油气藏与页岩油气藏,II)、低孔-高渗的构造应力改造类裂缝型油气藏(III₁)和高孔-低渗的地质流体活动改造类孔洞型油气藏(III₂)。

图3 全油气系统浮力成藏下限判别^[39-41]Fig. 3 Identification of the BHAD in a WPS^[39-41]

a. 油气动力场边界与动力场控常规和非常规油气联合分布模式; b. 物理模拟实验力平衡原理; c₁—c₃, 分别为常规/非常规储层孔隙度、渗透率和孔喉半径浮力成藏下限判别标准

(C代表在自由动力场中形成的常规油气藏; C1—C5分别为背斜圈闭油气藏、断块圈闭油气藏、岩性圈闭油气藏、地层圈闭油气藏和水动力圈闭油气藏; U代表在局限动力场或束缚动力场中形成的非常规油气藏; U1—U5分别为致密圈闭油气藏、致密深盆油气藏、致密复合油气藏、页岩油气藏和煤型油气藏; R代表外力改造形成的油气藏; R1—R5分别为裂缝改造型油气藏、溶洞改造型油气藏、缝洞复合改造型油气藏、氧化改造型油气藏和热解改造型油气藏。)

图4 不同地区浮力成藏下限临界条件及油气成藏动力判别图版^[40]Fig. 4 Identification of critical conditions for BHAD and the accumulation dynamics for hydrocarbon reservoirs in different regions^[40]

a. 鄂尔多斯盆地上古生界砂岩气藏; b. 准噶尔盆地二叠系砂岩油藏

(I, II, III₁和III₂分别指浮力、非浮力、构造应力和地质流体活动主导形成的油气藏; n为样本个数。)

表1 不同驱动力形成的油气藏孔隙度与渗透率条件对比

Table 1 Comparison of the porosity and permeability of hydrocarbon reservoirs formed by different driving forces

油气藏类型	形成驱动力	孔隙度(Φ)/%	渗透率(K)/($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)
常规类油气藏	浮力驱动	$\Phi \geq a$	$K \geq b$
致密类油气藏	非浮力驱动	$\Phi < a$	$K < b$
裂缝型油气藏	构造应力驱动	$\Phi < a$	$K \geq b$
孔洞型油气藏	流体活动驱动	$\Phi \geq a$	$K < b$

注: a 和 b 分别为目的层浮力成藏下限对应孔隙度和渗透率。

2.3 油气成藏动力相对贡献量评价

依据油气钻探结果及获得的孔隙度和渗透率数据识别出4种主要的油气成藏驱动力,进一步根据驱动力主导的不同油气藏类型占比来评估其相对贡献,每种驱动力的贡献量通过公式(1)或公式(2)进行量化^[42]。当该成藏动力的相对贡献量(P_i) > 50%时,认为该驱动力为主导成藏动力;当 $25\% < P_i \leq 50\%$ 时,认为其为主要驱动力;当 $12\% < P_i \leq 25\%$ 时,视为重要驱动力;而 $P_i \leq 12\%$ 时,则认为该驱动力对油气成藏的作用较小。

$$P_i = \frac{N_i}{\sum N_i} \times 100\% \quad (1)$$

$$P_i = \frac{Q_i}{\sum Q_i} \times 100\% \quad (2)$$

式中: N_i 为该成藏动力主导形成的油气藏/油气层的频数,个; $\sum N_i$ 为研究区内已发现的油气藏/油气层总数,个; Q_i 为该成藏动力主导形成的油气储量, 10^8 t ; $\sum Q_i$ 为研究区内已发现的油气总储量, 10^8 t ; $i = \text{I}, \text{II}, \text{III}, \text{IV}$, 分别代表浮力、非浮力、构造应力和地质流体活动4种成藏动力。

2.4 评价流程图

基于浮力成藏下限临界条件识别远源型致密油气藏运聚动力与相对贡献量的流程分为6个步骤(图5): ①广泛收集研究区油气藏/层孔-渗数据; ②检验数据可靠性和代表性,并剔除不能反映储层真实物性的异常值; ③确定浮力成藏下限的临界条件,包括孔隙度、渗透率和孔喉半径; ④根据油气储层中孔隙度和渗透率的组合识别4种成藏动力; ⑤依据不同类型油气储层的比例评估4种动力的相对贡献; ⑥检验研究结果的可靠性和准确性,综合影响油气成藏的其他因素,揭示远源型致密油气藏成因机制。

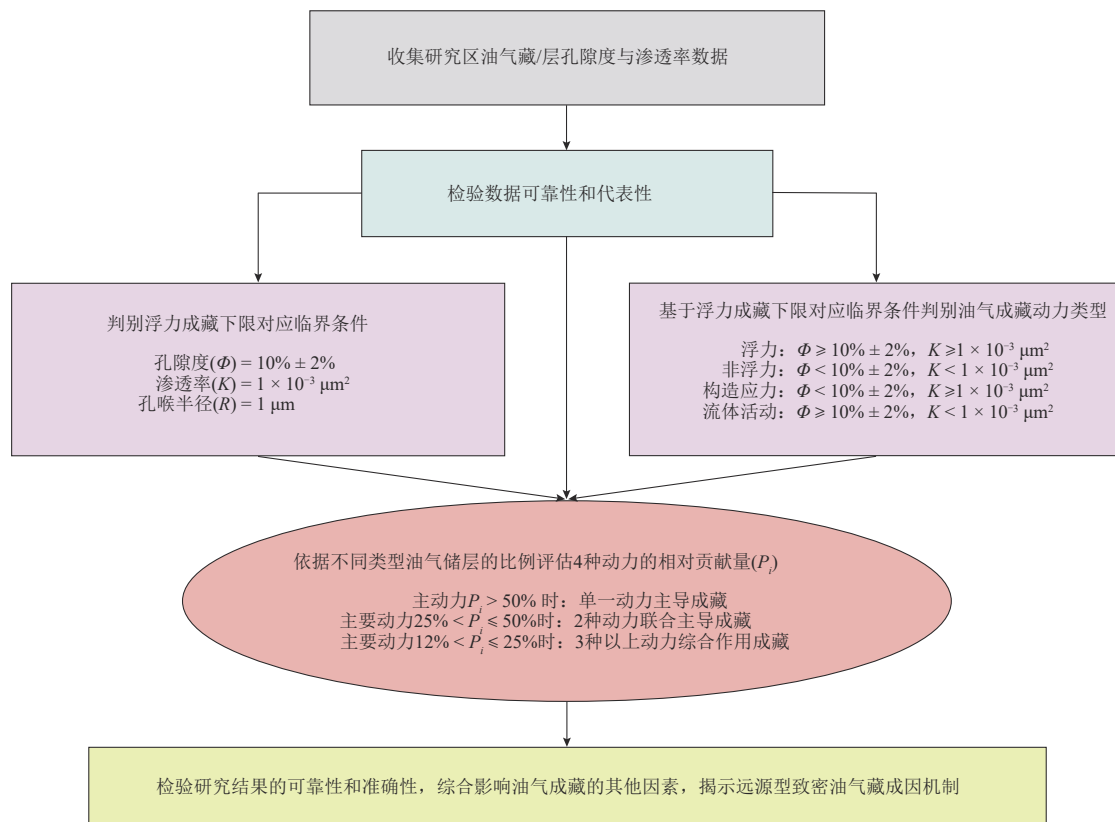


图5 远源型致密油气藏成因机制与成藏动力贡献量评价流程图(修改自文献[42])

Fig. 5 Flow chart showing the genetic mechanism and evaluation of dynamic contributions to hydrocarbon accumulation for distal tight hydrocarbon reservoirs (modified after reference [42])

