

全油气系统油气成藏动力判别与贡献量评价

——以准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组为例

鲍李银^{1,2}, 庞雄奇^{1,2}, 邹亮³, 陈宏飞^{1,2,3}, 林昊^{1,2}, 张婷^{1,2}, 沈彬^{1,2}, 王凯⁴, 王睿⁵

[1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 2. 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; 3. 中国石油新疆油田分公司重油开发公司, 新疆克拉玛依 834000; 4. 中国石油新疆油田分公司准东采油厂, 新疆克拉玛依 834000; 5. 中国石油西部钻探工程有限公司地质研究院, 新疆克拉玛依 834000]

摘要:准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组全油气系统包含常规油气藏、致密油气藏和页岩油气藏,其形成与分布受多动力场耦合作用的控制。通过统计分析和地质剖析等手段,系统研究了风城组3类油气藏的动力边界和运移动力贡献差异。基于1 024块常规与非常规储层样品的物性测试、1 235组高压压汞实验和1 630块样品的热解分析开展研究,建立了孔隙度、渗透率和最大孔喉半径随埋深变化的定量关系模型,明确了浮力成藏下限(BHAD)、油气成藏底限(HADL)和源岩供烃底限(ASDL)的临界参数。BHAD对应埋深4 290.86 m(孔隙度8%,渗透率 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大孔喉半径0.800 μm),HADL对应埋深约8 000.00 m(孔隙度2%,最大孔喉半径0.025 μm),ASDL对应埋深约10 000.00 m。通过“四分法”定量评价浮力、非浮力(毛细管压力差)、构造应力和流体溶蚀作用的贡献量,明确了常规油气藏(BHAD之上)油气运移动力以浮力主导,主要分布在凹陷边缘的三角洲平原相中。非常规油气藏(BHAD之下)油气运移动力以毛细管压力差和生排烃动力为主,主要分布在斜坡过渡带和凹陷中心,以三角洲前缘和浅湖-半深湖亚相为主。通过建立孔隙度-渗透率-埋深定量模型与“四分法”动力贡献量评价,深化了全油气系统成藏动力学理论,为准噶尔盆地及类似区域的常规-非常规油气资源协同勘探与高效开发提供了科学支撑。

关键词:浮力成藏下限;油气成藏底限;源岩供烃底限;油气运移动力;全油气系统;风城组;玛湖凹陷;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Identification and contribution assessment of hydrocarbon accumulation dynamics in the whole petroleum system: A case study of the Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

BAO Liyin^{1,2}, PANG Xiongqi^{1,2}, ZOU Liang³, CHEN Hongfei^{1,2,3}, LIN Hao^{1,2}, ZHANG Ting^{1,2}, SHEN Bin^{1,2},
WANG Kai⁴, WANG Rui⁵

[1. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Heavy Oil Development Company, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China; 4. Zhundong Oil Production Plant, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China; 5. Geological Research Institute of Xibu Drilling Engineering Company Limited, CNPC, Karamay, Xinjiang 834000, China]

Abstract: The whole petroleum system in the Permian Fengcheng Formation of the Mahu Sag within the Junggar Basin comprises conventional, tight, and shale hydrocarbon reservoirs, whose formation and distribution are governed by the coupling effects of multiple dynamic fields. Using statistical and geological analyses, we systematically investigate the dynamic boundaries among the three reservoir types and the differences in the contributions of migration dynamics to these reservoirs. Based on data from physical property tests of 1024 conventional and unconventional reservoir samples, 1 235 high-pressure mercury injection (MICP) experiments, and pyrolysis of 1630 samples, we define the quantitative

收稿日期:2025-05-08;修回日期:2025-07-14。

第一作者简介:鲍李银(1998—),男,博士研究生,油气藏形成机制与分布规律。E-mail:995959069@qq.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:中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目(2021DJ0101)。

relationships of porosity, permeability, and maximum pore-throat radius with burial depth. Accordingly, the critical parameters are determined for the buoyancy-driven hydrocarbon accumulation depth (BHAD), hydrocarbon accumulation depth limit (HADL), and active source-rock depth limit (ASDL). The results indicate that the BHAD corresponds to a burial depth of 4 290.86 m (porosity: 8%, permeability: $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, pore-throat radius: $0.800 \mu\text{m}$). The HADL is approximately 8 000.00 m (porosity: 2%, pore-throat radius: $0.025 \mu\text{m}$), while the ASDL corresponds to a critical burial depth of approximately 10 000.00 m. Using the quadripartite method, we quantitatively assess the contributions of buoyancy, capillary pressure difference, tectonic stress, and fluid dissolution. The results reveal that the conventional hydrocarbon reservoirs (above the BHAD) are dominated by buoyancy-driven migration, primarily found in the deltaic plain facies along the margin of the Mahu Sag. In contrast, the hydrocarbon migration of unconventional reservoirs (below the BHAD) is controlled by capillary pressure difference, as well as hydrocarbon generation and expulsion dynamics. These reservoirs are principally distributed in the slope transition zone and the sag center, characterized by delta front and shallow to semi-deep lacustrine subfacies. By determining the quantitative relationships of porosity, permeability, and maximum pore-throat radius with burial depth and by assessing the dynamic contributions using the quadripartite method, this study serves to advance the theoretical framework of the hydrocarbon accumulation dynamics in the whole petroleum system, providing scientific support for the collaborative exploration and efficient exploitation of conventional and unconventional hydrocarbon resources in the Junggar Basin and comparable geological settings.

Key words: buoyancy-driven hydrocarbon accumulation depth (BHAD), hydrocarbon accumulation depth limit (HADL), active source-rock depth limit (ASDL), hydrocarbon migration dynamics, whole petroleum system, Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

引用格式: 鲍李银, 庞雄奇, 邹亮, 等. 全油气系统油气成藏动力判别与贡献量评价——以准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1267–1280. DOI: 10.11743/ogg20250416.

BAO Liyin, PANG Xiongqi, ZOU Liang, et al. Identification and contribution assessment of hydrocarbon accumulation dynamics in the whole petroleum system: A case study of the Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1267–1280. DOI: 10.11743/ogg20250416.

油气藏的成藏机制与分布研究是油气勘探与资源评价的核心内容之一。随着全球能源转型加速和常规油气资源的日益枯竭, 致密油气和页岩油气等非常规资源的勘探开发已成为保障能源安全的关键^[1–5]。近年来, 全油气系统理论在多动力场耦合和动态边界定量表征等方面取得显著进展, 为揭示复杂油气藏的成藏机制提供了新视角^[6–8]。准噶尔盆地玛湖凹陷风城组垂向序列分布特征与动力边界动态演化机制, 是当前国际油气地质研究的热点^[9–12]。然而, 常规油气藏、致密油气藏和页岩油气藏3类油气藏在多动力场交互作用下的边界判识、运移动力贡献量化及富集规律预测仍面临诸多科学问题与技术挑战, 亟需结合最新理论与技术手段开展系统性研究。前人围绕全油气系统的动力边界与成藏模式提出了重要理论框架, 庞雄奇等^[13–15]基于浮力成藏下限(BHAD)、油气成藏底限(HADL)与源岩供烃底限(ASDL)概念, 将油气成藏动力场划分为自由动力场、局限动力场和束缚动力场, 揭示了不同类型油气藏的分布规律。贾承造等^[16]进一

步提出“源–储协同控藏”理论, 强调源岩热演化、储层物性及构造活动对油气运聚的协同作用。但现有研究对3类油气藏动力边界的动态演化机制仍缺乏定量化表征, 尤其是BHAD与HADL的临界参数(孔隙度、渗透率和孔喉半径)如何随埋深、热演化及构造应力变化而动态调整, 尚未形成统一判别标准。此外, 多动力场耦合作用下的运移动力贡献量分配规律及其对油气富集的控制机制仍需进一步厘清。

针对上述问题, 本文以准噶尔盆地玛湖凹陷风城组为研究对象, 综合运用统计分析和地质剖析法, 系统开展常规油气藏、致密油气藏和页岩油气藏动力边界的判别与差异性分析。基于1 024块常规与非常规储层样品的孔隙度和渗透率(孔–渗)数据、1 235组高压压汞实验的实验结果以及47口井的1 630个样品的热解分析数据, 建立孔隙度、渗透率和最大孔喉半径随埋深变化的定量关系模型, 确定BHAD, HADL和ASDL的临界参数及对应埋深; 通过“四分法”评价浮力、非浮力(毛细管压力差)、构造应力及流体溶蚀作用对油气运

移的贡献量,阐明不同动力场的控藏机制。最终建立玛湖凹陷风城组 BHAD, HADL 和 ASDL 的定量判别标准以及对应埋深,明确了准噶尔盆地玛湖凹陷风城组常规油气藏、致密油气藏和页岩油气藏自上而下的序列分布特征,揭示了浮力与非浮力作用贡献量随埋深的动态变化规律及其与产能之间的关系。从而深化对全油气系统成藏动力学的理论认识,为准噶尔盆地及类似盆地的油气勘探部署提供科学依据。

1 区域地质概况

准噶尔盆地位于中国西北部,是一个典型的叠合型含油气盆地。玛湖凹陷作为盆地内重要的油气富集单元,构造格局受晚古生代—中生代的挤压与走滑作用的控制,形成北西向的复式断褶带(图 1)。经历了二叠纪裂陷期、三叠纪—侏罗纪拗陷期和白垩纪以来的挤压改造,并在沉积期的裂陷活动形成了厚层烃源岩,为油气运移提供了通道。风城组属于下二叠统,受

周缘山系的影响,形成了多物源供给的扇三角洲—湖泊沉积体系。根据岩性和沉积相带,可以划分出 3 类沉积体系:①西北缘的扇三角洲平原亚相主要由常规砂砾岩构成,储层物性较好;②斜坡带的扇三角洲前缘—浅湖亚相主要为致密白云质粉砂岩,储层物性较差;③凹陷中心的半深湖—深湖亚相则主要由泥岩和页岩组成,是页岩油富集的主要区域^[9,14]。

