

阜康凹陷及周缘中二叠统烃源岩形成、演化及油气勘探意义*

杨润泽¹ 杨帆¹ 康积伦² 林潼¹ 马强² 李攀¹ 张伟²

1 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

2 中国石油吐哈油田公司, 新疆哈密 839009

摘要 利用烃源岩和油气地球化学分析、生烃热模拟、油气成藏数值模拟、包裹体分析等多种手段, 明确了准噶尔盆地中央坳陷带阜康凹陷及周缘中二叠统烃源岩生烃机制与热演化模式, 阐述了不同构造带二叠系油气成藏机理并建立差异化油气成藏模式, 最终指明勘探有利区。研究表明: (1) 阜康断裂带、吉木萨尔凹陷、阜康凹陷的烃源岩规模、品质和生烃能力依次减弱, 烃源岩具有早生早排的特征。(2) 油气富集模式分为早期深埋富气型、早一晚 2 期埋藏富油型、持续埋藏富气型和持续埋藏富油型。(3) 阜康断裂带上盘主要为受断裂控制的调整型次生气藏; 下盘逆掩带主要为高压驱动、断裂输导的立体成藏型油气藏, 油气富集于源下井井子沟组顶部; 阜康凹陷二叠系油气具有“垂向运聚为主、侧向运聚为辅”的成藏特征, 深凹陷区至斜坡区逐渐由气藏向油藏过渡; 凸起区两侧凹陷生成的油气沿断裂—不整合复合输导体系向凸起高部位运聚, 油气多层系分布。(4) 勘探有利区为: 阜康断裂带上盘相对稳定区残留古油气藏, 阜康断裂带下盘逆掩带次级凹陷源内致密油/页岩油、源上及源下岩性油气藏, 阜康凹陷上乌尔禾组岩性或构造—岩性油气藏, 勘探目标包括深凹陷区气藏和斜坡区油藏。

关键词 生烃 油气成藏 二叠系 芦草沟组 阜康凹陷 准噶尔盆地

第一作者简介 杨润泽, 男, 1992 年生, 2021 年获中国石油勘探开发研究院博士学位, 现为中国石油勘探开发研究院高级工程师, 主要从事油气成藏综合研究。E-mail: yangrunze@163.com。

中图分类号: P618.12 文献标志码: A

Formation and evolution of the Middle Permian source rocks in Fukang sag and adjacent areas and their implications for oil and gas exploration

YANG Runze¹ YANG Fan¹ KANG Jilun² LIN Tong¹ MA Qiang² LI Pan¹ ZHANG Wei²

1 Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China

2 Tuha Oilfield Company, PetroChina, Xinjiang Hami 839009, China

Abstract Through the application of multiple analytical techniques—including source rock and hydrocarbon geochemistry, thermal simulation of hydrocarbon generation, numerical modeling of hydrocarbon accumulation, and fluid inclusion analysis—the hydrocarbon generation mechanism and thermal

* 国家深地重大专项 (编号: 2024ZD1001002-02) 和中国石油天然气股份有限公司科技项目 (编号: 2023ZZ24YJ01) 联合资助。[Co-funded by the Deep Earth National Science and Technology Megaproject (No. 2024ZD1001002-02) and the PetroChina Science and Technology Project (No. 2023ZZ24YJ01)]

收稿日期: 2025-10-24 改回日期: 2026-01-05

evolution history of the Middle Permian source rocks in the Fukang sag and adjacent areas have been elucidated. The hydrocarbon accumulation mechanisms of the Permian petroleum system across different structural zones are elucidated, leading to the establishment of differentiated models for hydrocarbon accumulation. Ultimately, favorable exploration targets are identified. The main findings are as follows: (1) The scale, quality, and hydrocarbon generation potential of the source rocks decrease successively from the Fukang fault zone to the Jimsar sag and then to the Fukang sag, with characteristics indicative of early hydrocarbon generation and expulsion. (2) The hydrocarbon enrichment patterns can be categorized into: early deep burial gas-rich type, early-late two-stage burial oil-rich type, continuous burial gas-rich type, and continuous burial oil-rich type. (3) In the hanging wall of the Fukang fault zone, hydrocarbon accumulation is dominated by fault-controlled, adjusted secondary reservoirs. The footwall is characterized by multi-layer, three-dimensional reservoirs driven by overpressure and transported via faults, with the most concentrated hydrocarbons occurring at the top of the Jingjingzigou Formation. In the Fukang sag, accumulation follows a model of “predominantly vertical migration and accumulation, supplemented by lateral migration,” with a gradual transition from gas reservoirs in the deep sag to oil reservoirs on the slopes. Hydrocarbons generated from depressions on both sides of uplifts migrate along fault-unconformity composite pathways toward the uplifts, resulting in multi-layer hydrocarbon distribution. (4) The favorable exploration targets include: preserved palaeo-reservoirs in the relatively stable hanging wall of the Fukang fault zone; tight oil/shale oil and lithologic reservoirs in the footwall of the Fukang fault zone; and lithologic or structural-lithologic gas reservoirs in the deep Shangwuerhe Formation of the Fukang sag, transitioning to oil reservoirs on the slopes.

Key words hydrocarbon generation, hydrocarbon accumulation, Permian, Lucaogou Formation, Fukang sag, Junggar Basin

About the first author YANG Runze, born in 1992, a senior engineer with his Ph.D. degree obtained from Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina in 2021. Now he is engaged in comprehensive research on hydrocarbon accumulation. E-mail: yangrunze@163.com.

0 引言

准噶尔盆地阜康凹陷及周缘地区广泛分布中二叠统芦草沟组优质烃源岩, 油气资源潜力巨大。然而, 目前研究区油气勘探程度仍较低, 已发现的油气规模与其巨大的资源潜力不匹配, 具备极大的勘探潜力 (李建忠等, 2023)。受印支、燕山、喜马拉雅构造运动的叠加改造, 研究区呈现凹凸相间的构造格局, 一直以来被认为油气难以规模生成和保存。虽然准噶尔盆地东部 (以下简称“准东”) 大规模油气勘探始于 20 世纪 80 年代, 但仅获得零星油气发现, 油藏规模总体偏小 (支东明等, 2024)。随着勘探理论与技术的不断进步, 阜康凹陷及周缘地区迎来了一系列勘探突破, 2010 年之后在吉木萨尔凹陷芦草沟组发现 10 亿吨级页岩油聚集 (匡立春等, 2015); 2019 年在阜康凹陷东斜坡部署的风险探井康探 1 井于上乌尔禾组获日产

158 m³ 的高产油流, 实现了该区域二叠系油气勘探重大突破 (何海清等, 2021); 2021 年在吉南凹陷部署的萨探 1 井于井子沟组获日产 26.3 m³ 高产工业油流, 对该区实施集中勘探后, 展现出亿吨级勘探场面 (李建忠等, 2023)。以上勘探发现不仅展现了稳定凹陷区的油气规模, 也揭示了前陆冲断带巨大的油气勘探前景, 同时展现了源下、源内、源上立体成藏特征。

然而, 多期构造活动的叠加改造使得地层更为破碎, 冲断带、隆起带和凹陷带构造样式各异, 不同构造带烃源岩热演化过程、油气相态、油气运聚和保存条件差异明显, 导致对该区油藏地质特征和成藏机制的认识更加困难。此外, 来自石油系统、地调系统和民营企业的多家单位参与了该区的勘探研究工作, 各单位矿权范围局限, 较难形成整体性认识。前人对阜康凹陷、吉木萨尔凹陷、吉南凹陷

进行了烃源岩古环境及烃源岩评价研究（李建忠等，2023；刘超威等，2023；龚德瑜等，2024；张妍等，2024），明确了准东地区发育一套以Ⅱ型有机质为主的中等—好烃源岩，其中阜康断裂带烃源岩品质最好，吉木萨尔凹陷和阜康凹陷次之。烃源岩整体发育于淡水—半咸水、弱还原—弱氧化的干热环境中，其有机质主要为水生生物和陆源植物的混合贡献。然而，前人研究多集中于吉木萨尔凹陷和阜康凹陷，对阜康凹陷及周缘地区烃源岩沉积古环境及其对烃源岩品质的影响未形成整体认识。此外，虽然阜康断裂带二叠系近几年取得勘探突破，但该区域芦草沟组烃源岩生烃动力学特征仍未见报道，不仅缺乏烃源岩生烃门限、生烃过程等关键数据，也缺乏其与周缘不同生烃凹陷烃源岩生烃特征的对比。在烃源岩热演化及油气成藏研究方面，前人研究往往聚焦于具体构造带的油气成藏特征及其关联的烃源岩热演化和生烃过程（吴俊军等，2013；何海清等，2021；李建忠等，2023）。然而，博格达山的演化不仅对其北部各构造带的构造演化具有明显控制作用（甄宇等，2024），还对这些区域的烃源岩热演化、油气相态、油气运聚及保存条件产生重要影响，目前仍缺乏相关的系统性研究。

针对以上问题，立足最新勘探进展和团队研究成果，以博格达山北部古地理演变或构造演化为背景，探讨古环境对烃源岩品质及分布的控制作用，分析优质烃源岩的生烃动力学特征，明确不同构造带烃源岩埋藏—热演化规律。重点阐述了构造演化与烃源岩生烃热演化对阜康凹陷及周缘油气藏的油气相态、运聚规律、分布及保存条件的控制作用，建立了构造和生烃演化控制下的差异成藏模式，并探讨勘探启示意义，以期推动该区以及地质条件类似地区的油气勘探。

1 地质背景

阜康凹陷及周缘地区主要位于准噶尔盆地东部，呈现凹凸相间的构造格局。研究区域的生烃凹陷主要包括阜康凹陷、吉木萨尔凹陷和吉南凹陷，隆起区包括沙奇凸起、北三台凸起、西泉鼻隆、三台凸起、吉南凸起和阜康断裂带（图 1-a）。准东位于博格达山以北，其构造演化受博格达山控制。晚石炭世末期，博格达地区的地球动力学环境由挤压变为拉张，使得博格达地区在早—中二叠世处于

裂谷环境，也成为沉积中心（夏世威等，2024）。另一方面，随着晚石炭世古亚洲洋闭合及海水退出，在陆缘近海的古地理环境下，准噶尔及周缘地区的中、下二叠统形成一系列咸化湖盆。其中，中二叠统芦草沟组在准噶尔盆地、吐哈盆地和三塘湖盆地普遍发育，是全球最厚的湖相富有机质烃源岩层段之一（Carroll and Wartes, 2003），古博格达裂谷为准东地区的芦草沟组烃源岩中心。