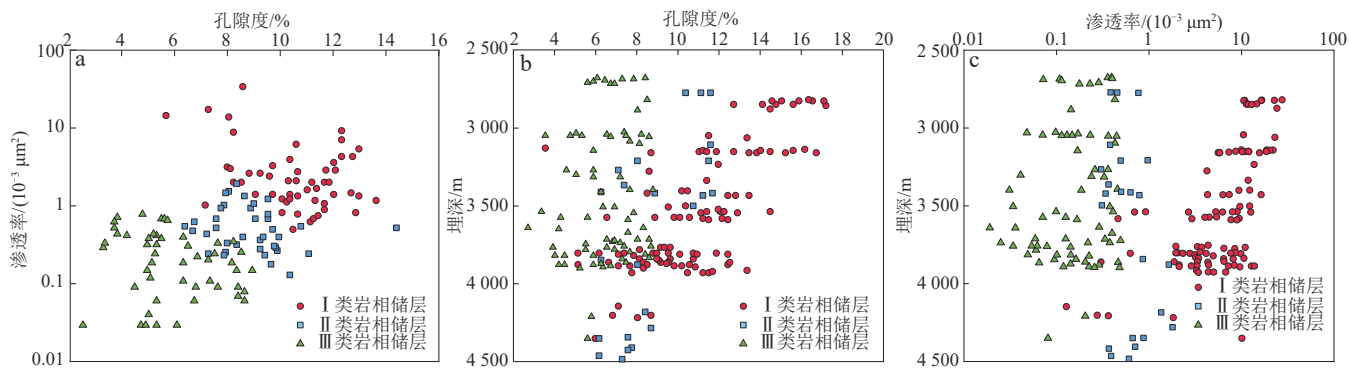


图7 玛湖凹陷百口泉组3类岩相储层物性特征

Fig. 7 Physical properties of reservoirs of three lithofacies types in the Baikouquan Formation, Mahu Sag

a. 孔隙度和渗透率相关性; b. 孔隙度随埋深变化; c. 渗透率随埋深变化

度均随埋深增加而降低(图7b),符合正常的压实减孔趋势;渗透率分布区间较大,与断裂发育有关(图7c)。其他两类岩相的储层减孔程度稍弱于I类,物性较差,孔隙度普遍小于10%,渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图7a),溶蚀作用和胶结作用均较弱(图6g),压实作用是导致储层孔隙度损失的主要因素。

3.2 砂砾岩储层内油气多期次成藏

玛湖凹陷砂砾岩油藏的油气主体来自于二叠系风城组,佳木河组和下乌尔禾组有一定贡献但占比很

小^[26]。前人根据百口泉组储层流体包裹体特征结合埋藏史和热史判断研究区砂砾岩油藏主要经历了2期油气充注^[31],也有部分研究认为存在3期油气充注^[30,35]。本文根据流体包裹体特征将百口泉组储层流体包裹体分为2类:①黄色荧光油包裹体,在石英颗粒内大量分布且保存完好,主要呈定向排列(图8a—c),部分呈泼溅状分布于石英颗粒表面,包裹体颜色以褐色为主(图8a,d),形态多为长条形、梯形和不规则形,包裹体直径多在 $2 \sim 20 \mu\text{m}$,气/液比在10%~20%,可见串珠状伴生盐水包裹体(图8d);②蓝白色荧光油包裹体

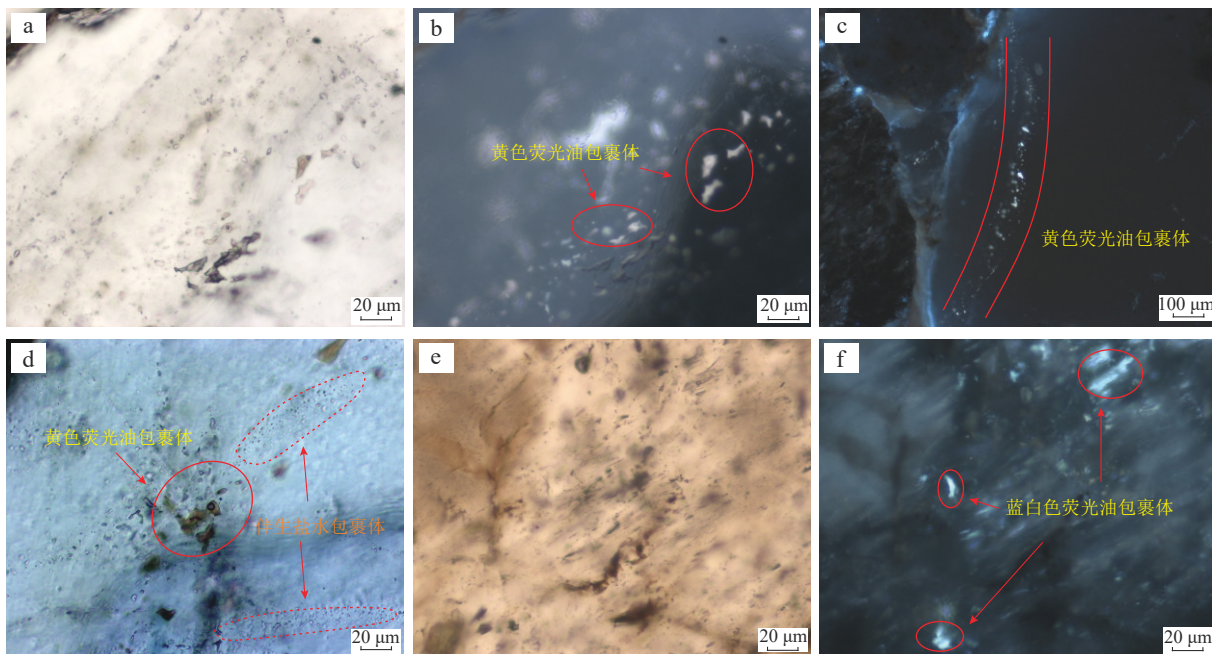


图8 玛湖凹陷艾湖1井百口泉组砂砾岩储层流体包裹体镜下特征照片

Fig. 8 Micrographs showing characteristics of fluid inclusions in sandy conglomerate reservoirs within the Baikouquan Formation, Mahu Sag
a. 石英颗粒中黄色荧光油包裹体,埋深3 860.45 m,单偏光; b. 石英颗粒中黄色荧光油包裹体,埋深3 860.45 m,紫外光; c. 石英颗粒中定向排列的黄色荧光油包裹体,埋深3 824.03 m,紫外光; d. 石英颗粒中黄色荧光油包裹体与串珠状盐水包裹体,埋深3 860.45 m,单偏光; e. 长石溶蚀孔内蓝白色荧光油包裹体,埋深3 860.90 m,单偏光; f. 长石溶蚀孔内蓝白色荧光油包裹体,埋深3 860.90 m,紫外光

裹体,分布于长石颗粒溶蚀孔内,多数包裹体较为完整(图8e,f),少数呈破裂状,包裹体直径多在10~20 μm。

对2类油包裹体伴生盐水包裹体的均一温度进行测量,结果显示黄色荧光油包裹体伴生盐水包裹体均一温度为50~70℃,集中分布于60~70℃;蓝白色荧光油包裹体伴生盐水包裹体均一温度为80~110℃,集中于80~90℃。综合2类油包裹体伴生盐水包裹体均一温度区间与研究区埋藏史和热史认为(图9),玛湖凹陷至少存在2期油充注,分别对应着早侏罗世(198~192 Ma)和晚侏罗世—早白垩世(145~133 Ma),与前人研究结果一致^[30-31]。黄色荧光油包裹体代表成熟油的充注,蓝白色荧光油包裹体代表高熟油的充注^[30,35],成藏时间与风城组烃源岩2次排烃高峰期^[12,27,29]和区域构造演化史^[19]基本吻合。前人研究发现百口泉组储层中可见黑色无荧光的固体沥青呈脉状产出且后期被改造痕迹明显^[30,32,52],为早期成熟油气长距离运移过程中经历次生作用所形成的干沥青^[53]与晚期高熟原油混合所形成,代表了中-晚三叠世的低成熟油至成熟油的充注过程^[30,52]。该时期风城组烃源岩刚进入排烃门限,所生成的烃类部分在源岩层系