2 油气藏动力边界判别及有序分布特征

2.1 风城组浮力成藏下限(BHAD)

BHAD 是油气运移过程中驱动力发生根本性转变的临界条件,其本质为浮力与非浮力作用的力学平衡点^[17-18]。随着储层埋深增加,压实作用导致孔喉半径减小、毛细管阻力增强,油气运移动力逐渐由浮力主导(密度差驱动)转变为非浮力主导(毛细管压力差、有机质吸附和流体膨胀等联合作用)^[19-21]。BHAD 的判别需综合

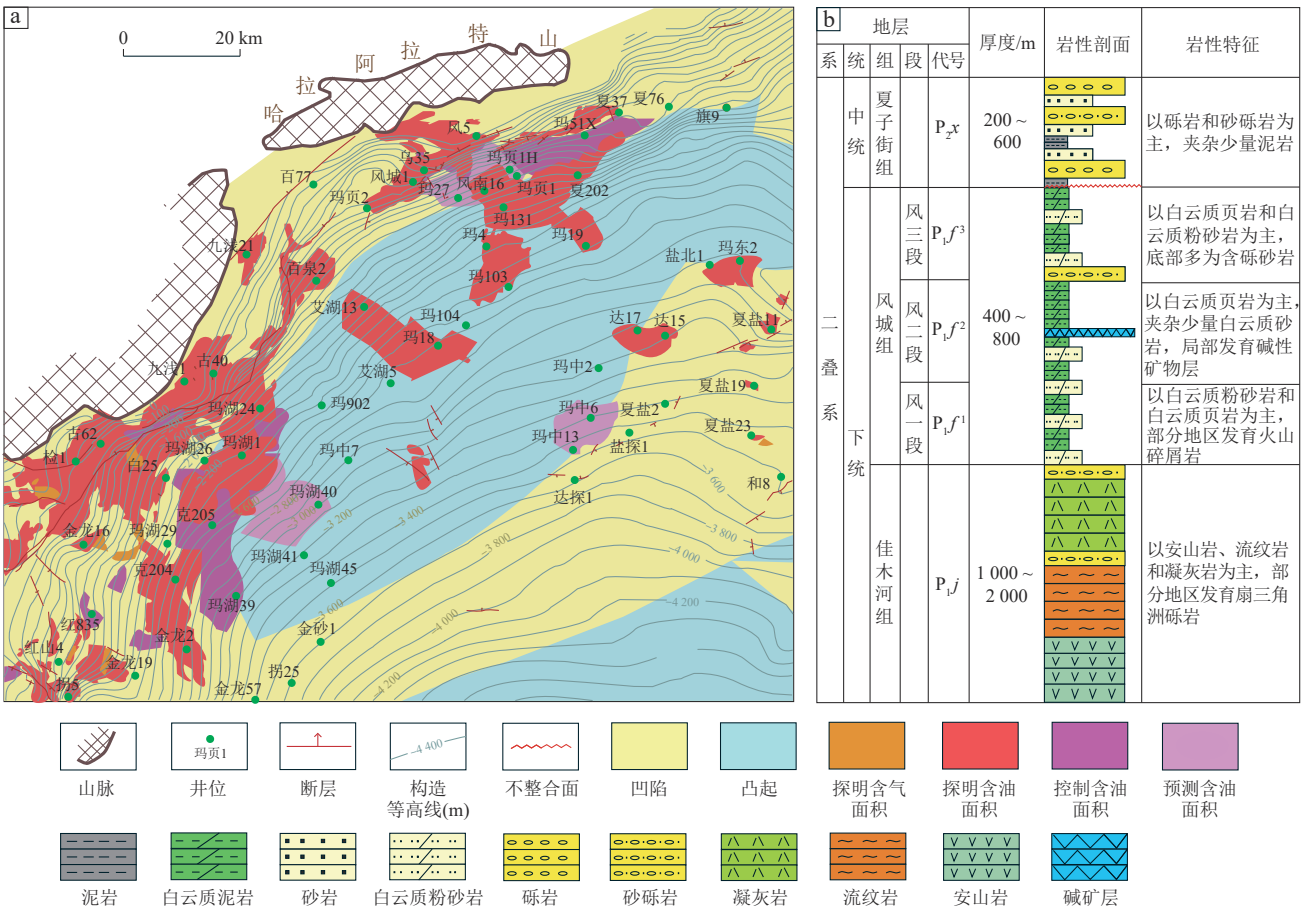


图1 准噶尔盆地玛湖凹陷综合地质概况

Fig. 1 Comprehensive geological overview of the Mahu Sag, Junggar Basin

a. 玛湖凹陷构造特征; b. 玛湖凹陷二叠系综合柱状图

统计分析法、地质剖析法和数值模拟法,其中统计分析法因操作直观、结果可靠而被广泛应用^[22]。万玲等^[23]提出的分布函数曲线法是统计分析法的重要实现手段,利用该方法对BHAD进行计算,其核心步骤分为3步:①数据采集与分组。获取常规与非常规储层样本(样本个数 $n > 30$),根据孔隙度、渗透率和孔喉半径等参数范围分组。②频率分布计算。分别统计2类储层在各物性区间的频率,构建频率分布曲线。③交点确定与临界值提取。将2类储层的频率曲线置于同一坐标系,其交点对应的物性参数即为BHAD的临界值。该临界值的物理意义体现为两方面的统一,在统计分界上标志着常规储层(高孔-高渗,浮力主导)与非常规储层(低孔-低渗,非浮力主导)的物性边界,在力平衡验证上反映了浮力与非浮力作用的动态平衡。该方法目前已在准噶尔盆地、塔里木盆地、渤海湾盆地、松辽盆地、鄂尔多斯盆地和四川盆地等6个盆地取得了显著成效^[20,24-25]。

玛湖凹陷西北缘常规储层孔隙度主要分布在8%~16%;渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \sim 1\,000.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,峰值在 $1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层占比超过65%;最大孔喉半径分布在 $0 \sim 80 \mu\text{m}$,峰值在 $1 \sim 5 \mu\text{m}$,最大孔喉半径大于 $1 \mu\text{m}$ 的储层占比超过65%。玛湖凹陷斜坡带致密储层孔隙度小于8%的储层占比超过50%;渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \sim 100.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,峰值在 $0.1 \times 10^{-3} \sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗透率介于 $0.01 \times 10^{-3} \sim 1.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层占比超过65%;最大孔喉半径为 $0.01 \sim 50.00 \mu\text{m}$,峰值在 $0.50 \sim 1.00 \mu\text{m}$,最大孔喉半径小于 $0.80 \mu\text{m}$ 的储层占比超过60%(图2)。研究区大量常规和非常规储层样品的孔-渗数据与高压压汞实验的最大孔喉半径数据交叉点显示,玛湖凹陷风城组的BHAD对应孔隙度临界值为8%,渗

透率临界值为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大孔喉半径临界值在 $0.8 \mu\text{m}$ 左右。

玛湖凹陷风城组测得物性和高压压汞数据样品的最大埋深出现在金沙1井中,为6 283.92 m,为进一步研究该深度之下的孔-渗及最大孔喉半径变化特征,将中探1井、湾探1井和莫深1井埋深6 500 m以深样品的数据添加进来作为参考。红色数据点为每千米数据的平均值,分别建立孔隙度、渗透率和最大孔喉半径随埋深变化的关系式(图3)。将研究区BHAD对应的临界孔隙度(8%)、临界渗透率($1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)和临界最大孔喉半径($0.8 \mu\text{m}$)值,分别带入孔隙度每千米平均值随埋深变化公式($y = -665.52x + 9\,183.90, R^2 = 0.9807$)、渗透率每千米平均值随埋深变化公式($y = -1\,160.01\ln x + 4\,102.7, R^2 = 0.9714$)和最大孔喉半径每千米平均值随埋深变化公式($y = -1\,209.01\ln x + 4\,642.6, R^2 = 0.9828$),得到各参数对应的BHAD埋深分别为3 859.74, 4 102.70和4 910.15 m。BHAD受构造带空间分异控制的岩性-物性特征影响显著。其中,玛湖凹陷西北缘扇三角洲平原亚相以高孔-高渗的粗粒砂砾岩为主,延缓孔喉缩减,毛细管阻力较小,浮力作用可维持至较大埋深而形成常规油气藏,BHAD最深;斜坡带扇三角洲前缘-浅湖亚相发育致密白云质粉砂岩,低孔-低渗且孔喉大小随埋深快速减小、毛细管阻力剧增,浮力作用受限而形成非浮力主导的致密油气藏,BHAD居中;凹陷中心半深湖-深湖亚相泥页岩,原生孔隙度极低,浮力作用几乎消失,BHAD最浅,因此本文采用平均值法综合构造带岩性影响确定该整体下限值。

2.2 风城组油气成藏底限(HADL)

