

全油气系统理论在实用中面临的几个问题与解决方法

庞雄奇^{1,2},崔新璇^{1,2},贾承造³,鲍李银^{1,2},李才俊^{1,2},黎茂稳⁴,徐 帆^{1,2},肖惠译^{1,2},郑定业⁴,
金玉洁^{1,2},施砍园^{1,2},张思佳^{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. 中国石油天然气集团有限公司,北京 100724;4. 中国石化 石油勘探开发研究院,北京 102206]

摘要:全油气系统概念的提出以及常规和非常规油气藏有序分布模式的建立实现了油气地质理论的统一,为油气勘探开发提供了全新的理论和方法指导。全油气系统理论是基于全球普遍的地质条件建立的,在中国叠合盆地等复杂地质条件下的应用面临着4个方面挑战,主要表现在:①浮力成藏下限因缺少客观指标表征以及后期构造变动破坏,导致在实际工作中判别和预测困难;②油气藏形成与分布受多动力-多期次-多要素复合作用控制,成藏动力和成藏类型判别困难;③碳酸盐岩和碎屑岩等储层因油气润湿性和界面张力不同,在实际地质条件下形成油气藏的最大埋深和有利富集油气的领域预测困难;④全油气系统演化过程中,油气运聚受动力类型、源-储间毛细管力差、烃类流体特性以及构造变动等多因素联合控制,富集模式建立困难。针对这些问题,利用全球已发现油气藏储层物性特征、产能变化特征和油气润湿性参数特征等资料展开多种方法和技术研究,提出了浮力成藏下限判别、油气成藏动力评价以及油气资源最大埋深预测等新方法,并建立了全油气系统富油气模式,为复杂地质条件下全油气系统理论完善、发展和应用开拓了新途径。

关键词:油气成藏动力边界;油气成藏最大埋深;油气成藏动力场;油气成藏动力机制;油气资源;油气富集模式;常规和非常规油气;全油气系统

中图分类号:TE122.3 文献标识码:A

Challenges and solutions in the application of the whole petroleum system theory

PANG Xiongqi^{1,2}, CUI Xinxuan^{1,2}, JIA Chengzao³, BAO Liyin^{1,2}, LI Caijun^{1,2}, LI Maowen⁴, XU Zhi^{1,2}, XIAO Huiyi^{1,2},
ZHENG Dingye⁴, JIN Yujie^{1,2}, SHI Kanyuan^{1,2}, ZHANG Sijia^{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. China National Petroleum Corporation,
Beijing 100724, China; 4. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China]

Abstract: The concept of the whole petroleum system (WPS) proposed and the ordered distribution pattern of conventional and unconventional hydrocarbon reservoirs established serve to unify petroleum geology theories, providing an entirely new theory and methods for guiding hydrocarbon exploration and exploitation. However, when applied to complex geological conditions such as those of superimposed basins in China, the WPS theory, originally formulated under general geological conditions, encounters several challenges. First, due to the lack of objective indices for quantitative characterization and the disruptions caused by late-stage tectonic activities, the identification or prediction of buoyancy-driven hydrocarbon accumulation depth (BHAD) is hard in practice. Second, the formation and distribution of hydrocarbon reservoirs are governed by the combined effects of multiple driving forces, multiple stages, and diverse elements, complicating the identification of the hydrocarbon accumulation dynamics and reservoir types. Third, reservoirs such as those of the carbonate and clastic types exhibit varying wettability and interfacial tension properties, which lead to difficulties in predicting the maximum burial depth of hydrocarbon reservoirs and

收稿日期:2025-04-01;修回日期:2025-07-02。

第一作者简介:庞雄奇(1961—),男,教授、博士研究生导师,油气藏形成机理与分布规律、油气资源评价与油气田勘探。E-mail: pangxq@cup.edu.cn。

通信作者简介:贾承造(1948—),男,中国科学院院士,构造地质学、石油地质学与油气勘探。E-mail: jiacz@petrochina.com.cn。

基金项目:中国石油科学研究与技术开发项目(2021DJ0101);国家自然科学基金企业创新发展联合基金项目(U19B6003-02)。

favorable hydrocarbon enrichment areas under actual geological conditions. Last, during the evolution of the WPS, hydrocarbon migration and accumulation are controlled by multiple factors including dynamic force types, capillary pressure differences between source rocks and reservoirs, hydrocarbon fluid properties, and tectonic activities. Consequently, establishing the hydrocarbon enrichment model of the WPS remains a challenge. To address these challenges, we explore various methods and technologies based on data from globally discovered hydrocarbon reservoirs, including their physical properties, productivity variations, and wettability. Accordingly, we develop new methods for identifying the BHAD, assessing hydrocarbon accumulation dynamics, and predicting the maximum burial depth of oil and gas resources. Furthermore, we determine the hydrocarbon enrichment model of the WPS. The results of this study offer new approaches to improve, develop, and apply the WPS theory under complex geological conditions.

Key words: dynamic boundary of hydrocarbon accumulation, maximum burial depth of hydrocarbon reservoir, dynamic field of hydrocarbon accumulation, dynamic mechanism behind hydrocarbon accumulation, oil and gas resources, hydrocarbon enrichment model, conventional and unconventional oil and gas, whole petroleum system (WPS)

引用格式: 庞雄奇, 崔新璇, 贾承造, 等. 全油气系统理论在实用中面临的几个问题与解决方法[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1039–1054. DOI: 10.11743/ogg20250402.

PANG Xiongqi, CUI Xinxuan, JIA Chengzao, et al. Challenges and solutions in the application of the whole petroleum system theory[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1039–1054. DOI: 10.11743/ogg20250402.

贾承造等提出全油气系统(whole petroleum system, WPS)概念并建立了常规和非常规油气藏有序分布模式^[1-4], 实现了油气地质理论的统一, 为复杂地质条件下油气藏预测评价提供了新的理论和方法指导。庞雄奇等提出了油气动力场概念^[5], 并建立了常规和非常规油气藏联合成因模式^[6], 不仅从动力学机制上揭示了常规和非常规油气藏联合成因模式, 还在实际应用中形成了全油气系统定量评价方法^[7], 为新一代盆地模拟系统与油气资源评价软件研发奠定了理论和方法技术基础^[8]。

全油气系统的结构特征主要包括3个动力边界和3个动力场, 源岩层在3个动力场内提供3种原始烃量, 它们在浮力和非浮力等驱动下进入3类储层内聚集并形成3类油气藏。3个动力边界系指“浮力成藏下限(buoyancy-driven hydrocarbon accumulation depth, BHAD)^[9]、油气成藏底限(hydrocarbon accumulation depth limit, HADL)^[10]和源岩供烃底限(active source-rock depth limit, ASDL)^[11]”。浮力成藏下限为储层埋深增大过程中, 油气运聚由浮力主导向非浮力主导转化时所对应的临界埋深条件; 油气成藏底限为源外目的层随埋深增大过程中, 钻遇干层的比率不断增大并最终趋于100%时对应的最大埋深, 不同岩性的储层对应的最大埋深不同; 源岩供烃底限为埋深增大过程中, 源岩生烃潜力趋于消失时对应的最大埋深, 供烃底限之下烃源岩不再向外排出油气。3个动力场系指“3个动力边界围合而成的自由动力场(free-

hydrocarbon dynamic field, F-HDF)、局限动力场(confined-hydrocarbon dynamic field, C-HDF)和束缚动力场(bound-hydrocarbon dynamic field, B-HDF)”。自由动力场位于浮力成藏下限之上; 局限动力场位于浮力成藏下限和油气成藏底限之间; 束缚动力场包含两个部分, 一部分位于油气成藏底限之下超致密地层内(B1-HDF), 另一部分位于源岩供烃底限之上的源岩层内(B2-HDF)。自由动力场源岩层排出的原始烃量在浮力主导下运移进入高孔-高渗储层, 形成常规油气藏; 局限动力场源岩层排出的原始烃量在非浮力主导下运移进入低孔-低渗储层, 形成致密油气藏; 源岩层束缚动力场内滞留的原始烃量在非浮力主导下形成源内油气藏, 包括页岩油气藏或煤层油气藏两种。

全油气系统理论是基于全球普遍的地质条件下建立起来的, 阐述了常规和非常规油气藏之间的普遍差异性、关联性和联合共生规律性, 但在中国叠合盆地等复杂地质条件下, 全油气系统理论的应用面临一系列挑战, 主要包含4个方面: ①油气成藏动力边界判别困难。油气在不同动力场中运移受不同动力边界控制, 形成不同类别的油气藏。然而在复杂地质条件下, 地层介质条件受到构造应力和流体活动的改造, 早前形成的浮力成藏下限等边界被破坏而难以识别。另外, 浮力成藏下限受平衡作用控制, 缺少定量表征的客观指标, 这些都加大了浮力成藏下限的判别难度。②油气成藏动力与贡献量评价困难。叠合盆地油气藏通

常受多种驱动力作用而形成,其特征与浮力主导形成的高孔-高渗油气藏、非浮力主导形成的低孔-低渗致密油气藏、构造应力主导形成的低孔-高渗油气藏以及流体改造主导形成的高孔-低渗油气藏有很大不同,如何识别成藏动力类型并评价各动力贡献量非常困难。③ 油气成藏最大埋深预测困难。碳酸盐岩储集体亲油性好,油气进入遇到的毛细管阻力小,而碎屑岩储层情况相反,两者在深层和超深层富集油气成藏的临界条件差异大,预测评价困难^[12-14]。④ 全油气系统深埋演化过程中,经历了自由、局限和束缚动力场等不同动力成藏阶段,油气运聚受多动力-多期次-多要素控制,建立油气富集模式困难。这些挑战严重阻碍了全油气系统理论在油气勘探实践中的实际应用,本文基于中国塔里木、准噶尔、四川、鄂尔多斯、渤海湾和松辽等6个主要含油气盆地已经发现的油气藏特征,采用地质剖析、统计分析和物理模拟等方法技术解决相关问题,为全油气系统理论在复杂地质条件下大规模应用开拓新途径。

1 浮力成藏下限判别新方法、新技术

1.1 复杂地质条件下浮力成藏下限判别面临的挑战

在3个油气成藏动力边界中,油气成藏底限和源岩供烃底限可以依据相应的指标来确定^[10-11],而浮力成藏下限则难以基于某一个客观指标的变化特征予以确定。具体表现在3个方面:① 浮力是一个力平衡边界,难以使用一个简单的客观指标予以表征。庞雄奇等运用物理模拟实验揭示了浮力成藏下限的存在^[15],

油气运移从浅至深由浮力主导向非浮力主导转变对应的临界条件需要力平衡方程进行表征:油气流体向上运移动力(p_e)等于储层内毛细管力(p_c)与上覆静水柱压力(p_w)之和($p_e = p_c + p_w$)。② 影响浮力成藏下限的因素多样且难以准确表征。浮力成藏下限受储层孔喉半径、油气组分密度、流体压力条件和地温梯度变化等多因素影响,使得浮力成藏下限控制因素变得尤为复杂,无法从地质剖面或孔-渗关系中直接获取浮力下限对应的关键参数。例如,无法从塔里木盆地南北向剖面(图1a)中获取准确的浮力成藏下限埋深值,以及无法从孔-渗关系中获得浮力成藏下限对应的孔隙度和渗透率(图1b)。③ 浮力成藏下限对应临界条件容易在演化过程中受到破坏而难以恢复。浮力成藏下限是一个动态演化的力平衡边界,在中国广泛发育的叠合盆地普遍受到了改造破坏,从而导致浮力成藏下限恢复困难。