内滞留成藏形成页岩油,只有少部分低成熟油在浮力作用下沿通源断裂充注至尚未致密的百口泉组储层中,但由于缺乏有效的保存条件,最终在后期地质作用改造中蚀变为固体沥青^[30,32,52]。推测固体沥青形成集中于晚三叠世充注后到早侏罗世(230~190 Ma),此阶段百口泉组尚未形成有效封盖(白碱滩组泥岩未完全压实成岩),且区域抬升导致储层近地表暴露^[10]。综上所述,玛湖凹陷百口泉组砂砾岩储层存在3期原油充注,第1期原油未得到有效保存,后2期为主要成藏期且以早白垩世充注期为主^[35]。在早侏罗世,除I类岩相储层外,其余2类岩相储层均已进入致密化状态^[23];在早白垩世,所有储层达到致密化^[23],油气充注与储层致密总体具有“先致密、后成藏”的关系,与前人观点一致^[35]。“先致密、后成藏”模式的明确为后续油气藏形成驱动力的分类提供了理论依据。

3.3 砂砾岩储层内油气多动力成藏

3.3.1 浮力成藏临界条件

在含油气盆地中,油气田的形成通常是多种驱动

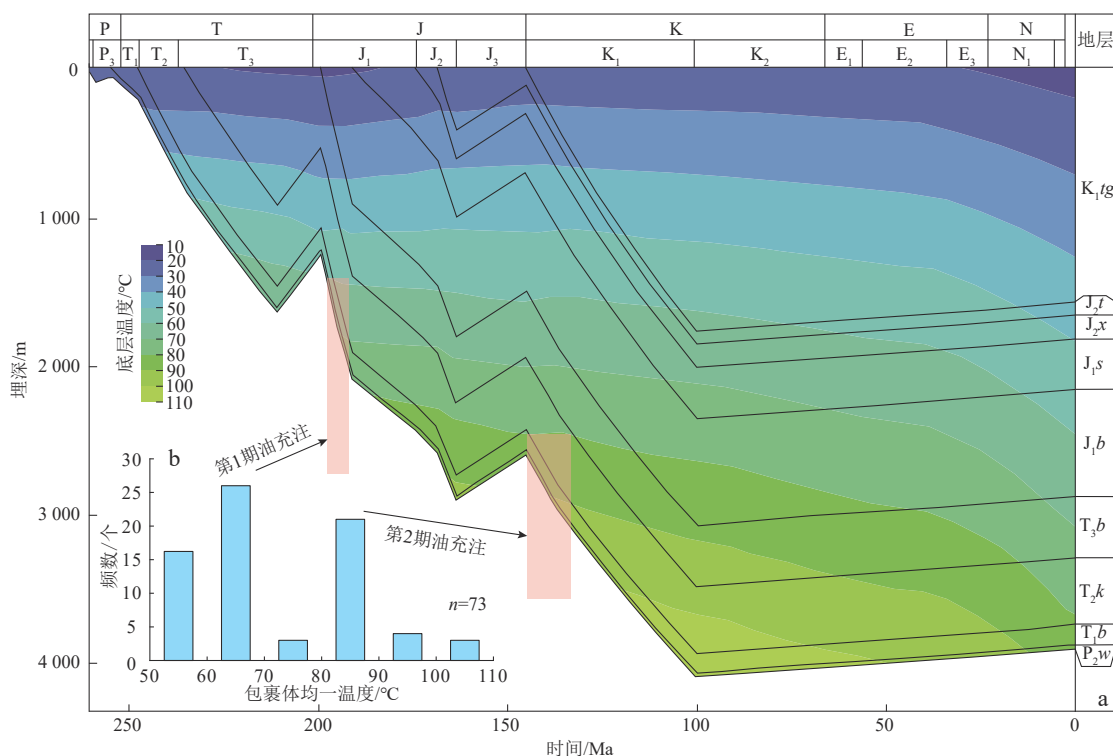


图9 玛湖凹陷艾湖1井百口泉组砂砾岩储层埋藏史-热演化史(a)及油气充注时期(b)

Fig. 9 Burial and thermal evolution histories (a) and hydrocarbon charging stages (b) of sandy conglomerate reservoirs in the Baikouquan Formation, well Aihu 1, Mahu Sag

K₁tg. 吐谷鲁群; J₂t. 头屯河组; J₂x. 西山窑组; J₁s. 三工河组; J₁b. 八道湾组; T₃b. 白碱滩组; T₂k. 克拉玛依组; T₁b. 百口泉组; P₂w. 下乌尔禾组;
n. 样本个数

力共同作用的结果,而每种驱动力在不同地质条件下的贡献也有所不同。通过统计研究区钻探结果中百口泉组常规储层和致密(非常规)储层的孔隙度(图10a₁)、渗透率(图10a₂)和孔喉半径(图10a₃)数据,明确了百口泉组浮力成藏下限对应孔-渗临界条件分别为12%和 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

3.3.2 油气成藏动力类型与相对贡献量

图10b展示了玛湖凹陷百口泉组砂砾岩储层的孔隙度和渗透率的组合特征。结果表明,该地区的油藏主要由4类组成:高孔-高渗的常规油藏、低孔-低渗的致密油藏、低孔-高渗的裂缝型油藏和高孔-低渗的孔洞型油藏,它们所占的比例分别为13.10%,45.32%,37.44%和4.14%(图10c),这一发现与前人研究成果以及当前玛湖凹陷的油气勘探实践相符^[20,22,33,36]。这表明玛湖凹陷的砂砾岩油藏形成主

要受到非浮力(Ⅱ)和构造应力(Ⅲ₁)2种驱动力的共同影响,其中非浮力对油气藏的形成贡献最大,为研究区油气充注时的核心驱动力,这与研究区以无统一油-水界面的岩性油藏为主的地质特征一致^[35];其次是构造应力,为油藏后期改造的主导驱动力,而浮力和地质流体活动的贡献则相对较小,特别是地质流体活动改造形成的油气藏仅占4.14%,远低于构造应力改造形成的油气藏占比(37.44%),进一步证实断裂主导的构造应力对油气藏富集作用强于不整合主导的地质流体活动。周路等^[20]发现百口泉组探井日产油量与距海西期一印支期逆断裂距离呈显著负相关关系;勘探实践也表明,玛湖1井区大侏罗沟等油-源断裂控制着百口泉组亿吨级储量富集区,其伴生裂缝系统构成储层渗流主通道^[22,33,36],充分说明构造应力通过断裂系统在研究区油气成藏中发挥关键作用。

