

全油气系统动力场成藏背景下的火山岩富油气甜点 预测:方法、原理及实际应用

庞雄奇^{1,2}, 鲍李银^{1,2}, 张婷^{1,2}, 林昊^{1,2}, 陈宏飞^{1,2,3}, 徐思杰³, 周柏权³, 龙军宇^{1,2}, 陈子衿^{1,2}

[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]

摘要:准噶尔盆地二叠系风城组烃源岩油气勘探潜力巨大,但盆地西北缘火山岩油气藏长期存在油气来源及富集主控因素不明等问题,造成甜点钻探成功率低、储量拓展困难,制约了区域深化勘探。为精准解决火山岩油气藏勘探难题、落实有利勘探目标与产能潜力,以准噶尔盆地西北缘金龙2井区火山岩油气藏为研究对象,依托全油气系统动力场成藏理论,结合研究区47组地球化学资料及多口高产井测试数据,开展火山岩油气成藏动力机制与定量评价研究。研究结果表明:①研究区火山岩油气浮力成藏下限临界条件为孔隙度9%、渗透率 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,以此为核心参数可精准划分自由动力场和局限动力场2大成藏单元。②基于源指数、相指数、势指数和盖层指数4项功能要素的定量表征,明确自由动力场以浮力成藏为主导,建立了功能要素的时-空组合富油气成藏模式。③依托成藏优势指数(FPSI)动力场阈值完成火山岩储层富油气甜点区定量预测,精准划分出研究区潜在有利勘探区带。④通过动力场定量模型实现钻探目标油气产能定量评价,优选出1口新增探井部署区,并提出5口老井共8个潜力层段的复查优化方案。研究成果有效厘清了研究区火山岩油气成藏规律与富集机制,可为研究区火山岩油气藏精细勘探、高效开发及储量提质增效提供重要理论支撑。

关键词:全油气系统;甜点预测评价;动力场控藏;火山岩;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.2 **文献标识码:**A

Prediction of hydrocarbon-rich sweet spots in volcanic rocks under the dynamic field-controlled accumulation setting of the whole petroleum system: Methods, principles, and practical applications

PANG Xiongqi^{1,2}, BAO Liyin^{1,2}, ZHANG Ting^{1,2}, LIN Hao^{1,2}, CHEN Hongfei^{1,2,3}, XU Sijie³,
ZHOU Baiquan³, LONG Junyu^{1,2}, CHEN Zijin^{1,2}

[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]

Abstract: The source rocks of the Permian Fengcheng Formation in the Junggar Basin possess considerable hydrocarbon exploration potential. However, the hydrocarbon sources and main factors controlling hydrocarbon enrichment in volcanic rock reservoirs along the northwestern margin of the basin have long remained unclear, resulting in a low success rate of sweet-spot drilling and limited reserve expansion, thereby constraining further exploration in the region. This study investigated the dynamic mechanisms of hydrocarbon accumulation and conducted quantitative evaluation of the volcanic rock reservoirs in the Jinlong 2 well block on the northwestern margin of the Junggar Basin, with the aim of precisely addressing key exploration challenges and identifying favorable exploration targets and their productivity potential. The investigation was based on the dynamic field-controlled accumulation theory of the whole petroleum system and incorporated 47 sets of geochemical data from the study area and well-test data from multiple high-yield

收稿日期:2026-03-23;修回日期:2026-04-30。

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:国家科技重大专项(2025ZD1400807);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)。

wells. As indicated by the research results, (1) the critical thresholds defining the lower limit of buoyancy-driven hydrocarbon accumulation for local volcanic rocks stand at porosity of 9% and permeability of $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. These two core parameters enable reliable classification of two major hydrocarbon accumulation domains—the free dynamic field and the confined dynamic field. (2) Quantitative characterization of four functional elements for primary accumulation (i. e., source, facies, potential energy, and cap rock) confirms buoyancy as the dominant migration force within the free dynamic field, and a hydrocarbon-rich accumulation model was constructed based on the spatiotemporal configuration of these functional elements. (3) The dynamic field threshold of the facies-potential-source index (*FPSI*) served as a benchmark to quantitatively map hydrocarbon-rich sweet spots and precisely delineate potential exploration zones in the study area. (4) A quantitative dynamic-field model delivered calibrated productivity estimates for proposed drilling prospects. One new wildcat well location was prioritized and re-evaluation schemes covering eight prospective intervals across five existing wells were formulated. These findings clarify the hydrocarbon accumulation patterns and enrichment mechanisms of volcanic rock reservoirs in the study area. Its theoretical framework lays a solid foundation for refined exploration, efficient development, and reserve upgrading of volcanic hydrocarbon resources in the study area.

Key words: whole petroleum system, sweet-spot prediction and evaluation, dynamic field-controlled accumulation, volcanic rock, Junggar Basin

引用格式: 庞雄奇, 鲍李银, 张婷等. 全油气系统动力场成藏背景下的火山岩富油气甜点预测: 方法、原理及实际应用[J]. 石油与天然气地质, DOI: 10.11743/oggXXXXXX01.

PANG Xiongqi, BAO Liyin, ZHANG Ting, et al. Prediction of hydrocarbon-rich sweet spots in volcanic rocks under the dynamic field-controlled accumulation setting of the whole petroleum system: Methods, principles, and practical applications[J]. Oil & Gas Geology, DOI: 10.11743/oggXXXXXX01.

准噶尔盆地二叠系风城组碎屑岩全油气系统成藏模式的建立, 为油气深化勘探提供了新理论指导^[1-3]。在该理论指导下^[4-6], 近10年来盆地先后发现了三叠系百口泉组10亿吨级致密砂砾岩油气藏以及玛湖凹陷南、北部总计超10亿吨油当量的大油气田, 展示出广阔的发展前景^[7-8]。然而, 新疆油田火山岩油藏虽已探明储量 $5.2 \times 10^8 \text{ t}$, 但动用率仅57%, 采收率普遍低于10%, 面临“低产、低压、低采油速度”的瓶颈^[9-10], 其根源在于火山岩强非均质性导致甜点预测困难^[11-13], 且岩性、结构及物性空间高度不均一, 进一步加剧了预测难度^[14-16]。以研究区金龙2井区为例, 已发现的 $2800 \times 10^4 \text{ t}$ 储量仅动用了 $600 \times 10^4 \text{ t}$ ^[9,17], 凸显了火山岩深化勘探面临的3大挑战: ①甜点主控因素不明, 布井成功率低; ②成藏机理不清, 油气来源与富集过程缺乏定量认识; ③产能差异主控机制不清, 制约了有效开发策略的制定(图1)。针对上述问题, 前人从源岩、储层和构造3个方面开展了研究, 但多聚焦单一因素, 缺乏油气来源定量判别与主控因素协同表征, 难以有效指导甜点预测。其中, 在源岩方面, 二叠系发育多套受区域构造演化控制的有效烃源岩^[18-19]; 在储层方面, 优势岩性以安山质熔结角砾岩为主, 火山岩储层的发育受古地貌、断裂、裂缝及风化淋滤控制, 其孔隙-裂缝双重介质的物性受压实、胶结和裂缝共同影响^[20-28]; 在

构造方面, 西准噶尔晚古生代的俯冲-增生过程及弧前盆地的发育为储层提供了有利条件^[29-30]。

近年来, 火山岩储层地质研究已取得系统进展, 松辽盆地等地的勘探实践证实各类火山岩均可成为有效储层, 但尚未将全油气系统动力场控藏理论应用于火山岩成藏^[31-33]。全油气系统动力场理论以物性界限与成藏动力差异为核心, 将油气成藏体系划分为3类动力场(图2a): ①自由动力场发育于浮力成藏下限之上的高孔-高渗储层, 油气运聚以浮力为主导, 构造高点油气富集与产能最优; ②局限动力场发育于浮力成藏下限与油气成藏底限之间的低孔-低渗储层, 油气运聚受毛细管力等非浮力动力控制, 储层内外毛细管力差越大、储层内部聚油气饱和度越高、油气产能越高; ③束缚动力场发育于源岩排烃门限内部, 被滞留的油气通过微运移导致暗色泥岩周边孔渗较高的浅色碎屑岩内富集较多烃量而形成页岩油气资源: 浅色碎屑储层内外毛细管力差越大、储层内部聚油气饱和度越高、油气产能越高^[34-36]。不同动力场理论为火山岩甜点预测提供了新思路, 因此本研究将该理论应用于准噶尔盆地金龙2井区, 建立火山岩富油气甜点定量预测方法, 明确成藏动力边界与主控要素, 指导有利目标优选。具体将分为5个步骤开展研究(图2b): ①收集研究区相关资料, 包括地震、钻井、测井、源岩层地质和地

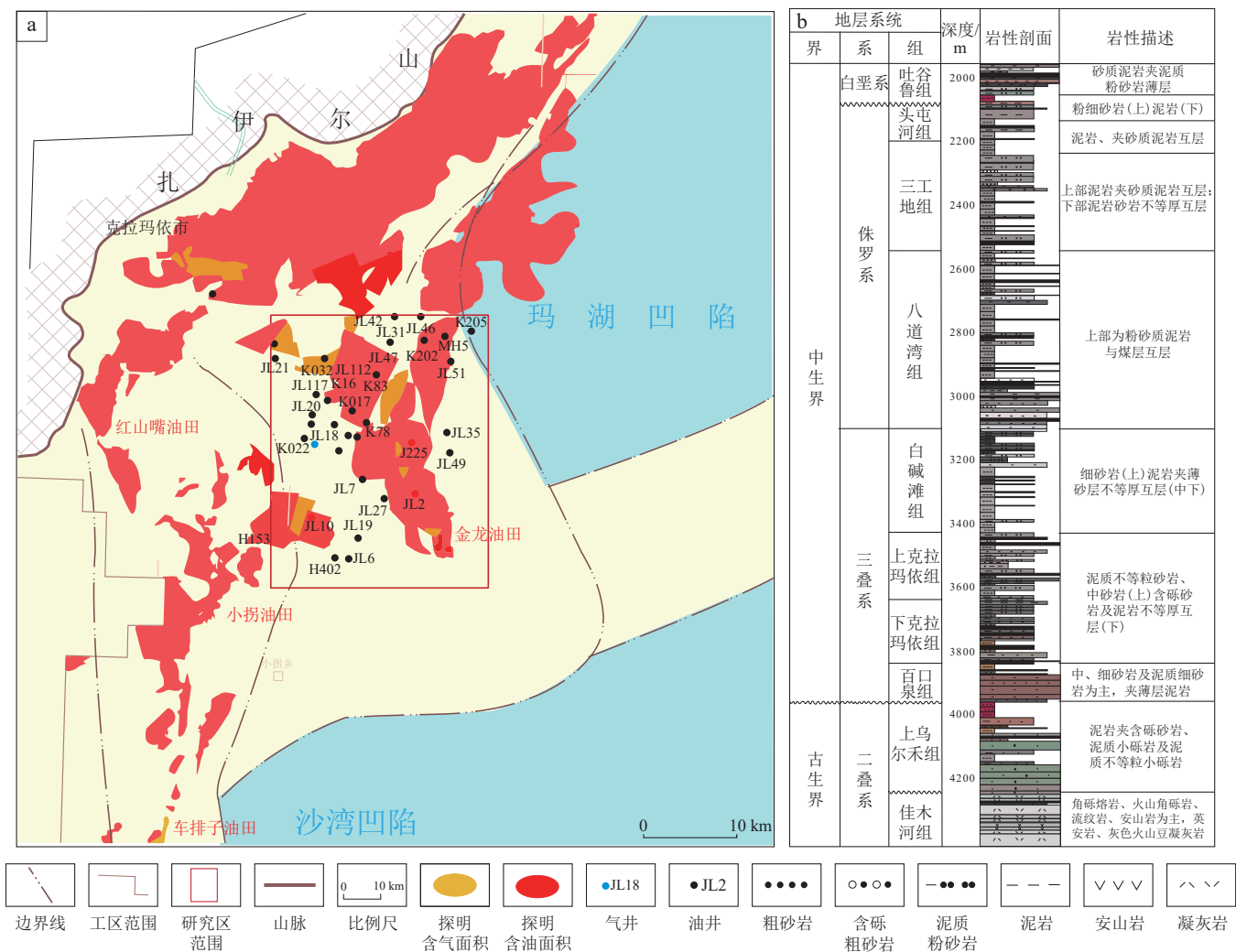


图1 准噶尔盆地中拐凸起金龙油田研究区地理位置(a)及地层综合柱状图(b)^[17]

Fig. 1 Geographic location of the Jinlong oilfield study area in the Zhongguai Uplift, Junggar Basin (a), and corresponding composite stratigraphic column (b)^[17]

球化学分析、油气水分析测试等;②评价火山岩油气成藏条件,主要包括油气来源条件、储集条件、运聚条件以及保存条件等;③划分动力场并预测甜点区,主要包括边界识别与动力场划分、功能要素控油气分布门限、要素组合预测甜点方法原理以及甜点预测结果可靠性分析;④优选甜点目标并评价产能,包括动力类型定量表征、甜点目标预测及产能定量预测评价;⑤在上列工作基础上对目标排序并提出深化勘探建议。

1 二叠系风城组全油气系统火山岩成藏基本特征

1.1 油气来源条件对比及其控油气分布特征

研究区共有地球化学资料47样次,取样时间覆盖

2013年以前、2013—2022年以及2025年新增批次。本文选取JLHW203、JLHW205、LHW262、金208、JL2001、JL2002和金龙58等7口高产井的原油样品进行系统的测试分析。临近研究区存在2套潜在烃源岩,即二叠系风城组烃源岩和下乌尔禾组烃源岩,风城组油气形成于强还原、高盐度(中、高 β -胡萝卜素含量,高伽马蜡烷指数 Ga)的咸水湖盆环境,有机质来源以水生藻类(C_{23} 三环萜烷占据主导地位)为主,而下乌尔禾组油气形成于相对氧化、淡水影响较强(低 β -胡萝卜素含量,低伽马蜡烷指数 Ga)的沉积环境中,有机质中的陆源高等植物占比高,且成熟度相对更高(表现为高 Ts/Tm ; Ts 为 $18\alpha(H)-22,29,30$ -三降藿烷, Tm 为 $17\alpha(H)-22,29,30$ -三降藿烷)。由于风城组 β -胡萝卜素含量显著高于乌尔禾组,因此 β -胡萝卜素可作为指示油气运移方向的有效示踪指标。表1系统对比了风城