印支期—燕山期，准东地区整体处于大型拗陷盆地中，在经历晚三叠世、晚侏罗世以及晚白垩世多期构造挤压活动后，准东凹凸相间的构造格局基本定型（卢华复等，2007；何登发等，2018；郑孟林等，2018）。在此期间，隆起带的上三叠统、上侏罗统及上白垩统均遭受强烈剥蚀，而凹陷区则受影响较小。喜马拉雅运动期，准东周缘造山带前缘逆冲造山活动强烈，博格达山强烈隆升（甄宇等，2024）。强烈逆冲作用使得博格达山北部阜康断裂带上盘发育逆冲推覆构造，将二叠系及上覆地层卷入且强烈变形，部分地层冲出地表。与之相反，阜康断裂带下盘处于逆冲掩伏带，地层不仅未遭受强烈破坏，还经历了稳定埋藏过程（李建忠等，2023）。

二叠系是阜康凹陷及周缘重要的勘探层系，勘探发现主要集中于中、上二叠统。总体上，研究区主要勘探层系自下而上为井井子沟组（对应上乌尔禾组）、芦草沟组和梧桐沟组（图 1-b）。上乌尔禾组/梧桐沟组上部主要为厚层泥岩，为良好的区域盖层（梁世君等，2021），其下部以砂砾岩、中砂岩、细砂岩为主，并与泥岩或砂质泥岩交互。芦草沟组为主要烃源岩层，并间互发育细砂岩、粉砂岩等。井井子沟组主要为三角洲相砂岩，为良好储集层。以芦草沟组烃源岩为中心，发育源内、源上、源下成藏组合（图 1-b），各成藏组合均有勘探突破。

2 烃源岩发育古环境及烃源岩特征

晚石炭世至中—晚二叠世，随着海西期强烈挤压作用的逐渐减缓，准噶尔盆地完成了由海相盆地向陆内盆地的转变（蔡忠贤等，2000）。中二叠世造山运动的减弱使得准东进入整体拗陷阶段，沉积范围增大，中二叠统呈现广覆式沉积的特征。然而，阜康凹陷及周缘多隆多凹的格局使中二叠统芦

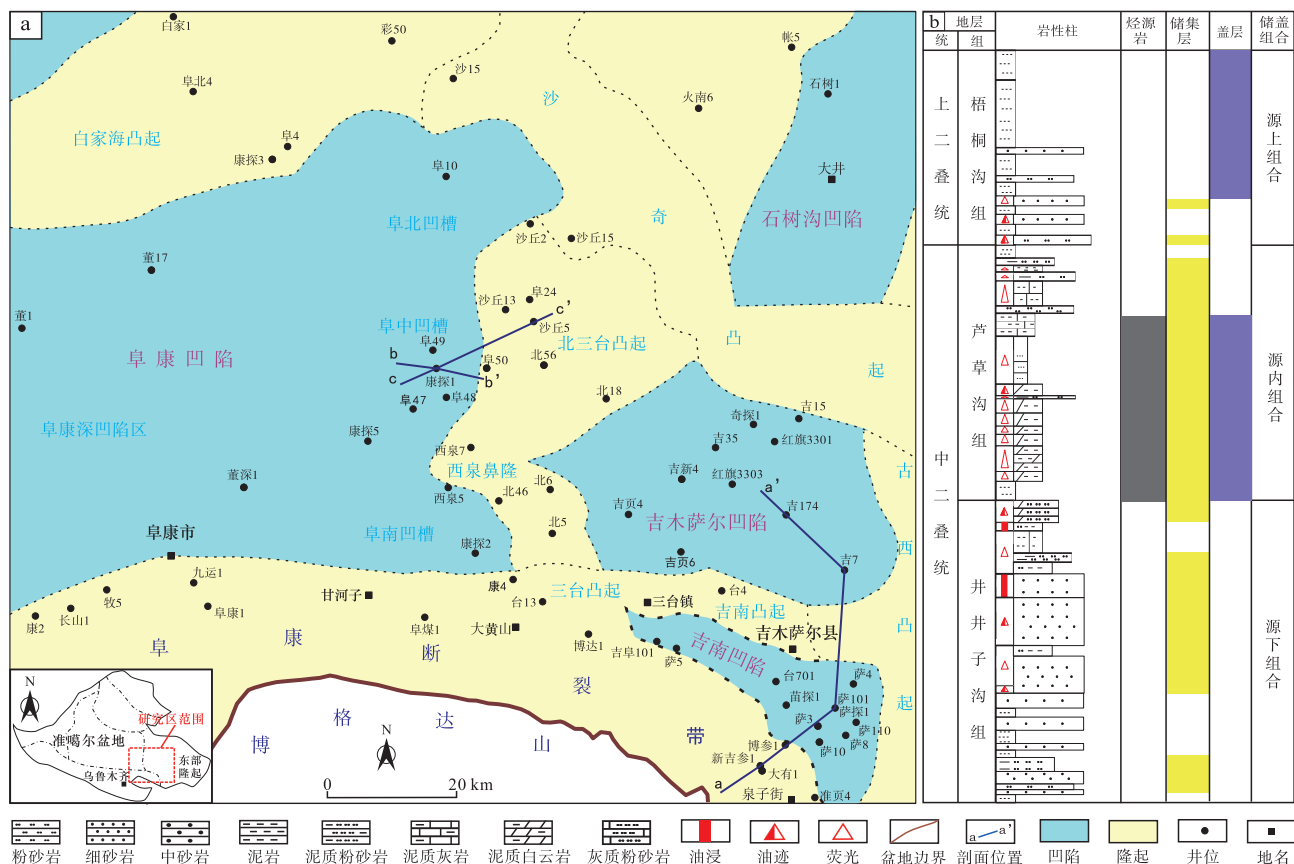


图 1 阜康凹陷及周缘构造单元 (a) 及地层概况 (b)

Fig. 1 Overview of structural units (a) and strata (b) in Fukang sag and adjacent areas

草沟组烃源岩的分布不均一，生烃母质在不同区域上存在差异。

细粒沉积物的微量元素及其组合和烃源岩生物标志化合物是判识沉积环境的有效方法（李建忠等，2025），本次研究选取了阜康凹陷及周缘不同构造带的烃源岩岩心或露头样品，首先对样品进行烃源岩有机质丰度、类型、成熟度等基础评价指标的测试分析，同时也对样品进行了微量元素和烃源岩生物标志化合物测试分析。

实验结果显示，阜康凹陷及周缘不同区域微量元素与生物标志化合物组成差异明显（图 2；表 1），表明不同区域在芦苇沟组烃源岩沉积期存在一定程度分隔，使烃源岩分布和生烃母质在平面上存在差异性。其中，阜康断裂带上盘和吉南凹陷芦苇沟组烃源岩沉积水体环境强还原，其姥/植比略大于 1，其 V/Cr 值以及 β -胡萝卜素含量明显高于阜中凹槽、阜南凹槽和吉木萨尔凹陷，处于弱氧化—弱还原的过渡水体环境中。另外，与阜中凹槽、阜南凹槽相比，阜康断裂带上盘和吉木萨尔凹

陷的高 Sr/Cu 值揭示了该区域整体气候更为干热。古气候和陆源淡水输入共同控制了湖盆水体盐度，Sr/Ba 值与伽马蜡烷相对含量揭示了研究区气候干热程度与水体盐度通常呈正相关。然而，陆源物质的输入会使水体盐度稀释，研究表明阜南凹槽芦苇沟组沉积期陆源供给大于阜中凹槽，导致此时期阜南凹槽水体盐度偏低（刘超威等，2023）。

另外，甾类化合物可以有效地指示生烃母质来源及烃源岩沉积环境（王东勇等，2025）， C_{27} - C_{28} - C_{29} 规则甾烷三角图同样指示了阜康凹陷及周缘不同区域芦苇沟组烃源岩生烃母质存在差异。研究区大多数样品为混合来源有机质输入（图 3），其中吉南凹陷有机质主要来源于以藻类为主的水生生物，陆源高等植物贡献较小。吉木萨尔凹陷、阜康断裂带上盘和阜中凹槽有机质的混合特征较为明显，但吉木萨尔凹陷和阜康断裂带上盘有机质中以藻类为主的水生生物占比较大，而阜中凹槽则混有更多的陆源高等植物。阜南凹槽陆源高等植物输入占明显优势，水生生物贡献较小。

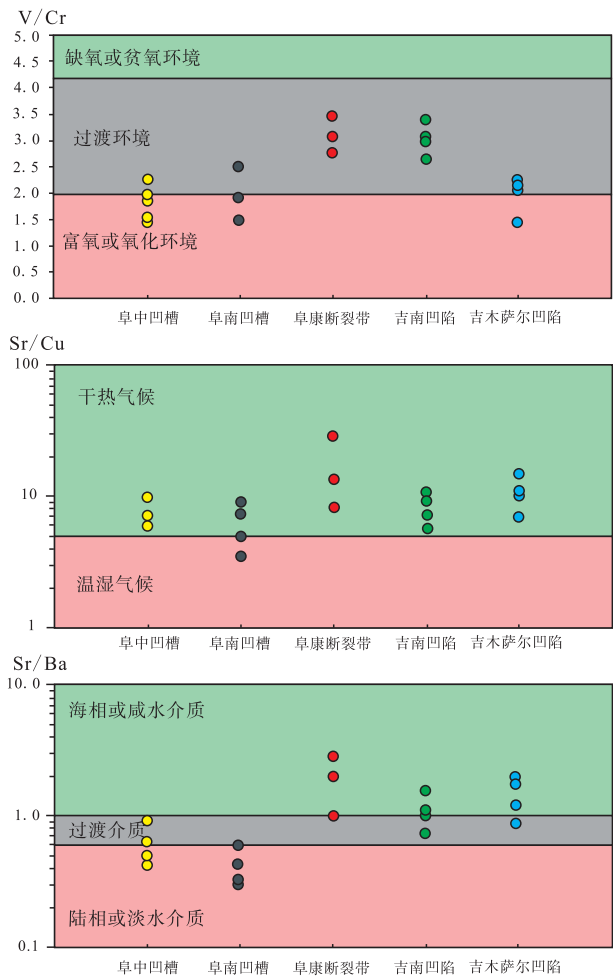


图 2 阜康凹陷及周缘芦草沟组烃源岩古环境判别图
Fig. 2 Palaeoenvironmental discrimination of the Lucaogou Formation source rocks in Fukang sag and adjacent areas