1.2 复杂地质条件下浮力成藏下限判别的方法原理

为解决相关难题,本文基于不同动力场油气成藏特征提出了判别浮力成藏下限的新方法。该方法的核心在于在相同的坐标系下,对相同岩性储层在没有受到构造破坏的自由动力场形成的常规油气藏和局限动力场形成的致密油气藏中的孔、渗结构特征进行比较,从而建立浮力成藏下限的定量判识标准(图2)。万玲等^[17]提出了用分布函数曲线法求取储层物性参数下限的方法,其原理为:当两个样本总体的分布曲线存在交叉重叠时,其最优分界点应位于两条曲线交点处,此时两类样本的误判概率之和最小。因此,当原始数据的样品个数(N)大于30时,常采用绘制频率

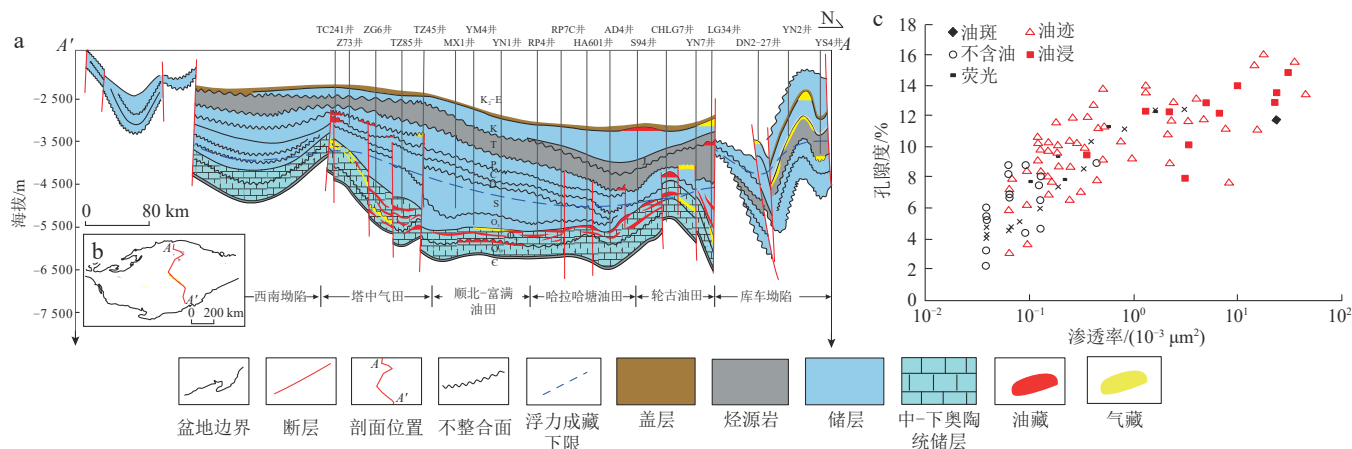


图1 塔里木盆地南北向地质剖面及浮力成藏下限预测结果和碎屑岩孔-渗关系(据文献[9,16]修改)

Fig. 1 S-N-oriented geological section with predicted BHAD and porosity vs. permeability of clastics of the Tarim Basin (modified after references [9,16])

a. 塔里木盆地南北向地质剖面;b. 剖面位置;c. 碎屑岩孔-渗关系

分布直方图的方法来近似估计有效储层与非有效储层物性的概率密度分布,具体通过统计分析,在同一坐标系中建立有效储层与非有效储层物性的分布曲线,两条曲线的交点所对应的物性参数即为下限值,即当储层的物性参数达到该交点值时,储层具备了储存和产出油气的基本能力,而低于该值时,储层的含油气性显著降低。

基于以上原理,本文将此方法运用到常规储层与非常规储层边界(可视为BHAD)的判别中,具体步骤为:①从研究的油气藏中获取足够数量的样本数据($N>30$),包括孔隙度、渗透率及孔喉半径等,并对收集到的数据按照一定物性参数的范围进行分组。②针对每个物性参数组,分别计算其在常规储层和致密储层中的出现频率,从而可以得到有效储层物性参数的频率分布。③以物性参数为横坐标,以频率为纵坐标绘制曲线,分别在同一坐标系中建立常规油气藏与致密油气藏孔隙度、渗透率和孔喉半径频率分布曲线,最终通过确定两条分布曲线的交叉点(在横坐标上对应的参数值)获取对应的浮力成藏下限(BHAD)。

1.3 实际应用与结果检验

准噶尔盆地油气主要来源于二叠系风城组源岩层,油气在垂向运移过程中,受控于不同的成藏动力场,形成了完整的油气藏序列:在三叠系百口泉组砂砾岩及风城组顶部高孔-高渗储层中发育常规油气藏;

在风城组中-深层低孔-低渗砂岩层内形成致密油气藏;而在风城组深层源岩层内部则富集页岩油气。依据储层实测孔喉半径等资料进行统计分析,预测出百口泉组和风城组储层内油气浮力成藏下限对应的临界条件变化很大。

针对以上问题,本文对准噶尔盆地百口泉砂砾岩层、风城组云质和灰质砂岩层孔隙度和渗透率进行了测定、收集和统计分析。将岩性类型相同目的层内的常规油气藏和致密油气藏的孔隙度(Φ ,%)、渗透率(K , $10^{-3} \mu\text{m}^2$)、孔喉半径(R , μm)等按照一定深度间隔,分别做出频率分布图进行比较,并找出其交叉点对应的临界条件。研究表明,准噶尔盆地百口泉组砂砾岩浮力成藏下限对应的临界条件(图3a)为 $\Phi = 12\%$, $K = 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $R = 1.00 \mu\text{m}$,埋深为3 400 m;风城组云质砂岩浮力成藏下限对应的临界条件(图3b)为 $\Phi = 8\%$, $K = 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $R = 0.75 \mu\text{m}$,埋深为4 350 m。依据同样的方法,确定出四川盆地安岳气藏碳酸盐岩浮力成藏下限对应的临界条件为 $\Phi = 5\%$, $K = 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $R = 0.50 \mu\text{m}$,埋深为5 450 m;塔里木盆地台盆区碳酸盐岩浮力成藏下限对应的临界条件为 $\Phi = 5\%$, $K = 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $R = 0.50 \mu\text{m}$,埋深为5 500 m。结合实际地质条件分析发现,它们与全油气系统内常规和非常规油气藏分布发育特征对应一致,反映了浮力成藏下限这一动力边界条件对油气运聚成藏特征的控制作用,以及新方法的可用性和可靠性。

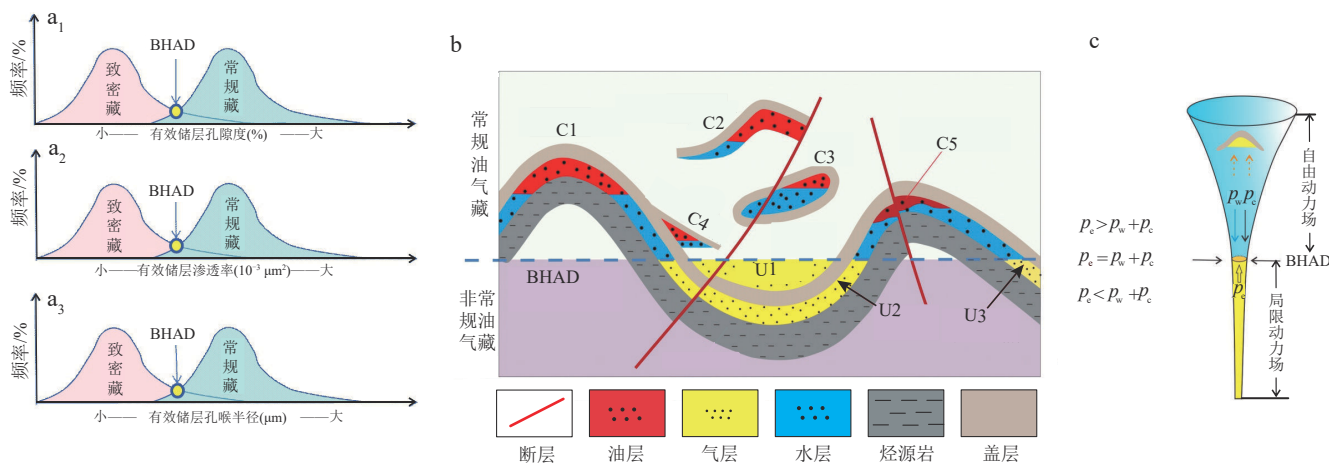


图2 基于分布函数曲线法判别浮力成藏下限原理图

Fig. 2 Diagrams illustrating the principle behind the identification of the BHAD based on distribution function curves

a_1 — a_3 分别为全油气系统浮力成藏下限对应临界条件(孔隙度、渗透率和孔喉半径)判别结果;b. 全油气系统常规和非常规油气藏分布特征及其与浮力成藏下限之间的关联性(据文献[9]修改);c. 自浅层(自由动力场)至深层(局限动力场)储层孔喉半径的变化特征及二者之间的浮力成藏下限对应的力平衡方程(据文献[9]修改)

C1. 常规背斜油气藏;C2. 常规断块油气藏;C3. 常规岩性油气藏;C4. 常规地层油气藏;C5. 常规复合油气藏;U1. 致密常规油气藏(与源岩不接触);

U2. 致密深盆油气藏(与源岩接触);U3. 其他类别致密油气藏;BHAD. 浮力成藏下限

p_c . 油气运移动力,MPa; p_e . 储层内油气毛细管力,MPa; p_w . 上覆水柱压力,MPa

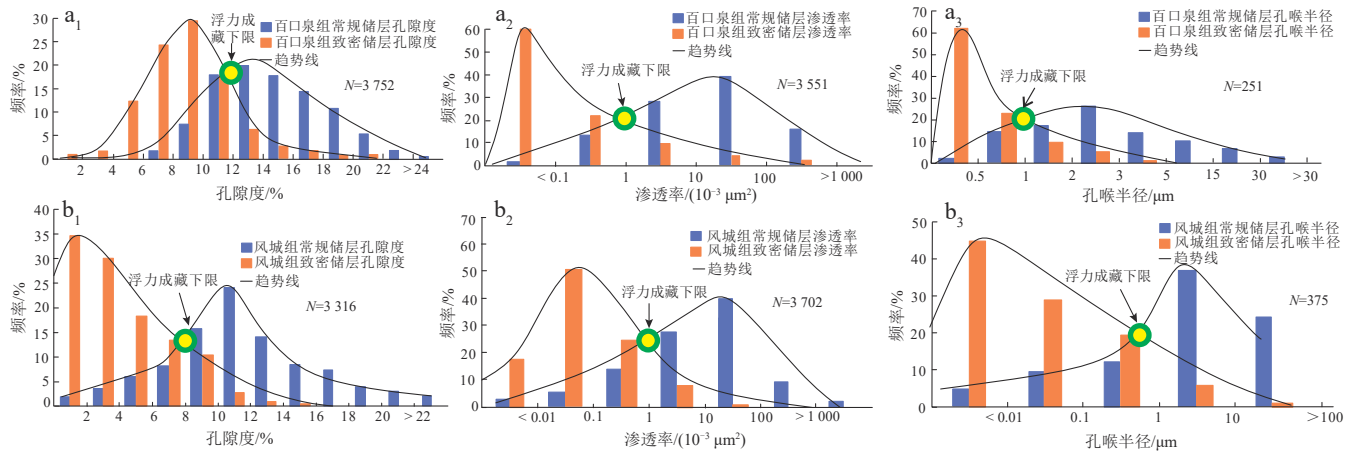


图3 准噶尔盆地常规与致密油气藏孔隙度、渗透率和孔喉半径分布特征及其与浮力成藏下限对应关系

Fig. 3 Distributions of the porosity, permeability, and pore throat radius of conventional and tight hydrocarbon reservoirs and their correlations with the BHAD in the Junggar Basin