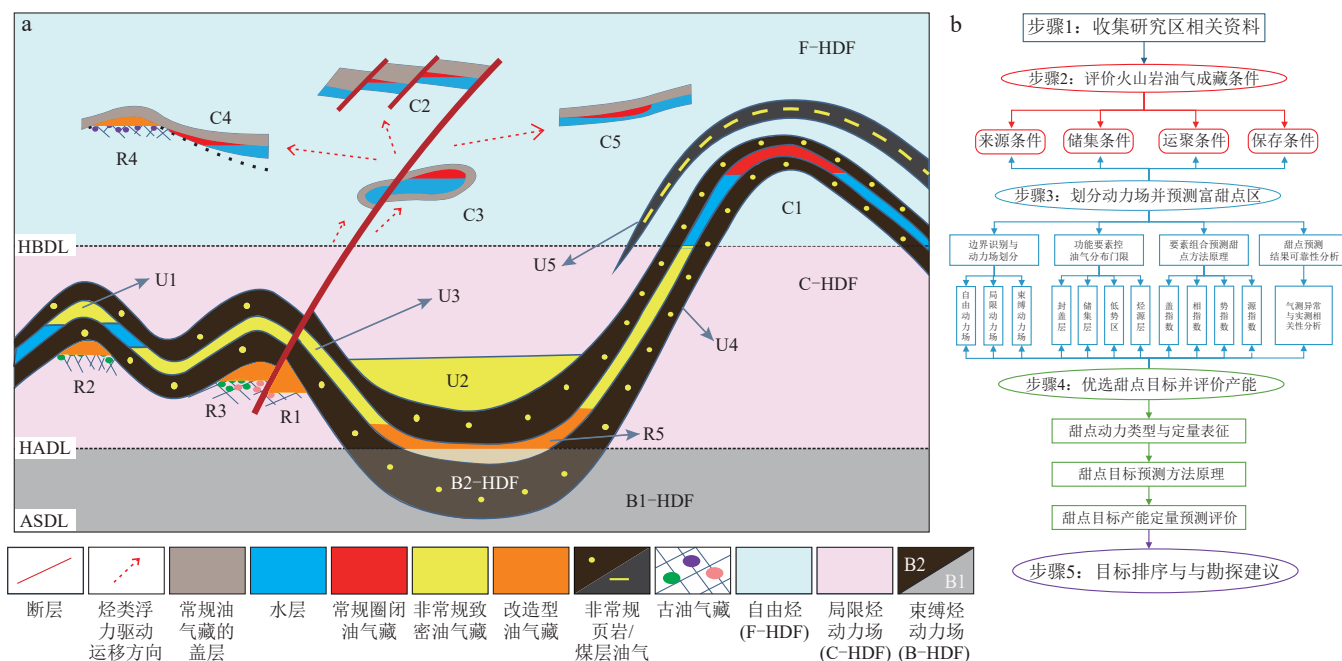


图2 全油气系统动力场成藏模式及其用于火山岩油气富集区预测评价技术路线

Fig. 2 Dynamic field-controlled accumulation model of the whole petroleum system and technical workflow for its application to the prediction and evaluation of hydrocarbon enrichment zones in volcanic rocks

a. 全油气系统动力边界和动力场联合成藏模式^[34]; b. 准噶尔盆地西北缘金2井区火山岩富油气甜点预测评价技术流程

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. 油气成藏底限; ASDL. 源岩供烃底限

表1 准噶尔盆地西北缘金2井区油源地球化学特征对比

Table 1 Comparison of oil-source geochemical characteristics in the well block Jinlong 2, northwestern margin of the Junggar Basin

地球化学特征参数	金龙2井区原油地球化学特征	金龙2井周边风城组烃源岩	金龙2井周边下乌尔禾组烃源岩
(Pr/nC ₁₇)	0.73 ~ 1.46, 平均1.14	0.55 ~ 1.90, 平均 > 1.00	0.74 ~ 1.006, 平均0.97
(Ph/nC ₁₈)	0.79 ~ 2.27, 平均1.73	0.53 ~ 3.20, 平均 > 1.00	0.84 ~ 1.24, 平均1.14
Pr/Ph	1.06 ~ 1.18, 平均1.12	0.50 ~ 1.72, 平均1.05	0.60 ~ 2.25, 平均1.34
伽马蜡烷/C ₃₀ 藿烷	0.28 ~ 0.64, 平均0.49	0.10 ~ 3.86, 平均0.55	0.04 ~ 0.72, 平均0.16
Ts/Tm	0.30 ~ 0.57, 平均0.375	0.01 ~ 0.98, 平均0.12	0 ~ 1.93, 平均0.39
β -胡萝卜素含量	β/C_{max} 几乎 > 0.2 半数 > 1.0	β/C_{max} 几乎 > 0.2 半数 > 1.0	90% 样品 β/C_{max} < 0.1 部分未检出
C ₂₀ 、C ₂₁ 、C ₂₃ 三环萜烷	以上升型为主(占60%)少量山谷型	以上升型为主(占60%)少量下降型、山谷型	以下降型为主, 其次为上升型
C ₂₇ 、C ₂₈ 、C ₂₉ 甾烷	呈“厂”字型, C ₂₉ 甾烷为主, C ₂₈ 甾烷占比30%~45%, C ₂₇ 甾烷很少	呈“厂”字型, C ₂₉ 甾烷为主, C ₂₈ 甾烷占比30%~45%, C ₂₇ 甾烷很少	呈反“L”型, C ₂₉ 甾烷为主, C ₂₇ 甾烷和C ₂₈ 甾烷含量低

组与下乌尔禾组烃源岩的原油地球化学特征,并进一步建立了二者与金龙2井区原油之间的亲缘关系。在此基础上,结合钻井实况与前人流体包裹体研究成果证实研究区储层中发育2期包裹体:第一期油包裹体均一温度为85~110℃,对应于正常油充注;第二期气包裹体均一温度高达160~190℃,激光拉曼光谱分析显示甲烷含量高于95%、无液态烃,沥青反射率高于2.0%,充分证实早期油藏受热裂解形成干气^[37]。综合原油地球化学和流体包裹体特征认为:金龙2井区火山岩储层之中的原油主体来源于周边风城组烃源岩,

少量混有下乌尔禾组来源,均属于第一期油成藏;而部分井产出的高甲烷干气,则属于第二期原油裂解气成藏。

1.2 火山岩储层岩性识别及其控油气分布特征

针对火山岩储层的岩性识别,前人已建立了多种火山岩分类方案和测井识别方法,为本研究提供了重要基础^[38-40]。本文采用“先大类后小类、多方法相互验证”的综合识别思路,首先基于岩心观察、成像测井特征以及R/S分形方法^[41-42]划分出火山熔岩、火山碎屑

熔岩和火山碎屑岩3大类岩相;进而依据M-N, GR-PEF和DEN-CNL3类岩石物理图版进行精细识别^[43-45],将岩性进一步细分为9小类。其中,火山熔岩包括流纹岩、英安岩、安山岩和玄武岩4类;火山碎屑熔岩包括流纹质熔结角砾岩、安山质熔结角砾岩和玄武质熔结角砾岩等3类;火山碎屑岩包括火山角砾岩和火山凝灰岩2类。

为直观展示上述岩性在研究区的发育特征,图3提供了金龙2井区火山岩储层发育的宏观特征实例。火山熔岩相由岩浆直接冷凝形成,全井眼地层微电阻率扫描成像(FMI)测井图像呈现有序构造,可见平行条带(流动构造)、均一块状背景(块状构造)或规则多边形暗色网格(柱状节理)等典型特征(图3a₁);火山碎屑熔岩相兼具碎屑与熔浆特征,FMI测井图像显示棱角状角砾被中-高阻连续或半连续熔结胶结带包裹,角砾内部有时保留残余原生构造(如流动构造或杏仁构造),整体呈角砾结构,胶结带与角砾的电阻率差异较小,反映高温熔浆对碎屑的熔蚀胶结作用(图3a₂);火山碎屑岩相为火山爆发碎屑堆积压实形成,FMI测井图像呈无序的碎屑-基质非均一组合,表现为棱角状高阻角砾“漂浮”于暗色基质中(清晰角砾结构),角砾与基质电阻率反差大、边界清晰尖锐;局部可见孔隙集群特征,反映原生粒间孔或溶蚀孔发育(图3a₃)。火山熔岩的储集空间以杏仁体内孔、次生溶孔及构造缝为主,气孔与溶孔发育,且裂缝类型与岩性密切相关;火山碎屑熔岩主要发育溶蚀孔与溶蚀缝,缺乏原生孔隙,多由基质溶蚀产生次生孔缝,缝、洞交错;火山碎屑岩以原生粒间孔为主,颗粒支撑、大孔隙发育,抗压实破坏能力强(图3b₁—b₁₃)。不同岩相储集空间的发育差异,直接控制了研究区火山岩储层物性及油气富集潜力。

$$R(n) = \max_{0 < u < n} \left[\sum_{i=1}^n M(i) - \frac{u}{n \sum_{j=1}^n M(j)} \right] - \min_{0 < u < 1} \left[\sum_{i=1}^n M(i) - \frac{u}{n \sum_{j=1}^n M(j)} \right] \quad (1)$$

$$S(n) = \left\{ \left(\frac{1}{n} \right) \sum_{i=1}^n M(i)^2 - \left(\frac{1}{n} \right) \sum_{i=1}^n M(i) \right\}^{\frac{1}{2}} \quad (2)$$

$$\frac{R(n)}{S(n)} = C \cdot h^n \quad (3)$$

$$\lg \left[\frac{R(n)}{S(n)} \right] = \lg C + H \lg h \quad (4)$$

$$D = 2 - H \quad (5)$$

$$D_{\text{avg}} = \frac{D_{\text{GR}} + D_{\text{DEN}} + D_{\text{AC}} + D_{\text{RT}}}{4} \quad (6)$$

式中: $R(n)$ 为时间窗口长度为 n 时测井曲线序列的极差,其单位与对应测井曲线原始数据单位一致; n 为时间窗口长度,无量纲; u 为积分辅助变量,无量纲; $M(i)$ 为第 i 个测井曲线观测值,单位与原始数据一致; i 和 j 为序列项编号,无量纲; $S(n)$ 为时间窗口长度为 n 时测井曲线序列的标准差,其单位与对应测井曲线原始数据单位一致; C 为拟合比例常数,无量纲; h 为时间窗口长度,无量纲; H 为Hurst指数,无量纲; D 为分形维数,无量纲; D_{avg} 为测井分形维数均值,无量纲; D_{GR} 为GR曲线分形维数值,无量纲; D_{DEN} 为DEN曲线分形维数值,无量纲; D_{AC} 为AC曲线分形维数值,无量纲; D_{RT} 为RT曲线分形维数值,无量纲。

在明确岩性宏观发育特征的基础上,通过各类图版识别的方法对其有效性进行验证。本研究所有测井数据均由成像测井岩性识别后,提取对应深度测井曲线值得到。图4系统展示了准噶尔盆地西北缘金龙2井区火山岩岩性识别的4种核心方法及其应用实例。图4a₁基于常规测井资料采用重标极差分析法(R/S 分形维数, R 代表极差、 S 代表标准差)特征差异识别3大类火山岩岩相,结果显示由火山熔岩—火山碎屑熔岩—火山碎屑岩,复杂程度增加、分形维数增大、高维数特征数增大;随机森林^[46]在现有验证样本中识别结果吻合较好。基于这一模型开展了金龙2井区测井资料机器学习和火山岩相大类识别,验证样本数15个、正确识别15个,吻合准确率100%。图4a₂是基于岩石物理GR-PEF(自然伽马值-光电截面指数)图版识别火山岩岩性的研究实例,PEF(光电截面指数)测量的是地层对低能伽马射线的光电吸收能力,其数值直接取决于岩石的平均原子序数(Z)。原子序数越高的元素(如铁和钙),光电吸收能力越强。PEF值对高原子序数的元素异常敏感,即使岩石中只含有少量重矿物,其PEF值也会被显著拉高,主要反映岩石骨架的矿物成分,不受孔隙度变化的直接影响,吻合率可达98.8%。图4a₃是基于岩石物理M-N(M岩性系数-N岩性系数)图版识别火山岩岩性的研究实例,基本流程是通过成像测井识别岩性类型、提取对应深度段常规测井数据、计算不同岩性M-N值,并投到图版中进行区分,平均吻合率97%。图4a₄是基于岩石物理DEN-CNL(补偿密度-补偿中子)图版识别火山岩岩性研究实例,基本流程是通过成像测井识别岩性类型、提取对应深度段常规测井数据、计算不同岩性DEN-CNL值,并投到图版中进行区分,平均吻合率97%。