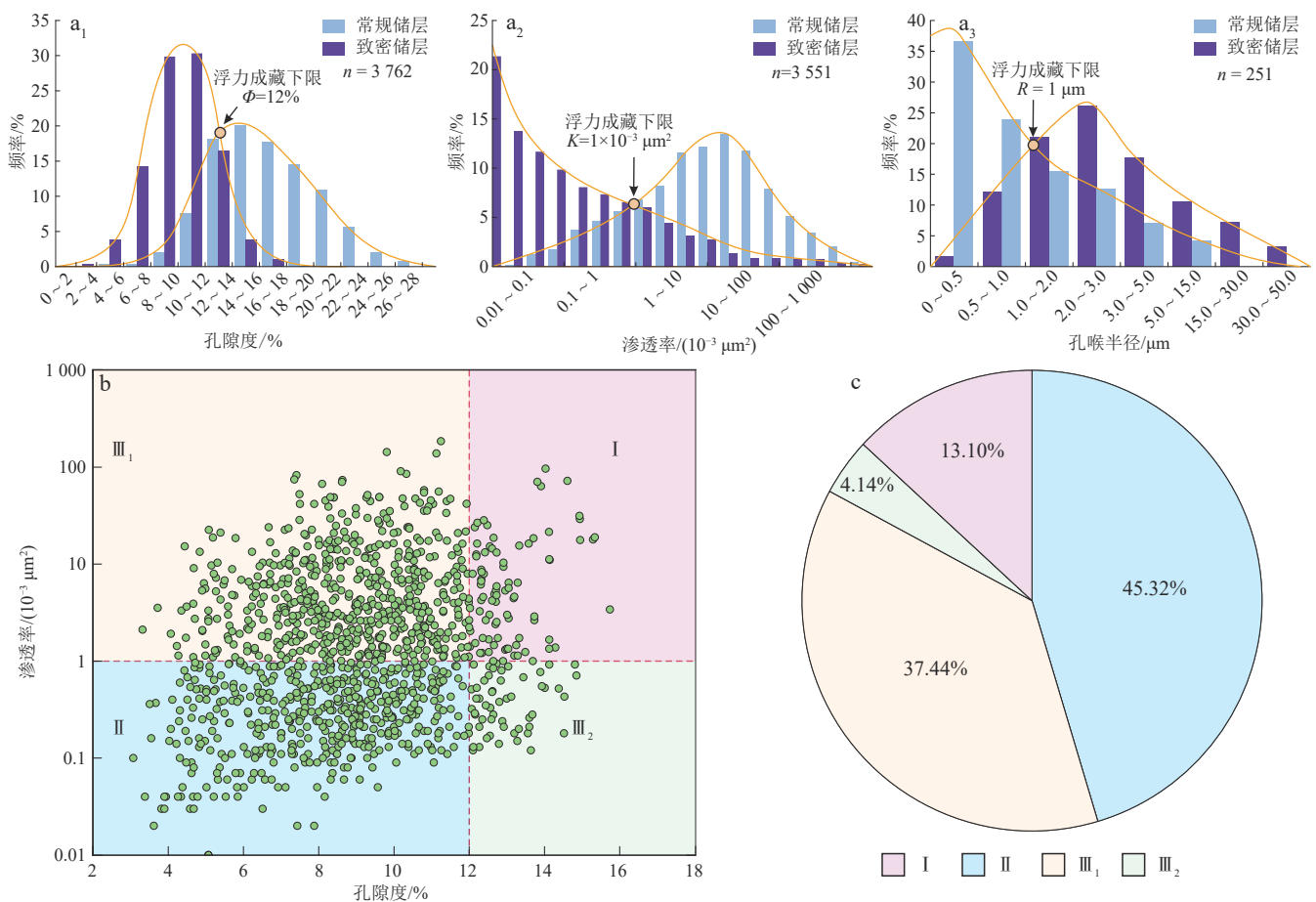


图10 玛湖凹陷百口泉组砂砾岩常规储层和非常规储层物性特征与成藏驱动力相对贡献量评价结果

Fig. 10 Physical properties and evaluation results of relative dynamic contributions to hydrocarbon accumulation for conventional and unconventional sandy conglomerate reservoirs in the Baikouquan Formation, Mahu Sag

a₁—a₃. 分别为储层孔隙度、渗透率和孔喉半径频率分布直方图; b. 孔隙度-渗透率交会图; c. 4种驱动力相对贡献量评价结果饼状图 (Φ为孔隙度; K为渗透率; R为孔喉半径; n为样本个数; I为浮力; II为非浮力; III₁为构造应力; III₂为地质流体活动。)

构造应力(尤其是断裂活动)在油气运移中扮演着双重角色。

1) 提供运移通道。这是断裂活动在玛湖凹陷最直接、最主要的作用,该区发育的断裂及伴生裂缝系统^[20,33]极大地提高了致密砂砾岩储层的渗透性,为油气(无论是初次运移还是可能的调整运移)提供了高效的运移路径。

2) 为油气运移提供驱动力。其机制主要体现在:①应力驱动流体流动。在准噶尔盆地构造挤压背景下^[19,33],岩石骨架受到挤压,导致孔隙流体压力升高。当应力积累超过岩石破裂强度或沿先存薄弱面释放时,油气会倾向于沿着新产生的或重新活动的断裂/裂缝网络向低压区运移。这种由构造应力直接或间接产生的压力差是运移的重要动力来源。②改变流体势场。玛湖凹陷经历的多期构造活动^[10]显著改变了区域或局部的流体势。油气总是从高势区向低势区运移,构造应力活动通过改变构造格局和地层压力状态,动态地改造了整个凹陷的流体势场,从而驱动油气发生调整运移,使其在新的构造圈闭或物性圈闭中聚集^[54],在研究区表现为形成众多与断裂活动密切相关的断层-岩性复合油藏^[35]。

3.4 百口泉组砂砾岩油气“多动力-多期次-多岩相”复合成藏模式

玛湖凹陷百口泉组砂砾岩油藏现今的分布特征是多种地质要素复合作用的结果,主要受非浮力和应力改造2种驱动力联合主导成藏。基于风城组烃源岩生-排烃史、玛湖凹陷及其周缘构造演化史、地层埋藏史-热演化史和孔隙度演化史之间的耦合关系,明确关键成藏期各要素对油气成藏的影响,总结了玛湖凹陷百口泉组砂砾岩油藏“多动力-多期次-多岩相”复合成藏模式(图11)。

二叠系风城组是玛湖凹陷砂砾岩油藏的主力烃源岩^[18,35],自二叠世末期—三叠世早期(256~250 Ma)进入生烃门限^[27],但此时尚未进入排烃门限,生成的所有烃类在风城组全油气系统内滞留形成页岩油(图12a)。晚三叠世早期(230 Ma),风城组烃源岩进入排烃门限,开始排烃。早期排出的烃类部分在源岩层系内滞留成藏形成页岩油藏,少部分沿着风城组构造高部位侧向运移至高部位砂砾岩,受到浮力的作用沿着断层和优势运移通道不断向上运移至百口泉组储层中,此时3类岩相的储层孔隙度均在20%以上(图11),尚未致密,但由于缺乏有效的保存条件,原油在后期地质作用中被改造为固体沥青^[30,52]。

在第一关键成藏期早侏罗世(198~192 Ma),百口泉组贫泥砂砾岩、含泥砂砾岩和富泥砂砾岩3类岩相储层对应的孔隙度分别为13.8%,11.2%和8.5%^[23]。此时贫泥砂砾岩尚未致密(孔隙度>12%),而含泥砂砾岩和富泥砂砾岩已处于致密状态(孔隙度≤12%),下伏风城组烃源岩进入一期生-排烃高峰,生烃产生的异常超压驱动原油沿海西期—印支期逆冲断裂自下而上运移至百口泉组,进一步沿三叠系与二叠系间的大型不整合面侧向运移,部分原油在浮力作用驱动下,于尚未致密化的Ⅰ类高孔-高渗岩相储层中聚集形成常规油藏,部分原油在毛管压力和黏滞力等自封闭作用^[4]下,于已致密的Ⅱ类和Ⅲ类岩相储层中保存形成致密油藏。此外,部分原油沿着风城组构造高部位侧向运移至高部位砂砾岩,在浮力驱动下,沿着断裂和优势运移通道向凹陷边缘断裂带运移,形成规模分布的常规油藏(图12b)。此时百口泉组油藏部分属于风城组全油气系统内浮力主导的常规油藏,部分属于由毛管压力主导形成致密油藏(图11)。