a_1 — a_3 . 分别为百口泉组孔隙度、渗透率和孔喉半径频率分布直方图; b_1 — b_3 . 分别为风城组孔隙度、渗透率和孔喉半径频率分布直方图

除此之外,用同样的方法对全球已发现的常规和非常规油气藏进行统计分析和类比,发现砂岩油气藏和碳酸盐岩油气藏的浮力成藏下限与实际钻探结果完全一致,表明了这一方法的可靠性。砂岩油气藏浮力成藏下限对应的临界条件为孔隙度 10%、渗透率 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;碳酸盐岩油气藏浮力成藏下限对应的临界条件为孔隙度 5%、渗透率 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 4 a_1 — a_4)。在相同盆地、不同岩性储层浮力成藏下限对应的临界条件有所差异:砂砾岩储层对应的浮力成藏下限最浅 ($\Phi \approx 12\%$, $K \approx 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $R \approx 1.00 \mu\text{m}$),碳酸盐岩储层对应浮力成藏下限最深 ($\Phi \approx 5\%$, $K \approx 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $R \approx 0.50 \mu\text{m}$),云质砂岩储层对应的浮力下限介于二者之间 ($\Phi \approx 8\%$, $K \approx 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $R \approx 0.75 \mu\text{m}$)。根据力平衡原理,毛细管力(p_c)可以用杨氏方程计算:

$$p_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{R} \quad (1)$$

式中: p_c 为毛细管力,MPa; σ 为不同润湿相的两种流体的界面张力,N/m; θ 为油-气界面与孔喉表面接触的夹角,即润湿角,($^\circ$); R 为流体所处储集层内的孔喉半径, μm 。

由公式(1)可知,导致不同岩性储层浮力成藏下限不同的根本原因是储层毛细管力不同(图 4b)。砂岩储层主要矿物为石英和长石,它们亲水性强,油气进入储层内遇到的毛细管阻力大,不利于油气广泛聚集,或聚集油气成藏的有效储层孔喉半径较大,所形成油气藏的最大埋深较小;碳酸盐岩储层主要矿物为方解石和白云石,它们亲油性强,油气进入储层内遇到的毛细管阻力小,有利于油气聚集,或聚集油气成

藏的有效储层孔喉半径较小,所形成油气藏的最大埋深较大^[18-20]。

2 油气成藏动力类型判别与相对贡献量评价新方法、新技术

2.1 复杂地质条件下油气成藏动力类型判别面临的挑战

油气在运移和成藏过程中受到浮力、流体压力和毛细管力等多种动力的综合控制^[21-24]。在全油气系统演化过程中,油气藏通常经历了多个地质时期和多期次成藏作用,内部特征由此变得非常复杂^[25]。油气运、聚和成藏过程涉及多种地质要素,包括储层岩性、孔隙结构、矿物润湿性、流体性质(如油气水的密度、黏度、界面张力)以及构造变动(如断层、褶皱、裂缝)等^[26-32],这些要素共同影响着油气运移、聚集和成藏。因此,多动力-多期次-多要素叠合成藏导致油气藏特征复杂,成藏动力和油气藏成因类型判别困难。准噶尔盆地全油气系统内百口泉组砂砾岩层致密油气藏成因机制非常复杂(图 5a—c),目前对成因机制认识不一:部分学者认为其属于先致密、后成藏,源岩层生烃产生的高压作用使油气充注到远离下部源岩层的致密储层内聚集成藏;另有学者认为其属于先成藏、后致密,油气首先在浮力主导下运移到上部高孔-高渗储层内聚集形成了常规油气藏,储层后来在深埋过程中被压实而转变成了致密油气藏。目前依据实测资料判别其成藏类型非常困难:油气藏内既有低孔-低渗的

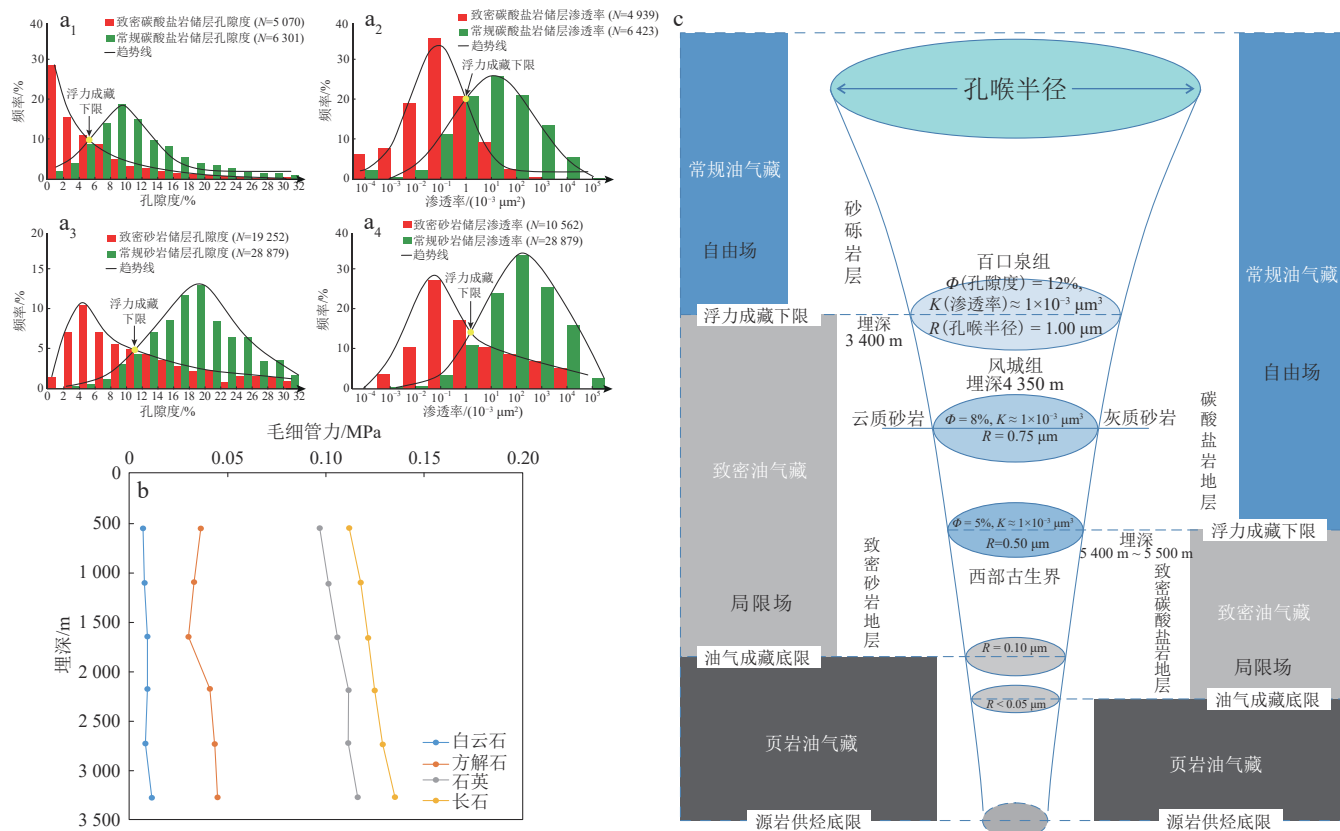


图4 全球碎屑岩和碳酸盐岩油气成藏浮力成藏下限判别结果与不同岩性储层控油气藏有序分布模式比较

Fig. 4 Comparison of the identified BHADs between global clastic and carbonate hydrocarbon reservoirs and comparison of the ordered distribution patterns of hydrocarbon reservoirs of varying lithologies

a₁—a₄. 全球碳酸盐岩和砂岩油气藏浮力成藏下限判别结果比较 (据文献[20]修改), 其中a₁为碳酸盐岩孔隙度频率分布直方图, a₂为碳酸盐岩渗透率频率分布直方图, a₃为砂岩孔隙度频率分布直方图, a₄为砂岩渗透率频率分布直方图; b. 碎屑岩和碳酸盐岩主要矿物储集体毛细管压力随埋深变化特征; c. 碎屑岩和碳酸盐岩储层油气成藏动力边界差异性及其控常规和非常规油气藏有序分布发育模式差异性比较 (据文献[20]修改)

致密油气藏, 也有高孔-高渗的常规油气藏, 还有低孔-高渗的裂缝类油气藏和高孔-低渗的孔洞类油气藏, 因此, 它是“多动力成藏”(图5b)、“多岩相成藏”(图5c)和“多期次成藏”(图5d₁—d₄)叠加复合后的综合结果。

2.2 基于浮力成藏下限对应临界条件判别成藏动力的方法原理

针对油气成藏动力和油气成因类型判别困难, 本文提出了“全油气系统油气成藏动力类型判别与评价新方法、新技术”, 其基本原理是: 依据浮力成藏下限对应临界条件(孔隙度和渗透率)将油气成藏动力分为“3类4种”(图6)。①第Ⅰ类(Ⅰ型), 为浮力主导形成的高孔-高渗常规油气藏($\Phi \geq 10\% \pm 2\%$, $K \geq 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 图6a); ②第Ⅱ类(Ⅱ型), 为非浮力主导形成的低孔-低渗致密油气藏($\Phi < 10\% \pm 2\%$, $K < 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 图6b); ③第Ⅲ类第1种(Ⅲ₁型), 为构造应力

改造的低孔-高渗裂缝油气藏($\Phi < 10\% \pm 2\%$, $K \geq 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 图6c); ④第Ⅲ类第2种(Ⅲ₂型), 为流体改造形成的高孔-低渗孔洞油气藏($\Phi \geq 10\% \pm 2\%$, $K < 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 图6d)。

同时, 依据钻遇率确定不同动力的相对贡献量, 并根据贡献量差异确定油气藏成因类型。当某类油气藏钻遇率或相对贡献量 $R_i \geq 50\%$ (R 为油气藏钻遇率或相对贡献量, i 为4类油气成因类型)时, 被确认为单一动力主导形成的油气藏; 当钻遇率或相对贡献量 $R_i = 25\% \sim 50\%$ 时, 被确认为双动力联合主导形成的油气藏; 当钻遇率或相对贡献率 $R_i = 12\% \sim 25\%$ 时, 被确认为三动力或多动力联合作用形成的油气藏。