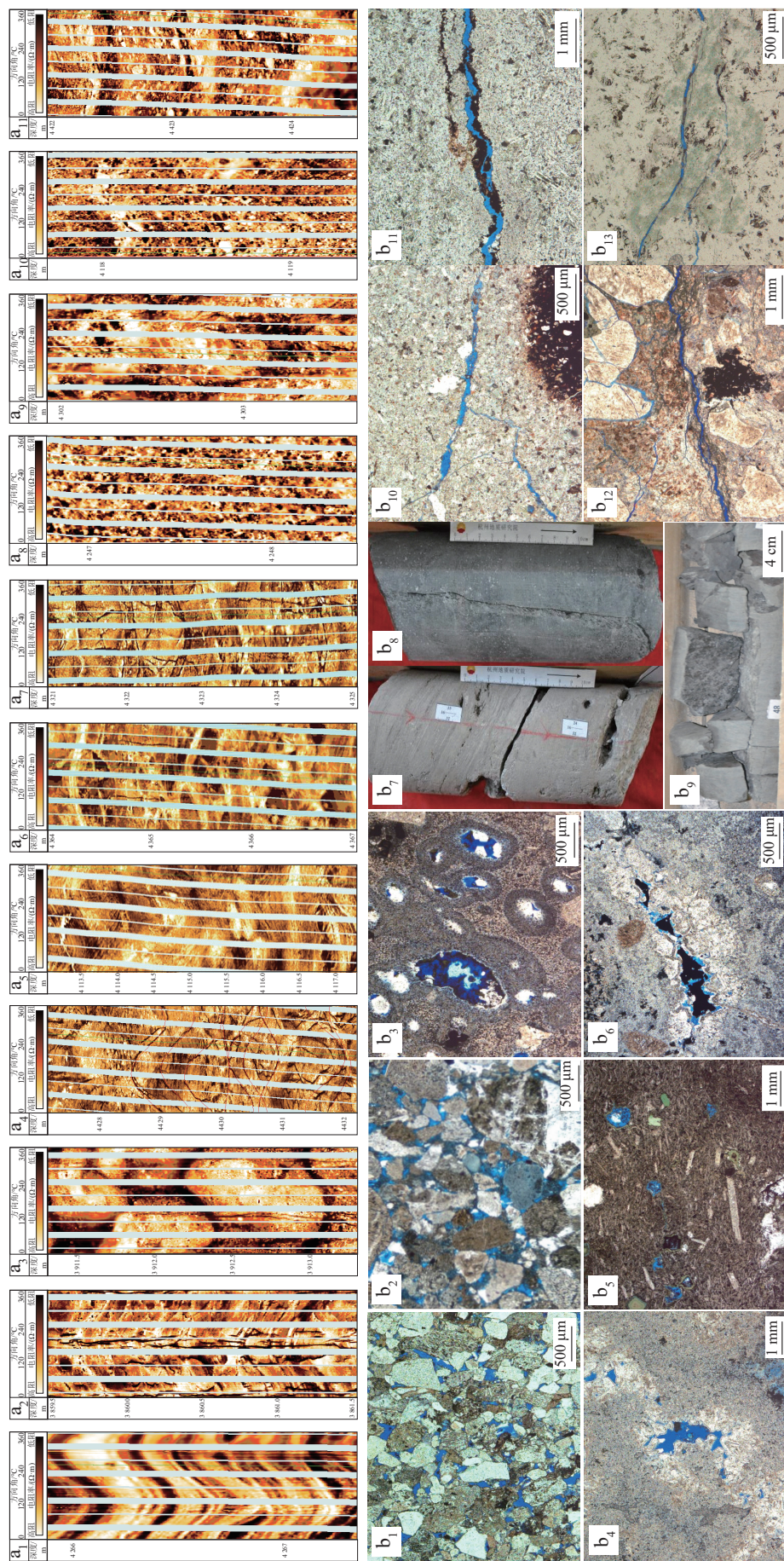


图3 准噶尔盆地西北缘金龙2井区火山岩储层分布发育特征FMI测井图像(a_1 — a_{11})及宏观-微观照片(b_1 — b_{13})

Fig. 3 Macroscopic characteristics of volcanic rock reservoir distribution and development in the well block Jinlong 2, northwestern margin of the Junggar Basin

a_1 , J213井, 流纹岩; a_2 , J215井, 英安岩; a_3 , J220井, 玄武岩; a_4 , J220井, 玄武岩; a_5 , J210井, 流纹质熔结角砾岩; a_6 , J212井, 安山质熔结角砾岩; a_7 , J217井, 玄武质熔结角砾岩; a_8 , J218井, 中性凝灰岩; a_9 , J218井, 基性凝灰岩; a_{10} , J214井, 酸性凝灰岩; a_{11} , J220井, 火山角砾岩; b_1 , J213井, 埋深4 252.41 m, 溶蚀孔; b_2 , J214井, 埋深4 089.40 m, 气孔; b_3 , J204井, 埋深4 287.05 m, 半充填缝; b_4 , J213井, 埋深4 219.39 m, 溶蚀孔; b_5 , J202井, 埋深4 065.85 m, 粒间孔; b_6 , J208井, 埋深4 077.85 m, 粒间孔; b_7 , J213井, 埋深4 272.72 ~ 4 279.90 m, 斜交缝、溶蚀缝、岩心; b_8 , J214井, 埋深4 110.35 ~ 4 110.47 m, 半充填直劈缝、岩心; b_9 , 金213井, 埋深4 218.15 ~ 4 218.85 m, 网状缝, 岩心; b_{10} , J213井, 埋深4 220.83 m, 溶蚀缝, 铸体薄片; b_{11} , J213井, 埋深4 227.30 m, 溶蚀缝, 铸体薄片; b_{12} , J213井, 埋深4 179.66 m, 构造缝, 铸体薄片; b_{13} , J213井, 埋深4 227.30 m, 溶蚀缝, 铸体薄片

$$M = \frac{\rho_{\max} - \rho}{\rho_{\max} - \rho_f} \quad (7)$$

$$N = \frac{CNL_f - CNL}{CNL_{\max} - CNL_f} \quad (8)$$

式中: M 为密度相对指标,无量纲; $\rho_{\max}$ 为岩石最大密度, g/cm^3 ; ρ 为岩石密度, g/cm^3 ; ρ_f 为孔隙流体密度, g/cm^3 ; N 为中子相对指标,无量纲; CNL_f 为孔隙流体中子值,%; CNL 为补偿中子测井值,%; $CNL_{\max}$ 为岩石最大中子值,%。

1.3 火山岩运聚油气条件评价及其控油气分布特征

火山岩储层中的油气运聚主要受浮力驱动,其运移方向及聚集部分受控于低势能区^[47-48]。低位能区或古构造高点是油气运移的指向区(P)。图5a展示了古

构造发育特征及其对油气成藏的控制作用:研究区金201井—金213井—金204井—L2011井一带为古构造最高点,金218井—金214井—金216井一带为古构造次高点,二者均为有利的油气运聚区。这证实了古构造凸起对火山岩成藏概率具有决定性控制作用,即构造高点成藏概率最大,周边埋深越大、成藏概率越小(图5b):凸起高部位油气成藏概率达100%,次高部位为80%,低部位仅为33%~41%。研究区试油产能特征与上述势控成藏规律高度吻合:金204井日产油37.73 t、古构造高程3 ms;金201井日产油17.93 t、日产气 $7.83 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、古构造高程4 ms;JL2011井日产油33.87 t、日产气 $0.81 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、古构造高程11 ms。这些数据证实,低势构造优势区为本区火山岩油气富集及产能最优区带。

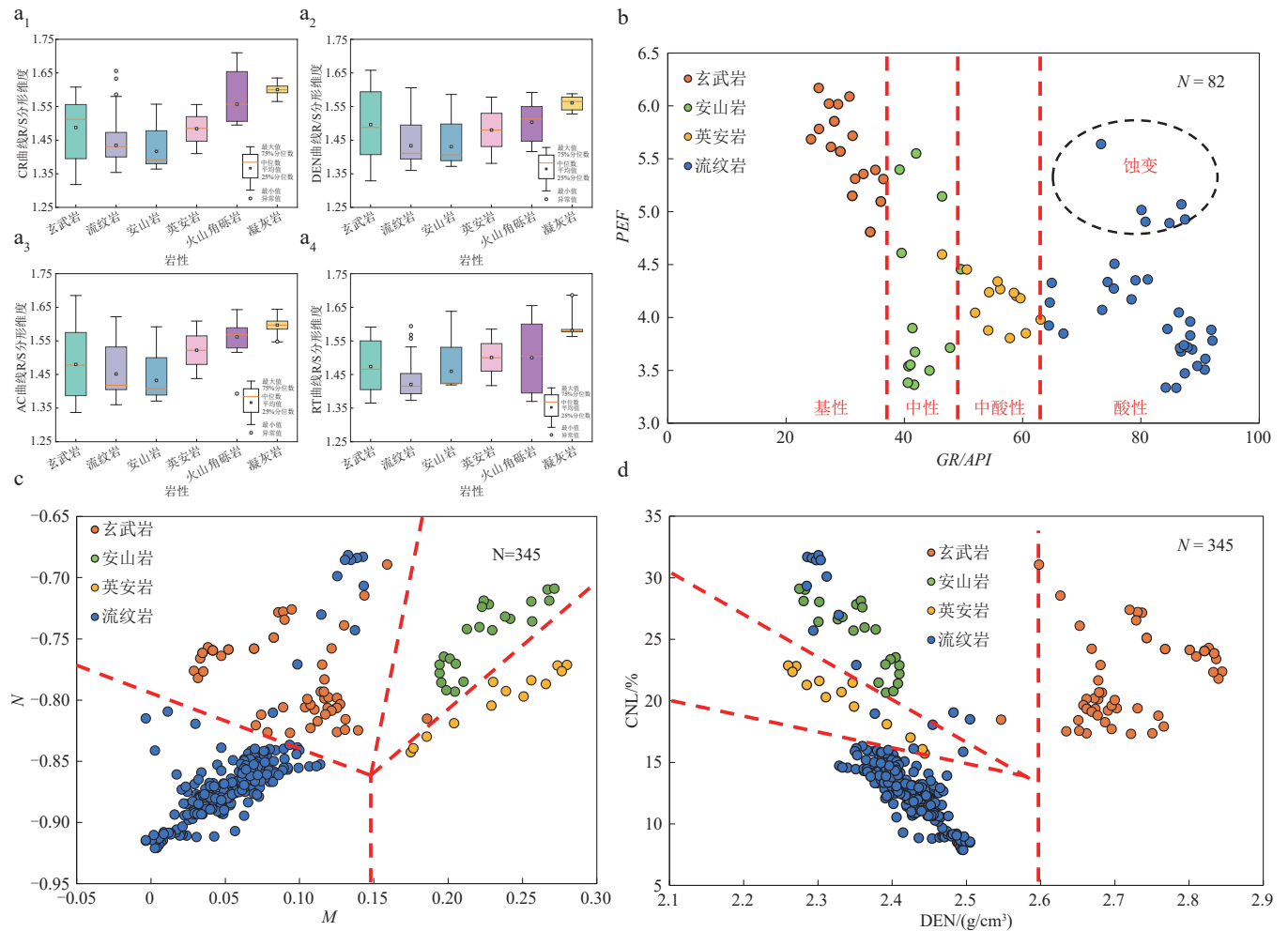


图4 准噶尔盆地西北缘金龙2井区火山岩岩性识别及不同岩性储集物性、含油气性特征

Fig. 4 Volcanic lithology identification and reservoir physical and hydrocarbon-bearing characteristics of various lithofacies in the well block Jinlong 2, northwestern margin of the Junggar Basin

a₁. 基于常规测井资料RS分形维数特征差异识别3大类火山岩相;a₂. 基于岩石物理(GR-PEF)图版的火山岩岩性识别;a₃. 基于岩石物理(M-N)图版的火山岩岩性识别;a₄. 基于岩石物理(DEN-CNL)图版的火山岩岩性识别;b₁. 火山岩孔隙度和渗透率与岩性之间的关系;b₂. 火山岩含油气饱和度与孔隙度和岩性之间的关系

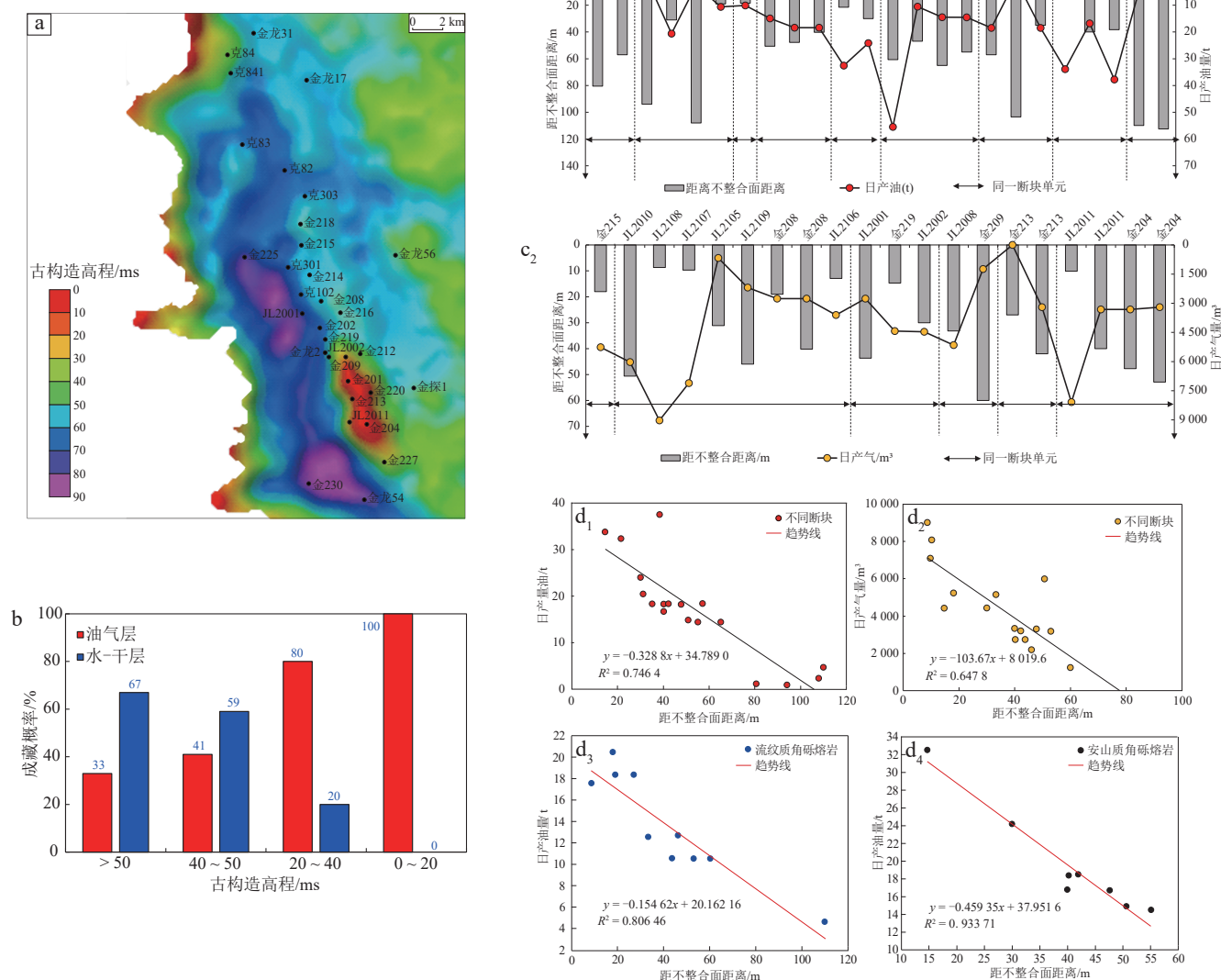


图5 准噶尔盆地西北缘金龙2井区佳木河组沉积前古构造高程与距不整合面距离对油气富集的控制作用

Fig. 5 Paleogeographic elevation distribution before the deposition of the Jiamuhe Formation and control of the formation distance to the unconformity surface on hydrocarbon enrichment in the well block Jinlong 2, northwestern margin of the Junggar Basin