HADL是指石油和天然气在地球上聚集的最大埋

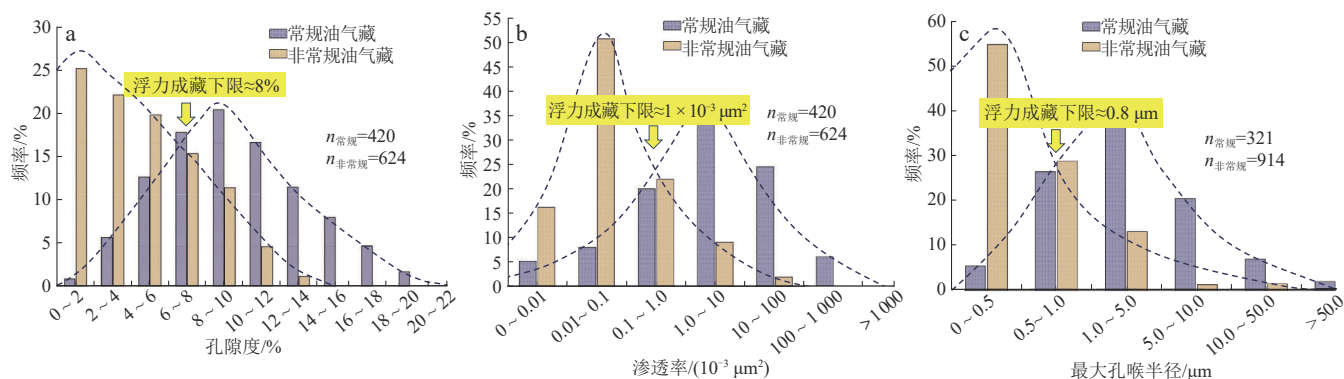


图2 玛湖凹陷风城组浮力成藏下限对应的孔隙度(a)、渗透率(b)和最大孔喉半径(c)频率分布直方图

Fig. 2 Frequency histograms illustrating the porosity (a), permeability (b), and maximum pore-throat radius (c) corresponding to the BHAD in the Fengcheng Formation, Mahu Sag
(n 为样本个数。)

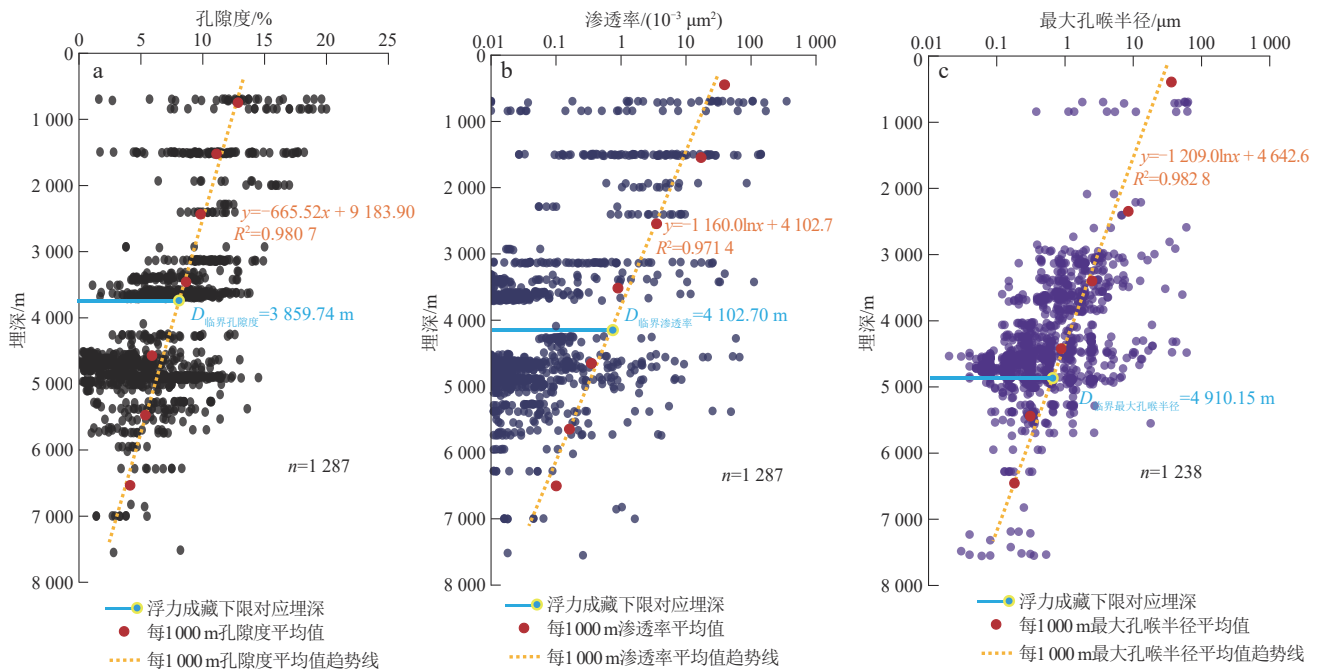


图3 玛湖凹陷风城组浮力成藏下限对应物性参数图版

Fig. 3 Cross plots of the physical property parameters with burial depth to determine the BHADs in the Fengcheng Formation, Mahu Sag

a. 孔隙度随埋深变化;b. 渗透率随埋深变化;c. 最大孔喉半径随埋深变化

(n为样本个数;D为埋深。)

深,超过该深度,油气就无法在含油气盆地中聚集形成商业油气藏^[14,26]。HADL是一个动态的边界,受到储层物性、岩矿组成和热演化程度等方面的影响。前人通过模拟含油性、干层比、含油饱和度、束缚水饱和度和可动烃比^[27]以及储层的基本性质(孔隙度、渗透率、孔喉半径和热演化程度等)之间的相关性,来确定HADL相对应的基本性质的临界值,再对这些基本属性随埋深垂直变化的趋势进行统计分析,明确HADL的埋深。由于研究区以产油为主,本文主要针对风城组油藏最大埋深进行研究,统计准噶尔盆地玛湖凹陷风城组258口钻井1993个样点的油产能、油层钻遇率和含油饱和度等随埋深的变化,对研究区油藏最大埋深进行预测。

根据Pang等人^[15]2021年给出的全球6大含油气盆地的HADL研究数据显示,HADL孔隙度为3%±1%,最大孔喉半径约为0.025 μm。由于研究区风城组岩性以白云质泥岩和白云质粉砂岩为主^[28],储层较为致密,因此以2%作为HADL孔隙度的临界值,以0.025 μm作为最大孔喉半径的临界值。根据孔隙度和最大孔喉半径均值随埋深变化的公式计算,HADL对应的埋深在8000 m左右(图4a)。对523个样点进行含油饱和度测试,显示随着埋深的增加整体呈现先增加、后减小的特征,在BHAD之下埋深4500 m左右达到最大值(图4b),峰值样品主要来自靠近玛湖凹陷中心的斜坡区。平均日产能数据来自137口井共计

184个数据点,日产能超过40 t的井主要分布在玛湖凹陷西北部以及北部的斜坡区。日产能数据中当前最深的井为金砂1井,压裂施工后,日产油量21.48 t,日产气量 $1.890 \times 10^4 \text{ m}^3$,试采4个月累产油量1277.19 t。埋深6500~7500 m的数据采用准噶尔盆地南部湾探1井和团探1井的试油资料进行补充对比。其中,试采井段为埋深6689~6706 m的团探1井试油结论为油-水同层,日产油量10.28 t,日产气量 $1.679 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产气当量逐渐开始超过日产油量。湾探1井试油段分为两段且均为气层,较浅的埋深7380~7442 m试采井段日产油量14.73 t,日产气量 $2.617 \times 10^4 \text{ m}^3$;较深的埋深7512~7540 m试采井段日产油量25.70 t,日产气量 $13.780 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图4c)。以上几口井的试油-试采数据表明了风城组在埋深6500 m以深随着埋深的增加,日产油量与日产气量的比例逐渐减小,油气开采主体逐渐由石油向天然气转变。当埋深大于6500 m时,地层温度大于180℃,引发原油热裂解生成轻烃。气相渗透率显著高于液相,且毛细管阻力对气态烃运移的制约减弱,导致气的产能占比随深度递增,这一相态转变是超深层油气藏以气为主的重要因素。以500 m为间隔,对研究区258口井的油层比例数据进行统计,随着埋深的增加,油层占比呈现先增大、后减小的特征,在BHAD附近油层占比有一个阶段性的提升,峰值在埋深5000 m左右,油层占比最高可达65%(图4d)。以

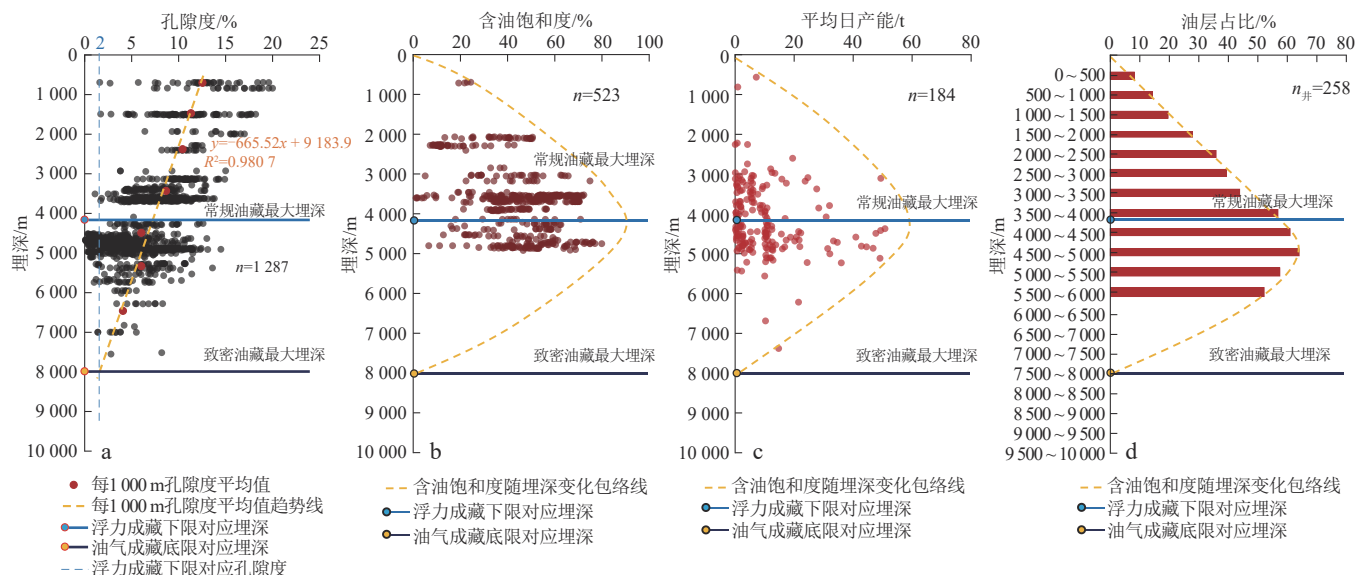


图4 玛湖凹陷风城组油气成藏底限确定图版

Fig. 4 Cross plots for determining the HADL of the Fengcheng Formation, Mahu Sag

a. 孔隙度随埋深变化; b. 含油饱和度随埋深变化; c. 平均日产能随埋深变化; d. 油层占比随埋深变化

(n为样本个数; $n_{井}$ 为井点个数。)