2.3 实际应用与可靠性检验

四川盆地普光地区碳酸盐岩油气成藏动力机制呈现出多动力-多要素-多期次复合特征。研究表明, 该区油气成藏先后受到4种动力作用控制: ①早期浮力

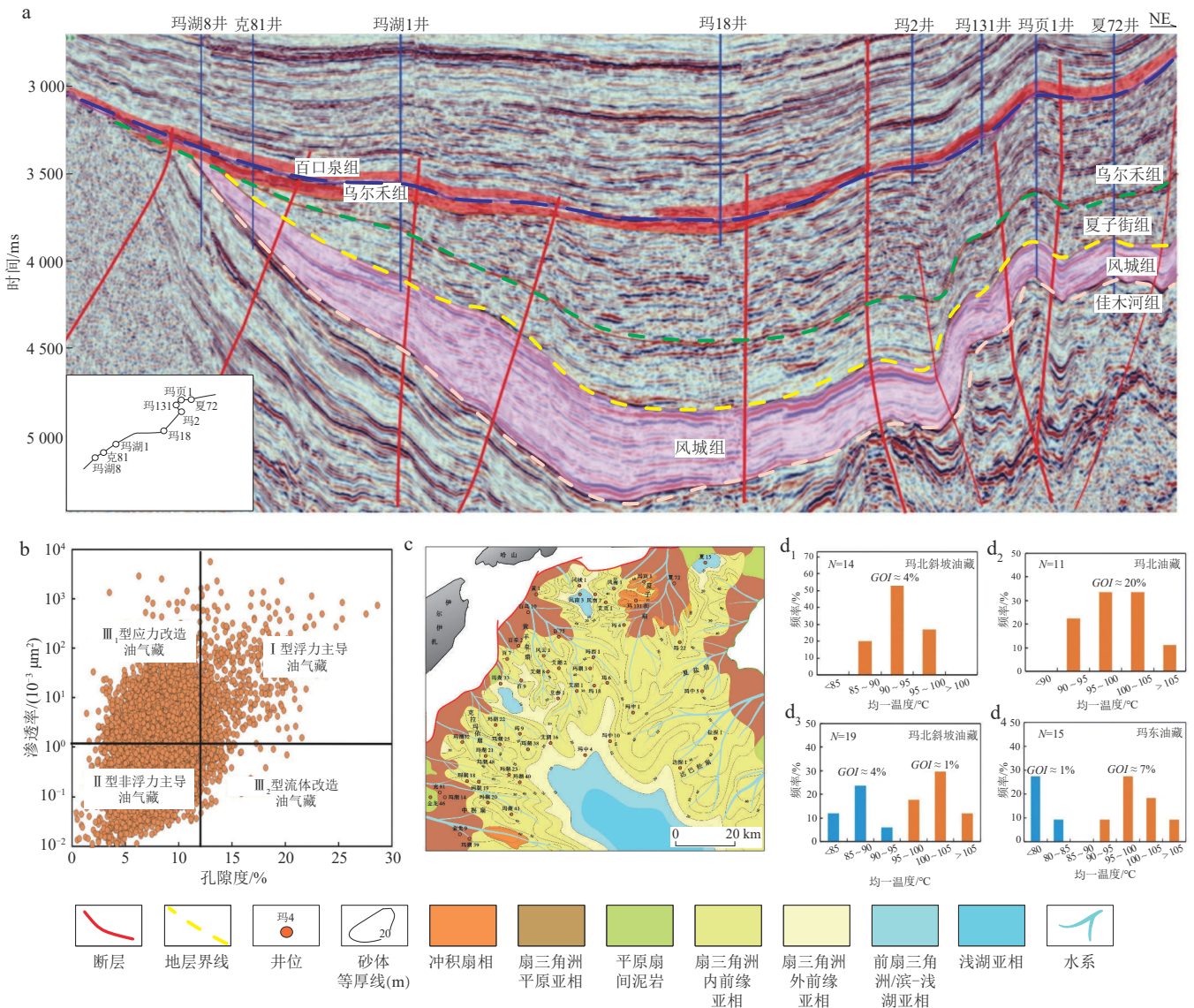


图5 准噶尔盆地风城组全油气系统多动力、多岩相和多次成藏特征

Fig. 5 Hydrocarbon accumulation characterized by multiple driving forces, multiple lithofacies, and multiple stages within the WPS of the Fengcheng Formation, Junggar Basin

a. 玛湖凹陷风城组常规和非常规油气藏有序分布剖面,红色区域代表源上10亿吨级砂砾岩大油区,紫色区域代表源内10亿吨常-非共生大油区;
b. 百口泉组油气藏孔-渗关系及成藏动力识别图版;c. 玛湖凹陷三叠系百口泉组一段沉积相平面分布(据文献[33]修改);d₁—d₄. 准噶尔盆地百口泉组储层包裹体均一温度频率分布直方图,数据分别来自玛131井,玛006井,玛15井和达10井,GOI为含油包裹体颗粒指数,%

主导阶段,在高孔-高渗储层中形成常规油气藏;②储层压实致密化阶段,随着物性降低转变为非浮力主导的致密油气藏;③后期流体改造阶段,溶蚀作用形成孔洞型油气藏;④构造应力改造阶段,形成裂缝型油气藏(图7a)。这种多期次叠加改造的复杂成藏过程,使得传统单一成因判别方法难以准确识别油气藏类型及其形成机制。

本文应用上述方法,利用普光地区碳酸盐岩油气藏孔隙度(Φ)和渗透率(K)钻探数据,系统解析了油气成藏动力机制及成因类型,确定该区浮力成藏下限

对应的临界条件为 $\Phi = 5\%$, $K = 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,以此为依据划分3类4种动力和油气藏成因类型(图7b)。依据钻遇它们的样点数,计算出3类4种动力对油气成藏的贡献量及其随埋深的变化特征:第1种为浮力主导形成的常规油气藏,占比最高($R_1 = 36\%$);第2种为非浮力主导形成的致密油气藏, $R_{II} = 32\%$;第3种为流体改造主导形成的孔洞类油气藏, $R_{III} = 25\%$;第4种为构造应力改造主导形成的裂缝油气藏,占比最小($R_{IV} = 7\%$)(图7c)。前面3种($25\% \leq R_i \leq 50\%$)占比相近,均为油气成藏的主要动力。因此,普光地区

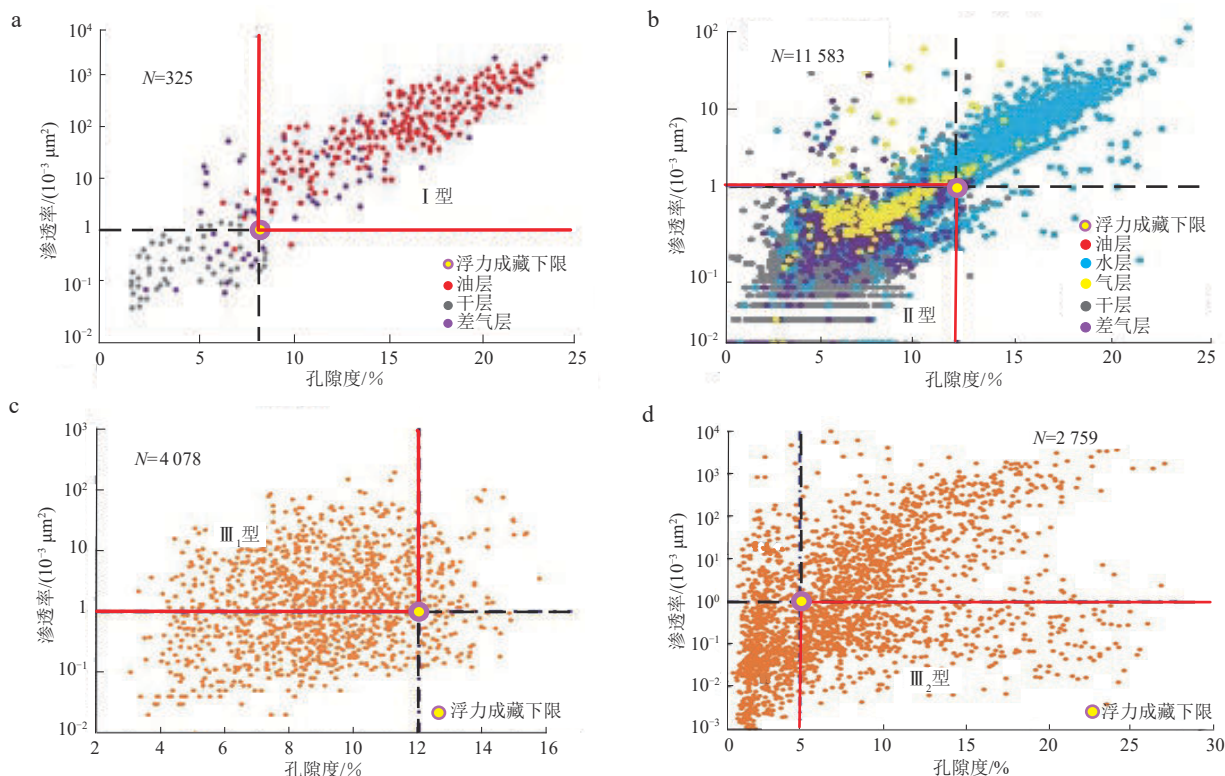


图6 依据浮力成藏下限对应临界条件(孔隙度和渗透率)判别全油气系统油气藏成因动力与类型实例

Fig. 6 Examples showing the identification of hydrocarbon accumulation dynamics and hydrocarbon reservoir types based on the critical conditions (i. e. , porosity and permeability) corresponding to the BHAD

a. 塔里木盆地库车坳陷碎屑岩高孔-高渗常规油气藏(I型)(据文献[34]修改);b. 鄂尔多斯盆地上古生界碎屑岩低孔-低渗致密类(II型)油气藏(据文献[34]修改);c. 准噶尔盆地百口泉组碎屑岩低孔-高渗应力改造类(III₁型)裂缝油气藏;d. 四川盆地普光碳酸盐岩高孔-低渗流体改造类(III₂型)孔洞油气藏

(黑色虚线为全油气系统油气藏成因动力类型判别边界;红色实线圈定的区域为油气藏成因动力对应类型分布区。)

深层碳酸盐岩油气藏被确认为浮力、非浮力和流体改造3种动力联合作用形成的复合油气藏。图7d显示了不同埋深下油气成藏动力及油气藏成因类型的差异性及其变化规律:随着埋深增大,浮力对油气聚集成藏的相对贡献量减小,非浮力相对贡献量增加,浮力主导转变为非浮力主导,对应的埋深临界条件介于4 250~6 000 m。埋深4 250 m以浅为浮力主导形成常规油气藏,埋深6 000 m以深为非浮力主导形成致密油气藏,而埋深4 250~6 000 m为多种动力联合作用形成的复合类油气藏。

庞雄奇等基于全油气系统理论对常规和非常规油气藏进行了统一成因分类^[35],将已发现和待发现的油气藏划分为3类6亚类15种。其中,浮力主导形成的常规类油气藏细分为背斜、断块、岩层、地层和复合等5种;非浮力主导形成的致密类油气藏细分为致密深盆、致密常规、致密复合、致密页岩和致密煤层等5种;外力主导形成的改造类油气藏细分为裂缝、孔洞、缝洞复合、微生物氧化和高温裂解等5种。

3 油气成藏最大埋深预测新方法、新技术

3.1 复杂地质条件下油气成藏最大埋深预测面临的挑战

全油气系统形成油气藏的最大埋深预测困难,其主要原因是油气成藏过程受到多因素复合作用的交互影响与协同制约,包含了地温梯度变化、储层岩性差异和孔隙结构特征等因素。此外,油气组分不同、源岩有机母质类型、丰度和成熟度等差异也影响特定地质环境中的油气相态变化及其聚集成藏的最大埋深。准噶尔盆地西部坳陷北浅南深的特征,决定了“北油南气”的分布格局,导致风城组全油气系统油气成藏富集规律与最大埋深研究面临现实困难:①风城组自浅而深形成了常规油气—致密油气—页岩油气,它们之间转变的临界条件并不清楚,各类油气藏最大埋深预测存在困难;②风城组页岩油成藏的最大埋深和页岩气成藏的最大埋深及