随着持续埋深,第一期形成的常规油藏在压实和应力改造作用下,储层孔-渗条件改变导致油气赋存状态复杂化:原始孔隙型油藏致密化后,油气受界面张力与毛细管力主导,以吸附或扩散形式滞留于低孔-低渗储层中;构造裂缝发育带则为油气提供二次运移通道,形成裂缝型油藏。但这2类油藏的原始成藏动力仍为浮力,后期改造仅改变其空间分布与赋存形式。侏罗世晚期,受燕山多期构造运动的影响,研究区地层遭受抬升和剥蚀,风城组烃源岩热演化停止,生-排烃过程减缓,随后的快速埋藏使其成熟度迅速升高,再次进入生-排烃高峰期,在晚侏罗世—早白垩世(145~133 Ma)发生了第二期大规模油气充注(图11),百口泉组2类岩相的砂砾岩储层的孔隙度分别为11.6%,8.2%和5.5%^[23],均已致密。风城组源岩生成的高-过成熟油一部分在强大的生烃膨胀力作用下,由于源-储压差推动沿头顶的大断裂持续充注到百口泉组致密储层中,进一步沿三叠系与二叠系间的大型不整合面侧向运移,最终在毛管压力和黏滞力等分子间作用力^[4]下得以保存形成自封闭的大面积连续型致密砂砾岩油藏(图12c)。另一部分未排出,而是在毛管压力作用下滞留于风城组源内微纳米孔喉中,以吸附态或者游离态形成页岩油,现今具体表现为在凹陷区发育有高-过成熟非常规页岩油。经过2期油气成藏后,在后期断裂活动引起的构造应力改造作用下,部分致密油藏进一

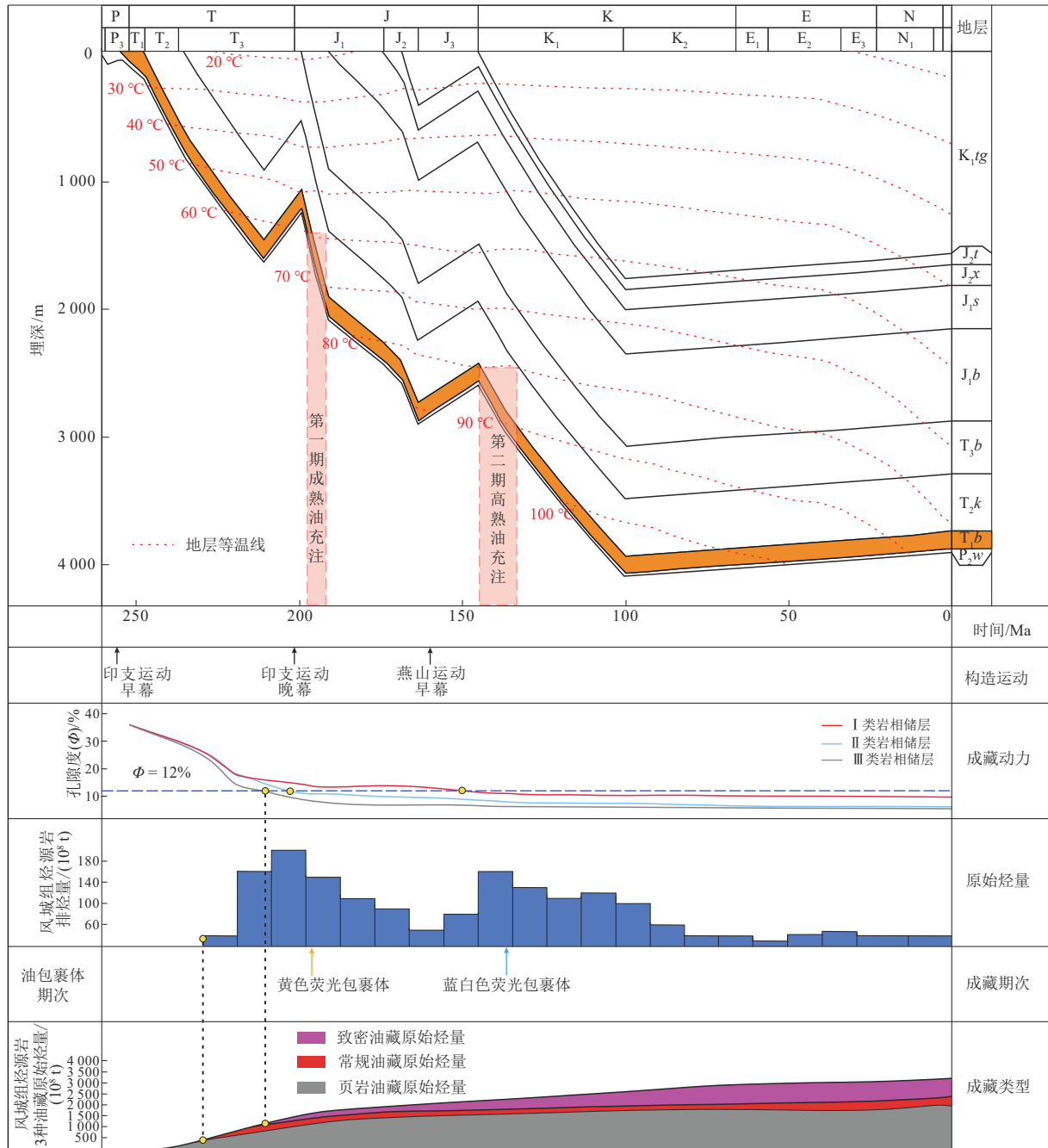


图11 玛湖凹陷百口泉组“多动力-多期次-多岩相”复合成藏模式

Fig. 11 Composite accumulation model featuring multiple driving forces, multiple stages, and multi-lithofacies in the Baikouquan Formation, Mahu Sag

K_1tg . 吐谷鲁群; J_2t . 头屯河组; J_2x . 西山窑组; J_1s . 三工河组; J_1b . 八道湾组; T_3b . 白碱滩组; T_2k . 克拉玛依组; T_1b . 百口泉组; P_2w . 下乌尔禾组; Φ . 孔隙度

步转化为低孔-高渗裂缝型油藏。因此在多种地质要素耦合作用下使得现今玛湖凹陷百口泉组油藏总体为风城组全油气系统内以毛管压力为主要驱动力的低孔-低渗致密油藏和以构造应力为主要驱动力的低孔-高渗裂缝型油藏。纵观百口泉组油藏的整个形成演化过程,非浮力(毛管压力等分子间作用力)为成藏期的主导驱动力,构造应力为成藏后主导改造动力。

5 结论

1) 基于全油气系统浮力成藏下限判别方法对玛湖凹陷百口泉组砂砾岩油藏的孔隙度和渗透率等地质特征数据进行统计分析,明确了浮力成藏下限对应孔隙度和渗透率临界条件分别为 12% 和 $1 \times 10^{-3} \mu m^2$,据此识别出百口泉组砂砾岩油藏成藏动力包括浮力、非