孔隙度 2%、最大孔喉半径 $0.025 \mu\text{m}$ 作为 HADL 临界值,结合以上含油饱和度、平均日产能以及油层占比数据明确了玛湖凹陷风城组石油富集高峰段为埋深 $3\,500 \sim 6\,000 \text{ m}$,油藏最大埋深约 $8\,000 \text{ m}$ 。HADL 的预测需要紧密结合钻探结果,当前油藏 HADL(埋深 $8\,000 \text{ m}$)是基于玛湖凹陷现有的钻、测井数据得来的,研究区气藏勘探开发数据尚不充分,因此未对气藏的 HADL 进行预测。若未来发现类似塔里木盆地超深层(埋深 $> 9\,500 \text{ m}$)的有效储层,则需要按照趋势分析法动态更新临界参数。

2.3 风城组源岩供烃底限(ASDL)

ASDL 是指烃源岩在埋藏演化过程中能够生成并排出烃类的最大埋深界限,超过此深度后烃源岩因热成熟度过高而失去生烃能力,成为非活跃烃源岩。ASDL 的确定对油气资源勘探具有重要指导意义,其核心在于通过地球化学与热演化参数综合表征烃源岩生烃潜力的耗竭状态。ASDL 的判定需综合多参数指标,主要包括:①有机质元素组成。烃源岩中 H/C 和 O/C 原子数比随埋深增加逐渐降低,当 H/C 原子数比小于 1.5 或趋近于 0 时,指示有机质已转化为石墨,生烃潜力耗尽。②残余烃含量指标。通过氯仿沥青“A”含量/TOC(总有机碳含量)和烃指数(S_1/TOC , S_1 为游离烃含量)的演化规律,确定烃类生成-排出峰值及衰竭点。③烃生成与排出潜力指数。利用生烃潜力指数 [$(S_1 + S_2)/\text{TOC}$, $S_1 + S_2$ 为生烃潜量, S_2 为热解烃含量] 特征,识别

生烃动力衰竭的临界埋深^[19]。通过选取 47 口井 1 630 个样品计算残余烃含量指标、32 口井 1 157 个样品计算生-排烃潜力指数,研究准噶尔盆地风城组 ASDL。结果显示 S_1/TOC 和 $(S_1 + S_2)/\text{TOC}$ 随埋深增加均呈现先增加、后减小的特征,峰值埋深在 $3\,500 \sim 5\,000 \text{ m}$,表明在该深度段达到烃类开始从源岩向储层运移的临界点。并且随着烃排出持续进行,生烃潜力指数逐渐降低,在埋深 $10\,000 \text{ m}$ 左右趋近于 0,说明达到 ASDL(图 5)。

2.4 常规和非常规油气藏有序分布特征

常规油气藏具有明显的圈闭边界、相对较高的孔隙度和渗透率以及有效的生、储、盖、运等条件^[26,29],多分布在 BHAD 之上,油气的运聚主要依赖浮力的推动^[18],是源-储分离型油气藏。致密油气藏通常孔隙度 $< 12\%$ 、渗透率 $< 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、最大孔喉半径 $< 1 \mu\text{m}$,没有明显的油-气-水边界,油气在源-储压差的推动下充注到储层中,主要位于局限动力场中,油气的富集主要受到封盖层、储集层、低势区和源岩层多功能要素组合的控制^[30-31],既可在通源断裂的输导下形成源-储分离型油气藏,也可紧临页岩油气藏形成源-储紧邻型油气藏^[14,32]。页岩油气藏通常孔隙度 $< 12\%$,渗透率 $< 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大孔喉半径 $\leq 0.1 \mu\text{m}$,其相带组合和岩性边界与致密油气藏有明显的差异。该类油藏内部包含已转化的烃类物质以及未转化的有机质,通常为 $\text{TOC} > 2\%$ 的泥页岩^[4],油气分布于束缚动力场中,受页岩有机质吸附和毛细管力束缚作用的影响而难以运移,

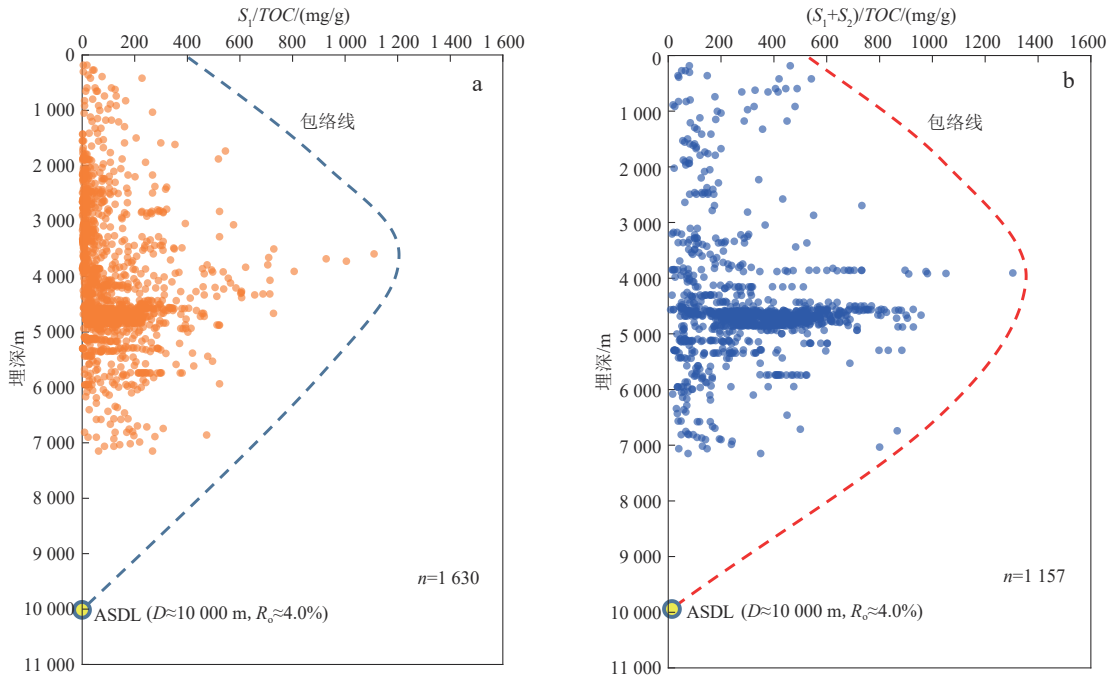


图5 玛湖凹陷风城组源岩供烃底限确定图版

Fig. 5 Cross plots for determining the ASDL of the Fengcheng Formation, Mahu Sag

a. S_1/TOC 随埋深变化; b. $(S_1 + S_2)/TOC$ 随埋深变化(ASDL为源岩供烃底限; D 为埋深; R_o 为镜质体反射率; n 为样本个数。)

是源-储一体型油气藏^[6]。

研究区3类油气藏在深度上由浅至深,依次发育源-储分离型常规油气藏、源-储紧邻型致密油气藏和源-储一体型页岩油气藏,其中常规油气藏主要位于玛湖凹陷西北缘,发育扇三角洲平原亚相,以砂砾岩为主,BHAD埋深约为4 300 m。致密油气藏多分布于西北缘与凹陷中心的过渡带,发育扇三角洲平原和浅湖亚相,以白云质粉砂岩为主,根据准噶尔盆地二叠系垂向上油层和气层的数据来看,油藏HADL埋深约为8 000 m,气藏HADL与ASDL埋深近似,在10 000 m附近。页岩油气藏主要分布在玛湖凹陷中心,发育半深湖-深湖亚相,以白云质泥岩为主(图6)。“序列成藏”的规律十分清晰,但对于油气成藏与分布的动力边界识别和预测缺少直观的、定量的判别标准,同时缺少对于不同动力的判别和贡献量的评价,需要在动力场成藏理论上结合研究区的钻探数据,应用统计模拟或趋势分析法来预测常规油气藏、致密油气藏和页岩油气藏的分布及其最大埋深。

3 油气运聚成藏动力评价及差异性分析

3.1 油气运移动力评价方法及影响因素

基于孔隙度与渗透率组合关系的“四分法”定量

评价油气运移动力,以BHAD对应的孔隙度($\Phi = 8\%$)与渗透率($K = 1 \times 10^{-3} \mu m^2$)为界限来进行划分,油气藏类型分类标准与主导机制如下:①浮力为主导作用(I类),发育高孔-高渗储层($\Phi \geq 8\%, K \geq 1 \times 10^{-3} \mu m^2$),油气在流体密度差驱动下运移,多分布于浅层自由动力场;②构造应力主导(II类),发育于低孔-高渗储层($\Phi < 8\%, K \geq 1 \times 10^{-3} \mu m^2$),反映断裂活动形成的微裂缝网络,构造应力诱导的压力梯度为运移主动力,主要发育在自由动力场和局限动力场中构造作用较为强烈的区域;③流体溶蚀作用主导(II₂类),发育于高孔-低渗储层($\Phi \geq 8\%, K < 1 \times 10^{-3} \mu m^2$),酸性流体溶解可溶矿物,形成次生孔隙系统,有效增加了孔隙度和最大孔喉半径,毛细管压力差是油气运移的主要驱动力,主要发育在自由动力场和局限动力场中不整合面附近溶蚀作用较为强烈的区域;④非浮力作用主导(III类),发育低孔-低渗储层($\Phi < 8\%, K < 1 \times 10^{-3} \mu m^2$),油气在源-储压力差的作用下运移,毛细管压力差是主要运移动力,发育在局限动力场和束缚动力场中。