a₁, 平面构造高程分布特征; a₂, 构造高程对油气富集成藏的控制作用; b₁, 不同断块距不整合面距离与火山岩含油性关系; b₂, 不同断块距不整合面距离与火山岩含气性关系; c₁, 火山岩产油量与距不整合面距离关系; c₂, 火山岩产气量与距不整合面距离关系; d₁, 流纹质熔结角砾岩产油气量与距不整合面距离关系; d₂, 安山质熔结角砾岩产油气量与距不整合面距离关系

除古构造因素外,不整合面作为另一类低界面势区,同样对油气富集具有显著的控制作用^[10,49,50]。不整合面因上覆地层被剥蚀而形成,其下部地层常发育较多的孔洞或裂隙,有利于油气富集成藏^[51]。本文对比了金龙2井区佳木河组不同断块内距不整合面距离对火山岩含油性与含气性的影响:日产量(图5c₁, d₁)与日产气量(图5c₂, d₂)均随距不整合面距离增大而减小,其中油的聚集窗口(距离 ≤ 120 m)较天然气(距离 ≤ 80 m)更远,这主要源于天然气具有更强的向上运移能力。此外,岩相差异也会导致成藏深度不同:流

纹质熔结角砾岩和安山质熔结角砾岩的产油气量均随距不整合面距离的增大而减少,但流纹质熔结角砾岩能够成藏的距离可达115 m(图5d₃),而安山质熔结角砾岩富油气成藏的距离只有60 m(图5d₄)。其主要原因在于,油气在酸性流纹质熔结角砾岩中运移遇到的阻力较在中性安山质熔结角砾岩中更小。

1.4 火山岩油气藏封盖保存条件及其控油气分布特征

在明确运聚条件的基础上,保存条件是油气最终

成藏的关键^[52]。研究区储层主要发育于上乌尔禾组中下段、佳木河组上段,岩性以火山熔岩、熔结角砾岩和火山碎屑岩为主,孔隙类型多样,具备较好的储集能力。盖层主要发育于上乌尔禾组中下段,封堵能力强,为油气保存提供了良好条件。整体上,储层与盖层的纵向配置关系有利于油气在火山岩储层中聚集与保存(图6a)。盖层的平面非均质性对其封盖能力具有重要影响,上乌尔禾组泥/地比平面图显示研究区盖层发育呈“西北低、东南高”的规律。东南部金201井—金213井—金204井—JL2011井一带的泥/地比高达75%以上,盖层发育最好,封盖能力最强;西北部泥/地比普遍低于50%,盖层封堵能力相对较弱(图6b)。尽管研究区南部地层存在一定的缺失现象,但关键的区域性盖层整体发育较为完整,其在南部的连续性和厚度均保持较好,并未因下部储层段的缺失而受到显著影响。

因此,南部储层发育相对局限,但盖层条件仍然良好,具备有效的油气封盖能力。

2 盆地西北缘火山岩动力场富油气甜点预测

2.1 成藏动力边界确定与富油气甜点目标预测评价方法原理

在全油气系统的自由动力场、局限动力场和束缚动力场中,浮力成藏下限(BHAD)是区分自由动力场与局限动力场的临界动力学边界。该下限的确定依据为储层物性、含油气性及压力特征的综合统计;当储层孔隙度与渗透率高于某一临界值时,浮力足以驱动油气运聚,形成常规型油气藏(自由动力场);低于该临界

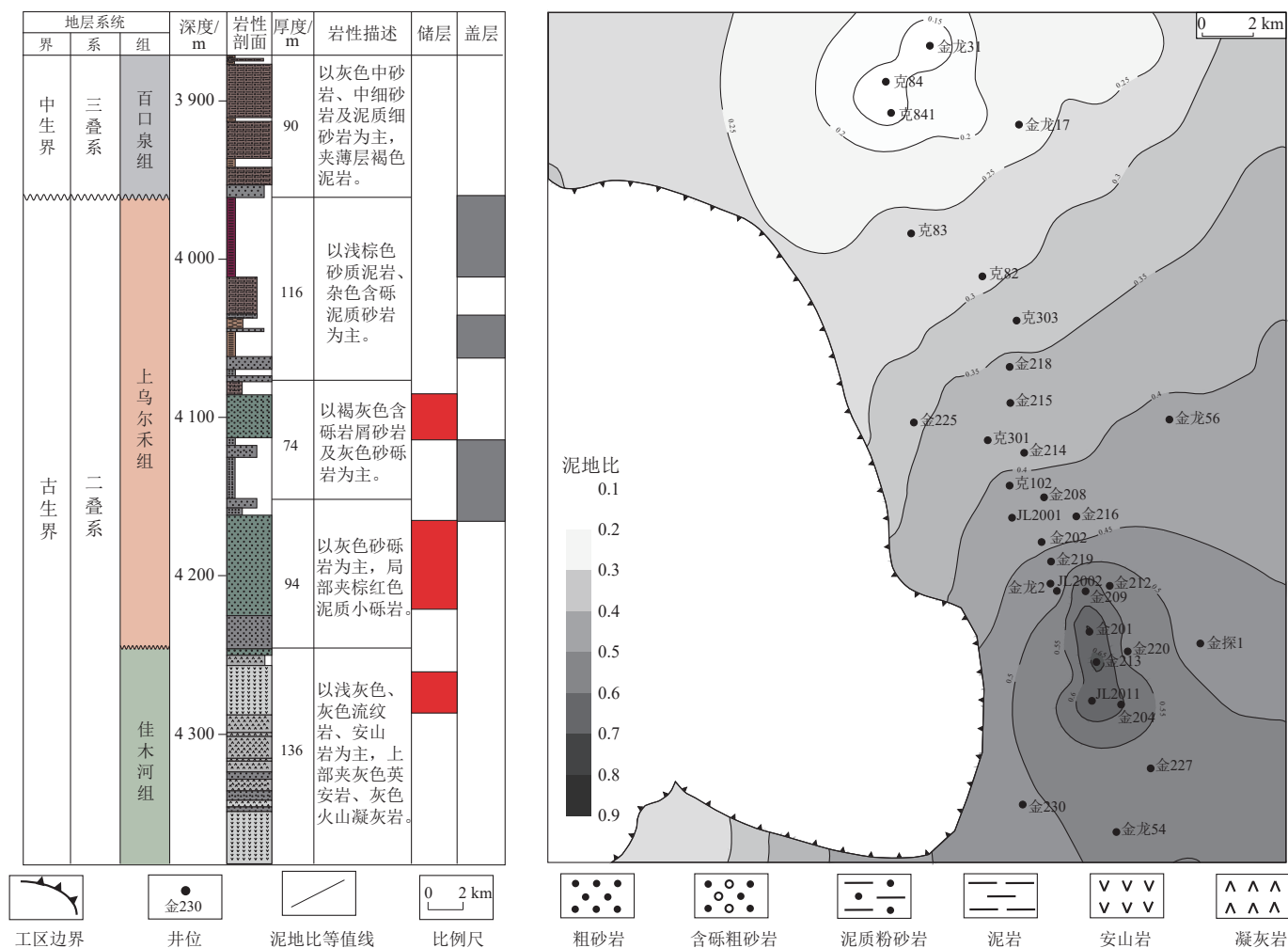


图6 准噶尔盆地西北缘金龙2井区乌尔禾组区域盖层及平面分布

Fig. 6 Regional caprock and its planar distribution above the Wuerhe Formation in the well block Jinlong 2, northwestern margin of the Junggar Basin

a. 金龙2井区主要目的层及储盖组合柱状图;b. 金龙2井区上乌尔禾组泥/地比平面图

值时,毛细管力等非浮力作用占主导,形成致密型油气藏(局限动力场)。本研究首先依据研究区钻探火山岩储层获取的孔隙度和渗透率资料,确定了浮力成藏下限对应的临界条件^[34,53],进而据此划分了火山岩油气成藏的高孔-高渗自由动力场和低孔-低渗局限动力场。图7展示了准噶尔盆地金龙2井区佳木河组火山岩浮力成藏下限对应的临界条件及其动力场判别结果:图7a表明火山岩浮力成藏下限对应的临界条件为(图7a₁)孔隙度=9%、(图7a₂)渗透率=1×10⁻³ μm²。

在自由动力场背景下,油气成藏受源(S)、相(D)、势(P)和盖(C)4个独立且不可或缺的功能要素的时-空组合控制。纵向上,各要素的有序组合决定成藏层位;平面上,各要素有利分布区的空间叠合决定成藏区域;时间上,各要素的有效联合决定成藏期次。通过定量表征每个功能要素的控油气门限,再将其复合叠合,即可实现甜点区的定量预测。

现有火山岩储层评价多依赖单一因素或定性叠合,难以定量预测甜点^[40,54]。前人基于潜山油气藏理论,认为“断凸”控制油气、高点汇聚油气且具有统一油-水边界,并定性叠合火山岩相、不整合面及断裂带三要素建立成藏模式。然而,该理论在金龙2井区的应用存在3大问题:①探明储量动用率不足20%,钻井达产率仅50%,采收率低于10%;②无法解释南、北断块产能差异——北部无潜山特征却获得高产,南部潜山幅度虽大却水淹严重;③甜点预测仅局限于个别断块且未能定量应用,难以指导全区滚动勘探部署。针对传统模式与研究区地质特征不匹配的问题,本文立足于工区以自由动力场为主导的成藏背景,依据功能要素组合模式进行有利成藏区带预测^[55]。功能要素时-空组合控制油气藏形成与分布的基本原理:源、

相、势和盖4个关键要素在纵向上有序组合,决定成藏层位;在平面上叠加复合,决定成藏区域;在历史期有效联合,决定成藏期次。这些要素被称为“功能要素”,在于其具有3个基本属性:相互独立、对油气成藏必不可缺、能够进行定量表征。目前,该方法已在中国塔里木、准噶尔、四川、鄂尔多斯、渤海湾、松辽等盆地应用于600多个油气藏的预测评价,吻合率介于86%~96%,充分验证了其广泛的适用性与可靠性^[56-60]。

2.2 火山岩油气动力场甜点区功能要素控油气分布特征与门限边界确定

油气成藏受源、相、势和盖4类关键地质要素的共同约束,且各要素均存在明确的成藏临界门限,要素参数偏离临界条件将显著降低成藏概率。通过梳理研究区钻探与产能实测数据,可建立各成藏要素与成藏概率的定量关系,进而明确各要素的控油气门限。基于上述方法,本文结合研究区油气来源条件、储集条件、运聚条件、保存条件等4个方面的研究结果,针对火山岩相控油气分布特征与临界门限(图8a)、势控油气分布特征与临界门限、源控油气分布特征与临界门限、盖控油气分布特征与临界门限(图9)及其可靠性进行了研究和定量表征。

岩相是控制研究区火山岩油气富集的核心因素^[61-62],不同岩相类型的储层产能差异显著,成藏潜力分级明显(图8a,b)。研究区油气储集主体为各类熔结角砾岩,其中流纹质熔结角砾岩产能最优,累计油产量达48.05 t/d;玄武质熔结角砾岩次之,产能为39.08 t/d;安山质熔结角砾岩产能相对偏低,为23.87 t/d;火山碎屑岩储层产能最低,仅为4.63 t/d。对应成藏概率与产能特征相匹配,整体呈现流纹质熔结角砾岩>玄武质