表 1 阜康凹陷及周缘芦草沟组烃源岩地球化学参数
Table 1 Geochemical parameters of source rocks of the Lucaogou Formation in Fukang sag and adjacent areas

构造带	井名	$G/C_{30} \cdot H$	$\beta/\%$	Pr/Ph
阜中凹槽	康探 1	0.31	2.96	1.38
阜南凹槽	康探 2	0.12	1.57	1.51
阜康断裂带上盘	博达 1	0.32	3.30	1.17
吉南凹陷	萨 101	0.36	2.60	1.15
吉木萨尔凹陷	红旗 3301	0.29	2.10	1.13

注：G=伽马蜡烷， $C_{30} \cdot H=C_{30}$ 藿烷， $\beta=\beta$ -胡萝卜烷，Pr=姥烷，Ph=植烷。

阜康凹陷及周缘芦草沟组烃源岩发育古环境对烃源岩发育起到控制作用，水体深度、盐度、有机质供给、氧化还原性等因素共同控制了烃源岩规模和品质。其中，阜康断裂带上盘与吉南凹陷芦草沟

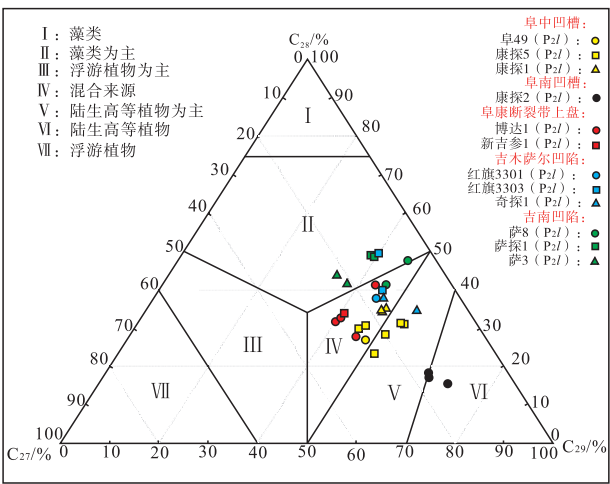


图 3 阜康凹陷及周缘芦草沟组烃源岩有机质来源三角图
Fig. 3 Triangle diagram of organic matter source discrimination of the Lucaogou Formation source rocks in Fukang sag and adjacent areas

组沉积水体深、环境还原，有机质供给以藻类等水生生物为主，形成厚度、TOC、生烃潜量、HI 等值相对较高的优质烃源岩(表 2)，烃源岩规模和品质均优于吉木萨尔凹陷(李建忠等，2023)，后者是公认资源潜力巨大的优质烃源岩(王剑等，2020)。阜中凹槽和阜南凹槽水体氧化性增高且水生生物贡献变小，烃源岩规模和品质低于阜康断裂带上盘、吉南凹陷和吉木萨尔凹陷。阜中凹槽烃源岩厚度 50~201 m，整体评价为中等—好烃源岩。阜南凹槽烃源岩厚度变薄，整体评价为中等烃源岩。

3 烃源岩生烃与埋藏—热演化特征

3.1 生烃特征

为明确不同演化阶段芦草沟组烃源岩的生烃能力及油气相态，选取掩伏带(吉南凹陷)典型井低熟烃源岩样品进行封闭体系下的生烃热模拟实验，该样品代表了生烃中心区优质烃源岩，并与周缘凹陷芦草沟组样品的生烃热模拟结果进行对比。提取萨 101 井芦草沟组低熟烃源岩样品(R_o 约为 0.5%)的干酪根进行生烃热模拟实验，本次实验采用 2℃/h 和 20℃/h 2 套升温程序，高压釜的压力维持在 50 MPa。2 套升温速率下的生烃曲线较为一致，在 Kinetics 软件中输入实验数据(时间、温度、生烃量和生成转化率等)，计算得到指前因子

表 2 阜康凹陷及周缘芦草沟组烃源岩地球化学参数
Table 2 Geochemical parameters of the Lucaogou Formation source rocks in Fukang sag and adjacent areas

构造带	井名/露头	厚度/m	TOC/%	S_1+S_2 / $\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$	HI / $\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$	类型	$T_{\text{max}}/^\circ\text{C}$	$R_o/\%$
阜中凹槽	康探 1	50~201	2.69	8.16	238.90	Ⅱ ₁ 、Ⅱ ₂	438~455	1.15
	康探 5		2.92	6.77	255.38	Ⅱ ₁	440~465	1.22
	阜 49		2.49	6.53	251.89	Ⅱ ₁ 、Ⅱ ₂	437~466	1.20
	阜 50		1.64	3.63	111.23	Ⅱ ₁ 、Ⅱ ₂	442~472	/
阜南凹槽	康探 2	128	0.77	1.01	93.47	Ⅱ ₂ 、Ⅲ	445~447	1.03
阜康断裂带 上盘	新吉参 1	410~650 *	1.93 *	28.00 *	463.00 *	Ⅰ、Ⅱ ₁ (Ⅱ ₁ 型为主)	460~480	1.71
	准页 4						/	0.94
	博达 1						/	1.72
	大黄山	/	5.53	39.00	463.0		/	0.74
吉南凹陷	准页 2	170~478	1.93 *	/	/		/	0.65~0.90 *
	博参 1						432~452 *	/
	萨探 1		5.20	37.60	379.0		436~445	0.50~0.75
	萨 101		6.80	45.70	341.0			
吉木萨尔 凹陷	红旗 3301	150~330	3.82	20.00	391.0	Ⅱ ₁	418~447	0.91
	吉 35		2.03	7.10	287.0	Ⅱ ₂	428~454	/
	吉 174		6.11	15.23	313.7	Ⅱ ₁	436~460	0.87

注：* 数据据李建忠等，2023。

和对应的活化能分布。所得到的生烃动力学参数适用于干热气候条件下弱氧化—弱还原咸化湖盆环境中发育的芦草沟组烃源岩。

以 2℃/h 升温程序下的实验结果为例，该样品液态烃生成的指前因子 $A=8.5\times10^{12}\text{S}^{-1}$ ，活化能为 44~55 kcal/mol，活化能分布较为集中(图 4-a)，且活化能低于吉木萨尔凹陷周缘芦草沟组烃源岩(刘欣然等，2023)。该区域烃源岩具有早生早排的特征，低熟阶段(R_o 介于 0.5%~0.7%之间)的烃源岩已具备规模生烃潜力。演化至成熟阶段后，烃源岩开始快速生烃，在 $R_o=1.07\%$ 达到生油高峰，烃类产率峰值可达到 670 mg/g。此后，原油产率逐渐下降并发生裂解。在气态烃生成过程中，处于低熟—成熟演化阶段的烃源岩生气量较低，生气量在达到高熟阶段时显著增加(图 4-b)，天然气干燥系数也在达到高熟阶段时显著上升。另外，当 R_o 超过 1.5%，随着重烃气逐渐裂解，干燥系数快速上升(图 4-c)。前人研究表明，不同品质芦草沟组烃源岩的生排烃门限存在差异，烃源岩 HI 越高，生烃能力越强，排烃门限越早(刘欣然等，2023)。结合阜康凹陷及周缘烃源岩地球化学特征和生烃模拟结果，阜康断

裂带烃源岩品质最优、生烃潜力最大、生排烃时间较早。与之相比，吉木萨尔凹陷、阜康凹陷烃源岩生烃能力依次减弱，规模生排烃时间更晚。

3.2 埋藏—热演化特征

多期构造活动的叠加改造使阜康凹陷及周缘呈现凹凸相间的构造格局，各构造带芦草沟组烃源岩经历不同的埋藏—热演化过程，导致烃源岩成熟度在平面上差异较大。已钻井实测烃源岩 R_o/T_{max} 约束下的烃源岩成熟度分布图显示(图 5)，阜康深凹陷区烃源岩埋深大，热演化程度较高，烃源岩普遍演化至高成熟—过成熟阶段，例如董 17 井烃源岩 R_o 已达 2.0% 以上，凹陷更深部烃源岩成熟度更高。与深凹陷区相比，阜东斜坡区烃源岩埋藏相对较浅，处于成熟—高成熟早期，但仍处于生油窗内。北三台及沙奇凸起带烃源岩埋藏较浅，主要位于低熟—成熟区间。吉木萨尔凹陷烃源岩处于生油窗内，普遍达到成熟—高成熟早期。吉南凹陷位于冲断带下盘，烃源岩演化至低熟—成熟阶段。阜康断裂带上盘烃源岩成熟演化差异大，断裂带中—西段烃源岩演化至成熟—高熟阶段，而断裂带东段烃源岩普遍演化至高成熟晚期。

研究区芦草沟组烃源岩埋藏史分为 3 种类型，

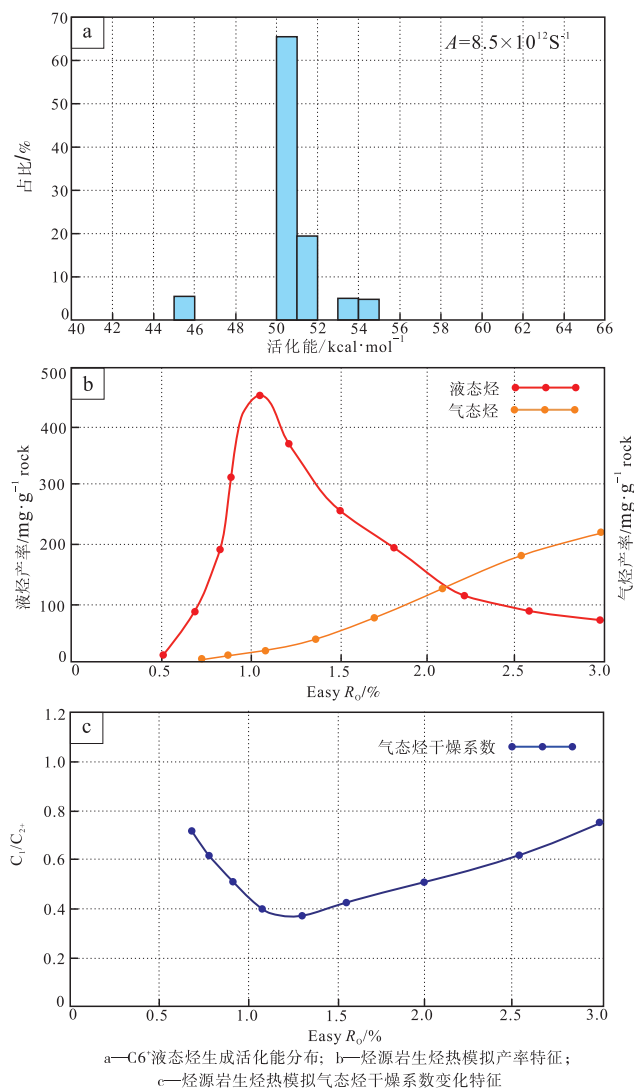


图 4 阜康断裂带芦草沟组烃源岩生烃热模拟参数 (a)、烃类产率 (b) 及气态烃干燥系数 (c)