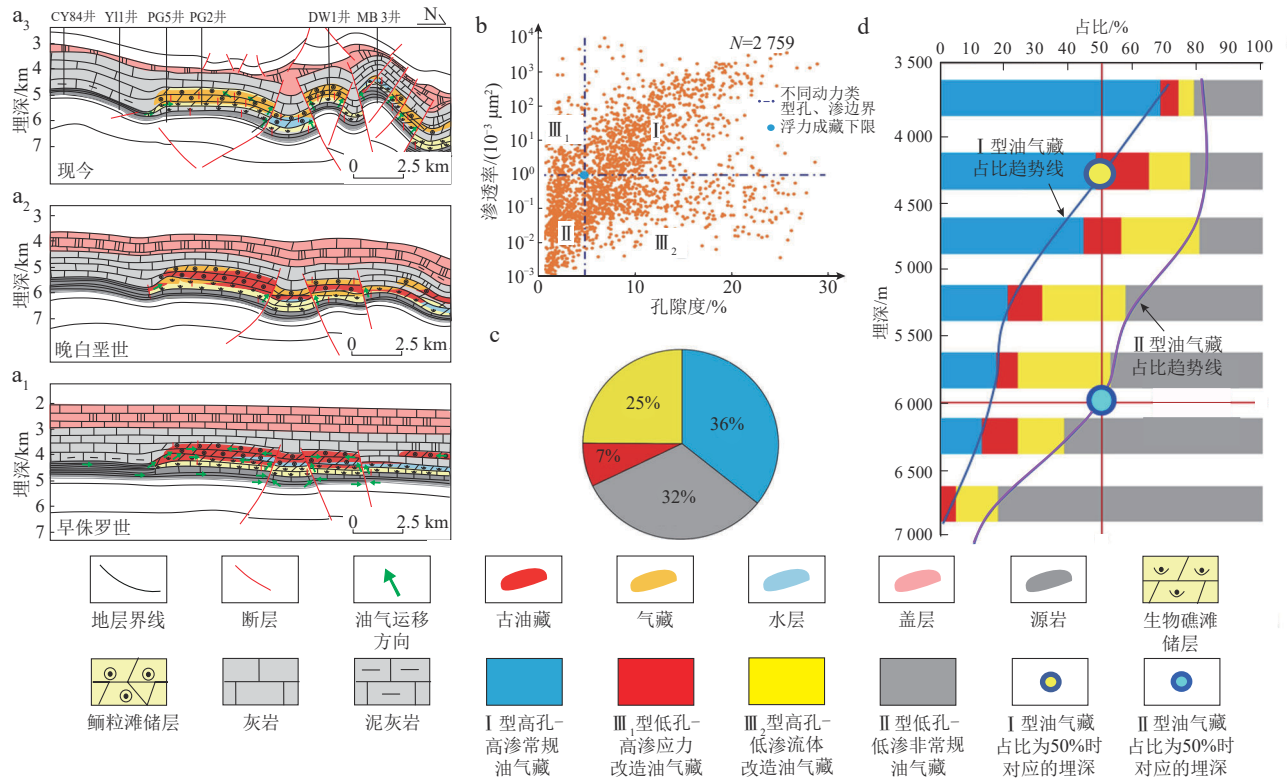


图7 四川盆地普光地区油气成藏动力判别与油气成藏类型预测图版

Fig. 7 Diagrams showing the identification of hydrocarbon accumulation dynamics and the prediction of hydrocarbon reservoir types in the Puguang area, Sichuan Basin

a₁—a₃. 碳酸盐岩油气藏形成演化地质模式,分别为早期浮力主导阶段、储层压实致密化阶段、后期流体改造及构造应力改造阶段;b. 碳酸盐岩油气藏储层孔隙度-渗透率关系;c. 4种油气成藏动力类型占比饼状图;d. 普光地区油气成藏动力与成因类型占比随埋深变化条形图

其相互转换机制并不清楚,因此在深层和超深层优选钻探目标并确定油气相态特征存在地质风险。

3.2 油气成藏最大埋深预测与评价的新方法、新技术原理

为探究准噶尔盆地风城组深层和超深层油气成藏规律与最大埋深,提出了“全油气系统油气成藏富集规律与最大埋深预测评价新方法、新技术”,其基本原理是:基于动力场成藏模式,从理论上预测常规、致密和页岩3类油气资源富集领域与最大埋深;再依据浅层到深层的钻探结果开展统计模拟和趋势分析,预测目的层含油气性随埋深变化的规律,确定最有利油气富集高峰以及油气富集趋于结束时对应的成藏底限;然后将预测结果与动力场成藏模式预测结果进行比较(图8a)^[10]。

在具体实施过程中,可以通过多种方法进行开展:①依据钻探结果变化规律,确定油气成藏孔隙度下限,当储层孔隙度随埋深变化减小至油气成藏底限时,表明到达油气藏最大埋深(图8b);②统计探井钻遇不同流体的变化规律,当干层比率趋于达到100%时,指示油气成藏过程趋于结束(图8c);③依据测井束缚水饱和

度解释结果确定油气成藏孔隙度下限,随埋深不断增大,当储层束缚水饱和度达到100%时,表明油气成藏过程趋于结束;④依据钻遇油气层厚度占比随埋深增大的变化规律,当其包络线与纵坐标相交或占比等于0时,表明油气成藏过程趋于结束。当然,依据上列多种方法确定的油气成藏埋深下限值可能不完全一致,可以最终基于它们的最大值确定油气成藏最大埋深,而基于它们的平均值确定当前条件下油气资源的最大埋深。

3.3 实际应用与结果检验

准噶尔盆地二叠系全油气系统的主力烃源岩是风城组泥页岩,它也是系统内最主要的含油气目的层。根据2072口钻井、14110个储层段的气测异常[采用重烃与总烃含量比值(C₂/总烃)和轻烃与总烃含量比值(C₁/总烃)作为核心指标]、油产能及油层钻遇率等关键参数随埋深的变化特征,将整个埋深范围划分为以15~500m为间隔的多个连续区间,并分别对每个区间内的样点值进行平均处理,再将各井平均结果叠加,最后通过趋势分析确定油气成藏最大埋深。研究结果显示:液态石油富集高峰段对应埋深在4000~5000m,油

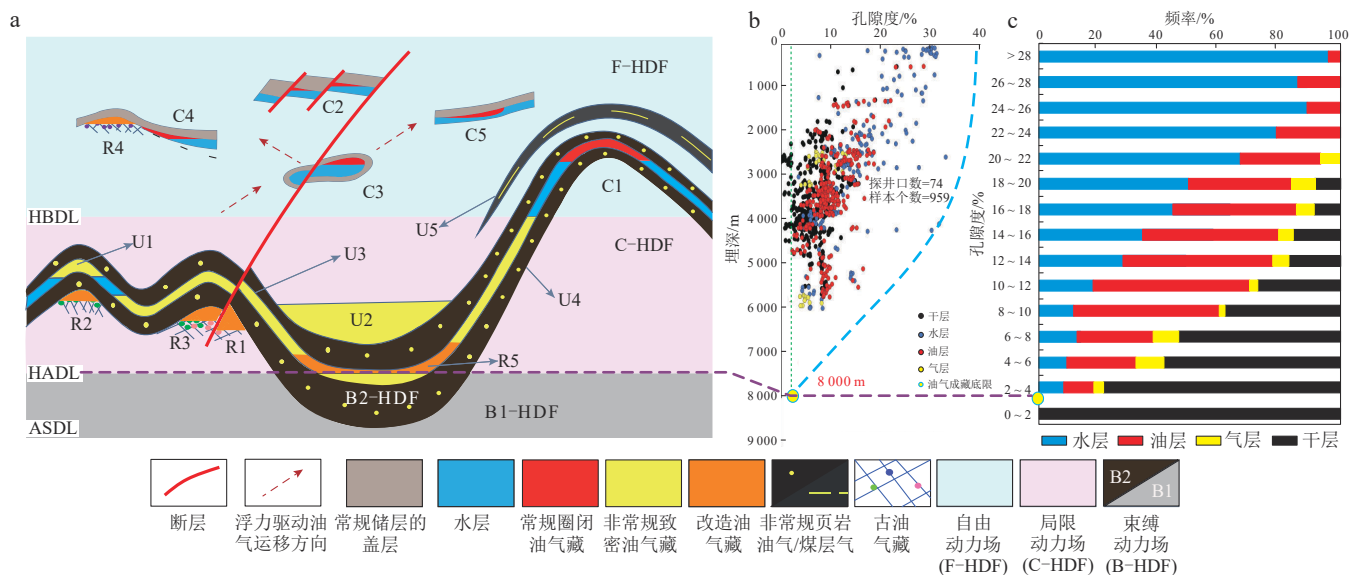


图8 全油气系统内油气动力边界和油气动力场联合控油气藏分布模式及油气藏最大埋深预测、评价方法原理

Fig. 8 Hydrocarbon reservoir distribution pattern under the joint control of hydrocarbon dynamic boundaries and hydrocarbon dynamic fields in the WPS, along with the method and principle for predicting and assessing the maximum burial depth of hydrocarbon reservoirs

a. 动力边界和动力场联合控油气藏分布模式(据文献[8]修改); b. 准噶尔盆地西北缘二叠系全油气系统油气钻探结果及其随埋深变化特征; c. 全油气系统油气钻探结果随孔隙度变化条形图

C1. 常规背斜油气藏; C2. 常规断块油气藏; C3. 常规岩性油气藏; C4. 常规地层油气藏; C5. 常规复合油气藏; U1. 致密常规油气藏; U2. 致密深盆油气藏; U3. 致密连续油气藏; U4. 致密页岩油气藏; U5. 致密煤层油气藏; R1. 裂缝改造油气藏; R2. 孔洞改造油气藏; R3. 裂缝孔洞复合改造油气藏; R4. 氧化改造稠油沥青藏; R5. 高温裂解改造干气藏; BHAD. 浮力成藏下限; HADL. 油气成藏下限; ASDL. 源岩供烃下限

藏最大埋深约 8 000 m(对应的 95% 置信埋深区间为 $8\,000\text{ m} \pm 100\text{ m}$)(图 9a); 根据同样的方法, 预测天然气富集高峰段对应埋深在 4 000 ~ 6 000 m, 气藏最大埋深对应的 95% 置信埋深区间为 $10\,000\text{ m} \pm 100\text{ m}$ (图 9b)。这里的最大埋深是在目前钻探结果的基础上获得的认识, 是一个较为保守的估值。事实上, 当未来持续钻探在更深部位发现油气后, 这种预测结果将会进一步改变, 变得更深。因此可以认为, 准噶尔盆地二叠系全油气系统中油藏和气藏的最大埋深分别超过 $8\,000\text{ m} \pm 100\text{ m}$ 和 $10\,000\text{ m} \pm 100\text{ m}$ 。

油气成藏最大埋深研究有助于深化含油气盆地成藏机理认识, 构建全新的超深层油气成藏体系, 从而更加深入地预测深层潜在的油气富集区域, 更加精准地预测油气资源最大埋深。除此之外, 还可以更加精准地估算某个地区的油气资源量, 为油气钻探目标优选明确埋深范围, 指导油气钻探并提高勘探成效。

4 全油气系统富油气模式研究新方法

4.1 复杂地质条件下油气富集成藏模式研究面临的挑战

基于全油气系统理论研究油气富集成藏规律遇到

诸多挑战, 其中最突出的是自浅而深, 油气富集成藏的储层类型不同、孔渗结构不同、动力机制不同。因此在现有研究中, 很少有人将全油气系统内常规和非常规油气藏以及深层和浅层油气藏的形成和富集规律放在一起研究。然而统计分析发现, 不同盆地、不同储层之中的油气富集特征(含油气饱和度等)在纵向上随埋深增大呈现出规律性变化: 即先增大后减小, 中间呈现出“大肚子”曲线分布^[36](图 10)。这种特征性变化究竟是一种普适性的内在规律, 还是一种随机性现象, 值得深入探究。在全油气系统演化中, 常规油气藏是油气在浮力主导作用下向上运移并在构造高部位形成的, 而非常规油气藏则是非浮力主导油气运聚富集的结果, 涉及到浮力之外的源岩层压实排烃作用、生烃膨胀作用、流体动力作用、毛细管压力差作用和分子扩散作用等等, 往往主控因素不明。揭示以上问题对建立全油气系统油气富集模式并指导油气钻探具有重大现实意义。