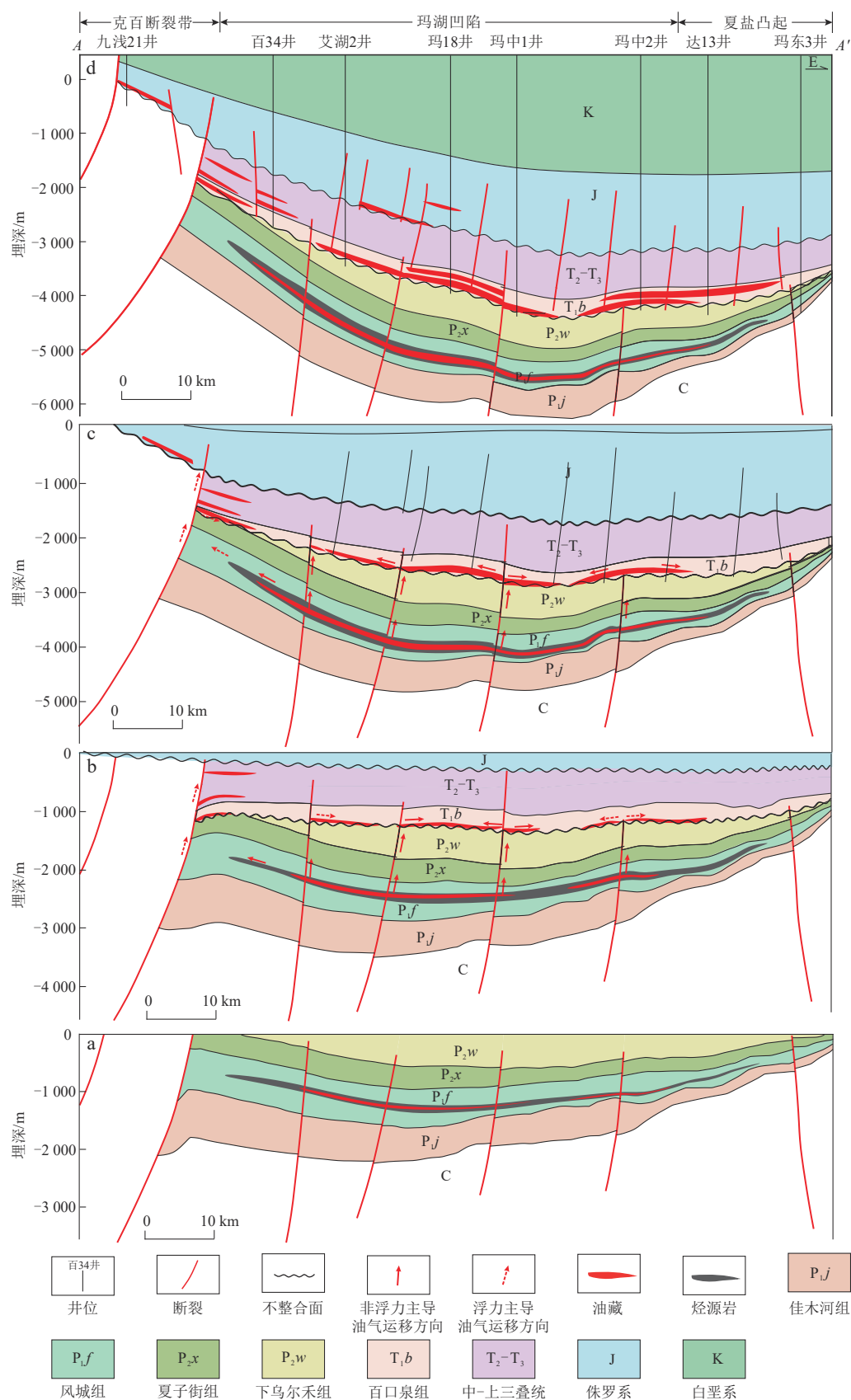


图12 玛湖凹陷东西向成藏演化剖面(剖面位置见图2a)

Fig. 12 EW-orientated profiles showing the hydrocarbon accumulation evolution of the Mahu Sag (see Fig. 2a for the profile location)

a. 晚二叠世; b. 早侏罗世; c. 晚侏罗世; d. 现今

(C为石炭系。)

浮力、构造应力和地质流体活动4类,对已探明储量的贡献量分别为13.10%,45.32%,37.44%和4.14%,依据主要动力贡献量确定百口泉组砂砾岩油藏属非浮力-构造应力改造2种动力联合成藏。

2) 玛湖凹陷百口泉组在早侏罗世和晚侏罗世—早白垩世发生2期主要油气成藏事件,在第一成藏期(198~192 Ma)部分油藏属于风城组全油气系统内浮力主导的常规油藏,另一部分油藏为毛管压力主导形成的致密油藏。第二成藏期(145~133 Ma)整体为毛管压力主导形成的致密油藏。至今,油藏演化为风城组全油气系统内以毛管压力为主要驱动力的低孔-低渗致密油藏和以构造应力为主要驱动力的低孔-高渗裂缝型油藏。

3) 远源致密型油气藏“源-储分离”特殊分布特征是多种地质要素叠加复合作用的结果。基于风城组烃源岩生-排烃史、构造演化史、地层埋藏史-热演化史和成藏动力演化之间的耦合关系,结合关键成藏期各要素对油气成藏的影响,总结了玛湖凹陷百口泉组砂砾岩油藏“多动力-多期次-多岩相”复合成藏模式,厘定了浮力、非浮力、构造应力和地质流体活动4类动力在时-空上的复合控藏机制,明确了各动力的相对贡献。该模式突破了传统单一动力主导的成藏认识,为复杂叠合盆地的油气勘探提供了新的动力学视角。

致谢:本文资料与样品来源于中石油新疆油田分公司,感谢相关领导与项目组成员的大力支持!感谢编辑和匿名评审专家提出的宝贵修改意见!

参 考 文 献

- [1] 贾承造,郑民,张永峰. 非常规油气地质学重要理论问题[J]. 石油学报, 2014, 35(1): 1-10.
JIA Chengzao, ZHENG Min, ZHANG Yongfeng. Four important theoretical issues of unconventional petroleum geology [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(1): 1-10.
- [2] 贾承造. 论非常规油气对经典石油天然气地质学理论的突破及意义[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 1-11.
JIA Chengzao. Breakthrough and significance of unconventional oil and gas to classical petroleum geological theory [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 1-11.
- [3] 庞雄奇,贾承造,宋岩,等. 全油气系统定量评价:方法原理与实际应用[J]. 石油学报, 2022, 43(6): 727-759.
PANG Xiongqi, JIA Chengzao, SONG Yan, et al. Quantitative evaluation of whole petroleum system: Principle and application [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(6): 727-759.
- [4] 贾承造,庞雄奇,宋岩. 论非常规油气成藏机理:油气自封闭作用与分子间作用力[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 437-452.
JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. The mechanism of unconventional hydrocarbon formation: Hydrocarbon self-containment and intermolecular forces [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 437-452.
- [5] PANG Xiongqi, LIU Keyu, MA Zhongzhen, et al. Dynamic field division of hydrocarbon migration, accumulation and hydrocarbon enrichment rules in sedimentary basins [J]. Acta Geologica Sinica (English Edition), 2012, 86(6): 1559-1592.
- [6] PANG Xiongqi, JIA Chengzao, PANG Hong, et al. Destruction of hydrocarbon reservoirs due to tectonic modifications: Conceptual models and quantitative evaluation on the Tarim Basin, China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 91: 401-421.
- [7] JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. Whole petroleum system and ordered distribution pattern of conventional and unconventional oil and gas reservoirs [J]. Petroleum Science, 2023, 20(1): 1-19.
- [8] 唐勇,曹剑,何文军,等. 从玛湖大油区发现看全油气系统地质理论发展趋势[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(1): 1-9.
TANG Yong, CAO Jian, HE Wenjun, et al. Development tendency of geological theory of total petroleum system: Insights from the discovery of Mahu large oil province [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(1): 1-9.
- [9] 唐勇,雷德文,曹剑,等. 准噶尔盆地二叠系全油气系统与源内天然气勘探新领域[J]. 新疆石油地质, 2022, 43(6): 654-662.
TANG Yong, LEI Dewen, CAO Jian, et al. Total petroleum system and inner-source natural gas exploration in Permian strata of Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(6): 654-662.
- [10] 唐勇,宋永,何文军,等. 准噶尔叠合盆地复式油气成藏规律[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1): 132-148.
TANG Yong, SONG Yong, HE Wenjun, et al. Characteristics of composite hydrocarbon accumulation in a superimposed basin, Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 132-148.
- [11] 何文军,钱永新,赵毅,等. 玛湖凹陷风城组全油气系统勘探启示[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(6): 641-655.
HE Wenjun, QIAN Yongxin, ZHAO Yi, et al. Exploration implications of total petroleum system in Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(6): 641-655.
- [12] 何文军,宋永,汤诗棋,等. 玛湖凹陷二叠系风城组全油气系统成藏机理[J]. 新疆石油地质, 2022, 43(6): 663-673.
HE Wenjun, SONG Yong, TANG Shiqi, et al. Hydrocarbon accumulation mechanism of total petroleum system in Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(6): 663-673.
- [13] 支东明,唐勇,何文军,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组常规-非常规油气有序共生与全油气系统成藏模式[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(1): 38-51.