Fig. 4 Thermal simulation parameters (a), hydrocarbon production rate (b) and drying coefficient (c) of gaseous hydrocarbon of the Lucaogou Formation source rocks in Fukang fault zone

分别是持续埋藏型、早一晚 2 期埋藏型和早期埋藏型。其中, 阜康凹陷、北三台凸起、吉木萨尔凹陷烃源岩为持续埋藏型烃源岩。虽然二叠纪晚期、晚侏罗世—白垩纪以及新近纪的构造挤压使准东地区东西向和南北向均产生较大的缩短量, 但处于继承型凹陷发育区的阜康凹陷和吉木萨尔凹陷缩短量相对较小 (马超等, 2019), 其构造演化过程中仅发生数次短暂抬升, 烃源岩整体上经历了持续埋藏演化过程 (图 6-a)。北三台凸起区在中二叠统沉积前为水下低凸起, 其芦草沟组沉积厚度薄。在后续演化中, 北三台凸起能持续接收沉积, 但沉积物厚

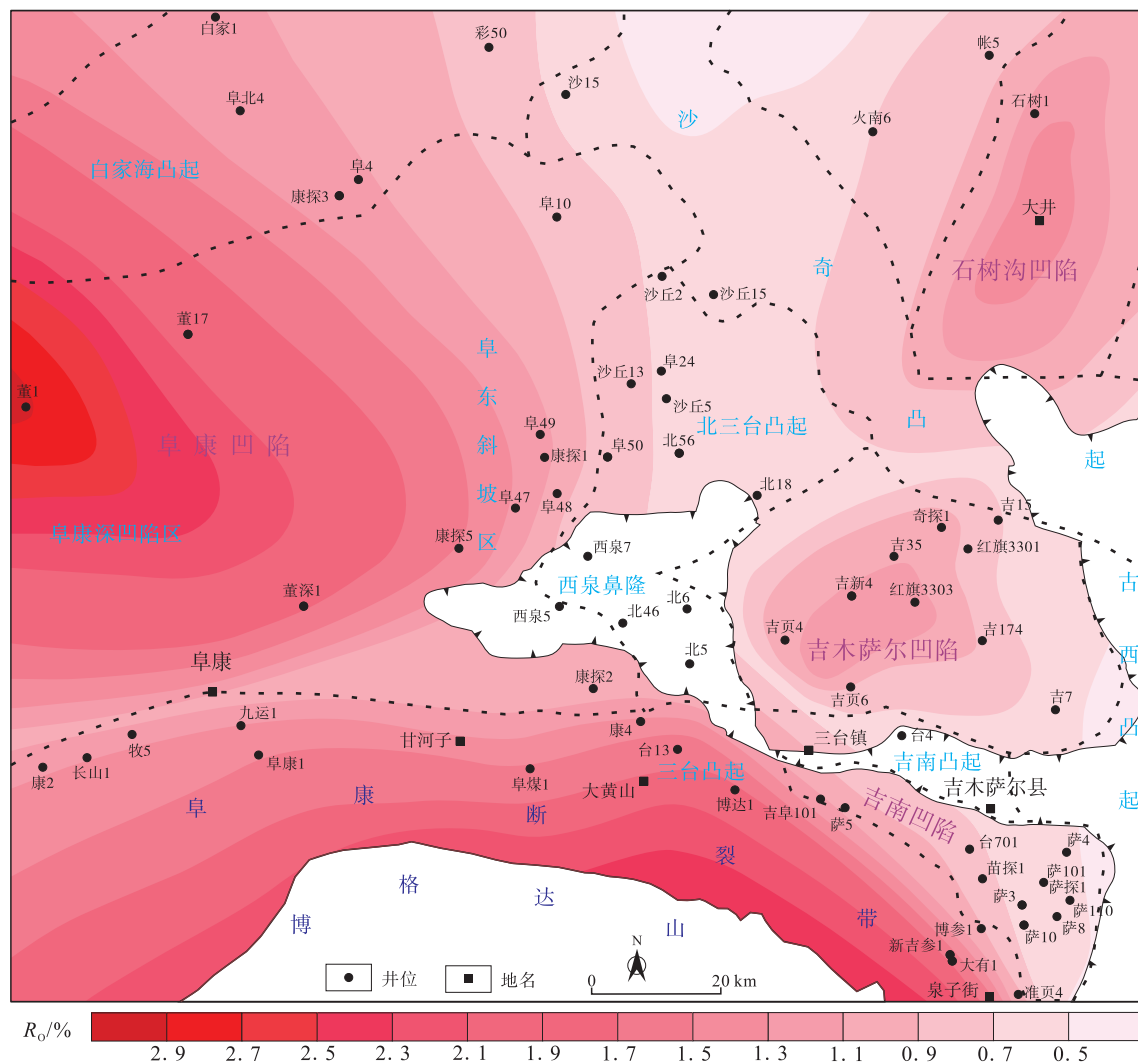
度较薄。总体上, 阜康凹陷、北三台凸起、吉木萨尔凹陷烃源岩整体成熟演化过程是持续的, 受限于不同地区沉积厚度, 使得现今不同区域芦草沟组烃源岩热演化程度差异明显。

博格达山前的阜康断裂带上盘逆冲带和下盘逆冲掩伏带的差异演化造就了 2 种截然不同的埋藏—热演化史, 其中阜康断裂带逆冲掩伏带烃源岩为早一晚 2 期埋藏型烃源岩 (图 6-b), 阜康断裂带逆冲带发育早期埋藏型烃源岩 (图 6-c)。博格达地区主体为石炭系基底上发育的裂谷, 芦草沟组沉积期的湖盆中心位于现今博格达山及周缘, 发育巨厚芦草沟组烃源岩, 烃源岩厚度由博格达山中心向周缘变薄。晚二叠世, 随着博格达山逐渐隆升, 以博格达山为中心的湖盆逐渐消亡, 相应的, 沉积物在山前堆积 (史燕青等, 2021)。在晚侏罗世的构造抬升前, 山前带 (即阜康断裂带) 整体上处于持续沉积阶段, 三叠纪末期的短暂抬升对生烃演化影响甚微。在此过程中, 现今阜康断裂带上盘为沉积物卸载区, 可以快速接受沉积, 烃源岩迅速演化至成熟—高成熟阶段。而现今逆冲掩伏带在当时位于古斜坡区, 其沉积速率慢, 烃源岩仅演化至低熟阶段。随着中一晚燕山期欧亚板块与拉萨地块的碰撞挤压, 阜康断裂带整体隆升 (关宝文等, 2017), 上盘逐渐逆冲推覆, 与下盘产生明显分隔。此后, 断裂带上盘逆冲带持续处于构造高部位, 尤其是喜马拉雅期构造挤压使得上盘大部分地层冲出地表, 烃源岩埋藏—热演化过程停滞, 造就逆冲带烃源岩早期埋藏、后期生烃停滞的特征。然而, 逆冲掩伏带在喜马拉雅构造期稳定沉降并接受沉积, 造就逆冲掩伏带烃源岩早一晚 2 期埋藏的特征。

4 构造及生烃演化对成藏的控制作用

4.1 对油气相态的控制作用

阜康凹陷及周缘的构造特征复杂, 不同构造带的油气相态差异大, 油气多期成藏与调整、源—储匹配关系、生烃过程等多种因素共同控制了油气相态分布。从源控角度来分析, 不同区域烃源岩生烃过程、产物特征及埋藏—热演化史的差异性油气藏中相态差异的主要控制因素。因此, 本研究对阜康断裂带典型芦草沟组样品进行生烃热模拟实验分析, 结合前人对阜康凹陷周缘地区低熟样品的生烃