在BHAD与HADL的理论框架下,结合前人研究揭示了埋深对油气运移动力贡献的动态调控机制:①随埋深增加,储层压实作用导致孔隙度、渗透率和最大孔喉半径显著降低(孔隙度从浅层22%降至深层2%),毛细管阻力随之增强,浮力作用因孔喉通道缩小

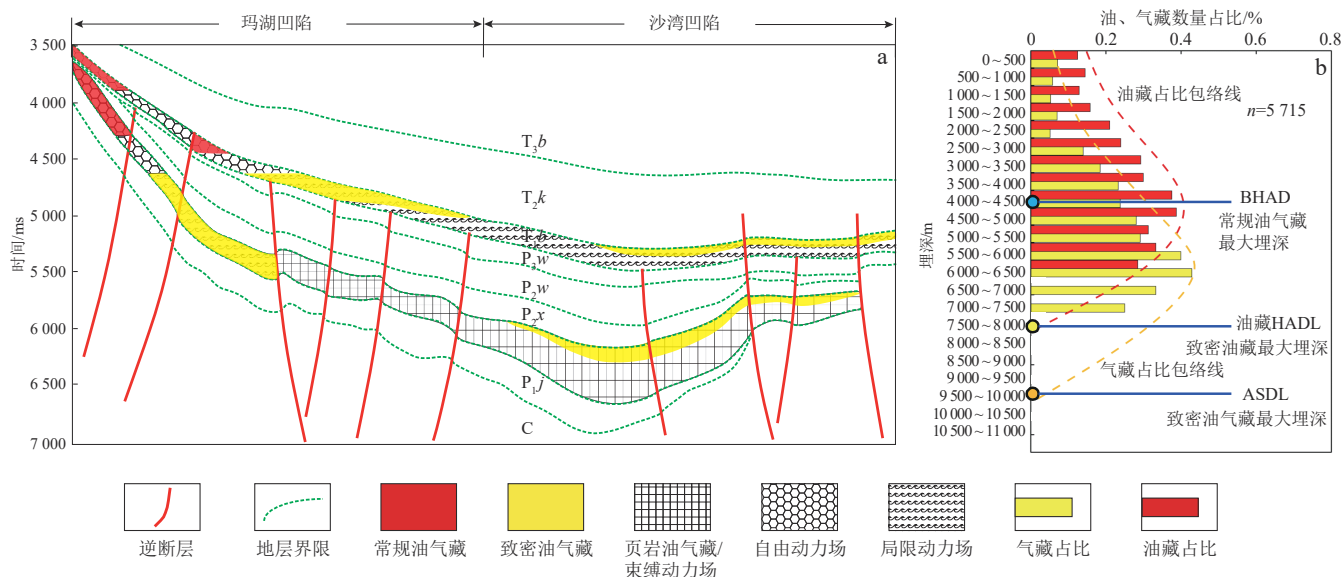


图6 玛湖凹陷二叠系全油气系统常规-非常规油气藏序列分布

Fig. 6 Distributions of conventional and unconventional hydrocarbon reservoirs in the Permian whole petroleum system of the Mahu Sag

a. 常规-非常规油气藏剖面示意图; b. 油、气藏数量占比条形图

(C为石炭系; P_{1j} 为佳木河组; P_{1f} 为风城组; P_{2x} 为夏子街组; P_{2w} 为下乌尔禾组; P_{3w} 为上乌尔禾组; T_{1b} 为百口泉组; T_{2k} 为克拉玛依组; T_{3b} 为白碱滩组; BHAD为浮力成藏下限; HADL为油气成藏底限; ASDL为源岩供烃底限; n 为样本个数。)

而逐渐消失,非浮力作用(毛细管压力差和生烃增压等)成为主导动力,在动力评价中主要通过Ⅰ类油气藏与Ⅲ类油气藏的占比进行识别。②构造应力场变化是控制深层高温、高压致密储层流体演化的关键地质作用。一方面,应力快速调整诱发孔隙压力瞬变,导致原油中溶解气脱溶,轻烃由溶解气转为游离气,显著降低了黏度、增加了体积与驱动能量,从而大幅提升原油流动性;另一方面,应力作用形成的微裂缝网络对烃类组分具有分子筛效应,优先驱动低黏度、小分子的轻质烃运移,而高黏度、大分子的重组分则易滞留。在动力评价中,该作用通过Ⅱ₁类油气藏占比识别,其贡献率随距断层距离的增大呈指数衰减。③流体溶蚀作用指有机酸及含CO₂热液等酸性流体溶蚀作用,流体溶蚀是改造深层致密储层孔隙结构、控制流体演化与分布的关键地质过程。该过程选择性溶蚀易溶矿物,显著增加孔隙度和最大孔喉半径,改善储集性能与流体连通性。溶蚀作用释放的离子可迁移至有利部位沉淀胶结,形成次生矿物封堵或局部胶结带,影响流体运移路径。更重要的是,溶蚀作用通过扩大孔喉、形成溶蚀孔洞网络,优先为低黏度轻质烃提供高效运移通道,同时促进重组分在溶蚀扩大空间内局部富集成藏。在应力相对稳定且溶蚀作用强烈的区域富集效应尤为显著。该作用通过Ⅱ₂类油气藏占比识别,其贡献率与不整合面距离及埋深密切相关^[33-35]。

3.2 常规油气运聚成藏动力与贡献量评价

以研究区BHAD对应的孔隙度和渗透率为临界值,据此对玛湖凹陷常规-非常规储层的油气运移动力进行定量评价。玛湖凹陷西北缘已探明油气藏统计共有259个样本点,在常规油气藏中,浮力(Ⅰ)、应力改造(Ⅱ₁)、流体改造(Ⅱ₂)和非浮力(Ⅲ)这4种驱动力的贡献率分别为57.5%、8.5%、21.3%和12.7%(图7)。表明了玛湖凹陷西北缘储层油气运移动力以浮力为主,同时非浮力以及流体改造作用也十分重要,应力改造作用则相对薄弱。为明确4种油气运移动力贡献随埋深的变化特征,本次研究以1000 m为间隔,对玛湖凹陷西北缘埋深0~4000 m的油气运移动力贡献量进行评价(图8),结果显示随着埋深的增加,浮力对油气运聚的贡献逐渐减小,从1000 m的93.1%减小到4000 m的50.3%,浮力一直作为主导动力存在。埋深4000 m以浅的浅层储层中,以浮力作用为主导的Ⅰ类常规油气藏占油气藏比例超50%。致密油气藏的比例随埋深的增加而增加。高孔-低渗的溶蚀孔洞型油气藏随埋深增加呈现逐步增加的特征,表明溶蚀作用随着埋深的增加逐步增强。低孔-高渗的裂缝型油气藏在埋深4000 m以浅基本不发育,最高占比不超过5%,表明研究区构造应力改造作用随埋深增加基本没有变化,并且对玛湖凹陷风城组油气运移动力贡献较小。

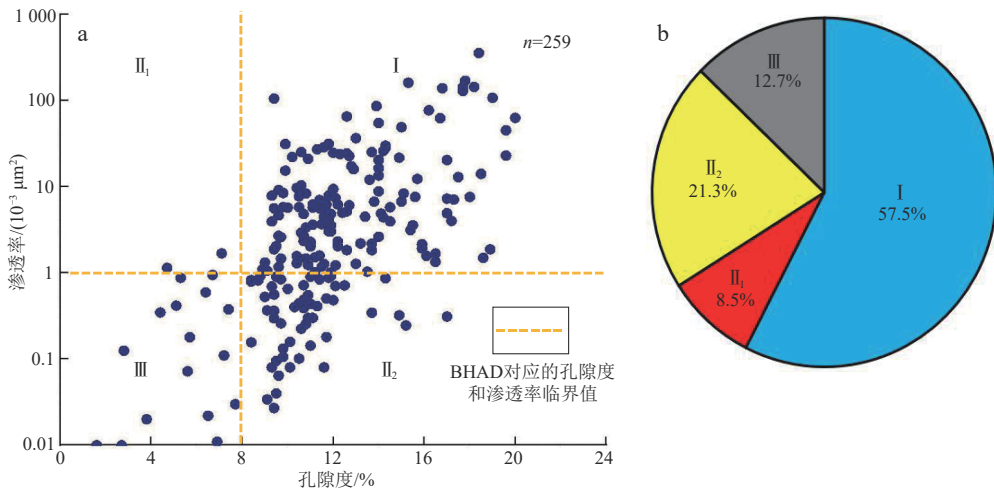


图7 玛湖凹陷风城组常规油气藏物性特征(a)与不同动力相对贡献量评价(b)

Fig. 7 Physical property characteristics (a) and assessment of the relative contributions of varying dynamics (b) for conventional hydrocarbon reservoirs in the Fengcheng Formation, Mahu Sag
(I 为浮力; II₁ 为应力改造; II₂ 为流体改造; III 为非浮力。)