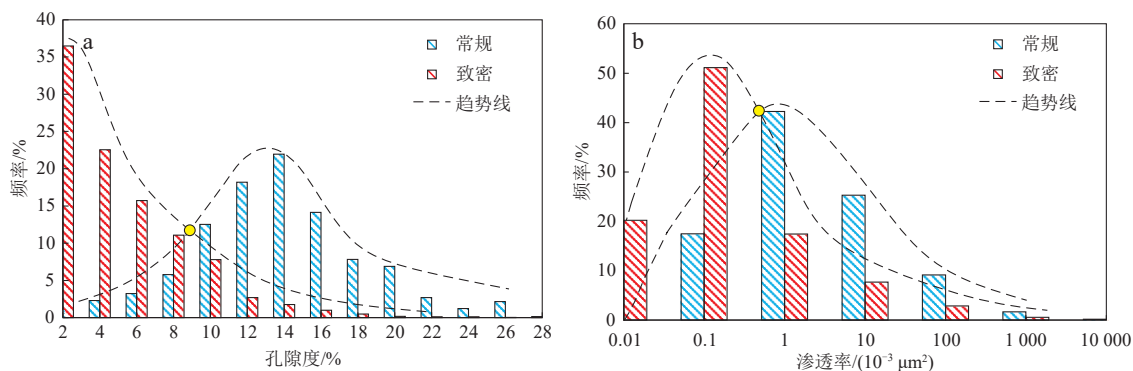


图7 准噶尔盆地金龙2井区佳木河组火山岩浮力成藏下限对应的临界条件及其动力场判别结果

Fig. 7 Critical conditions corresponding to the lower limit of buoyancy-driven hydrocarbon accumulation and the discrimination results of the dynamic field for volcanic rocks of the Jiamuhe Formation, well block Jinlong 2, Junggar Basin

a. 火山岩岩心孔隙度频率分布(浮力成藏下限 $\Phi \approx 9\%$); b. 火山岩岩心渗透率频率分布(浮力成藏下限 $K \approx 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$);

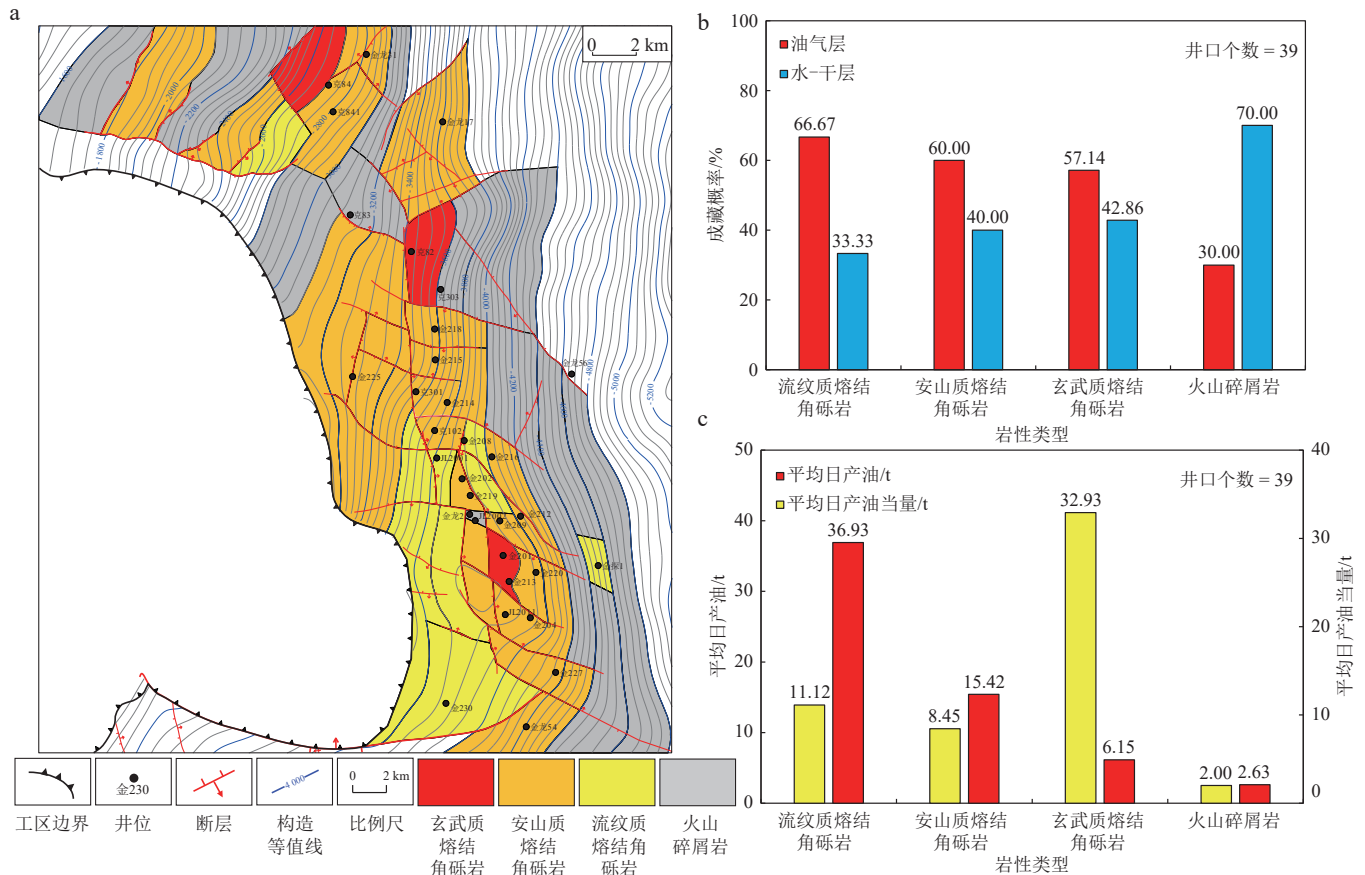


图8 准噶尔盆地西北缘金龙2井区火山岩岩相及其控油气分布特征

Fig. 8 Volcanic rock lithofacies and their controls on hydrocarbon distribution in the well block Jinlong 2, northwestern margin of the Junggar Basin

a. 金龙2井区佳木河组火山岩岩相平面分布特征; b. 金龙2井区火山岩岩相-成藏概率直方图; c. 金龙2井区火山岩岩相-油气产能直方图

熔结角砾岩 > 安山质熔结角砾岩 > 火山碎屑岩的递降分级规律。

储层势控作用由储集体内、外毛细管力差异决定。本文采用0~1区间的势指数(PI)定量表征储层汇聚势的强弱,该指数与储层含油气饱和度、成藏概率及试油产能呈显著正相关。研究区势指数整体表现为南高、北低的分布特征:南部JL2008井、金213井和金201井等区块势指数高值连片分布($PI = 0.80 \sim 0.95$),成藏汇聚优势突出;北部区块势指数普遍偏低($PI \leq 0.4$),油气富集能力相对较弱。

源控条件受控于储层与供烃距不整合面之间的距离,该参数与成藏概率及油气产能呈显著负相关(图9b)。距不整合面距离越小,供烃条件越优越,成藏概率与试油产能越高;反之则油气供给不足,成藏潜力大幅降低。研究区距不整合面距离呈现西北远、东南近的格局:北部区域距不整合面距离多大于160 m,成藏概率仅为14.29%;中南部金201井、金213井、金204井和JL2011井区距离普遍介于0~60 m,其中0~40 m区间

成藏概率可达73.68%,为优势供烃区间。

盖层封堵能力由上覆乌尔禾组盖层厚度及泥/地比决定,泥/地比越高,盖层封堵性能越强,油气保存与富集条件越优越,成藏概率越高(图9c)。研究区盖层泥/地比整体呈北低、南高特征,金201井—金213井—金204井—JL2011井一带泥/地比达到全区峰值。泥/地比与成藏概率呈明显正相关,随泥/地比升高,区域成藏概率由44.44%提升至83.33%,其中泥/地比大于75%的区域为研究区盖层封堵最优、油气富集最有利区带。

综合对比上述4个功能要素的控制作用,各要素对研究区火山岩油气成藏的贡献不同。源控要素(距不整合面距离)最为关键,成藏概率随距离增大而急剧下降,直接决定了油气能否有效进入储层;相控要素(岩相类型)次之,优质储层与差储层之间的产能差异可达一个数量级,主导了储集空间的优劣;盖控与势控要素则主要调节油气富集程度与保存条件,在源、相条件具备时起到进一步改善的作用。上述分析表明,研

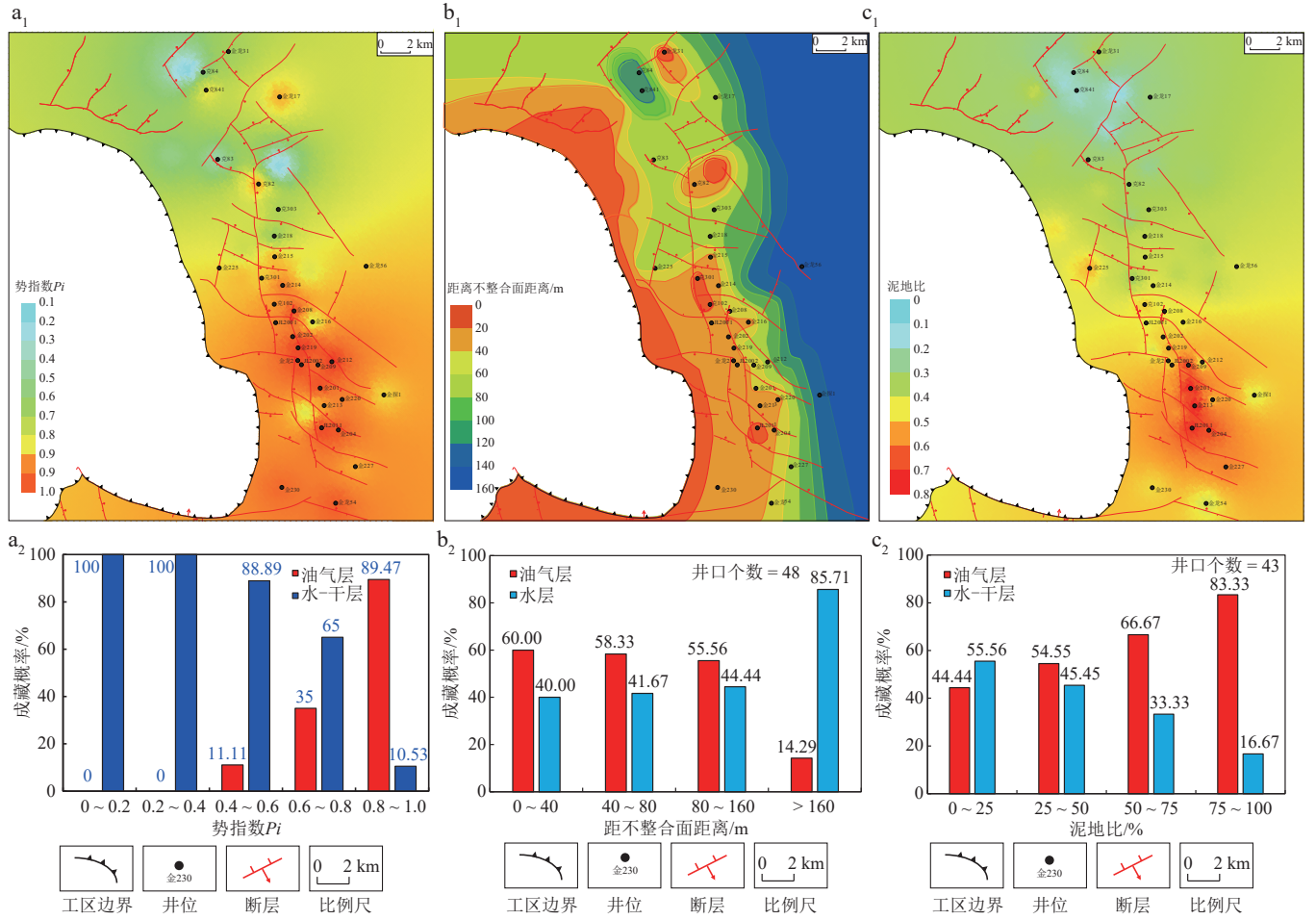


图9 准噶尔盆地西北缘金龙2井区火山岩势指数、源指数、盖指数及其控油气分布特征

Fig. 9 Potential index, source index, and seal index of volcanic rocks and their controls on hydrocarbon distribution in the well block

Jinlong 2, northwestern margin of the Junggar Basin

a₁. 金龙2井区佳木河组火山岩势指数 P_i 平面分布特征; a₂. 火山岩势指数与油气成藏概率关联性直方图; b₁. 金龙2井区佳木河组距不整合面距离与火山岩油气藏分布特征; b₂. 距不整合面距离与火山岩油气成藏概率直方图; c₁. 火山岩油气藏区域盖层(泥/地比)分布特征及其关联性; c₂. 火山岩油气成藏概率与盖层泥/地比关联性

究区火山岩油气成藏以源控为主导,相控为重要约束,盖层和势能条件为辅助因素。

2.3 金龙2井区火山岩富油气甜点区预测评价结果与可靠性分析

本文基于源、相、势、盖4项成藏功能要素的时-空匹配关系,完成了金龙2井区火山岩储层富油气有利区定量预测与评价(图10)。研究以成藏优势指数(FPSI)为核心分级指标,明确了2类有利区的定量边界:Ⅰ类有利区, $FPSI > 0.75$,成藏概率最高,勘探可靠性最优;Ⅱ类有利区, $FPSI$ 介于 $0.50 \sim 0.75$,具备较好的油气富集潜力。平面分布结果显示,研究区Ⅰ类有利区主体集中于工区西南部,其中金230井—金龙54井—金227井连片区块为未探明优质区带,是工区滚动勘探的核心优选目标。Ⅱ类有利区多环绕Ⅰ类有

利区展布,同时在工区北部集中发育,其中克83井以东、金龙17井以南断块成藏条件优越、勘探潜力突出,为亟待钻探的次级有利目标。

$$CI_x = \frac{C_x}{C_{\max}} \quad (9)$$

$$SI_a = \frac{S_{\max} - S_a}{S_{\max} - S_{\min}} \quad (10)$$

$$FI_x = \frac{F_x}{F_{\max}} \quad (11)$$

$$PI_x = \frac{P_{\max} - P_x}{P_{\max} - P_{\min}} \quad (12)$$

$$FPSI = \left(\frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{FI^2 + (1 - PI)^2} + 0.6SI \right) / 1.6 \quad (13)$$