4.2 基于全油气系统理论研究油气富集规律的方法原理

针对以上问题, 本文提出了“全油气系统油气富集规律研究新方法、新技术”, 旨在厘清纵向上全油气系统富集油气的基本规律, 为钻探目标优选提供理论指导。首先, 根据油气钻探结果厘清油气藏钻遇率随

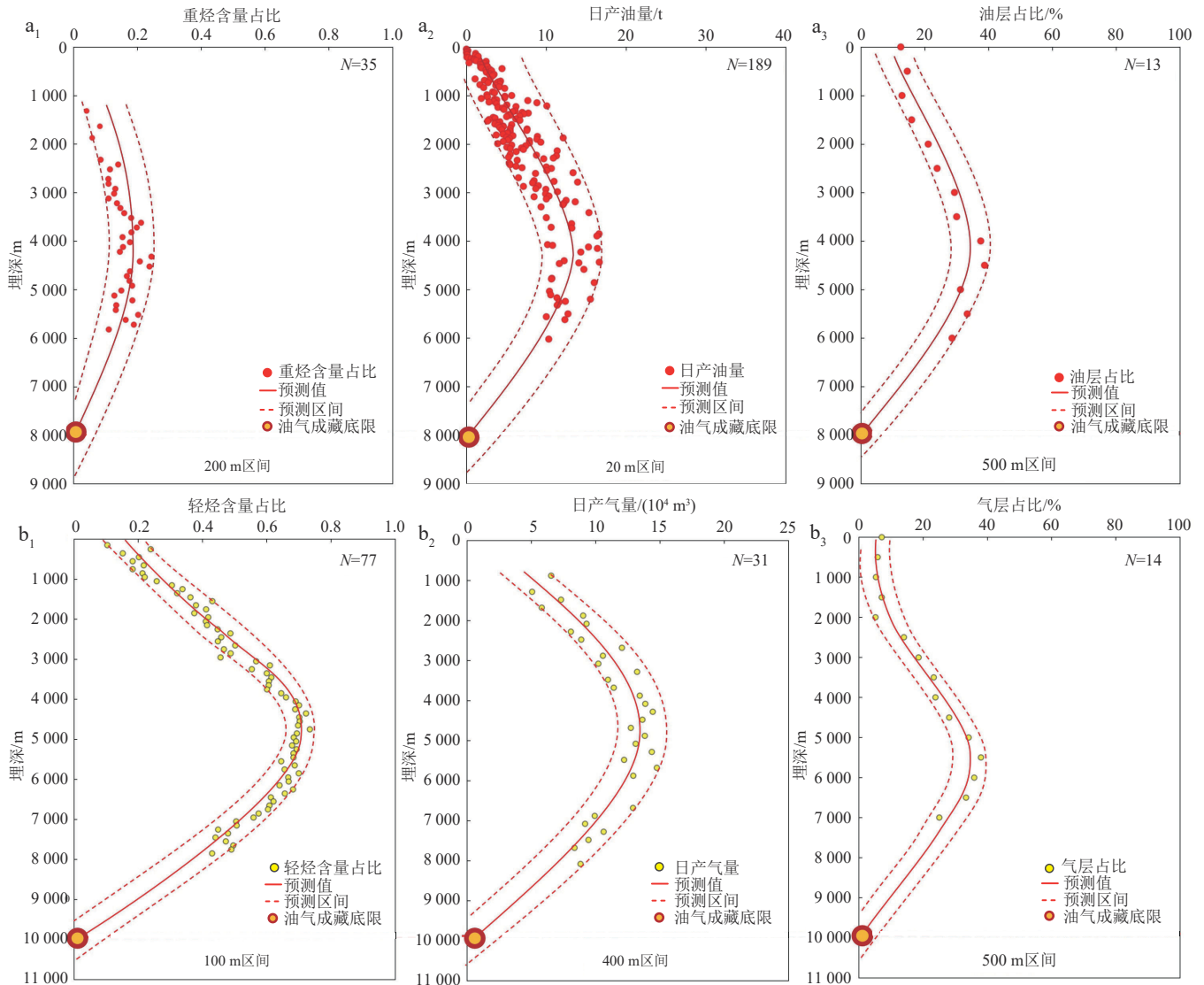


图9 准噶尔盆地二叠系全油气系统油气钻探结果随埋深变化特征与油气藏最大埋深预测、评价

Fig. 9 Exploratory drilling outcomes varying with the burial depth and the prediction and assessment of the maximum burial depth of hydrocarbon reservoirs in the Permian WPS, Junggar Basin

a_1 — a_3 , 分别为基于200, 20和500 m间隔均值化处理的重烃含量、日产油量及油层钻遇率随埋深变化特征; b_1 — b_3 , 分别为基于100, 400和500 m间隔均值化处理的轻烃含量、日产气量及气层钻遇率随埋深变化特征

埋深变化特征,揭示储层内、外毛细管力差对油气富集成藏的影响和控制作用,图11a为研究实例。图中干层与有效储层之间的分隔线(黑色)为储层内、外毛细管力比值的最小值,且随埋深的增大而增大;成藏区域右边为储层内、外毛细管力比值最大值包络线(绿色),随埋深先增大后减小,两者之间为有效毛细管力差,由此可确定油气富集成藏的主控因素为有效毛细管力差。

在以上认识的基础上,通过开展物理模拟实验,揭示出全油气系统内,源-储间有效毛细管力差对油气富集成藏的控制作用及其动力机制。研究发现,目的层砂粒粒径(D)和围岩砂粒粒径(d)之比(D/d)决定着油

气能否富集成藏及其饱和度大小(图11d₁—d₄)。大量的物理模拟实验结果表明:当储集体砂粒粒径和源岩体砂粒粒径比例(D/d)大于2时,源岩砂体内的油气才能向储集砂体内运移和聚集成藏;在相同条件下, D/d 比值越大,储集砂体内油气富集程度越高,反之亦然。在 D/d 比值大于2且保持不变的情况下, D 越大时源-储之间的毛细管力差越小,储集体内富集油气的饱和度越低; D 越小时源-储之间的毛细管力差越大,储集体内富集油气的饱和度越高^[37-41]。这从动力机制上解释了自然条件下有些粗粒砂体内含油气饱和度特别低,而有些细粒砂体内含油气饱和度特别高的“异常”现象。

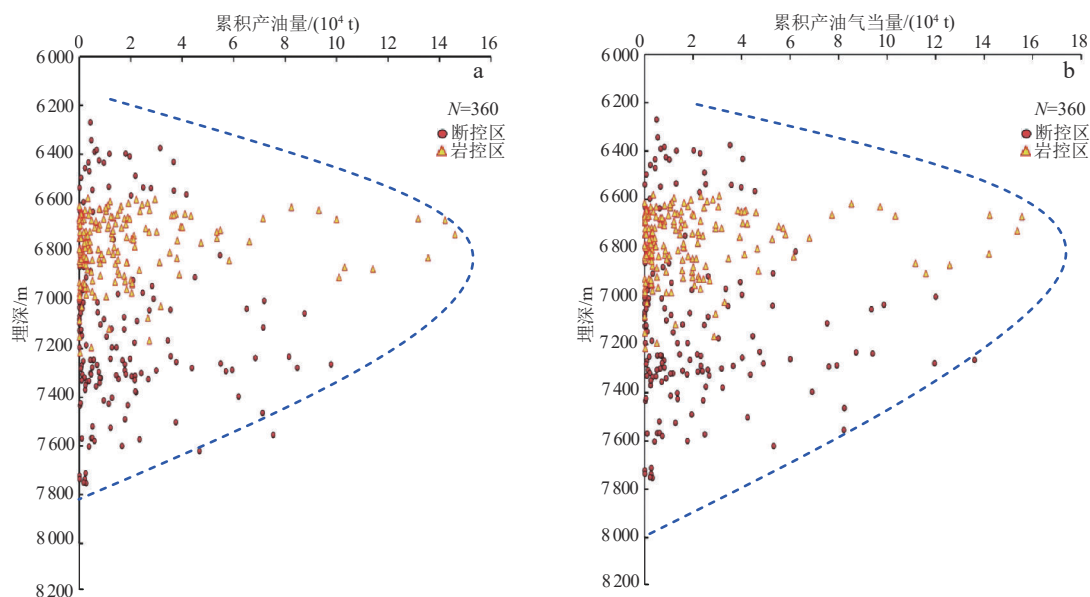


图10 塔里木盆地碳酸盐岩油气富集特征随埋深变化规律

Fig. 10 Hydrocarbon enrichment characteristics of carbonate rocks varying with the burial depth in the Tarim Basin

a. 累积产油量; b. 累积产气当量

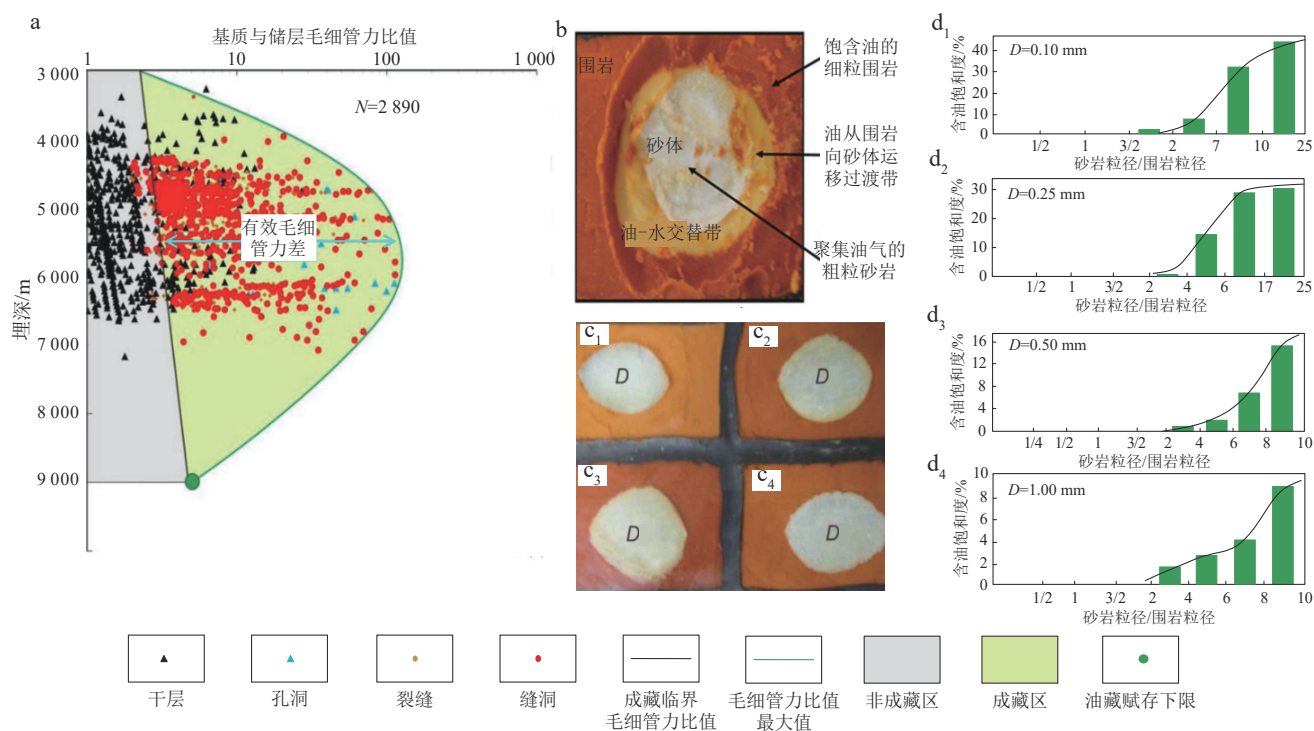


图11 全油气系统内源-储间有效毛细管压力差富集油气成藏的动力机制与物理模拟实验研究实例及其结果

Fig. 11 Dynamic mechanisms underlying hydrocarbon enrichment and accumulation under the control of the capillary pressure differences between source rocks and reservoirs within the WPS, as well as cases for physical simulation experiments along with results

a. 塔里木盆地碳酸盐岩富油气成藏钻探结果及其与源-储间毛细管压力差和埋深关系(据文献[32]修改); b. 实验条件下储集砂体与油源砂体(围岩)在有效毛细管压力差作用下发生油-水交替现象(据文献[5]修改); c₁—c₄. 不同粒径砂体置于相同粒径饱含油砂体之间开展有效毛细管压力差驱动油气运聚成藏物理模拟实验; d₁—d₄. 不同粒径储集砂体含油饱和度物理模拟实验结果, 储集砂体粒径(D)分别为0.10, 0.25, 0.50和1.00 mm柱状图(据文献[32]修改)