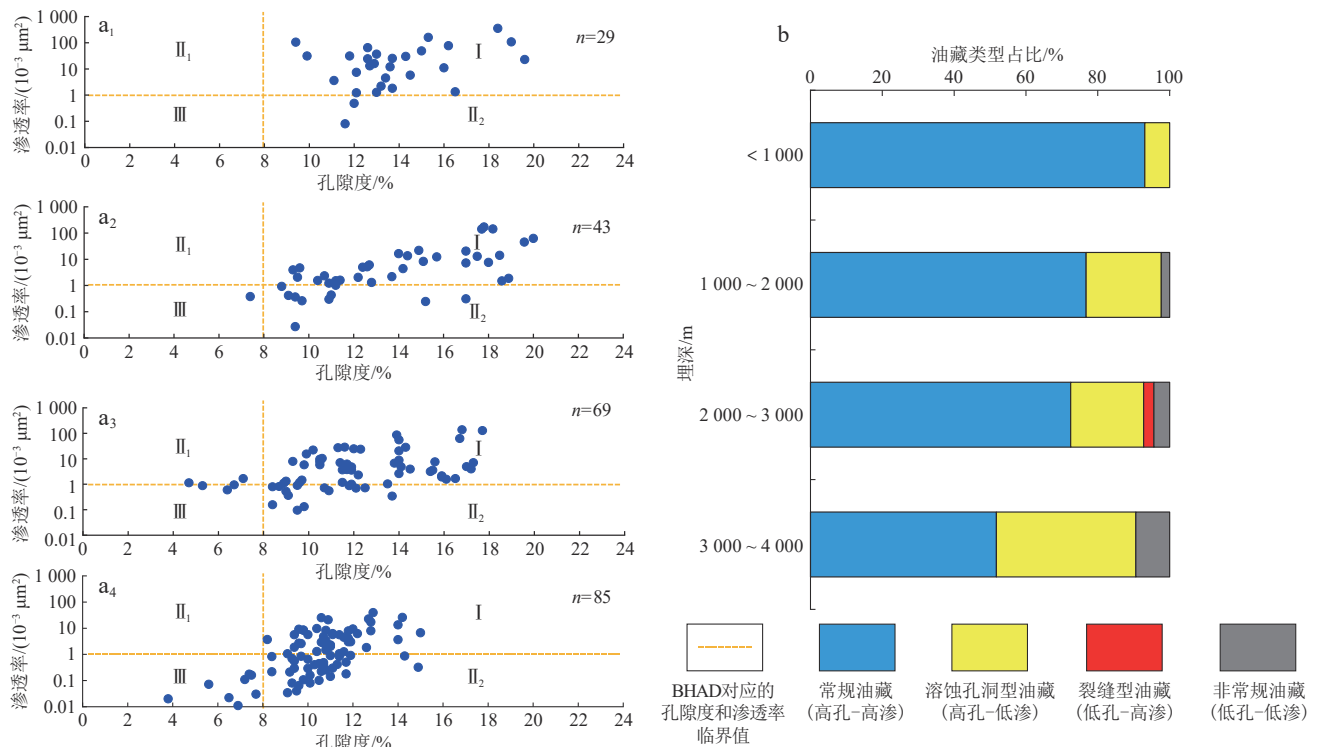


图8 玛湖凹陷风城组油气藏油气运移动力随埋深变化特征

Fig. 8 Variations in hydrocarbon migration dynamics with burial depth for hydrocarbon reservoirs in the Fengcheng Formation, Mahu Sag
a₁—a₄. 分别为埋深 ≤ 1 000, 1 000 ~ 2 000, 2 000 ~ 3 000 和 3 000 ~ 4 000 m 层段孔隙度-渗透率关系 (n 为样本个数); b. 不同埋深不同类型油藏占比条
形图 (BHAD 为浮力成藏下限; I 为浮力; II₁ 为应力改造孔隙度-渗透率关系; II₂ 为流体改造; III 为非浮力。)

3.3 非常规油气运聚成藏动力与贡献量评价

根据全油气系统动力场划分的原则,非常规油气藏可以根据其所在的动力场分为致密油气藏和页岩油气藏。致密油气藏主要分布于局限动力场中,随埋深的增加储层压实作用增强,毛细管力增大导致浮力不

再作为油气运移的主要动力。页岩油气藏主要分布在束缚动力场中,油气在页岩介质的吸附作用和毛细管力的束缚作用下难以运移^[36-37]。

结合前人对致密油气藏和页岩油气藏自封闭成藏临界条件的总结^[6,15]以及本文BHAD对应的临界孔隙度和最大孔喉半径数值,针对玛湖凹陷西部斜坡区埋

深4 000 m以深、最大孔喉半径小于 $1\ \mu\text{m}$ 的622块致密油气藏的高压压汞样本,采用“四分法”对其油气运移动力贡献量进行评价。结果显示致密油气藏中4种驱动力I, II₁, II₂和III的贡献率分别为9.9%, 2.9%, 11.0%和76.2%(图9),表明致密油气藏中油气运移动力以非浮力(毛细管压力差)为主导,其次为流体溶蚀改造作用以及浮力作用,构造应力对油气运移贡献极小。页岩油气藏主要分布在束缚动力场中,相对致密油气藏更加致密且富含大量有机质,贾承造等给出页岩油气藏自封闭成藏的临界渗透率 $< 0.1 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,

最大孔喉半径 $\leq 0.1\ \mu\text{m}$ ^[6]。油气在页岩介质吸附作用和毛细管力束缚作用下难以运移从而形成了“自封闭”成藏。其动力主要为分子间作用力,油气在生烃增压的作用下由源岩向周边物性相对较好的储层运移。针对研究区1 634块页岩油气藏白云质粉砂岩样品,采用“四分法”对其油气运移动力贡献量进行了评价,结果显示页岩油气藏中4种驱动力I, II₁, II₂和III的贡献率分别为0.8%, 1.8%, 7.9%和89.5%,表明页岩油气藏夹层油气运移动力以非浮力为主,渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 的样品占比超过80%,流体改造作

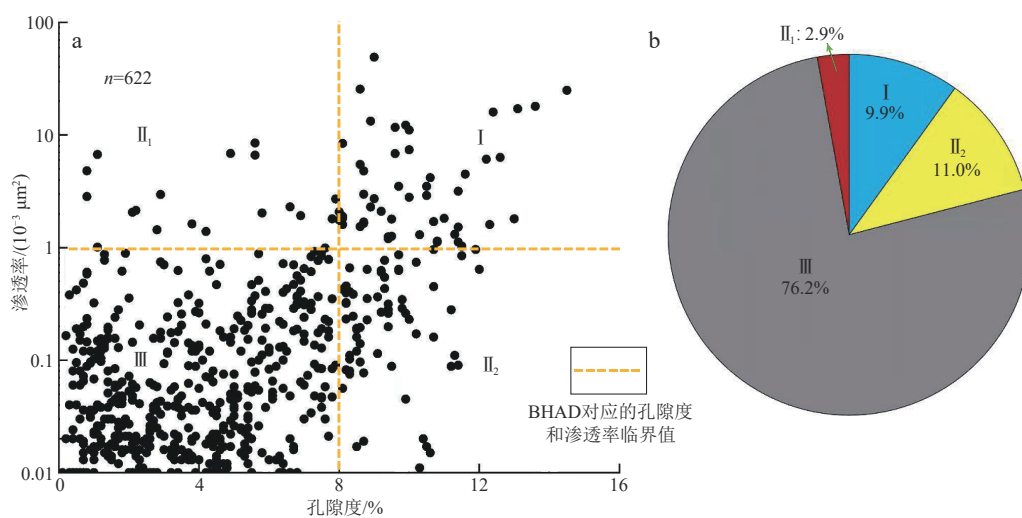


图9 玛湖凹陷风城组致密油气藏物性特征(a)与不同动力相对贡献量评价(b)

Fig. 9 Physical property characteristics (a) and assessment of the relative contributions of varying dynamics (b) for tight hydrocarbon reservoirs in the Fengcheng Formation, Mahu Sag
(n 为样本个数;BHAD为浮力成藏下限;I为浮力;II₁为应力改造;II₂为流体改造;III为非浮力。)

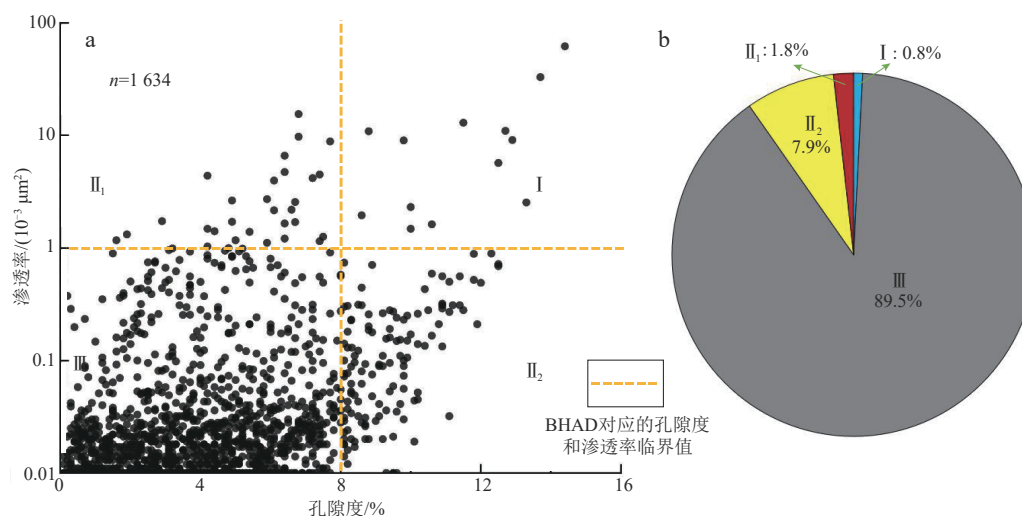


图10 玛湖凹陷风城组页岩油气藏物性特征(a)与不同动力相对贡献量评价(b)

Fig. 10 Physical property characteristics (a) and assessment of the relative contributions of varying dynamics (b) for shale hydrocarbon reservoirs in the Fengcheng Formation, Mahu Sag
(n 为样本个数;BHAD为浮力成藏下限;I为浮力;II₁为应力改造;II₂为流体改造;III为非浮力。)