- ZHI Dongming, TANG Yong, HE Wenjun, et al. Orderly coexistence and accumulation models of conventional and unconventional hydrocarbons in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(1): 38–51.
- [14] 姜福杰, 贾承造, 庞雄奇, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界全油气系统成藏特征与天然气富集地质模式[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(2): 250–261.
- JIANG Fujie, JIA Chengzao, PANG Xiongqi, et al. Upper Paleozoic total petroleum system and geological model of natural gas enrichment in Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(2): 250–261.
- [15] 张赫, 王小军, 贾承造, 等. 松辽盆地北部中浅层全油气系统特征与油气成藏聚集模式[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(4): 683–694.
- ZHANG He, WANG Xiaojun, JIA Chengzao, et al. Total petroleum system and hydrocarbon accumulation model in shallow and medium strata in northern Songliao Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(4): 683–694.
- [16] 彭光荣, 庞雄奇, 徐帆, 等. 珠江口盆地陆丰南地区古近系全油气系统特征与油气藏有序分布[J]. *地球科学*, 2022, 47(7): 2494–2508.
- PENG Guangrong, PANG Xiongqi, XU Zhi, et al. Characteristics of Paleogene whole petroleum system and orderly distribution of oil and gas reservoirs in south Lufeng Depression, pearl river mouth basin[J]. *Earth Science*, 2022, 47(7): 2494–2508.
- [17] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩. 全油气系统理论基本原理[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(4): 679–691.
- JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. Basic principles of the whole petroleum system [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(4): 679–691.
- [18] 贾承造, 姜林, 赵文. 全油气系统中的致密油气: 成藏机理、富集规律与资源前景[J]. *石油学报*, 2025, 46(1): 1–16, 47.
- JIA Chengzao, JIANG Lin, ZHAO Wen. Tight oil and gas in Whole Petroleum System: Accumulation mechanism, enrichment regularity, and resource prospect[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2025, 46(1): 1–16, 47.
- [19] 何登发, 张磊, 吴松涛, 等. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(5): 845–861.
- HE Dengfa, ZHANG Lei, WU Songtao, et al. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(5): 845–861.
- [20] 周路, 朱江坤, 宋永, 等. 玛湖凹陷玛中—玛东地区三叠系百口泉组断裂特征及控藏作用分析[J]. *地学前缘*, 2019, 26(1): 248–261.
- ZHOU Lu, ZHU Jiangkun, SONG Yong, et al. Analysis of fault characteristics and reservoir control in Triassic Baikouquan Formation in central and eastern Mahu depression [J]. *Earth Science Frontiers*, 2019, 26(1): 248–261.
- [21] 匡立春, 唐勇, 雷德文, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区三叠系百口泉组扇控大面积岩性油藏勘探实践[J]. *中国石油勘探*, 2014, 19(6): 14–23.
- KUANG Lichun, TANG Yong, LEI Dewen, et al. Exploration of fan-controlled large-area lithologic oil reservoirs of Triassic Baikouquan Formation in slope zone of Mahu Depression in Junggar Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2014, 19(6): 14–23.
- [22] 唐勇, 徐洋, 李亚哲, 等. 玛湖凹陷大型浅水退覆式扇三角洲沉积模式及勘探意义[J]. *新疆石油地质*, 2018, 39(1): 16–22.
- TANG Yong, XU Yang, LI Yazhe, et al. Sedimentation model and exploration significance of large-scaled shallow retrogradation fan delta in Mahu Sag [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2018, 39(1): 16–22.
- [23] 孟祥超, 陈能贵, 苏静, 等. 砂砾岩体不同岩相油气充注期储集性能差异及成藏意义——以玛湖凹陷西斜坡区百口泉组油藏为例[J]. *沉积学报*, 2016, 34(3): 606–614.
- MENG Xiangchao, CHEN Nenggui, SU Jing, et al. Reservoir property diversity of different lithofacies in sandy conglomerate during oil-gas injection period and reservoir-formation significance: A case from Baikouquan Formation in west slope of Mahu Depression, Junggar Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2016, 34(3): 606–614.
- [24] 靳军, 康逊, 胡文瑄, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷西斜坡百口泉组砂砾岩储层成岩作用及对储集性能的影响[J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(2): 323–333, 406.
- JIN Jun, KANG Xun, HU Wenxuan, et al. Diagenesis and its influence on coarse clastic reservoirs in the Baikouquan Formation of western slope of the Mahu Depression, Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(2): 323–333, 406.
- [25] 肖萌, 袁选俊, 吴松涛, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷百口泉组砾岩储层特征及其主控因素[J]. *地学前缘*, 2019, 26(1): 212–224.
- XIAO Meng, YUAN Xuanjun, WU Songtao, et al. Conglomerate reservoir characteristics of and main controlling factors for the Baikouquan Formation, Mahu sag, Junggar Basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2019, 26(1): 212–224.
- [26] 曹剑, 雷德文, 李玉文, 等. 古老碱湖优质烃源岩: 准噶尔盆地二叠统风城组[J]. *石油学报*, 2015, 36(7): 781–790.
- CAO Jian, LEI Dewen, LI Yuwen, et al. Ancient high-quality alkaline lacustrine source rocks discovered in the Lower Permian Fengcheng Formation, Junggar Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(7): 781–790.
- [27] 胡涛, 庞雄奇, 于飒, 等. 准噶尔盆地风城地区风城组烃源岩生排烃特征及致密油资源潜力[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2017, 48(2): 427–439.
- HU Tao, PANG Xiongqi, YU Sa, et al. Hydrocarbon generation