式中: CI_x 为控油气富集盖层指数,无量纲; x 为评价位置或评价点编号; C_x 为第 x 个评价位置处上乌尔禾组

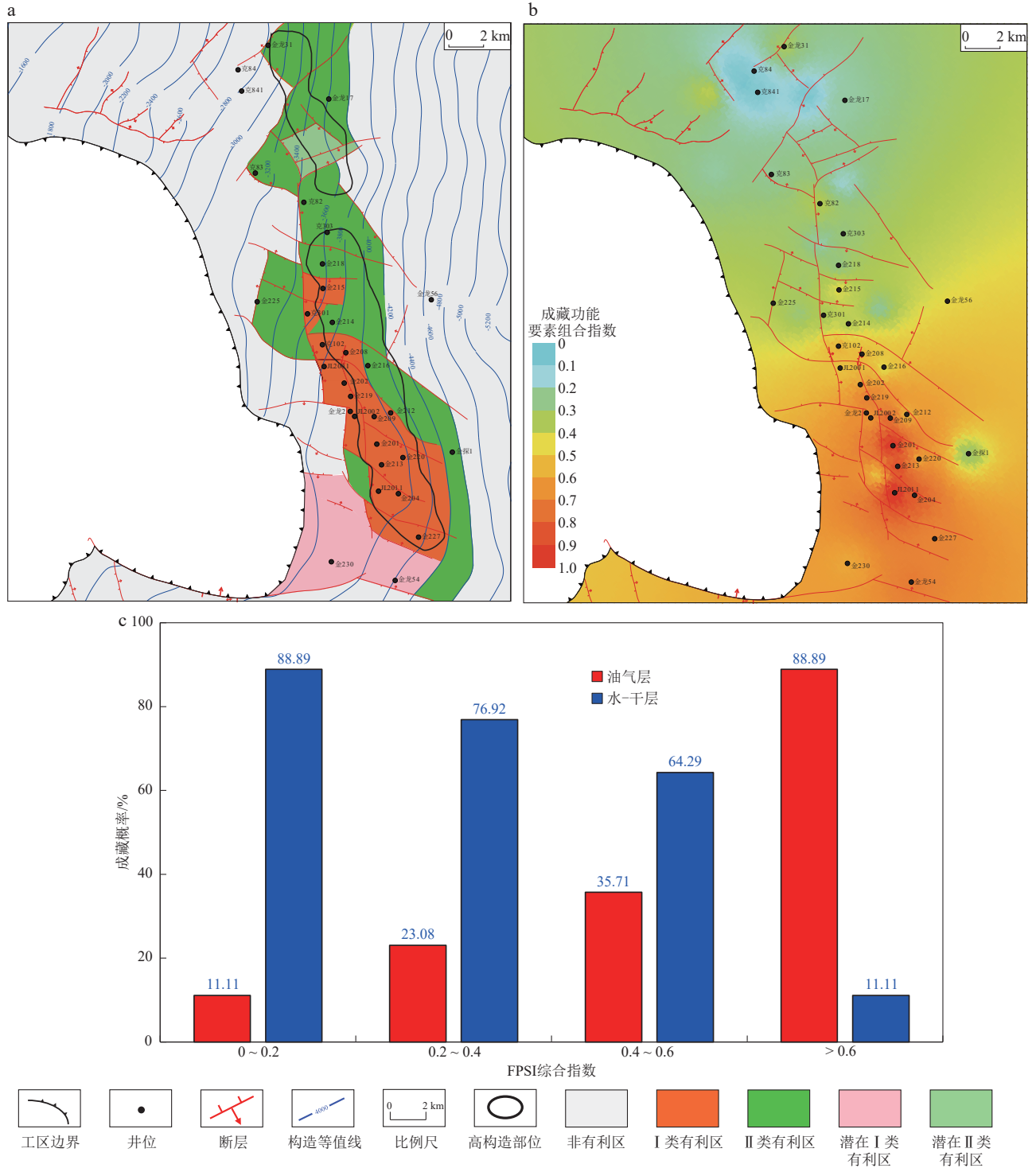


图10 准噶尔盆地西北缘金龙2井区功能要素组合模式及火山岩油气富集预测结果与可靠性评价

Fig. 10 Functional element assemblage patterns, predicted hydrocarbon enrichment, and reliability evaluation for volcanic rocks in the well block Jinlong 2, northwestern margin of the Junggar Basin

a. 富油气成藏功能要素组合(CDPS)定性预测结果;b. 富油气成藏功能要素组合(CDPS)定量预测结果;c. FPSI综合指数与油气成藏概率关联性直方图

泥岩厚度占比,%; $C_{\max}$ 为上乌尔禾组泥岩厚度最大占比,%; SI_a 为断裂/不整合面距离等近源指数,取值为0~1,无量纲; a 为评价点编号; $S_{\max}$ 为同等埋深层位距离断裂/不整合面最近的油气藏距离,m; S_a 为第 a 个评

价点距离断裂/不整合面的距离,m; $S_{\max}$ 为同等埋深层位距离断裂/不整合面最近的油气藏距离,m; FI_x 为控油气富集优相指数,取值为0~1,无量纲; F_x 为第 x 个评价位置处油气藏储层孔隙度,%; $F_{\max}$ 为同等埋深层位物

性最高储层的孔隙度,%; PI_x 为油气富集低势指数,取值为0~1,无量纲; $P_{\max}$ 为同等埋深层位物性最高储层的界面势能,J/kg; P_x 为第 x 个评价位置处油气藏储层的界面势能,J/kg; $P_{\min}$ 为同等埋深层位下泥岩界面势能,J/kg; $FPSI$ 为控油气富集相势源复合指数,无量纲; FI 为优相控油气富集指数,无量纲; PI 为流体势控油气指数,无量纲; SI 为断裂距离指数,无量纲。

3 金龙2井区火山岩富油气目标优选及深化勘探建议

3.1 火山岩富油气甜点成藏动力类型及其定量表征

在明确研究区整体处于自由动力场的基础上,为进一步精细刻画其内部差异,本文对油气成藏动力类

型开展了量化表征。尽管自由动力场内油气运聚通常受浮力主导(高孔-高渗储层比率>50%),但该比率实际可在51%~100%之间变化,且局部可能存在非浮力主导的情况。判别标准见图11a。

本文以浮力成藏下限对应的临界孔隙度($\Phi = 9\%$)和渗透率($K = 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),将油气成藏动力分为4类:第I类为浮力主导,其相对贡献量以高孔-高渗储层($\Phi > 9\%$, $K > 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)所占油气藏储层体积比率表征;第II类为非浮力主导,其相对贡献量以低孔-低渗储层($\Phi \leq 9\%$, $K \leq 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)所占油气藏储层体积比率表征;第III-1类为应力作用主导,其相对贡献量以低孔-高渗储层($\Phi \leq 9\%$, $K > 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)所占油气藏储层体积比率表征;第IV类为流体活动主导,其相对贡献量以高孔-低渗储层($\Phi > 9\%$, $K \leq 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)所占油气藏储层体积比率表征。应用这一方

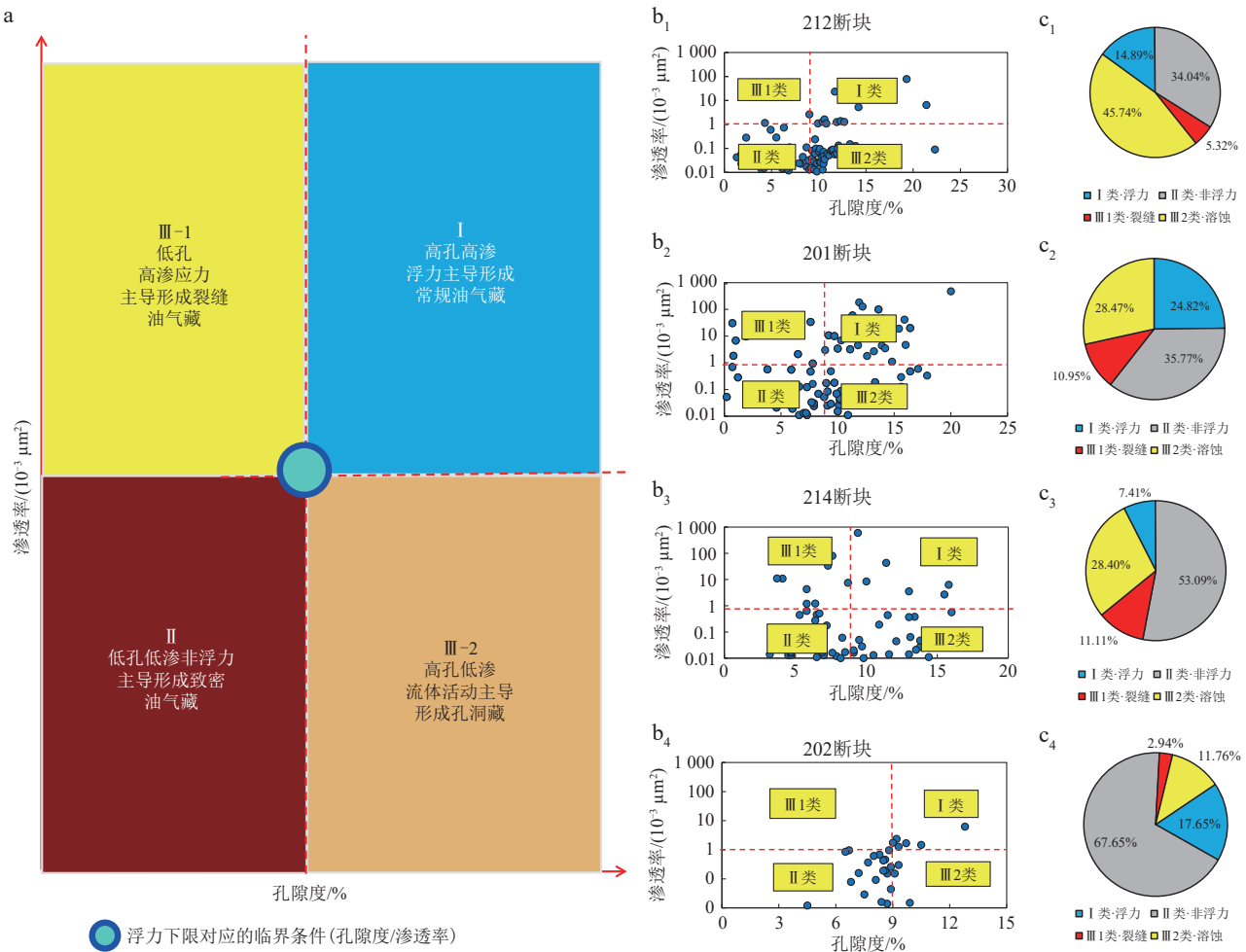


图11 准噶尔盆地西北缘金龙2井区多动力联合成藏分类及其相对贡献量评价方法原理

Fig. 11 Principles for classifying multi-driving force joint hydrocarbon accumulation and evaluating the relative contributions of different forces in the well block Jinlong 2, northwestern margin of the Junggar Basin

a. 火山岩4类动力成藏分类判别标准; b_1 — b_4 分别为212,201,214,和202断块4种动力运聚油气成藏贡献量评价结果; c_1 — c_4 分别为212,201,214,和202断块4种动力运聚油气成藏贡献量分布饼状图

法对准噶尔金龙2井区4个断块4种动力运聚油气成藏贡献量进行评价(图11b),结果表明不同断块的动力类型及贡献量存在较大差异。这一结果揭示,即使研究区整体属于自由动力场,局部仍可出现单一非浮力主导的特殊情况,从而印证了采用4类动力联合表征复杂动力场特征的必要性。

3.2 火山岩甜点目标富油气程度综合定量表征及其分布特征

为综合表征甜点的富油气程度,可利用含油气饱和度、产能、油气层与地层厚度比以及气测异常值等多种指标进行定量评价。本研究重点以气测异常值为主要表征参数,分析其与4种动力贡献率的关系,结果表明:油气富集程度随浮力比率增大而增加(图12a₁),随非浮力比率增大而降低(图12a₂),随应力裂缝比率增大而增高(图12a₃),随流体改造比率增大而变化不定(图12a₄)。金龙2井区北部以浮力主导油气成藏为主,南部以流体活动形成的不整合面主导油气成藏为主,西部以非浮力主导油气运聚成藏为主(图12b)。上述分区特征从动力学机制上系统解释了研究区油气成藏的空间差异性与内在规律性。

3.3 火山岩富油气目标油气产能预测评价与可靠性分析

基于各井火山岩目的层气测异常值幅度及其油气

产能资料,建立了含油气层气测异常值幅度(TC)和油气产能与目的层孔-渗特征或4种动力相对贡献率比率(X_1, X_2, X_3, X_4)之间的定量关系模式(表2),并利用该模型对金龙2井区实际资料进行了预测检验。可靠性分析结果表明,气测异常值理论预测结果与实测结果的复相关系数(R^2)超过0.90(图13a),油气产能理论预测结果与实测结果的复相关系数超过0.70(图13b),充分证明了该预测方法具有较高的适用性与结果可靠性。

3.4 金龙2井区火山岩富油气甜点排序与深化勘探建议

应用油气动力场富油气特征量化表征与定量评价方法,对金龙2井区潜在第Ⅰ类目标部署了新探井,同时针对已钻探井中实钻效果与理论预测结果偏差较大的井提出了复查和重新试采建议(表3)。建议新钻探井1口(金230井);建议复查的老井5口,共计8个层段。这些目标层段具有共性特征:岩性以安山质熔结角砾岩为主,厚度介于3~20 m,埋深介于3 100~4 555 m,相-势-源耦合指数均达Ⅰ类标准($FPSI > 0.7$),预测油气产能介于10~70 t/d。上述建议为研究区深化勘探提供了明确的靶点,可作为下一步滚动勘探和老井复查的优先目标。