4.3 实际应用与结果检验

风城组是准噶尔盆地主力烃源岩发育层位,也是最重要的目的层,为准噶尔盆地近年来常规油气、致密油气和页岩油气勘探开发和增储上产的重点领域。对风城组的油气日产能与含油气饱和度进行统计分析,结果显示其油气分布规律(含油饱和度)在纵向上呈先增大、后减小的“大肚子”趋势(图12a),与塔里木盆地以及其他盆地油气勘探结果一致。风城组的碎屑岩储层由砂岩、粉砂岩和云质砂岩等组成,岩性多样且储层物性受颗粒特征等影响,此外风城组还发育泥岩、页岩等烃源岩。依据上述方法原理,开展了准噶尔盆地风城组碎屑岩源-储间毛管力差成藏动力机制研究,认识到细粒源岩层或围岩层和油气储集层之间存在差异压实作用,进而导致它们之间孔喉半径不同,并存在有效毛细管力差。有效毛细管力差越大,聚集油气量越多,否则反之(图12b,c)。有效毛细管力差在纵向上的分布特征使油气在储层内富集呈现出“大肚子”曲线,既出现成藏富集高峰段,也出现成藏底限,反映了全油气系统内源-储间有效毛细管力差是导致目的层内油气富集程度差异及其随埋深变化的基本动力。

结合前人研究实例以及准噶尔盆地风城组研究结

果,本文建立了全油气系统深埋演化过程中的油气富集成藏基本模式(图13)。研究发现,自浅而深,目的层富油气特征呈现出“大肚子曲线”变化的根本原因是全油气系统内“源岩生留排烃量变化特征、储层动力场变化特征、储层内外有效毛管力差变化特征”三要素的耦合作用。具体可以划分出3个阶段:①第一阶段主要处于埋深较浅的自由动力场,通常镜质体反射率 $R_o \leq 1.1\%$ 。源岩层排出烃量在浮力主导下运移并在圈闭中聚集成藏,虽然储层高孔-高渗,但因源-储之间有效毛细管力差较小,导致油气富集的饱和度较低,常规油气藏最大埋深受浮力成藏下限控制。②第二阶段主要处于自由场下部和局限场上部,通常 $1.1\% < R_o \leq 2.0\%$ 。源岩层排出的烃量在浮力、非浮力、应力和流体改造等多种动力联合主导下运移并在周边附近储层内聚集成藏,因源-储间或储层内外有效毛细管力差最大导致油气富集程度最高,油气产能或油气饱和度均达到最高值。③第三阶段主要处于局限动力场和束缚动力场,通常 $2.0\% < R_o \leq 4.0\%$ 。源岩层排出烃量在非浮力主导下发生短距离运移并在致密储层内形成广泛连续型油气藏,因源-储间有效毛细管力差随埋深增大不断减小,导致油气富集饱和度也不断减少,并逐渐趋于消失而进入油气成藏底限。在相同条件下,

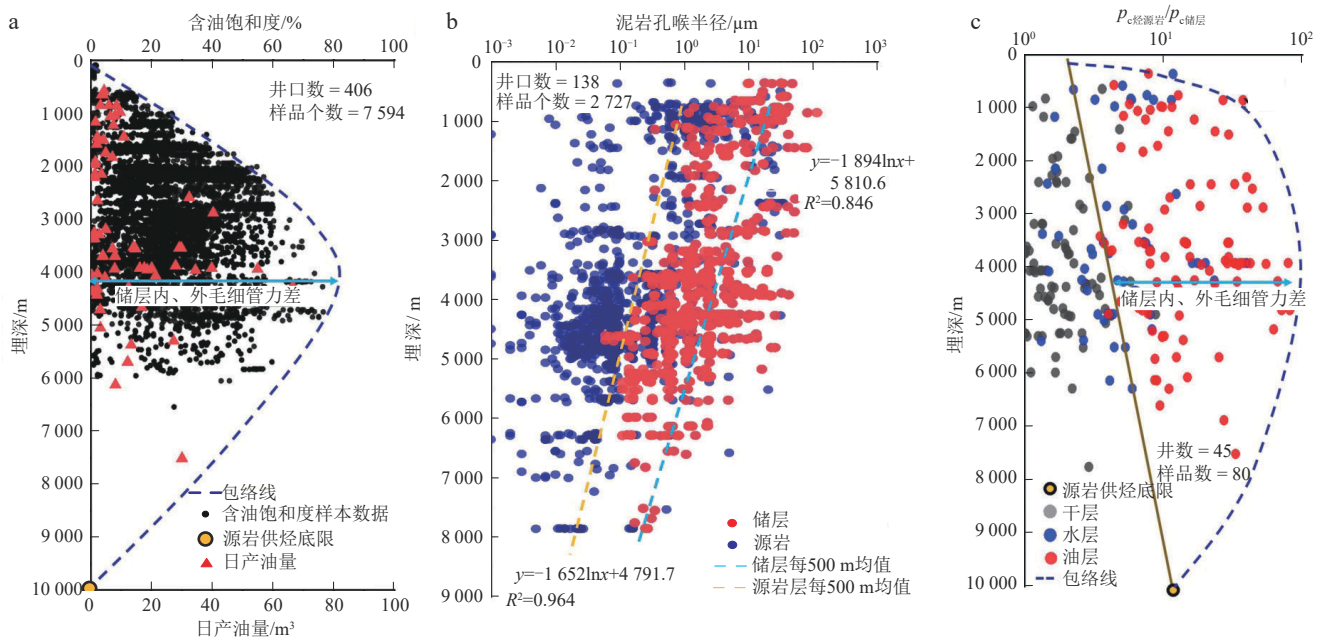


图12 准噶尔盆地风城组目的层含油气饱和度与源-储间孔喉半径和有效毛细管力差之间的关联性及其随埋深的变化规律

Fig. 12 Correlations of the hydrocarbon saturation of target layers with the pore throat radii of and effective capillary pressure difference between source rocks and reservoirs in the Fengcheng Formation, Junggar Basin, as well as variations of these parameters with the burial depth

a. 含油饱和度与日产油量随埋深增大呈“大肚子”曲线变化特征; b. 风城组源岩和储层最大孔喉半径随埋深变化特征及其差异性比较; c. 风城组储层内、外毛细管力差随埋深变化特征及有效毛细管力差对油气富集成藏的控制作用(p_c 为毛细管力)

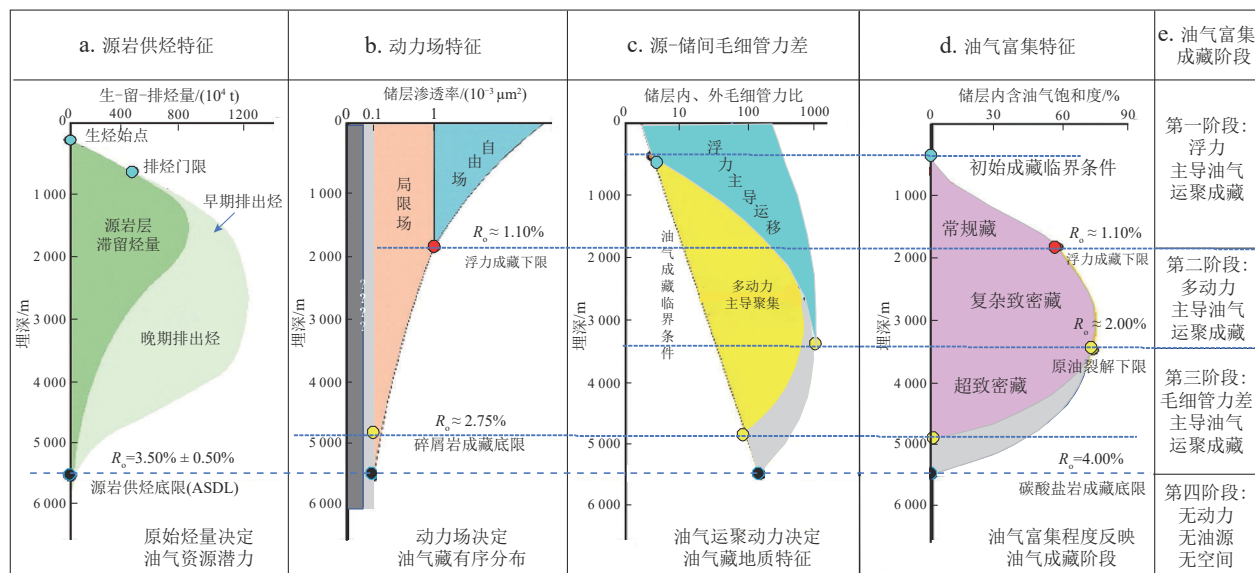


图13 全油气系统油气富集成藏基本模式示意图

Fig. 13 Schematic diagram showing the fundamental hydrocarbon accumulation model within a WPS

碳酸盐岩油气藏最大埋深大于白云质碎屑岩,白云质碎屑岩油气藏最大埋深又大于砂砾岩。碳酸盐岩油气成藏底限较砂岩油气成藏底限更深,但它们的最大埋深均不超过源岩层供烃底限或对应埋深处 $R_0 \leq 4.0\%$,晚期改造后再次聚集形成的油气藏应被排除在外。

5 结语

5.1 问题讨论

全油气系统理论和全油气系统定量评价方法体系的建立,为复杂地质条件下油气资源的预测评价和开发利用提供了新的理论和方法指导。然而,这些还仅是一个大框架,它们在实际应用中还会遇到更多问题和挑战,期待相关学科领域的专家和青年学者们更加深入地探索和解决,使其不断完善和向前发展。本文针对4个方面问题开展的探索研究是朝这方面努力的实例,所有的问题都会在越来越多学者的共同努力下不断得到解决。

5.2 主要结论

1) 通过统计分析和类比自由动力场与局限动力场已发现的常规油气藏和致密油气藏的孔隙度、渗透率、孔喉半径等参数的分布特征,可以确定浮力成藏下限对应的临界条件,实际应用获得的结果与经典方法和技术获得的结果吻合一致。