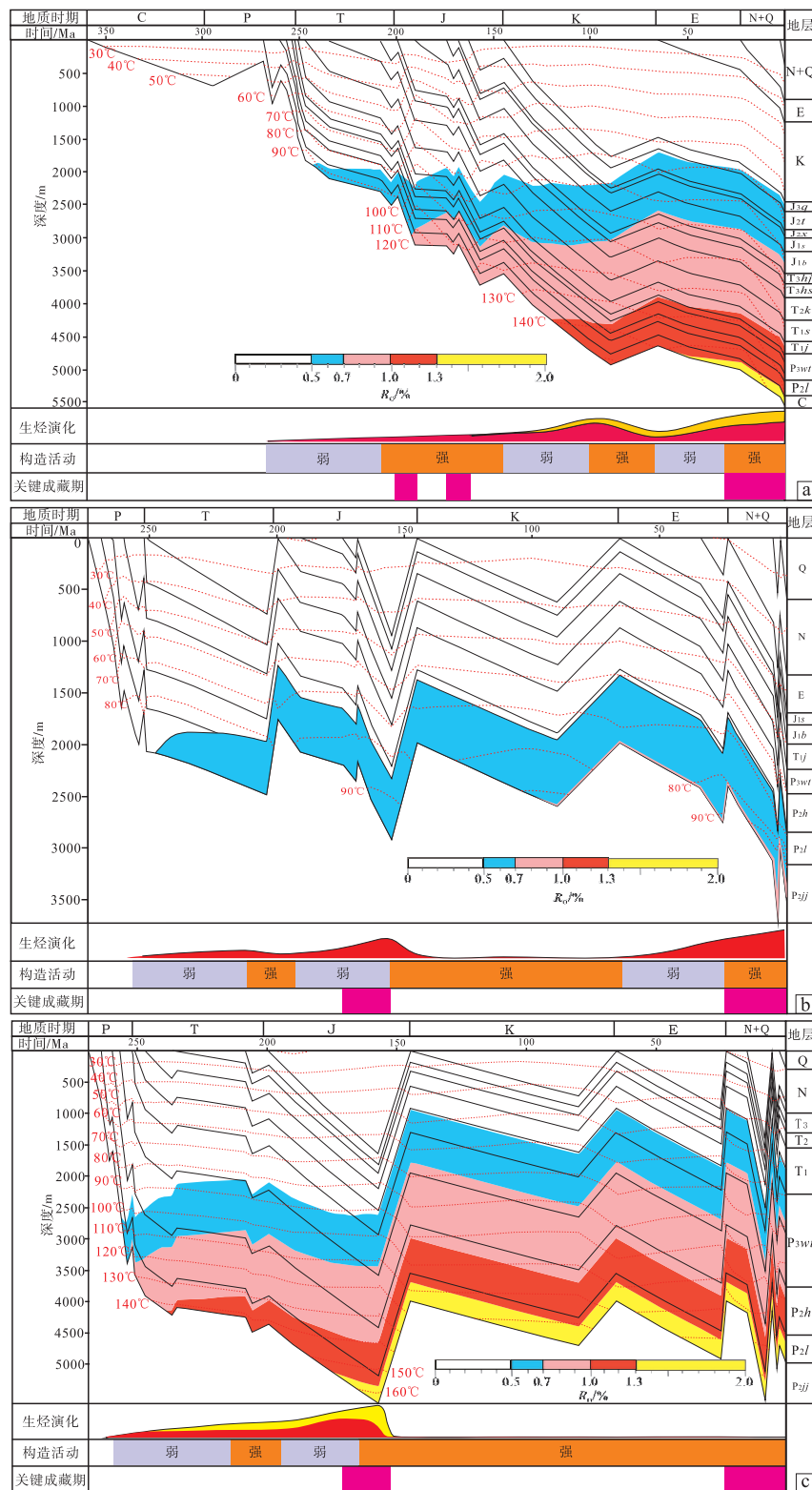
图 5 阜康凹陷及周缘芦草沟组烃源岩 R_0 平面分布Fig. 5 R_0 contour map of source rocks of the Lucaogou Formation in Fukang sag and adjacent areas

热模拟实验结果,分析不同区域烃源岩生烃过程的差异性。在此基础上,结合不同地区烃源岩埋藏—热演化过程,将油气富集模式划分为4类,分别是早期深埋富气型、早一晚2期埋藏富油型、持续埋藏富气型、持续埋藏富油型。

阜康断裂带上盘逆冲带烃源岩为早期埋藏型烃源岩,烃源岩在早—中侏罗世快速演化至成熟—高成熟阶段(图6-c),此阶段以生成天然气为主,同时生成轻质油,原油逐渐发生裂解。该构造带烃源岩品质高、厚度大,早期深埋使其具备形成规模气藏的资源潜力。然而,燕山期—喜马拉雅期构造抬升使得生烃停滞,油气藏遭受破坏或调整。据此,将该区带划分为早期深埋富气型构造带。实际勘探中,该构造带芦草沟组钻遇了源自芦草沟组烃

源岩的高熟天然气藏,同时发现少量轻质油(梁世君等,2021)。芦草沟组储集层中的烃类包裹体以成熟—高熟阶段的蓝色荧光油包裹体为主,指示了烃源岩演化至成熟—高熟阶段时发生规模油气充注(图7-a)。

阜康断裂带下盘逆冲掩伏带烃源岩为早一晚2期埋藏型烃源岩。芦草沟组烃源岩在早—中侏罗世演化至低熟阶段,此阶段可以生成少量低熟烃类。晚侏罗世—白垩纪的构造挤压使得下盘逆掩带整体抬升,生烃停滞(图6-b)。直至新近纪,逆掩带烃源岩再次沉降并演化至低熟—成熟阶段,生成规模液态烃。以吉南凹陷为例,厚层、高品质芦草沟组烃源岩的发育提供了坚实的资源基础,烃源岩早生早排的特征是该地区低熟—成熟烃源岩能够形成

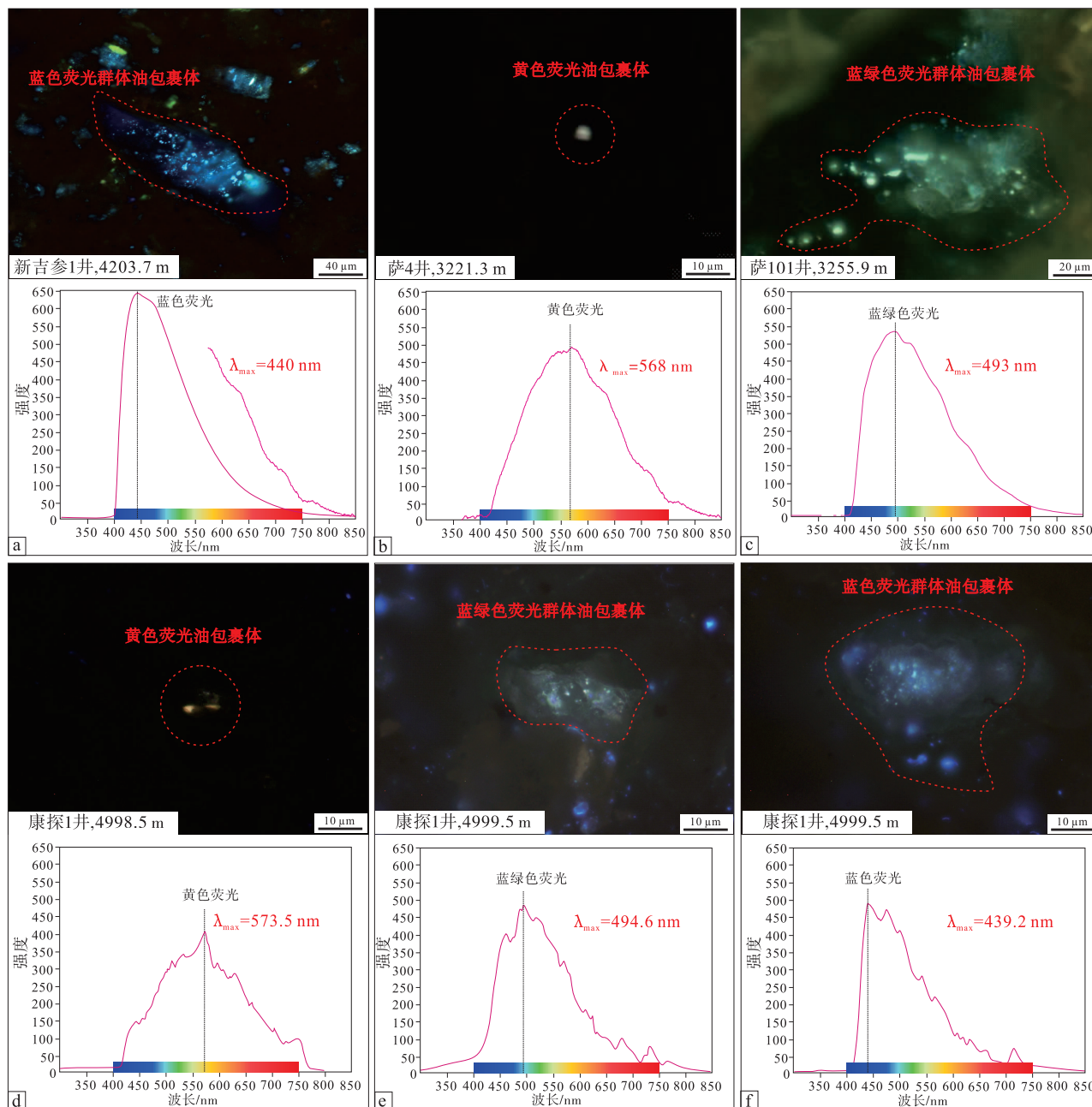


a—持续埋藏型烃源岩埋藏—热演化史及关键成藏要素叠合图；b—早—晚 2 期埋藏型烃源岩埋藏—热演化史及关键成藏要素叠合图；

c—早期埋藏型烃源岩埋藏—热演化史及关键成藏要素叠合图

图 6 阜康凹陷及周缘 3 种类型埋藏—热演化史及关键成藏要素叠合图

Fig. 6 Burial-thermal evolution history and key oil & gas reservoir-forming elements superimposition diagram of three types of strata in Fukang sag and adjacent areas



a—早期深埋型构造带高熟油包裹体及其主峰波长；b—早一晚 2 期埋藏型构造带低熟油包裹体及其主峰波长；c—早一晚 2 期埋藏型构造带成熟油包裹体及其主峰波长；d—持续埋藏型构造带高熟油包裹体及其主峰波长；e—持续埋藏型构造带低熟油包裹体及其主峰波长；f—持续埋藏型构造带成熟油包裹体及其主峰波长

图 7 阜康凹陷及周缘不同构造带二叠系油藏包裹体荧光特征

Fig. 7 Fluorescence characteristics of the Permian reservoir inclusions in different structural zones in Fukang sag and adjacent areas

规模油藏的关键因素，吉南凹陷多口高产工业油流的发现也揭示了良好的勘探前景。不仅如此，目前掩伏带已获得勘探突破的区域，其烃源岩成熟度整体较低。然而，下盘掩伏带埋藏更深的区域勘探程度低，但烃源岩成熟度相对较高，其 R_o 值达到 0.8%~1.1%（图 5），生烃模拟结果显示其处于快

速生烃期（图 4-a），更具备富油型构造带的条件。吉南凹陷井井子沟组储集层中发现大量低熟黄色荧光油包裹体和成熟蓝绿色荧光油包裹体，但以成熟阶段油包裹体为主，指示晚期成藏更具规模（图 7-b, 7-c）。

阜康凹陷和吉木萨尔凹陷为继承型凹陷，烃源

岩得以经历持续埋藏和生、排烃。然而，埋藏深度和地层温度的差异性决定了不同区域的油气相态。吉木萨尔凹陷和阜康凹陷东斜坡烃源岩已演化至成熟阶段(表 2)，处于快速生烃期(图 4-a)，可生成规模液态烃，该区带为持续埋藏富油型构造带。阜康深凹陷区烃源岩演化至高成熟—过成熟阶段(图 5)，现今以生成规模天然气为主，为持续埋藏富气型构造带。包裹体特征显示，不同成熟度油包裹体在储集层中均被捕获，说明继承型凹陷在持续埋藏过程中接受了不同成熟度的烃类充注(图 7-d, 7-e, 7-f)。