- and expulsion characteristics of P1f source rocks and tight oil accumulation potential of Fengcheng area on northwest margin of Junggar Basin, Northwest China [J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2017, 48(2): 427–439.
- [28] 王小军, 王婷婷, 曹剑. 玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩基本特征及其高效生烃[J]. *新疆石油地质*, 2018, 39(1): 9–15.
- WANG Xiaojun, WANG Tingting, CAO Jian. Basic characteristics and highly efficient hydrocarbon generation of alkaline-lacustrine source rocks in Fengcheng Formation of Mahu Sag [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2018, 39(1): 9–15.
- [29] 刘得光, 周路, 李世宏, 等. 玛湖凹陷风城组烃源岩特征与生烃模式[J]. *沉积学报*, 2020, 38(5): 946–955.
- LIU Deguang, ZHOU Lu, LI Shihong, et al. Characteristics of source rocks and hydrocarbon generation models of Fengcheng Formation in Mahu Depression [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2020, 38(5): 946–955.
- [30] 齐雯, 潘建国, 王国栋, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区百口泉组储层流体包裹体特征及油气充注史[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(增刊1): 64–71.
- QI Wen, PAN Jianguo, WANG Guodong, et al. Fluid inclusion and hydrocarbon charge history for the reservoir of Baikouquan Formation in the Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(S1): 64–71.
- [31] 尹路, 许多年, 乐幸福, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷三叠系百口泉组储层特征及油气成藏规律[J]. *岩性油气藏*, 2024, 36(1): 59–68.
- YIN Lu, XU Duonian, YUE Xingfu, et al. Reservoir characteristics and hydrocarbon accumulation rules of Triassic Baikouquan Formation in Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2024, 36(1): 59–68.
- [32] 雷德文, 瞿建华, 安志渊, 等. 玛湖凹陷百口泉组低渗砂砾岩油气藏成藏条件及富集规律[J]. *新疆石油地质*, 2015, 36(6): 642–647.
- LEI Dewen, QU Jianhua, AN Zhiyuan, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and enrichment regularity of low-permeability glutenite reservoirs of Baikouquan Formation in Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2015, 36(6): 642–647.
- [33] 支东明, 吴孔友, 阿布力米提·依明, 等. 玛湖凹陷西斜坡断裂结构及其对油气成藏的控制作用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2017.
- ZHI Dongming, WU Kongyou, YIMING Abulimiti, et al. Fault zone architecture and its controlling effects on hydrocarbon in the western slope of Mahu Depression [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.
- [34] 李军, 唐勇, 吴涛, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷砾岩大油区超压成因及其油气成藏效应[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(4): 679–690.
- LI Jun, TANG Yong, WU Tao, et al. Overpressure origin and its effects on petroleum accumulation in the conglomerate oil province in Mahu Sag, Junggar Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(4): 679–690.
- [35] 唐勇, 宋永, 郭旭光, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷源上致密砾岩油富集的主控因素[J]. *石油学报*, 2022, 43(2): 192–206.
- TANG Yong, SONG Yong, GUO Xuguang, et al. Main controlling factors of tight conglomerate oil enrichment above source kitchen in Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(2): 192–206.
- [36] 匡立春, 唐勇, 雷德文, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区三叠系百口泉组扇控大面积岩性油藏勘探实践[J]. *中国石油勘探*, 2014, 19(6): 14–23.
- KUANG Lichun, TANG Yong, LEI Dewen, et al. Exploration of fan-controlled large-area lithologic oil reservoirs of Triassic Baikouquan Formation in slope zone of Mahu Depression in Junggar Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2014, 19(6): 14–23.
- [37] 雷德文, 陈刚强, 刘海磊, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷大油(气)区形成条件与勘探方向研究[J]. *地质学报*, 2017, 91(7): 1604–1619.
- LEI Dewen, CHEN Gangqiang, LIU Hailei, et al. Study on the forming conditions and exploration fields of the Mahu giant oil (gas) province, Junggar Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2017, 91(7): 1604–1619.
- [38] 宋永, 唐勇, 何文军, 等. 准噶尔盆地油气勘探新领域、新类型及勘探潜力[J]. *石油学报*, 2024, 45(1): 52–68.
- SONG Yong, TANG Yong, HE Wenjun, et al. New fields, new types and exploration potentials of oil-gas exploration in Junggar Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(1): 52–68.
- [39] PANG Xiongqi, SHAO Xinhe, LI Maowen, et al. Correlation and difference between conventional and unconventional reservoirs and their unified genetic classification [J]. *Gondwana Research*, 2021, 97: 73–100.
- [40] PANG Xiongqi, JIA Chengzao, WANG Wenyang, et al. Buoyance-driven hydrocarbon accumulation depth and its implication for unconventional resource prediction [J]. *Geoscience Frontiers*, 2021, 12(4): 101133.
- [41] PANG Xiongqi, JIA Chengzao, CHEN Junqing, et al. A unified model for the formation and distribution of both conventional and unconventional hydrocarbon reservoirs [J]. *Geoscience Frontiers*, 2021, 12(2): 695–711.
- [42] PANG Bo, PANG Xiongqi, LI Caijun, et al. A novel method for quantitatively identifying driving forces and evaluating their contributions to oil and gas accumulation [J]. *Geoscience Frontiers*, 2024, 15(4): 101801.
- [43] 庞雄奇, 林会喜, 郑定业, 等. 中国深层和超深层碳酸盐岩油气藏形成分布的基本特征与动力机制及发展方向[J]. *地质力学学报*, 2020, 26(5): 673–695.
- PANG Xiongqi, LIN Huixi, ZHENG Dingye, et al. Basic

- characteristics, dynamic mechanism and development direction of the formation and distribution of deep and ultra-deep carbonate reservoirs in China[J]. *Journal of Geomechanics*, 2020, 26(5): 673–695.
- [44] WHITE I C. The geology of natural gas[J]. *Science*, 1885, 5(125): 521–522.
- [45] 万玲, 孙岩, 魏国齐. 确定储集层物性参数下限的一种新方法及其应用——以鄂尔多斯盆地中部气田为例[J]. *沉积学报*, 1999, 17(3): 454–457.
- WAN Ling, SUN Yan, WEI Guoqi. A new method used to determine the lower limit of the petrophysical parameters for reservoir and its application: A case study on Zhongbu Gas Field in Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1999, 17(3): 454–457.
- [46] 魏新善, 陈娟萍, 吕奇奇, 等. 白云岩与砂岩致密储集体质量的差异性[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(2): 294–301.
- WEI Xinshan, CHEN Juanping, LYU Qiqi, et al. Quality differences between dolomite and tight sandstone reservoirs [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(2): 294–301.
- [47] 马永生. 四川盆地普光超大型气田的形成机制[J]. *石油学报*, 2007, 28(2): 9–14, 21.
- MA Yongsheng. Generation mechanism of Puguang Gas Field in Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(2): 9–14, 21.
- [48] 沈卫兵, 庞雄奇, 张宝收, 等. 塔中地区碳酸盐岩与碎屑岩储层物性差异及主控因素[J]. *高校地质学报*, 2015, 21(1): 138–146.
- SHEN Weibing, PANG Xiongqi, ZHANG Baoshou, et al. Physical properties differences and key controlling factors of the clastic reservoirs and carbonate reservoirs in Tazhong area [J]. *Geological Journal of China Universities*, 2015, 21(1): 138–146.
- [49] GUO Yingchun, PANG Xiongqi, LI Zongxing, et al. The critical buoyancy threshold for tight sandstone gas entrapment: Physical simulation, interpretation, and implications to the Upper Paleozoic Ordos Basin [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 149: 88–97.
- [50] 朱涛, 李娜, 邹阳, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷艾湖油田原油地球化学特征与油源对比[J]. *地球学报*, 2024, 45(6): 1013–1022.
- ZHU Tao, LI Na, ZOU Yang, et al. Geochemical characteristics and oil-source rock correlation of crude oil in Aihu Oilfield, Junggar Basin [J]. *Acta Geoscientica Sinica*, 2024, 45(6): 1013–1022.
- [51] 饶松, 朱亚珂, 胡迪, 等. 准噶尔盆地热史恢复及其对早—中二叠世时期盆地构造属性的约束[J]. *地质学报*, 2018, 92(6): 1176–1195.
- RAO Song, ZHU Yake, HU Di, et al. The thermal history of Junggar Basin: Constraints on the tectonic attribute of the Early-Middle Permian Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2018, 92(6): 1176–1195.
- [52] 蒋文龙, 阿布力米提·依明, 李卉, 等. 准噶尔盆地玛东斜坡区百口泉组—下乌尔禾组混源油地球化学特征及定量判识[J]. *地球化学*, 2021, 50(2): 185–198.
- JIANG Wenlong, YIMING Abulimiti, LI Hui, et al. Geochemical characteristics and identification of mixed crude oil of the Baikouquan Formation Lower Wuerhe Formation on the East slope of the Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *Geochimica*, 2021, 50(2): 185–198.
- [53] 张水昌, 朱光有, 杨海军, 等. 塔里木盆地北部奥陶系油气相态及其成因分析[J]. *岩石学报*, 2011, 27(8): 2447–2460.
- ZHANG Shuichang, ZHU Guangyou, YANG Haijun, et al. The phases of Ordovician hydrocarbon and their origin in the Tabei uplift, Tarim Basin [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2011, 27(8): 2447–2460.
- [54] PANG Hong, PANG Xiongqi, YANG Haijun, et al. Alteration and reformation of hydrocarbon reservoirs and prediction of remaining potential resources in superimposed basins [J]. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 2010, 84(5): 1078–1096.

(编辑 许 诺)