2) 依据浮力成藏下限对应的孔隙度和渗透率交汇图,可识别油气成藏基本动力:高孔-高渗对应浮力,低孔-低渗对应非浮力,低孔-高渗对应应力改造作用,高孔-低渗对应流体改造作用;再依各类储层钻遇率(R_i)可确定油气藏形成的主导动力($R_i \geq 50\%$)、联合主导动力($R_i = 25\% \sim 50\%$)和主要动力($R_i = 12\% \sim 25\%$)。

3) 依据中、浅层钻探获得的单井油气日产能、气测烃异常值以及油气层所占比例等指标随埋深变化特征资料建立定量模式,基于其变化趋势延伸到油气富集指标趋于消失时对应的临界条件预测油气藏最大埋深,能够解决因缺少深层和超深层探井资料面临的油气成藏底限预测困难。

4) 全油气系统内源-储间有效毛细管压力差决定储层富油气程度,随埋深演化过程可划分为3个阶段:早期($R_0 \leq 1.1\%$)有效毛细管压力差小,油气富集程度低;中期($1.1\% < R_0 \leq 2.0\%$)有效毛细管压力差大,油气富集程度最高;晚期($2.0\% < R_0 \leq 4.0\%$)有效毛细管压力差随埋深减小,油气富集程度不断降低并至油气成藏底限处趋于消失。

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] 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.
- [4] JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. Basic principles of the whole petroleum system [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(4): 780-794.
- [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, 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.
- [7] PANG Xiongqi. Introduction to quantitative evaluation of the whole petroleum system [M]. Singapore: Springer Nature Singapore, 2023: 1-48.
- [8] 庞雄奇, 贾承造, 郭秋麟, 等. 全油气系统理论用于常规和非常规油气资源评价的盆地模拟技术原理及应用[J]. *石油学报*, 2023, 44(9): 1417-1433.
- PANG Xiongqi, JIA Chengzao, GUO Qiulin, et al. Principle and application of basin modeling technology for evaluation of conventional and unconventional oil-gas resource based on whole petroleum system theory[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(9): 1417-1433.
- [9] 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.
- [10] PANG Xiongqi, HU Tao, LARTER S, et al. Hydrocarbon accumulation depth limit and implications for potential resources prediction[J]. *Gondwana Research*, 2022, 103: 389-400.
- [11] PANG Xiongqi, JIA Chengzao, ZHANG Kun, et al. The dead line for oil and gas and implication for fossil resource prediction [J]. *Earth System Science Data*, 2020, 12(1): 577-590.
- [12] 崔明明, 李进步, 李莹, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田西南部致密储层非均质性特征及对成藏的制约[J]. *地质学报*, 2024, 98(1): 214-230.
- CUI Mingming, LI Jinbu, LI Ying, et al. Heterogeneity characteristics and its constraints on accumulation of tight sandstone reservoirs in the southwestern Sulige gas field, Ordos basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2024, 98(1): 214-230.
- [13] 刘国勇, 张刘平, 金之钧. 深部流体活动对油气运移影响初探[J]. *石油实验地质*, 2005, 27(3): 269-275.
- LIU Guoyong, ZHANG Liuping, JIN Zhijun. Primary study on the effects of deep-sourced fluid's movement on hydrocarbon migration [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2005, 27(3): 269-275.
- [14] 庞雄奇, 姜振学, 黄捍东, 等. 叠复连续油气藏成因机制、发育模式及分布预测[J]. *石油学报*, 2014, 35(5): 795-828.
- PANG Xiongqi, JIANG Zhenxue, HUANG Handong, et al. Formation mechanisms, distribution models, and prediction of superimposed, continuous hydrocarbon reservoirs [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(5): 795-828.
- [15] 庞雄奇, 金之钧, 姜振学, 等. 深盆气成藏门限及其物理模拟实验[J]. *天然气地球科学*, 2003, 14(3): 157-166.
- PANG Xiongqi, JIN Zhijun, JIANG Zhenxue, et al. Critical condition for gas accumulation in the deep basin trap and physical modeling[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2003, 14(3): 157-166.
- [16] 庞雄奇, 汪文洋, 汪英勋, 等. 含油气盆地深层与中浅层油气成藏条件和特征差异性比较[J]. *石油学报*, 2015, 36(10): 1167-1187.
- PANG Xiongqi, WANG Wenyang, WANG Yingxun, et al. Comparison of otherness on hydrocarbon accumulation conditions and characteristics between deep and middle-shallow in petroliferous basins[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(10): 1167-1187.
- [17] 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.
- [18] 马中振. 深部致密砂岩油气藏形成的动力学机制与发育模式 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2008.
- MA Zhongzhen. Dynamic mechanism and development model of the formation of deep tight sandstone oil and gas reservoirs [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2008.
- [19] 郭迎春. 致密砂岩储层浮力作用下限的动力学机制研究及应用 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2013.
- GUO Yingchun. Study on the dynamic mechanism and application of the lower limit of buoyancy action in tight sandstone reservoirs [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2013.
- [20] 郑定业. 深层碳酸盐岩浮力成藏下限、主控因素及演化特征 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2022.
- ZHENG Dingye. Buoyancy-driven hydrocarbon accumulation depth, main controlling factors and evolutionary characteristics in deep carbonate reservoirs [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2022.
- [21] 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 mechanisms and development directions of the formation and distribution of deep and ultra-deep carbonate oil and gas reservoirs in China [J]. *Journal of Geomechanics*, 2020, 26(5): 673-695.
- [22] GUO Xusheng, HU Dongfeng, LI Yuping, et al. Theoretical progress and key technologies of onshore ultra-deep oil/gas exploration[J]. *Engineering*, 2019, 5(3): 458-470.
- [23] 李相方, 冯东, 张涛, 等. 毛细管力在非常规油气藏开发中的作用及应用[J]. *石油学报*, 2020, 41(12): 1719-1733.
- LI Xiangfang, FENG Dong, ZHANG Tao, et al. The role and its application of capillary force in the development of unconventional oil and gas reservoirs and its application[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(12): 1719-1733.
- [24] CHEN Xiaolong, LI Yiqiang, LIAO Guangzhi, et al.

- Experimental investigation on stable displacement mechanism and oil recovery enhancement of oxygen-reduced air assisted gravity drainage[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(4): 836–845.
- [25] 康德江, 姜丽娜, 张金友. 中国西部叠合盆地油气多期成藏模式及勘探有效性[J]. *沉积学报*, 2012, 30(1): 166–178.
KANG Dejiang, JIANG Lina, ZHANG Jinyou. The model of the multi-stage of oil-gas formation and exploration effectiveness in superimposed basins in western China[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2012, 30(1): 166–178.
- [26] 赵文智, 汪泽成, 李晓清, 等. 油气藏形成的三大要素[J]. *自然科学进展*, 2005, 15(3): 304–312.
ZHAO Wenzhi, WANG Zecheng, LI Xiaoqing, et al. Three key elements for the formation of oil and gas reservoirs[J]. *Progress in Natural Science*, 2005, 15(3): 304–312.
- [27] 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): 60–79.
- [28] 雷文智, 陈冬霞, 王永诗, 等. 渤海湾盆地济阳坳陷东部深层砂砾岩多类型油气藏成藏机理及模式[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(1): 113–129.
LEI Wenzhi, CHEN Dongxia, WANG Yongshi, et al. Accumulation mechanism and model of multi-type deep coarse-grained siliciclastic reservoirs in the eastern Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(1): 113–129.
- [29] 王永诗, 巩建强, 陈冬霞, 等. 渤海湾盆地东营凹陷盐家地区深层砂砾岩油气藏相态演化及成藏过程[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(5): 1159–1172.
WANG Yongshi, GONG Jianqiang, CHEN Dongxia, et al. Phase evolution and accumulation mode of hydrocarbons in deep coarse-grained clastic reservoirs in the Yanjia area, Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(5): 1159–1172.
- [30] 张宏国, 杨海风, 宿雯, 等. 源外层系油气运聚关键环节研究与评价方法——以渤海湾盆地渤中凹陷明化镇组下段为例[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(1): 281–292.
ZHANG Hongguo, YANG Haifeng, SU Wen, et al. Key stages in hydrocarbon migration and accumulation in layers outside source rocks and the evaluation methods related: A case study of the lower member of the Minghuazhen Formation, Bozhong Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(1): 281–292.
- [31] 周立宏, 陈长伟, 韩国猛, 等. 复杂断陷盆地深层煤岩气地质特征、有利成藏因素及发育模式——以渤海湾盆地大港探区为例[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(6): 1665–1677.
ZHOU Lihong, CHEN Changwei, HAN Guomeng, et al. Geological characteristics, favorable accumulation factors, and developmental models of deep coal-rock gas in complex fault-bounded basins: A case study of the Dagang exploration area in the Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(6): 1665–1677.
- [32] 史玉玲, 龙祖烈, 张向涛, 等. 珠江口盆地恩平凹陷恩平17洼油气动态成藏过程[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(5): 1279–1289.
- SHI Yuling, LONG Zulie, ZHANG Xiangtao, et al. Exploring the dynamic hydrocarbon accumulation process of the Enping 17 subsag in the Enping Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(5): 1279–1289.
- [33] 张磊, 魏小松, 唐勇, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷中部地区多层系油气成藏条件及勘探前景[J]. *石油学报*, 2024, 45(5): 771–786, 816.
ZHANG Lei, WEI Xiaosong, TANG Yong, et al. Multi-layer hydrocarbon accumulation conditions and exploration prospect in the central Mahu Sag, Junggar Basin[J]. *Acta Petroli Sinica*, 2024, 45(5): 771–786, 816.
- [34] 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.
- [35] PANG Xiongqi, SHAO Xinghe, LI Maowen, et al. Correlation and difference between conventional and unconventional reservoirs and their unified genetic classification[J]. *Gondwana Research*, 2021, 97: 73–100.
- [36] 庞礴, 董月霞, 陈迪, 等. 含油气盆地砂岩目的层油气富集主控因素与基本模式——以渤海湾盆地南堡凹陷新近系砂岩油气藏为例[J]. *石油学报*, 2019, 40(5): 519–531.
PANG Bo, DONG Yuexia, CHEN Di, et al. Main controlling factors and basic model for hydrocarbon enrichment in the sandstone target layer of petroliferous basin: A case study of Neogene sandstone reservoirs in Nanpu sag, Bohai Bay Basin[J]. *Acta Petroli Sinica*, 2019, 40(5): 519–531.
- [37] 汪文洋. 叠合盆地深层碳酸盐岩储层孔渗演化及油藏赋存下限[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.
WANG Wenyang. Evolution of porosity and permeability of deep carbonate reservoirs in superimposed basins and the lower limit of oil accumulation[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2020.
- [38] WANG Wenyang, PANG Xiongqi, CHEN Zhangxin, et al. Improved methods for determining effective sandstone reservoirs and evaluating hydrocarbon enrichment in petroliferous basins[J]. *Applied Energy*, 2020, 261: 114457.
- [39] JIANG Hang, PANG Xiongqi, JIANG Wenli, et al. Dynamics mechanism and quantitative evaluation of effective reservoirs in petroliferous basins[J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, 221: 111237.
- [40] 庞雄奇, 陈冬霞, 张俊, 等. 相一势—源复合控油气成藏机制物理模拟实验研究[J]. *古地理学报*, 2013, 15(5): 575–592.
PANG Xiongqi, CHEN Dongxia, ZHANG Jun, et al. Physical simulation experimental study on mechanism for hydrocarbon accumulation controlled by facies-potential-source coupling[J]. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 2013, 15(5): 575–592.
- [41] JIANG Hang, PANG Xiongqi, YU Rui, et al. Lower limit of hydrocarbon accumulation in the Kuqa Depression, Tarim Basin, NW China[J]. *Geological Journal*, 2017, 52(1): 141–153.

(编辑 张玉银)