4.2 对油气分布的控制作用

构造演化控制了阜康凹陷及周缘地区生烃演化、运聚通道、圈闭条件等关键成藏要素，多期构造的叠加改造使得该地区油气分布特征复杂、油气藏类型多样。阜康断裂带上盘为早期深埋富气型构造带，早—中侏罗世高熟油气大规模成藏后，古油气藏经历了燕山期和喜马拉雅期的强烈构造挤压后发生调整或破坏(李建忠等, 2023)。其中，构造相对稳定区受破坏作用较小，古油气藏更容易保存，例如新吉参 1 井在构造稳定区，芦草沟组获得工业气流和少量轻质油。另外，古油气藏经过调整后，油气通常通过断裂调整至上部层位，主要形成断块型气藏。阜康断裂带上盘油气调整规模大、散失程度高，油气分布明显受断裂控制(图 8)。

吉木萨尔凹陷和吉南凹陷二叠系油气呈现多层系立体成藏的特征，油气多富集于芦草沟组及源下的井子沟组。2 个凹陷的烃源岩在晚期深埋过程中均进入大量生成液态烃阶段(图 8)，具备原油规模成藏的资源基础。同时，规模生烃期产生的生烃增压也进一步驱动油气运聚。吉木萨尔凹陷芦草沟组最大压力系数可达 1.9，平均压力系数 1.58。研究表明，吉木萨尔凹陷芦草沟组压力系数与致密油试油产量呈正相关关系(廉欢等, 2016)。通常，5 MPa 的超压即可驱动油气在致密储集层中运移(李明诚, 2004)，而芦草沟组剩余流体压力通常为 10~20 MPa，超压为烃类提供短距离垂向运移的动力，烃类进入致密储集层后几乎不发生大规模侧向运移而在原地聚集。对于源上的梧桐沟组油气藏，在浮力和超压的驱动下，芦草沟组生成的油气可沿断裂与不整合面运移至源上储集层。源下的井

井子沟组压力系数通常为 1.30~1.50，源储压差可为油气向下运移提供动力。另外，研究区发育众多断穿芦草沟组的南北向走滑断裂，是油气向下运聚的有利输导通道。

吉南凹陷芦草沟组压力系数为 1.10~1.50，促进了油气向源内致密砂体中运聚，近期在萨 13 井芦草沟组内部获得了日产超过 60 t 的高产工业油流。另外，在油气垂向运聚方面，海西期发育的断裂体系不仅能够提供良好输导体系，也在一定程度上改善储集层物性(支东明等, 2022; 李建忠等, 2023)。在垂向上，由于源上梧桐沟组通常也具备高压，而源下井子沟组压力系数则相对较低，芦草沟组原油在高压驱动下更容易沿断裂进入源下储集层中，通常在井子沟组顶部富集(图 8)。

阜康凹陷二叠系油气主要富集于上乌尔禾组，不同区域油气相态呈现明显差异。阜康凹陷上乌尔禾组为退覆式沉积体系，湖岸线规律性侧向迁移造成砂体较发育，但砂体相互连通性较差。然而，区域内广泛发育的逆断层和走滑断层是油气成藏的有利条件，在纵向上沟通了芦草沟组烃源岩和广泛分布的砂体(王秋玉等, 2024)。此外，生烃超压是上乌尔禾组油气富集的重要动力。阜康凹陷烃源岩成熟度由斜坡区向凹陷区逐渐增高，整体处于成熟—高熟演化阶段，研究表明，斜坡区、凹陷区的源储压差分别达到 10~12 MPa 和 17~32 MPa(魏成林等, 2024)，驱使油气沿垂向断裂运移至上乌尔禾组砂体中。此外，石炭系油气也可在浮力的驱动下向上进入芦草沟组，使得芦草沟组油气呈现混源特征。阜康凹陷二叠系油气成藏条件决定其“垂向运聚为主、侧向运聚为辅”的成藏特征(图 9)，同时也控制了不同区域油气相态，烃源岩处于大量生气阶段的深凹陷区以气藏为主，向斜坡区逐渐向油藏过渡。

北三台凸起为继承型古凸起，芦草沟组油气在石炭系、二叠系、三叠系均有成藏，油气主要分布于凸起高部位。该凸起形成于海西晚期，在印支—燕山期经历多期构造隆升并持续处于构造高部位，造成凸起区中二叠统烃源岩较薄或不发育，油气多来源于凸起东侧、西侧的吉木萨尔凹陷和阜康凹陷(吴晓智等, 2012)。石炭系和二叠系之间的不整合面是油气侧向运聚的有利通道，广泛分布的断裂构成垂向输导体系。当凸起两侧凹陷区烃源岩演化

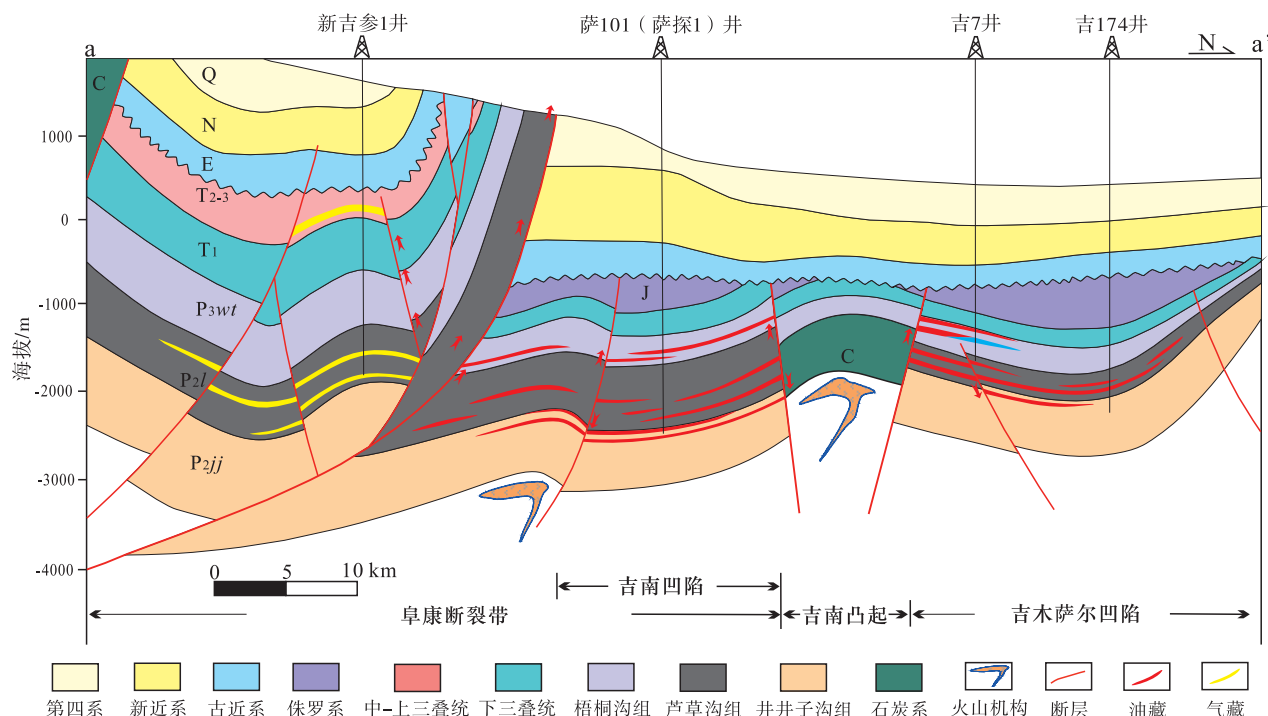


图 8 阜康断裂带—吉木萨尔凹陷南北向成藏模式

Fig. 8 Hydrocarbon accumulation pattern in north-south direction of Fukang fault zone-Jimusar sag

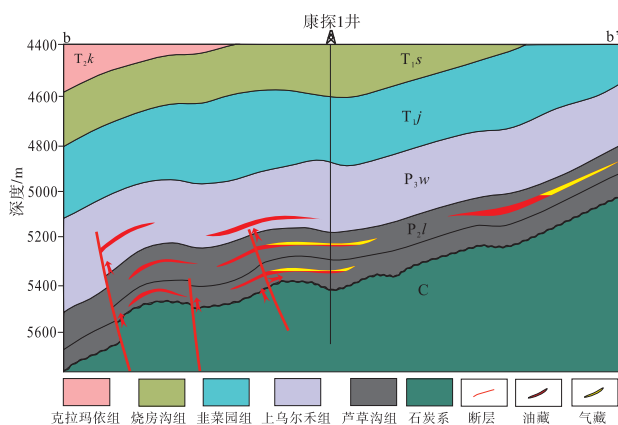


图 9 康探 1 区块油气成藏模式

Fig. 9 Oil and gas accumulation pattern of Kangtan 1 Block

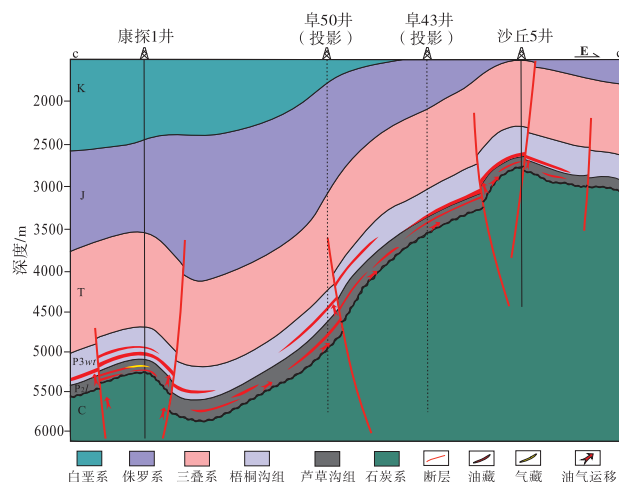


图 10 阜东斜坡—北三台凸起成藏模式

Fig. 10 Hydrocarbon accumulation pattern of Fudong slope-Beisantai uplift

至规模生排烃阶段，油气可沿不整合面向高部位聚集，在凸起高部位形成石炭系火山岩油藏。同时，油气也可沿断裂向上部层系运聚，在二叠系、三叠系形成构造—岩性油藏(图 10)。晚燕山期—喜山期构造活动对北三台地区原生油气藏造成一定破坏，使得油气逸散或被调整至上部层系，油气呈现多层系立体成藏的特征。