与传统方法相比,本方法的优越性在于以动力场理论为基础,通过定量厘定浮力成藏下限及各功能要

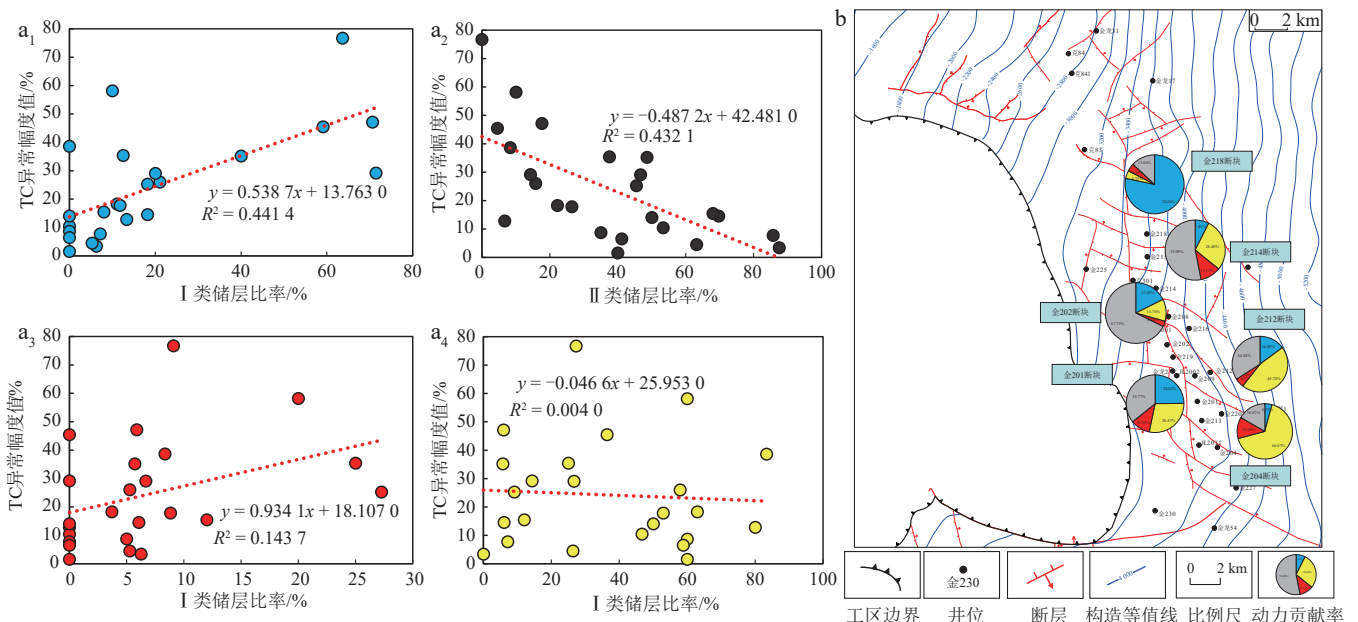


图12 准噶尔盆地西北缘金龙2井区四动力联合成藏及其相对贡献量变化特征

Fig. 12 Characteristics of hydrocarbon accumulation jointly driven by four driving forces and variations in their relative contributions in the well block Jinlong 2, northwestern margin of the Junggar Basin

a₁—a₄. 金龙2井区气测异常值随四类油气成藏动力类型变化特征;b. 金龙2井区各断块油气成藏动力类型判别及其变化特征

表2 火山岩探气测异常(TC)值与储层类别(X)之间关联性

井号	目的层孔-渗分类及比率(%)				气测异常(TC,%)		油气产能(Q,t/d)	
	I类/X ₁	II类/X ₂	III类/X ₃	III ₂ 类/X ₄	实际	预测	实际	预测
金201	63.64	0	9.09	27.27	76.71	75.24	70.14	61.32
金201	59.09	4.55	0	36.36	45.47	37.20	23.47	23.29
金204	12.50	37.50	25.00	25.00	35.41	34.12	20.32	20.21
金204	0	8.33	8.33	83.33	38.62	28.04	37.73	14.13
金213	18.18	69.70	6.06	6.06	14.56	13.04	—	—
金213	21.05	15.79	5.26	57.89	26.02	32.47	20.60	18.56
金213	13.33	6.67	0	80.00	12.83	15.19	—	—
金213	11.11	22.22	3.70	62.96	18.29	20.94	0.42	7.03
金探1	18.18	45.45	27.27	9.09	25.26	27.58	0.15	13.67
金探1	20.00	46.67	6.67	26.67	29.09	22.04	1.06	8.13
金探1	0	53.33	0	46.67	10.45	6.70	—	—
金龙2	0	35.00	5.00	60.00	8.70	14.07	0.80	0.17
金龙2	0	40.00	0	60.00	1.55	6.03	—	—
金214	6.25	87.50	6.25	0	3.42	6.73	—	—
金214	5.26	63.16	5.26	26.32	4.52	11.37	—	—
金214	11.76	26.47	8.82	52.94	17.83	29.77	18.34	15.86
金龙2001	7.14	85.71	0	7.14	7.76	10.39	—	—
金龙56	0	50.00	0	50.00	14.04	6.50	—	—
金龙57	0	41.17	0	58.82	6.50	6.08	—	—
金龙58	71.43	14.29	0	14.29	29.18	34.38	22.55	20.47
克841	8.00	68.00	12.00	12.00	15.47	10.09	—	—
克841	40.00	48.57	5.71	5.71	35.19	25.17	3.23	11.26

注:“—”代表该井段无产能。

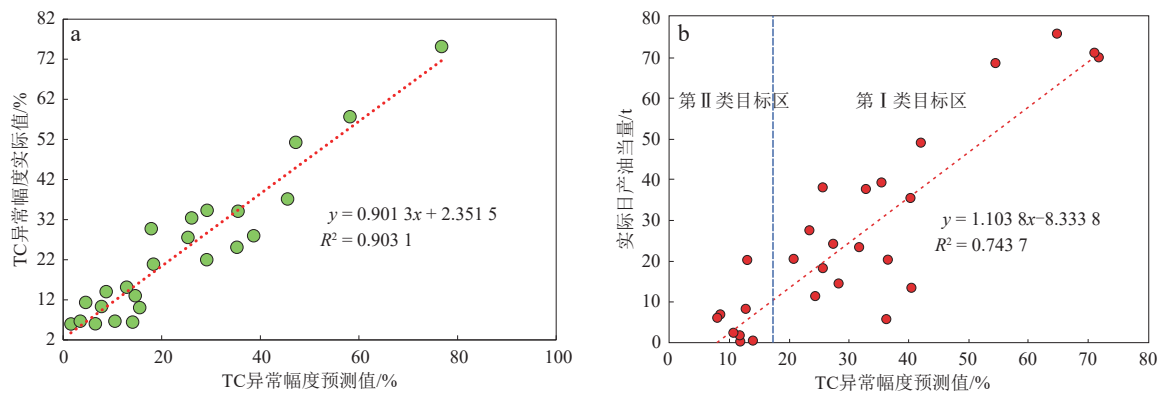


图13 准噶尔盆地西北缘金龙2井区火山岩油气产能预测结果与可靠性分析

Fig. 13 Predicted hydrocarbon productivity and reliability analysis for volcanic rocks in the well block Jinlong 2, northwestern margin of the Junggar Basin

a. 火山岩层气测异常值(TC)理论预测结果与实测结果之间的相关关系;b. 火山岩目的层实际产能与气测异常理论预测值之间的相关关系

素的成藏门限,实现源、相、势、盖的协同表征与复合指数预测,能够有效克服火山岩强非均质性带来的预测不确定性,且所需参数均可通过常规资料获取,便于在类似地区推广应用。

$$X_i\% = \frac{H_{X_i}}{H_{total}} \times 100\%$$

(14)

$$A_{TC} = \frac{TC_{amp}}{\max(TC_{amp})} \times 100\%$$

(15)

$$A_{TC} = \beta_0 + \sum_{i=1}^n \beta_i f_i(X_1, X_2, X_3, X_4)$$

(16)

式中: $X_i\%$ 为第*i*类储层样品数占目标层段储层样品总数的百分比,%;*i*为储层类型编号,取值为1~4; H_{X_i} 为

表3 准噶尔盆地西北缘金龙2井区5口井火山岩目的层复查及预期成效汇总

Table 3 Summary of re-evaluation and expected outcomes for volcanic target intervals in five wells in the well block Jinlong 2, northwestern margin of the Junggar Basin

建议 复查井位	复查 井段(m)	目的 层厚度 (m)	测井解释 结果	相势源指数 (FPSI)	综合储层 类型	录井气测异常 幅度	产能 预测 (t/d)	决策 排序
金龙54	4 555.0 ~ 4 568.0	13.0	安山质 熔结角砾岩	0.79	I类	43.26	30 ~ 40	6
	4 489.0 ~ 4 492.5	3.5	安山质 熔结角砾岩	0.79	I类	73.91	30 ~ 70	1
金227	4 510.0 ~ 4 530.0	20.0	安山质 熔结角砾岩	0.74	I类	47.45	10 ~ 30	7
金219	4 155.0 ~ 4 165.0	10.0	安山质 熔结角砾岩	0.85	I类	56.17	30 ~ 55	3
	4 211.0 ~ 4 215.0	4.0	火山碎屑岩	0.85	I类	79.50	30 ~ 70	2
金220	4 278.0 ~ 4 298.0	20.0	安山质 熔结角砾岩	0.75	I类	24.88	10 ~ 20	8
	4 327.0 ~ 4 330.0	3.0	安山质 熔结角砾岩	0.75	I类	53.05	30 ~ 50	4
金龙31	3 148.0 ~ 3 151.0	3.0	安山质 熔结角砾岩	0.64	I类	53.05	30 ~ 50	5

第*i*类储层样品数量,个; H_{total} 为目标层段储层样品总数,个; A_{Tc} 为归一化气测异常幅度值,%; TC_{amp} 为原始气测异常幅度,为采样点全烃值 TC_{sample} 减去背景基线值 $TC_{baseline}$,%; $\max(TC_{amp})$ 为目标井段内所有采样点 TC_{amp} 的最大值,%; β_0 为回归常数项; n 为最终入选模型的项数; β_i 为第*i*个回归项的系数; $f_i(X_1, X_2, X_3, X_4)$ 为自变量的函数形式; X_1, X_2, X_3 和 X_4 为4类储层占比,%。

4 结论

1) 明确了油气来源与成藏期次,表明研究区火山岩油气主要受风城组全油气系统控制。通过 β -胡萝卜烷、伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷、 C_{23}/C_{21} 、Ts/Tm等多参数对比,判定原油主体源自强还原、高盐度咸水环境下的风城组烃源岩,少量混有下乌尔禾组,并识别出早期油充注和晚期原油裂解气2期成藏。

2) 揭示了自由动力场控制下的火山岩分级控藏机制。厘定火山岩浮力成藏下限为孔隙度9%、渗透率 $1 \times 10^{-3} \mu m^2$,判定研究区主体处于自由动力场。成藏受“源-相-势-盖”分级控制,具有高点汇聚、高位封盖、高孔富集、高压成藏等基本特征,其形成与分布受火山岩岩相、储层内外势差、油气来源及盖层封盖能力等条件联合控制。

3) 建立了基于四要素时-空组合的甜点定量预测模型,实现了有利区定量预测。预测吻合率达85%~95%,并圈定金230井—金龙54井—金227井区块为

未探明的I类有利区,克83井以东为II类有利区。

4) 提出了浮力、非浮力、应力和流体活动4类动力的联合表征方法,实现了火山岩产能定量预测。同一自由动力场内不同断块的动力贡献率差异显著,差异化的动力配比导致气测异常特征呈现明显区别,进而形成储层产能的分级差异。据此预测5口老井8个层段的产能为10~70 t/d,建议部署新钻井金230井,并对相关层段进行复查。

参考文献

[1] 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.

[2] 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.

[3] 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.

[4] 贾承造, 姜林, 赵文. 全油气系统理论研究进展[J]. 石油学报, 2025, 46(7): 1217-1234, 1307.
Jia Chengzao, Jiang Lin, Zhao Wen. Research progress in the