用贡献较小,构造应力作用和浮力作用基本无贡献(图10)。

3.4 非常规油气运移动力与油气产能关系

为进一步明确毛细管压力差对非常规油气藏中油气的运移、富集的贡献,在已有的储层内、外势差法的基础上进行改良。前人通过测井解释和物性测试等方法获得孔隙度和渗透率的数据,通过建立公式拟合孔隙度和渗透率与最大孔喉半径的关系式来获得砂岩和泥岩的最大孔喉半径,并基于毛管束模型分别得到泥岩和砂岩的最大孔喉半径,再进行比对得到储层外/内毛细管力比率^[24,38-39]。但此方法存在较多的理论公式

推算,且在数据量较大的情况下相关性也难以得到保证,因此,利用高压压汞实验,直接测量了风城组各个深度段非储层(泥岩和白云质泥岩等)和储层(粉砂岩和白云质粉砂岩等)样品的最大孔喉半径,并以此代替前人研究中拟合得到的值进行计算。以每500 m为间隔,计算埋深0~7 000 m非储层的867块样品的最大孔喉半径平均值,并得到非储层最大孔喉半径随埋深增加的关系式, $y = -1\,856.0 \ln x + 2\,782.9$ (复相关系数 $R^2=0.993\,3$)(图11a)。以同样的方法计算获得砂岩储层的最大孔喉半径。再利用非储层与储层的毛细管压力比值(P ,无量纲)来表示界面势能的相对大小[公式(1)]。

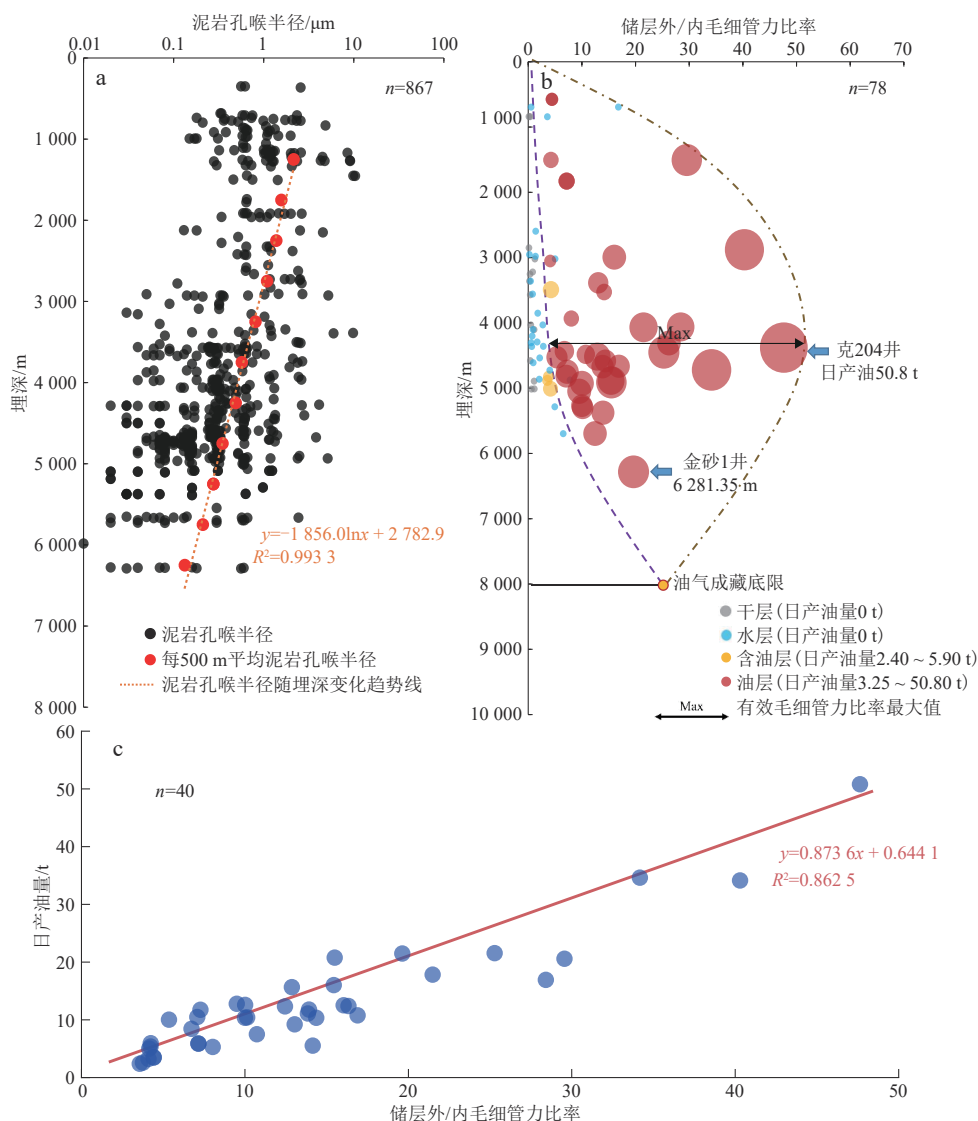


图11 玛湖凹陷风城组储层内、外毛细管力差与产能相关性

Fig. 11 The correlation between capillary pressure difference (inside vs. outside of reservoirs) and hydrocarbon production capacity of the Fengcheng Formation, Mahu Sag

a. 非储层最大孔喉半径随埋深变化关系;b. 储层外/内毛细管力比率随埋深变化关系及控产特征;c. 储层外/内毛细管力比率与日产量相关性
(n 为样本个数。)

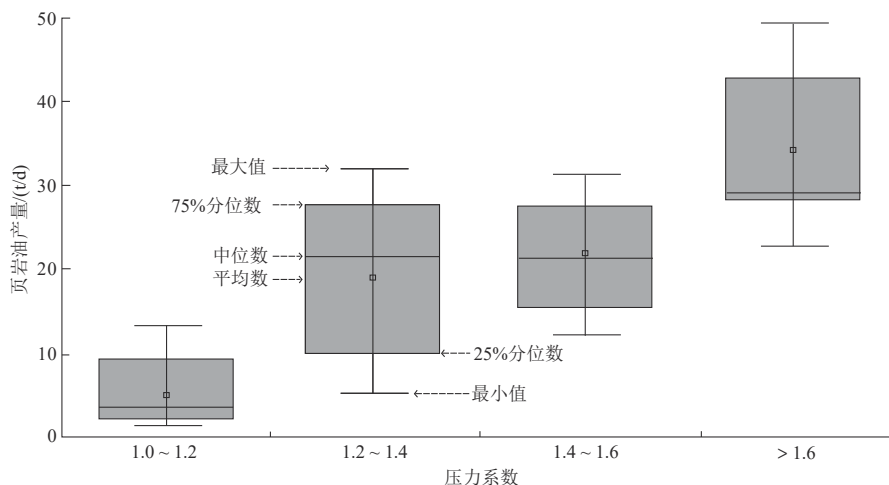


图12 玛湖凹陷风城组压力系数与页岩油直井产量关系箱形图

Fig. 12 Box plot showing the relationship between the pressure coefficient and vertical-well shale oil production in the Fengcheng Formation, Mahu Sag

$$P = \frac{\frac{2\sigma \cos \theta}{r_n}}{\frac{2\sigma \cos \theta}{r_s}} = \frac{r_s}{r_n} \quad (1)$$

式中: σ 为汞与空气的界面张力, mN/m; θ 为汞与岩石的润湿角, ($^{\circ}$); r_s 为储层最大孔喉半径, μm ; r_n 为非储层最大孔喉半径, μm 。

结合玛湖凹陷风城组 60 口井共计 78 个试油-试采成果数据得到储层外/内毛细管力比率(P)随埋深变化及控产特征图(图 11), 结果显示: ① 储层外/内毛细管力比率随着埋深的增加呈现先增大、后减小的特征, 在埋深 3 500 ~ 6 000 m 达到峰值, 结合含油饱和度和日产油量随埋深的变化特征, 表明玛湖凹陷风城组油气最富集的埋深在 3 500 ~ 6 000 m (图 11b); ② 储层外/内毛细管力比率越大, 日产油当量越大 ($y = 0.8736x + 0.6441$, $R^2 = 0.8625$), 表明储层内、外毛细管压力差在一定程度上影响油气的富集(图 11c)。

赵文智等提出在地层处于异常高压的状态下, 能够有较高的能量推动页岩油最大量流出^[39], 因此本文通过玛湖凹陷 23 口页岩油钻井的地层压力系数与试油-试采数据的关系来对页岩油流动性进行定量表征。结果显示玛湖凹陷中心风城组页岩油储层均为异常高压, 压力系数主要为 1.3 ~ 1.8, 且地层压力系数与日产能之间呈现良好的正相关性(图 12)。

4 结论

1) 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组全油气系统垂向分异受控于三大动力边界: 浮力成藏下限(BHAD, 埋

深 4 290.86 m, 孔隙度 8%, 渗透率 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最大孔喉半径 0.800 μm)、油藏底限(HADL, 埋深 8 000.00 m, 孔隙度 2%, 最大孔喉半径 0.025 μm)和源岩供烃底限(ASDL, 埋深 10 000.00 m, 生烃潜力指数趋近于 0)。BHAD 之上浮力主导常规油气运移(浅层贡献率 > 93%), BHAD 之下非浮力主导非常规油气藏。

2) 浮力贡献率随埋深增加呈指数衰减, 埋深在 4 000 m 时浮力贡献率小于 50.0%。致密储层中非浮力作用贡献率为 76.2%, 页岩油气藏中达 89.5%。常规油气藏集中于玛湖凹陷边缘扇三角洲平原亚相, 致密油气藏分布于玛湖凹陷斜坡过渡带, 页岩油气藏赋存于玛湖凹陷中心半深湖亚相, 形成了“浅常规-中致密-深页岩”的垂向序列。

3) 基于孔-渗与埋深关系模型与“四分法”动力贡献评价, 提出准噶尔盆地玛湖凹陷风城组“三动力边界”的定量判别标准(BHAD, HADL 和 ASDL), 明确了玛湖凹陷埋深 3 500 ~ 6 000 m 层段为油气富集优势段, 验证了多动力耦合控藏机制, 为常规-非常规资源协同勘探提供了理论依据与部署策略。