4.3 对油气保存条件的控制作用

燕山期—喜马拉雅期构造活动的强烈改造使得

阜康凹陷及周缘地区呈现多隆多凹的构造格局，不同区域构造特征的差异性不仅控制了生烃演化过程、油气相态和油气分布，也造成不同构造带油气藏保存条件差异大，是油气能否富集的关键要素之一。

阜康断裂带上盘为晚燕山期—喜马拉雅期形成的大型推覆体，上盘烃源岩在早燕山期达到最大埋深且大量生排烃后，在强烈的挤压作用下剧烈抬

升,造成上盘烃源岩生烃停滞。在强烈的构造挤压作用下,上盘地层多数被冲出地表,受构造活动改造严重的区域油气保存条件差,古油气藏发生强烈破坏或调整,现今以调整型次生油气藏为主。因此,上盘构造破碎区较难发现规模油气藏。然而,大规模冲断作用发生的时间较晚(图 6-c),油气未完全散失,野外露头常见油苗。强烈的构造挤压增强了断裂的封闭性,降低了散失速率。更重要的是,冲断带存在保存条件相对较好的稳定区,具备发现规模古油气藏的潜力。

上盘逆冲带之下的掩伏带发育一系列次级凹陷,与上盘相比,下盘掩伏带具有良好的油气富集和保存条件。在上盘逆冲推覆的过程中,一方面使得下盘地层掩伏在上盘地层之下,大幅减弱了晚燕山期—喜山期构造活动对下盘地层的改造作用;另一方面,上盘地层在逆冲推覆过程中带来的剥蚀物使得下盘地层稳定沉降,下盘芦草沟组烃源岩得以持续生烃演化并供烃。然而,在阜康断裂带晚燕山期—喜山期整体挤压的背景下,次级凹陷边缘或深大断裂发育区的油气藏易遭受破坏。以吉南凹陷为例,位于凹陷边缘翘倾部位的萨 4 井和位于深大断裂附近的萨 5 井保存条件差,储集层裂缝中普遍存在的沥青指示古油藏遭受破坏。

阜康凹陷和吉木萨尔凹陷为继承型凹陷,受晚燕山期—喜山期构造活动的影响较小,使得凹陷形态完整。另外,广泛分布的上二叠统厚层泥岩是良好的区域盖层,使二叠系含油气系统具备良好的保存条件。

北三台凸起带经历多期构造抬升,保存条件差,油气藏遭受多期破坏或调整。然而,北三台凸起东、西两侧紧邻吉木萨尔凹陷和阜康凹陷,位于生成油气的有利汇聚位置,使得油气藏在遭受破坏的同时,仍有油气不断向其补充。

5 勘探意义

阜康断裂带烃源岩条件优越,断裂带上盘烃源岩在早燕山期进入成熟—高熟演化阶段并大规模生烃、排烃,包裹体特征也揭示油气在此时期规模成藏(李建忠等, 2023)。然而,在多期构造运动的叠加改造下,阜康断裂带上盘地层多冲出地表,油气藏保存条件不佳。其中,地层倾角较大、破碎程度高的区域,古油气藏被破坏程度相对较高。而冲

断带仍存在破碎程度低、地层倾角小、两侧有断层遮挡的稳定断块,例如新吉参 1 井所处断块(图 8),此类构造区是未来寻找规模古油气藏的有利区。

阜康断裂带的逆冲掩伏带保存条件相对较好,吉南凹陷的勘探突破也揭示了逆冲掩伏带的巨大潜力。值得注意的是,在博格达山前的逆冲推覆带之下存在多个与吉南凹陷具有相似背景的次级凹陷,此类凹陷处于冲断带弱变形区,凹陷形态相对完整,保存条件好,例如甘河子周缘、长山 1 井西侧均发育此类次级凹陷。此类凹陷在晚燕山期—喜山期仍可稳定沉降,烃源岩持续生烃演化(图 7-b),可发生油气规模成藏。针对此类凹陷,未来应在规模生烃区(烃源岩 R_o 为 0.7%~1.1%),参照吉南凹陷二叠系成藏模式(图 8),寻找源上及源下岩性或构造—岩性油藏。另外,掩伏带二叠系源内致密油或页岩油也具有较大的勘探潜力。

阜康凹陷具有“垂向运聚为主、侧向运聚为辅”的成藏特征,烃源岩热演化程度对油气相态的控制作用明显。阜康斜坡区烃源岩处于大量生油的成熟演化阶段,而阜康深凹陷区烃源岩通常演化至大量生气的高熟阶段(图 5)。基于阜康凹陷的成藏特征,未来应在规模生烃区内探索上乌尔禾组岩性或构造—岩性气藏,勘探目标区为垂向断裂发育且连通烃源岩和岩性或构造—岩性圈闭的区域。

6 结论

1) 阜康断裂带芦草沟组沉积水体深,属于还原环境,有机质供给以藻类等水生生物为主,烃源岩厚度最大、品质最优,其品质和规模优于吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源岩。而阜康凹陷水体氧化性增高且水生生物贡献变小,芦草沟组烃源岩规模和品质有所降低,整体评价为中等—好烃源岩。生烃热模拟结果表明阜康断裂带烃源岩生烃潜力最大、生排烃时间较早。与之相比,吉木萨尔凹陷、阜康凹陷烃源岩生烃能力依次减弱,规模生排烃时间更晚。

2) 基于差异生烃模式及构造演化背景,将阜康凹陷及周缘油气富集模式分为 4 类,其中阜康断裂带上盘为早期深埋富气型构造带,下盘逆冲掩伏带为早—晚 2 期埋藏富油型构造带,阜康深凹陷区为持续埋藏富气型构造带,阜康斜坡区与吉木萨尔

凹陷为持续埋藏富油型构造带。

3) 不同区域生烃演化、运聚通道、圈闭条件等关键成藏要素的差异性决定了油气运聚模式及分布的差异,阜康断裂带上盘主要为调整型次生油气藏,油气分布受断裂控制;吉木萨尔凹陷和吉南凹陷油气运聚受高压驱动、断裂输导,二叠系油气呈现多层系立体成藏的特征,油气在源内或源下井子沟组顶部最为富集;阜康凹陷二叠系油气具有“垂向运聚为主、侧向运聚为辅”的成藏特征,深凹陷区以气藏为主,向斜坡区逐渐向油藏过渡;北三台凸起两侧凹陷生成的油气沿断裂—不整合复合输导体系向凸起高部位运聚,多期次构造活动使得油气逸散或调整至其他层系,使其呈现多层系立体成藏的特征。

4) 阜康断裂带上盘相对稳定区是未来寻找规模古油气藏的有利区,下盘逆掩带次级凹陷形态完整、保存条件好,是未来勘探突破有利区,其源上及源下岩性或构造—岩性油气藏、源内致密油或页岩油具有较大的勘探潜力。阜康凹陷以垂向运聚为主,上乌尔禾组岩性或构造—岩性油气藏是未来勘探重点。

参考文献 (References)

- 蔡忠贤,陈发景,贾振远. 2000. 准噶尔盆地的类型和构造演化. 地学前缘, 7(4): 431-440. [Cai Z X, Chen F J, Jia Z Y. 2000. Types and tectonic evolution of Junggar Basin. *Earth Science Frontiers*, 7(4): 431-440]
- 龚德瑜,苗一豪,陈旋,苟红光,林潼,李涤,杨润泽,韩琰. 2024. 准噶尔盆地东部中二叠统芦草沟组烃源岩生烃潜力评价. 天然气地球科学, 35(5): 823-837. [Gong D Y, Miao Y H, Chen X, Gou H G, Lin T, Li D, Yang R Z, Han Y. 2024. Hydrocarbon-generating potential of the Middle Permian Lucaogou source rock in the eastern Junggar Basin. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 35(5): 823-837]
- 关宝文,郑建京,赵恒,郭建明,杨燕,王亚东,郑有伟. 2017. 博格达山地区二叠纪以来构造应力场解析及地质意义. 大地构造与成矿学, 41(1): 42-49. [Guan B W, Zheng J Y, Zhao H, Guo J M, Yang Y, Wang Y D, Zheng Y W. 2017. Structural stress fields of Bogda Mountain area since Permian and its geological significances. *Geotectonica et Metallogenia*, 41(1): 42-49]
- 何登发,张磊,吴松涛,李涤,甄宇. 2018. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征. 石油与天然气地质, 39(5): 845-861. [He D F, Zhang L, Wu S T, Li D, Zhen Y. 2018. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin. *Oil & Gas Geology*, 39(5): 845-861]
- 何海清,支东明,唐勇,刘超威,陈洪,郭旭光,王泽胜. 2021. 准噶尔盆地阜康凹陷康探 1 井重大突破及意义. 中国石油勘探,