- Whole Petroleum System theory[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2025, 46(7): 1217-1234, 1307.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] 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 Deyun, 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.
- [8] 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.
- [9] 徐长贵, 杨海风, 王清斌, 等. 火山岩油气藏勘探进展[J]. *地球科学*, 2025, 50(2): 363-376.
- Xu Changgui, Yang Haifeng, Wang Qingbin, et al. Progress in exploration of volcanic oil and gas reservoirs[J]. *Earth Science*, 2025, 50(2): 363-376.
- [10] 邹才能, 赵文智, 贾承造, 等. 中国沉积盆地火山岩油气藏形成与分布[J]. *石油勘探与开发*, 2008, 35(3): 257-271.
- Zou Caineng, Zhao Wenzhi, Jia Chengzao, et al. Formation and distribution of volcanic hydrocarbon reservoirs in sedimentary basins of China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2008, 35(3): 257-271.
- [11] 罗静兰, 邵红梅, 张成立. 火山岩油气藏研究方法与技术综述[J]. *石油学报*, 2003, 24(1): 31-38.
- Luo Jinglan, Shao Hongmei, Zhang Chengli. Summary of research methods and exploration technologies for volcanic reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2003, 24(1): 31-38.
- [12] Carey R J, Houghton B F. "Inheritance": an influence on the particle size of pyroclastic deposits[J]. *Geology*, 2010, 38(4): 347-350.
- [13] Heap M J, Baumann T, Gilg H A, et al. Hydrothermal alteration can result in pore pressurization and volcano instability [J]. *Geology*, 2021, 49(11): 1348-1352.
- [14] Reubi O, Blundy J. A dearth of intermediate melts at subduction zone volcanoes and the petrogenesis of arc andesites[J]. *Nature*, 2009, 461(7268): 1269-1273.
- [15] Karakas O, Degruyter W, Bachmann O, et al. Lifetime and size of shallow magma bodies controlled by crustal-scale magmatism [J]. *Nature Geoscience*, 2017, 10(6): 446-450.
- [16] Kent A J R, Darr C, Koleszar A M, et al. Preferential eruption of andesitic magmas through recharge filtering [J]. *Nature Geoscience*, 2010, 3(9): 631-636.
- [17] 鲍李银, 庞雄奇, 崔新璇, 等. 准噶尔盆地金龙油田二叠系佳木河组火山岩岩相组合及产能差异[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(1): 136-150.
- Bao Liyin, Pang Xiongqi, Cui Xinxuan, et al. Lithofacies assemblages and differential productivity of volcanic rocks in the Jiamuhe Formation, Jinlong Oilfield, Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(1): 136-150.
- [18] Dengfa He, Xinfu Chen, Jun Kuang, et al. Distribution of Carboniferous source rocks and petroleum systems in the Junggar Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(4): 397-408.
- [19] 吴晓智, 齐雪峰, 唐勇, 等. 东西准噶尔火山岩成因类型与油气勘探方向[J]. *中国石油勘探*, 2009, 14(1): 1-9.
- Wu Xiaozhi, Qi Xuefeng, Tang Yong, et al. Genetic types and hydrocarbon exploration directions of volcanic rocks in eastern and western junggar[J]. *China Petroleum Exploration*, 2009, 14(1): 1-9.
- [20] 罗静兰, 侯连华, 蒋宜勤, 等. 陆东地区火成岩形成时代与构造背景及火山岩储层成因[J]. *石油学报*, 2012, 33(3): 351-360.
- Luo Jinglan, Hou Lianhua, Jiang Yiqin, et al. Chronology and tectonic settings of igneous rocks and origin of volcanic reservoirs in Ludong area, eastern Junggar Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(3): 351-360.
- [21] 冯梓岩, 殷文, 钟云滔, 等. 基于常规测井的火成岩岩性识别方法: 以准噶尔盆地西北缘红车断裂带石炭系火成岩储层为例[J]. *东北石油大学学报*, 2021, 45(5): 95-108.
- Feng Ziyan, Yin Wen, Zhong Yuntao, et al. Lithology identification method of igneous rocks based on conventional logging: a case study of Carboniferous igneous reservoir in Hongche fault belt, northwestern margin of Junggar Basin [J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2021, 45(5): 95-108.
- [22] Ruiyi Han, Zhuwen Wang, Wenhua Wang, et al. Lithology identification of igneous rocks based on XGboost and conventional logging curves, a case study of the eastern depression of Liaohu Basin[J]. *Journal of Applied Geophysics*, 2021, 195: 104480.
- [23] 杨荣荣, 周路, 房涛, 等. 准噶尔盆地金龙2地区佳木河组古地貌特征和油气藏分布关系研究[J]. *地球物理学进展*, 2016, 31(5): 2219-2225.
- Yang Rongrong, Zhou Lu, Fang Tao, et al. Relationship between Jiamuhe paleogeomorphic features and hydrocarbon distribution of Jinlong-2 area in Junggar Basin [J]. *Progress in Geophysics*, 2016, 31(5): 2219-2225.
- [24] 林向洋, 苏玉平, 郑建平, 等. 准噶尔盆地克拉美丽气田复杂火山岩储层特征及控制因素[J]. *地质科技情报*, 2011, 30(6): 28-37.
- Lin Xiangyang, Su Yuping, Zheng Jianping, et al. Characteristics and controlling factors of volcanic reservoir in

- Kelameili area of Junggar Basin [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2011, 30(6): 28–37.
- [25] 何辉, 李顺明, 孔垂显, 等. 准噶尔盆地西北缘二叠系佳木河组火山岩有效储层特征与定量评价[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2016, 40(2): 1–12.
- He Hui, Li Shunming, Kong Chuixian, et al. Characteristics and quantitative evaluation of volcanic effective reservoir in Jiamuhe Formation of Permian, northwestern margin of Junggar Basin [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2016, 40(2): 1–12.
- [26] Aman e Room S, Chen Zhonghong, Ullah H, et al. Reservoir characteristics and controlling factors of Permian glutenite in Northern Zhongghai uplift, Junggar Basin, China [J]. *Ore and Energy Resource Geology*, 2023, 15: 100025.
- [27] 李军, 薛培华, 张爱卿, 等. 准噶尔盆地西北缘中段石炭系火山岩油藏储层特征及其控制因素[J]. *石油学报*, 2008, 29(3): 329–335.
- Li Jun, Xue Peihua, Zhang Aiqing, et al. Characteristics and controlling factors of Carboniferous volcanic reservoir in the middle section of the northwestern margin of Junggar Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2008, 29(3): 329–335.
- [28] 侯连华, 邹才能, 匡立春, 等. 准噶尔盆地西北缘克-百断裂带石炭系油气成藏控制因素新认识[J]. *石油学报*, 2009, 30(4): 513–517.
- Hou Lianhua, Zou Caineng, Kuang Lichun, et al. Discussion on controlling factors for Carboniferous hydrocarbon accumulation in the Ke-Bai fractured zone of the northwestern margin in Junggar Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(4): 513–517.
- [29] Yang Gaoxue, Li Yongjun, Santosh M, et al. Geochronology and geochemistry of basaltic rocks from the Sartuohai ophiolitic mélange, NW China: implications for a Devonian mantle plume within the Junggar Ocean [J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2012, 59: 141–155.
- [30] Tao Huifei, Wang Qingchen, Yang Xiaofa, et al. Provenance and tectonic setting of Late Carboniferous clastic rocks in West Junggar, Xinjiang, China: a case from the Hala-alat Mountains [J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2013, 64: 210–222.
- [31] 唐华凤, 王璞珺, 边伟华, 等. 火山岩储层地质研究回顾[J]. *石油学报*, 2020, 41(12): 1744–1773.
- Tang Huafeng, Wang Pujun, Bian Weihua, et al. Review of volcanic reservoir geology [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(12): 1744–1773.
- [32] 冯志强, 刘嘉麒, 王璞珺, 等. 油气勘探新领域: 火山岩油气藏; 松辽盆地大型火山岩气田发现的启示[J]. *地球物理学报*, 2011, 54(2): 269–279.
- Feng Zhiqiang, Liu Jiaqi, Wang Pujun, et al. New oil and gas exploration field: volcanic hydrocarbon reservoirs: enlightenment from the discovery of the large gas field in Songliao Basin [J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2011, 54(2): 269–279.
- [33] Feng Zhiqiang. Volcanic rocks as prolific gas reservoir: a case study from the Qingshen gas field in the Songliao Basin, NE China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2008, 25(4/5): 416–432.
- [34] 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.
- [35] 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.
- [36] 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.
- [37] 王奕松. 准噶尔盆地西北缘中拐地区二叠系流体包裹体特征及其包含的油气运移成藏信息[D]. 西安: 西北大学, 2016.
- Wang Yisong. The features of fluid inclusions and their contained information on hydrocarbon migration and accumulation among Permian systems in Zhongguai area, northwestern Junggar Basin [D]. Xi'an: Northwest University, 2016.
- [38] 王璞珺, 缴洋洋, 杨凯凯, 等. 准噶尔盆地火山岩分类研究与应用[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2016, 46(4): 1056–1070.
- Wang Pujun, Jiao Yangyang, Yang Kaikai, et al. Classification of volcanogenic successions and its application to volcanic reservoir exploration in the Junggar Basin, NW China [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2016, 46(4): 1056–1070.
- [39] 吴颜雄, 王璞珺, 边伟华, 等. 松辽盆地深层火山岩储层测井响应及地质解译[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2012, 42(6): 1927–1934, 1965.
- Wu Yanxiong, Wang Pujun, Bian Weihua, et al. Log responses and its corresponding geological interpretation of deep volcanic reservoir in Songliao Basin [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2012, 42(6): 1927–1934, 1965.
- [40] 张斌, 顾国忠, 单俊峰, 等. 辽河东部凹陷新生界火成岩岩性、岩相特征和储层控制因素[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2019, 49(2): 279–293.
- Zhang Bin, Gu Guozhong, Shan Junfeng, et al. Lithology, lithofacies characteristics and reservoir control factors of Cenozoic igneous rocks in eastern sag of Liaohe Depression [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2019, 49(2): 279–293.
- [41] 文环明. 分形测井解释理论方法研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2003.
- Wen Huanming. Study of fractal log interpretation theory and method [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2003.
- [42] Mandelbrot B B, Van Ness J W. Fractional Brownian motions, fractional noises and applications [J]. *SIAM Review*, 1968, 10(4): 422–437.
- [43] Busch J M, Fortney W G, Berry L N. Determination of lithology from well logs by statistical analysis [J]. *SPE Formation Evaluation*, 1987, 2(4): 412–418.
- [44] 范宜仁, 黄隆基, 代诗华. 交会图技术在火山岩岩性与裂缝识别中的应用[J]. *测井技术*, 1999, 23(1): 53–56.
- Fan Yiren, Huang Longji, Dai Shihua. Application of crossplot technique to the determination of lithology composition and fracture identification of igneous rock [J]. *Well Logging Technology*, 1999, 23(1): 53–56.
- [45] Lan Xixi, Zou Changchun, Kang Zhihong, et al. Log facies identification in carbonate reservoirs using multiclass semi-supervised learning strategy [J]. *Fuel*, 2021, 302: 121145.

- [46] Breiman L. Random forest[J]. Machine Learning, 2001, 45(1): 5–32.
- [47] 庞雄奇, 陈冬霞, 张俊, 等. 相—势—源复合控油气成藏机制物理模拟实验研究[J]. 古地学报, 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.
- [48] 庞雄奇, 周新源, 姜振学, 等. 叠合盆地油气藏形成、演化与预测评价[J]. 地质学报, 2012, 86(1): 1–103.
Pang Xiongqi, Zhou Xinyuan, Jiang Zhenxue, et al. Hydrocarbon reservoirs formation, evolution, prediction and evaluation in the superimposed basins [J]. Acta Geologica Sinica, 2012, 86(1): 1–103.
- [49] 何登发. 不整合面的结构与油气聚集[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(2): 142–149, 201.
He Dengfa. Structure of unconformity and its control on hydrocarbon accumulation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(2): 142–149, 201.
- [50] 李德生. 渤海湾含油气盆地的地质和构造特征[J]. 石油学报, 1980, 1(1): 6–20.
Li Desheng. Geological and structural characteristics of Bohai Bay, China [J]. Acta Petrolei Sinica, 1980, 1(1): 6–20.
- [51] 邹才能, 侯连华, 陶士振, 等. 新疆北部石炭系大型火山岩风化体结构与地层油气成藏机制[J]. 中国科学: 地球科学, 2011, 41(11): 1613–1626.
Zou Caineng, Hou Lianhua, Tao Shizhen, et al. Hydrocarbon accumulation mechanism and structure of large-scale volcanic weathering crust of the Carboniferous in northern Xinjiang, China [J]. Science China Earth Sciences, 2011, 41(11): 1613–1626.
- [52] 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.
- [53] 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.
- [54] 王岩泉, 胡大千, 蔡国刚, 等. 辽河盆地东部凹陷火山岩储层特征与主控因素[J]. 石油学报, 2013, 34(5): 896–904.
Wang Yanquan, Hu Daqian, Cai Guogang, et al. Characteristics and controlling factors of Cenozoic volcanic reservoirs in Liaohe Basin, NE China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(5): 896–904.
- [55] 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.
- [56] 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.
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.
- [57] 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.
- [58] 徐帜, 庞雄奇, 陈宏飞, 等. 准噶尔盆地二叠系风城组全油气系统油气资源“3类3级”联合定量评价[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(4): 1178–1193.
Xu Zhi, Pang Xiongqi, Chen Hongfei, et al. Quantitative evaluation of three-category and three-tier hydrocarbon resources in the whole petroleum system of the Permian Fengcheng Formation, Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(4): 1178–1193.
- [59] 蒋佳兵, 陈如鹤, 李小刚, 等. 火山岩内幕型储层特征与主控因素: 以准噶尔盆地滴南凸起滴水泉西断裂下盘为例[J]. 中国石油勘探, 2023, 28(2): 119–132.
Jiang Jiabing, Chen Ruhe, Li Xiaogang, et al. Characteristics and main controlling factors of inner volcanic reservoir: a case study of the footwall of West Dishuiquan Fault in Dinan Bulge, Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(2): 119–132.
- [60] 陈宏飞, 庞雄奇, 鲍李银, 等. 准噶尔盆地金龙2井区南北火山岩成藏要素及模式差异[J/OL]. 天然气地球科学, 2026–06–01. <https://link.cnki.net/urlid/62.1177.TE.20260530.1657.002>.
Chen Hongfei, Pang Xiongqi, Bao Liyin, et al. Differences in reservoir architecture and genetic mechanisms between the northern and southern volcanic rocks in the Jinlong 2 well area, Junggar Basin [J/OL]. Natural Gas Geoscience, 2026–06–01. <https://link.cnki.net/urlid/62.1177.TE.20260530.1657.002>.
- [61] 龚德瑜, 韩琰, 杨斌, 等. 准噶尔盆地古城凹陷石炭系烃源岩形成环境与生烃潜力[J]. 地学前缘, 2025, 32(6): 438–456.
Gong Deyu, Han Yan, Yang Bin, et al. Formation environment and hydrocarbon-generating potential of Carboniferous source rocks in the Gucheng Sag, Junggar Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2025, 32(6): 438–456.
- [62] 马昕箬, 刘震, 李新宁, 等. 准东石炭系—二叠系断—压耦合作用及其对油气成藏的意义[J]. 现代地质, 2025, 39(5): 1266–1281.
Ma Xinruo, Liu Zhen, Li Xinning, et al. Fault-formation pressure coupling and its significance for hydrocarbon accumulation in the Carboniferous-Permian systems of the eastern Junggar Basin [J]. Geoscience, 2025, 39(5): 1266–1281.

(编辑 张玉银)