参 考 文 献

- [1] 贾承造, 王祖纲, 姜林, 等. 中国页岩油勘探开发研究进展与科学技术问题[J]. 世界石油工业, 2024, 31(4): 1-11, 13.
JIA Chengzao, WANG Zugang, JIANG Lin, et al. Progress and key scientific and technological problems of shale oil exploration and development in China[J]. World Petroleum Industry, 2024, 31(4): 1-11, 13.
- [2] 郭旭升, 马晓潇, 黎茂稳, 等. 陆相页岩油富集机理探讨[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1333-1349.
GUO Xusheng, MA Xiaoxiao, LI Maowen, et al. Mechanisms for

- lacustrine shale oil enrichment in Chinese sedimentary basins[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1333–1349.
- [3] 孙龙德, 王小军, 冯子辉, 等. 松辽盆地古龙页岩纳米孔缝形成机制与页岩油富集特征[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1350–1365.
- SUN Longde, WANG Xiaojun, FENG Zihui, et al. Formation mechanisms of nano-scale pores/fissures and shale oil enrichment characteristics for Gulong shale, Songliao Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1350–1365.
- [4] 赵文智, 胡素云, 侯连华, 等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(1): 1–10.
- ZHAO Wenzhi, HU Suyun, HOU Lianhua, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(1): 1–10.
- [5] 钱兴坤, 陆如泉, 罗良才, 等. 2023年国内外油气行业发展及2024年展望[J]. *国际石油经济*, 2024, 32(2): 1–13.
- QIAN Xingkun, LU Ruquan, LUO Liangcai, et al. Global oil and gas industry in 2023 and outlook for 2024 [J]. *International Petroleum Economics*, 2024, 32(2): 1–13.
- [6] 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.
- [7] 文龙, 张本健, 金值民, 等. 四川盆地陆相全油气系统成藏序列与勘探领域[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(5): 997–1007.
- WEN Long, ZHANG Benjian, JIN Zhimin, et al. Accumulation sequence and exploration domain of continental whole petroleum system in Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(5): 997–1007.
- [8] 李国欣, 贾承造, 赵群, 等. 煤岩气成藏机理与煤系全油气系统[J]. *石油勘探与开发*, 2025, 52(1): 29–43.
- LI Guoxin, JIA Chengzao, ZHAO Qun, et al. Coal-rock gas accumulation mechanism and the whole petroleum system of coal measures [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(1): 29–43.
- [9] 支东明, 李建忠, 杨帆, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系全油气系统地质特征与勘探开发实践[J]. *中国石油勘探*, 2023, 28(4): 14–23.
- ZHI Dongming, LI Jianzhong, YANG Fan, et al. Geological characteristics and exploration and development practice of the Permian full oil and gas system in Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(4): 14–23.
- [10] 孙耀玺, 庞雄奇, 成湘, 等. 复杂叠合盆地油气动力场划分及其与勘探的关系——以塔西南坳陷为例[J]. *断块油气田*, 2025, 32(2): 185–192.
- SUN Yaoli, PANG Xiongqi, CHENG Xiang, et al. Division of hydrocarbon dynamic field in complex superimposed basins and its relationship with exploration: A case study of southwest Tarim Depression [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2025, 32(2): 185–192.
- [11] 何文军, 唐勇, 郭旭光, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷常规-非常规全油气系统成藏模式研究[J]. *新疆地质*, 2023, 41(增刊1): 67.
- HE Wenjun, TANG Yong, GUO Xuguang, et al. Research of accumulation models of conventional and unconventional hydrocarbons in Mahu sag, Junggar Basin [J]. *Xinjiang Geology*, 2023, 41(S1): 67.
- [12] 宋岩, 贾承造, 姜林, 等. 全油气系统内涵与研究思路[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(6): 1199–1210, 1226.
- SONG Yan, JIA Chengzao, JIANG Lin, et al. Connotation and research strategy of the whole petroleum system [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(6): 1199–1210, 1226.
- [13] 庞雄奇, 罗晓容, 姜振学, 等. 中国典型叠合盆地油气聚散机理与定量模拟[M]. 北京: 科学出版社, 2007.
- PANG Xiongqi, LUO Xiaorong, JIANG Zhenxue, et al. The mechanism of hydrocarbon accumulation and dissipation and quantitative simulation of the typical superimposed basin in China [M]. Beijing: Science Press, 2007.
- [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 Petroli Sinica*, 2014, 35(5): 795–828.
- [15] 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.
- [16] 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.
- [17] 施欧园, 陈君青, 庞雄奇, 等. 储层矿物润湿性的测量方法综述[J]. *特种油气藏*, 2024, 31(2): 1–9.
- SHI Kanyuan, CHEN Junqing, PANG Xiongqi, et al. A review of methods for measuring the wettability of reservoir minerals [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2024, 31(2): 1–9.
- [18] 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.
- [19] 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.
- [20] 周立明, 庞雄奇, 武鲁亚, 等. 准噶尔盆地西北缘深层油气成藏底限及其判别[J]. *石油学报*, 2015, 36(增刊2): 169–175, 193.
- ZHOU Liming, PANG Xiongqi, WU Luya, et al. Bottom boundary of deep hydrocarbon accumulation in northwestern margin of Junggar Basin and its identification [J]. *Acta Petroli Sinica*, 2015, 36(S2): 169–175, 193.
- [21] 游婷婷, 庞雄奇, 李洪博, 等. 惠州凹陷流体动力场研究方法及应用[J]. *特种油气藏*, 2023, 30(2): 86–94.
- YOU Tingting, PANG Xiongqi, LI Hongbo, et al. Research methods and applications of hydrodynamic field in Huizhou Sag [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2023, 30(2): 86–94.

- [22] 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.
- [23] 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.
- [24] 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.
- [25] 刘昭婷. 南堡凹陷不同区带浮力成藏下限的差异及影响因素分析[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018.
- LIU Zhaoting. Differences and influencing factors of the buoyance controlling reservoir limitation in different zones of Nanpu Sag [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2018.
- [26] 邹才能, 张光亚, 陶士振, 等. 全球油气勘探领域地质特征、重大发现及非常规石油地质[J]. *石油勘探与开发*, 2010, 37(2): 129-145.
- ZOU Caineng, ZHANG Guangya, TAO Shizhen, et al. Geological features, major discoveries and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(2): 129-145.
- [27] OUGIER-SIMONIN A, RENARD F, BOEHM C, et al. Microfracturing and microporosity in shales [J]. *Earth-Science Reviews*, 2016, 162: 198-226.
- [28] 张志杰, 袁选俊, 汪梦诗, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组碱湖沉积特征与古环境演化[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(6): 972-984.
- ZHANG Zhijie, YUAN Xuanjun, WANG Mengshi, et al. Alkaline-lacustrine deposition and paleoenvironmental evolution in Permian Fengcheng Formation at the Mahu Sag, Junggar Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(6): 972-984.
- [29] 邹才能, 张国生, 杨智, 等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术——兼论非常规油气地质学[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(4): 385-399, 454.
- ZOU Caineng, ZHANG Guosheng, YANG Zhi, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: On unconventional petroleum geology [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(4): 385-399, 454.
- [30] 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.
- [31] 白雪峰, 陆加敏, 李军辉, 等. 松辽盆地北部全油气系统成藏模式与勘探潜力[J]. *大庆石油地质与开发*, 2024, 223(3): 49-61.
- BAI Xufeng, LU Jiamin, LI Junhui, et al. Hydrocarbon accumulation patterns and exploration potential of whole petroleum systems in northern Songliao Basin[J]. 2024, 223(3): 49-61.
- [32] 何昌松, 王秉乾, 魏双宝, 等. 准噶尔盆地石钱滩凹陷石钱滩组地质特征及油气勘探[J]. *新疆石油地质*, 2024, 45(6): 642-649.
- HE Changsong, WANG Bingqian, WEI Shuangbao, et al. Geological Characteristics and Petroleum Exploration of Shiqiantan Formation in Shiqiantan Sag, Junggar Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2024, 45(6): 642-649.
- [33] 庞雄奇, 姜振学, 黄捍东, 等. 叠瓦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.
- [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] 韩剑发, 苏洲, 陈利新, 等. 塔里木盆地台盆区走滑断裂控储控藏作用及勘探潜力[J]. *石油学报*, 2019, 40(11): 1296-1310.
- HAN Jianfa, SU Zhou, CHEN Lixin, et al. Reservoir-controlling and accumulation-controlling of strike-slip faults and exploration potential in the platform of Tarim Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(11): 1296-1310.
- [36] ZHANG Chaojun, JIA Chengzao, LI Benliang, et al. Ancient karsts and hydrocarbon accumulation in the middle and western parts of the North Tarim uplift, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(3): 263-269.
- [37] WHITE I C. The geology of natural gas [J]. *Science*, 1885, 5(125): 521-522.
- [38] 鲍李银, 孙盼科, 陈永辉, 等. 陆相页岩油纹层型、夹层型储层孔隙结构特征及其约束下的流体可动性差异——以吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层为例[J]. *石油科学通报*, 2024, 9(6): 866-884.
- BAO Liyin, SUN Panke, CHEN Yonghui, et al. Characteristics of pore structure and fluid mobility differences under constraints of continental shale laminar and interbedded reservoirs: A case study of the Lucaogou Formation shale reservoir in the Jimusar Depression [J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2024, 9(6): 866-884.
- [39] 赵文智, 刘伟, 卞从胜, 等. 保存条件对陆相中高熟页岩油富集与流动性保持的作用[J]. *石油勘探与开发*, 2025, 52(1): 1-14.
- ZHAO Wenzhi, LIU Wei, BIAN Congsheng, et al. Role of preservation conditions on enrichment and fluidity maintenance of medium to high maturity lacustrine shale oil [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(1): 1-14.