- 26(2): 1-11. [He H Q, Zhi D M, Tang Y, Liu C W, Chen H, Guo X G, Wang Z S. 2021. A great discovery of Well Kangtan 1 in the Fukang sag in the Junggar Basin and its significance. *China Petroleum Exploration*, 26(2): 1-11]
- 匡立春,王霞田,郭旭光,常秋生,贾希玉. 2015. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油地质特征与勘探实践. 新疆石油地质, 36(6): 629-634. [Kuang L C, Wang X T, Guo X G, Chang Q S, Jia X Y. 2015. Geological characteristics and exploration practice of tight oil of Lucaogou Formation in Jimsar sag. *Xinjiang Petroleum Geology*, 36(6): 629-634]
- 李建忠,陈旋,杨润泽,林潼,杨帆,马强,苟红光,卫延召,林霖. 2023. 准噶尔盆地东部吉南凹陷二叠系油气地质条件与源下成藏特征. 石油勘探与开发, 50(3): 491-503. [Li J Z, Chen X, Yang R Z, Lin T, Yang F, Ma Q, Gou H G, Wei Y Z, Lin L. 2023. Petroleum geology and sub-source hydrocarbon accumulation of Permian reservoirs in Jinan sag, eastern Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 50(3): 491-503]
- 李建忠,杨润泽,杨斌,康积伦,林潼,苟红光,马强,刘俊田,孙宏亮,李攀. 2025. 准噶尔盆地东部石钱滩凹陷上石炭统烃源岩地球化学特征及勘探意义. 石油学报, 46(2): 306-319, 354. [Li J Z, Yang R Z, Yang B, Kang J L, Lin T, Gou H G, Ma Q, Liu J T, Sun H L, Li P. 2025. Geochemical characteristics and exploration significance of the Upper Carboniferous source rocks in Shiqiantan sag of the eastern Junggar Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 46(2): 306-319, 354]
- 李明诚. 2004. 石油与天然气运移(第四版). 北京: 石油工业出版社, 38-45. [Li M C. 2004. *Oil and Gas Migration* (4th Edition). Beijing: Petroleum Industry Press, 38-45]
- 廉欢,查明,高长海,唐勇,丁修建,曲江秀. 2016. 吉木萨尔凹陷芦草沟组异常高压与致密油富集. 新疆石油地质, 37(2): 163-168. [Lian H, Zha M, Gao C H, Tang Y, Ding X J, Qu J X. 2016. Abnormal high pressure and tight oil enrichment of Lucaogou Formation in Jimusaer sag. *Xinjiang Petroleum Geology*, 37(2): 163-168]
- 梁世君,罗劝生,康积伦,李付雷,马强,王雪纯,彭亚中,张伟. 2021. 准噶尔盆地吉南凹陷萨探 1 井风险勘探突破及意义. 中国石油勘探, 26(4): 72-83. [Liang S J, Luo Q S, Kang J L, Li F L, Ma Q, Wang X C, Peng Y Z, Zhang W. 2021. Breakthrough and significance of risk exploration in Well Satan 1 in Jinan sag, Junggar Basin. *China Petroleum Exploration*, 26(4): 72-83]
- 刘超威,尤新才,李辉,李树博,陈洪,王泽胜,陈梦娜,李宗浩. 2023. 准噶尔盆地阜康凹陷芦草沟组烃源岩地球化学特征与生烃潜力研究. 石油实验地质, 45(2): 338-346. [Liu C W, You X C, Li H, Li S B, Chen H, Wang Z S, Chen M N, Li Z H. 2023. Geochemical characteristics and hydrocarbon generation potential of Lucaogou Formation source rocks in Fukang sag, Junggar Basin. *Petroleum Geology and Experiment*, 45(2): 338-346]
- 刘欣然,卢鸿,赵忠峰,李亢,彭平安. 2023. 高、中、低氢指数芦草沟组干酪根生烃动力学差异性研究. 地球化学, 52(6): 685-697. [Liu X R, Lu Hong, Zhao Z F, Li K, Peng P A. 2023. Comparative analysis of kerogens hydrocarbon generation kinetics in the Lucaogou Formation source rocks with high, medium, and low hydrogen indices. *Geochimica*, 52(6): 685-697]
- 卢华复,王胜利,贾承造. 2007. 准噶尔南缘新生代断裂的形成机制.

- 地学前缘, 14(4): 168-174. [Lu H F, Wang S L, Jia C Z. 2007. The mechanism of the southern Junggar Cenozoic thrusts. *Earth Science Frontiers*, 14(4): 168-174]
- 马超, 吴孔友, 裴仰文, 李天然. 2019. 准噶尔盆地东部构造特征及演化定量分析. *地质力学学报*, 25(3): 313-323. [Ma C, Wu K Y, Pei Y W, Li T R. 2019. Quantitative analysis of tectonic characteristics and evolution in the eastern Junggar Basin. *Journal of Geomechanics*, 25(3): 313-323]
- 史燕青, 王剑, 张国一, 刘明, 向鹏飞, 杨志波, 季汉成. 2021. 新疆博格达地区中二叠世—早三叠世构造—气候—沉积演化及耦合机制. *古地理学报*, 23(2): 389-404. [Shi Y Q, Wang J, Zhang G Y, Liu M, Xiang P F, Yang Z B, Ji H C. 2021. Tectono-climatic-sedimentary evolution and coupling mechanism during the Middle Permian-Early Triassic in Bogda area, Xinjiang. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 23(2): 389-404]
- 王东勇, 陈践发, 李美俊, 王文强, 肖洪, 邹贤利, 孙彪, 秦慧强. 2025. 玛湖凹陷二叠系风城组碱湖沉积物中甾类化合物分布: 古环境及生源意义. *古地理学报*, 27(4): 1026-1043. [Wang D Y, Chen J F, Li M J, Wang W Q, Xiao H, Zou X L, Sun B, Qin H Q. 2025. Distributions of steroidal biomarkers in alkaline sediments of the Permian Fengcheng Formation, Mahu sag, NW China: implications for palaeoenvironment and organic matter source. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 27(4): 1026-1043]
- 王剑, 李二庭, 陈俊, 米巨磊, 马聪, 雷海艳, 谢礼科. 2020. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组优质烃源岩特征及其生烃机制研究. *地质论评*, 66(3): 755-764. [Wang J, Li E T, Chen J, Mi J L, Ma C, Lei H Y, Xie L K. 2020. Characteristics and hydrocarbon generation mechanism of high-quality source rocks in Permian Lucaogou Formation, Jimsar sag, Junggar Basin. *Geological Review*, 66(3): 755-764]
- 王秋玉, 闫文琦, 李辉, 陈洪, 刘超威, 谢知益, 李宗浩, 陈梦娜. 2024. 准噶尔盆地阜康凹陷二叠系深层岩性油藏成藏条件及模式. 断块油气田, 31(5): 753-761. [Wang Q Y, Yan W Q, Li H, Chen H, Liu C W, Xie Z Y, Li Z H, Chen M N. 2024. Accumulation conditions and model of Permian deep lithologic oil reservoirs in Fukang sag, Junggar Basin. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 31(5): 753-761]
- 魏成林, 张凤奇, 江青春, 鲁雪松, 刘刚, 卫延召, 李树博, 蒋文龙. 2024. 准噶尔盆地阜康凹陷东部深层二叠系超压形成机制及演化特征. *岩性油气藏*, 36(5): 167-177. [Wei C L, Zhang F Q, Jiang Q C, Lu X S, Liu G, Wei Y Z, Li S B, Jiang W L. 2024. Formation mechanism and evolution characteristics of overpressure in deep Permian in eastern Fukang sag, Junggar Basin. *Lithologic Reservoirs*, 36(5): 167-177]
- 吴俊军, 游利萍, 杨和山. 2013. 准噶尔盆地阜康断裂带构造演化与油气成藏. *新疆石油地质*, 34(1): 36-40. [Wu J J, You L P, Yang H S. 2013. Structural evolution and hydrocarbon accumulation of Fukang fault zone in Junggar Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 34(1): 36-40]
- 吴晓智, 周路, 杨迪生, 齐雪峰, 李伯华. 2012. 准噶尔盆地北三台凸起构造演化与油气成藏. *地质科学*, 47(3): 653-668. [Wu X Z, Zhou L, Yang D S, Qi X F, Li B H. 2012. Structure evolution and hydrocarbon accumulation of the Beisantai uplift in Junggar Basin. *Chinese Journal of Geology*, 47(3): 653-668]
- 夏世威, 马强, 黄传炎, 张伟, 李潇鹏, 张宏, 马江浩, 彭亚中, 聂锋. 2024. 准噶尔盆地东部吉木萨尔—吉南凹陷构造演化及原型盆地恢复. *地质科技通报*, 43(3): 170-179. [Xia S W, Ma Q, Huang C Y, Zhang W, Li X P, Zhang H, Ma J H, Peng Y Z, Nie F. 2024. Tectonic evolution and prototype basin reconstruction in the Jimsar and Jinan depressions, eastern Junggar Basin. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 43(3): 170-179]
- 张妍, 吴欣松, 康积伦, 高岗, 黄志龙, 樊柯廷, 李杰, 马强, 张伟. 2024. 准东吉南凹陷二叠系芦草沟组烃源岩有机质富集机制. *天然气地球科学*, 35(9): 1574-1589. [Zhang Y, Wu X S, Kang J L, Gao G, Huang Z L, Fan K T, Li J, Ma Q, Zhang W. 2024. Mechanism of organic matter enrichment in the Permian Lucaogou Formation, Ji'nan sag, eastern Junggar Basin. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 35(9): 1574-1589]
- 甄宇, 陈旋, 焦立新, 李新宁, 周志超, 刘文辉, 殷树铮, 李淦, 苟红光, 李成明, 何登发. 2024. 东疆地区石炭纪—二叠纪构造古地理与原型盆地演化. *古地理学报*, 26(1): 78-99. [Zhen Y, Chen X, Jiao L X, Li X N, Zhou Z C, Liu W H, Yin S Z, Li D, Gou H G, Li C M, He D F. 2024. Carboniferous-Permian tectonopaleogeography and prototype basin evolution in eastern Xinjiang, NW China. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 26(1): 78-99]
- 郑孟林, 田爱军, 杨彤远, 何文军, 陈磊, 吴海生, 丁靖. 2018. 准噶尔盆地东部地区构造演与油气聚集. *石油与天然气地质*, 39(5): 907-917. [Zheng M L, Tian A J, Yang T Y, He W J, Chen L, Wu H S, Ding J. 2018. Structural evolution and hydrocarbon accumulation in the eastern Junggar Basin. *Oil & Gas Geology*, 39(5): 907-917]
- 支东明, 李建忠, 张伟, 王晓辉, 马强, 刘俊田, 杨帆. 2022. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷双吉构造带井井子沟组勘探突破及意义. *石油学报*, 43(10): 1383-1394. [Zhi D M, Li J Z, Zhang W, Wang X H, Ma Q, Liu J T, Yang F. 2022. Exploration breakthrough and its significance of Jingjingzigou Formation in Shuangji tectonic zone of Jimsar sag in Junggar Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 43(10): 1383-1394]
- 支东明, 谢安, 杨帆, 马强, 何昌松, 苟红光. 2024. 准噶尔盆地东部二叠系富烃凹陷全油气系统勘探前景. *地质力学学报*, 30(5): 781-794. [Zhi D M, Xie A, Yang F, Ma Q, He C S, Gou H G. 2024. Exploration prospects of the whole oil and gas system in the Permian hydrocarbon depressions in the Eastern Junggar Basin. *Journal of Geomechanics*, 30(5): 781-794]
- Carroll A R, Wartes M A. 2003. Organic carbon burial by large Permian lakes, northwest China. *Geological Society of America*, 370: 91-104.

(责任编辑 郑秀娟 王绍华)