

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

徐 帆^{1,2}, 庞雄奇^{1,2}, 陈宏飞^{1,3}, 李才俊^{1,2}, 姜 林^{4,5}, 肖惠译^{1,2}, 鲍李银^{1,2}, 胡 耀^{1,2},
崔新璇^{1,2}, 周柏权³, 吴国龙³

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

摘要:资源评价是油气勘探开发的核心基础工作,直接影响到探井部署和勘探战略制定。全油气系统理论揭示了常规-非常规油气资源联合共生的成因机制及其有序分布规律,为含油气盆地常规与非常规油气资源统一、联合和定量评价提供了新的理论和方法指导。准噶尔盆地二叠系风城组是全球首个勘探实践证实的全油气系统,基于全油气系统“3类3级”油气资源评价新方法,对风城组烃源岩的生、排烃特征以及3类(常规、致密、页岩)、3级(现实、预期、远景)油气资源的分布特征进行了定量评价。研究结果表明:①风城组烃源岩总生烃量、总排烃量和总滞留烃量分别为 3.216×10^8 、 1.412×10^8 和 1.804×10^8 t油当量,提供形成常规、致密和页岩油气资源的原始烃量分别为 259×10^8 、 1.153×10^8 和 1.804×10^8 t油当量。②现实(采收率30%)、预期(采收率40%)和远景(采收率50%)油气资源量分别为 88.85×10^8 、 157.82×10^8 和 229.30×10^8 t,其中常规、致密和页岩油气的现实资源量分别为 21.81×10^8 、 36.63×10^8 和 30.41×10^8 t;预期资源量分别为 28.12×10^8 、 64.59×10^8 和 65.11×10^8 t;远景资源量分别为 37.95×10^8 、 87.26×10^8 和 104.09×10^8 t。③现实剩余资源量(采收率30%)、接替资源量(采收率30%~40%)和后备资源量(采收率从40%~50%)分别为 71.42×10^8 、 68.97×10^8 和 71.48×10^8 t油当量。致密和页岩油气占比分别高达83%和70%的油气资源需通过提高采收率才能变为现实资源量。因此,强化非常规开发技术攻关、提高采收率,将成为提高油气资源利用效率的关键途径。

关键词:资源系数;烃源岩;全油气系统;油气资源评价;风城组;二叠系;准噶尔盆地

中图分类号:TE132 文献标识码:A

Quantitative evaluation of three-category and three-tier hydrocarbon resources in the whole petroleum system of the Permian Fengcheng Formation, Junggar Basin

XU Zhi^{1,2}, PANG Xiongqi^{1,2}, CHEN Hongfei^{1,3}, LI Caijun^{1,2}, JIANG Lin^{4,5}, XIAO Huiyi^{1,2}, BAO Liyin^{1,2}, HU Yao^{1,2},
CUI Xinxuan^{1,2}, ZHOU Boquan³, WU Guolong³

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

Abstract: Resource evaluation is a core foundation for oil and gas exploration and development, directly affecting exploration well deployment and exploration strategy formulation. The theory of the whole petroleum system (WPS) reveals the genetic mechanisms and orderly distribution patterns of the coexistence of conventional and unconventional hydrocarbon resources. It provides new theoretical and methodological guidance for the unified, joint, and quantitative evaluation of conventional and unconventional hydrocarbon resources in petroliferous basins. The Permian Fengcheng Formation in the Junggar Basin is the world's first WPS confirmed by exploration practice. Based on the new “three-category and three-tier” hydrocarbon resource evaluation method for the WPS, this study quantitatively evaluated the hydrocarbon generation and

收稿日期:2025-08-26;修回日期:2026-02-26。

第一作者简介:徐帆(1996—),男,博士研究生,油气成藏与分布规律。E-mail:xz@student.cup.edu.cn。

基金项目:中国石油科学研究与技术开发项目(2021DJ0101)。

素与地质过程。该全油气系统发育常规油藏、致密油藏、夹层型页岩油藏、纯泥页岩型页岩油藏等全类型油气藏^[4,18-24],其基本分布模式可以概括为沿烃源岩向上依次发育页岩油气藏、致密油气藏和常规油气藏。在这种基本有序分布模式中,页岩油气与致密油气通常呈互层状分布,而上部的常规油气藏与烃源岩多呈分离式分布,整体呈现出“页岩+致密-常规”的分布特征。

1.2.2 风城组全油气系统平面分布范围

风城组全油气系统主要分布于盆地西部地区。风城组烃源岩主要发育于玛湖凹陷、盆1井西凹陷和沙湾凹陷(图1),受博格达海槽内高盐度海水自西向东逐渐退出的影响^[25],该研究区沉积形成了一套以生油为主的湖相烃源岩,是准噶尔盆地最重要的烃源岩层系之一。目前,全油气系统的勘探和研究工作主要集中在玛湖凹陷。在平面上,靠近凹陷边缘的西缘逆冲带发育相对粗粒的碎屑沉积,以扇三角洲平原砂砾岩为主,并与推覆断裂共同形成常规构造-岩性油藏发育带;向凹陷方向过渡至斜坡带,靠近油源区的侧接部位主要发育中-细粒砂岩,受较强成岩作用影响,储层普遍致密,从而形成近源大面积分布的致密岩性油藏;凹陷主体区域则主要发育纹层状白云质泥页岩和

泥页岩沉积,形成厚度较大的纯页岩型页岩油有利富集区。

1.2.3 风城组全油气系统纵向分布边界与范围

在纵向上,风城组全油气系统具有较大的垂向分布跨度^[4,26]。其上界可延伸至源上三叠系及凹陷边缘冲断带的侏罗系,下界则延伸至近源-源内的石炭系-下二叠统,整体纵向跨度超过5 000 m。在凹陷边缘地区^[17],冲断带扇三角洲沉积体系中发育常规油气藏,主要分布于加伊尔山和哈拉阿拉特山前带,代表性油气藏发育于克拉玛依油田。在凹陷中心区域,则发现大量烃类在源内滞留并形成连续分布的页岩油藏。总体来看,风城组全油气系统形成了从源内非常规油气藏到源上常规油气藏的完整成藏序列,表现出明显的纵向有序分布特征。

1.2.4 风城组全油气系统演化历史与时域范围

风城组全油气系统的演化开始于风城组烃源岩生烃过程。根据风城组热史模拟结果(图2)^[10,27],烃源岩在二叠纪末期基本进入生烃门限,并于中三叠世开始大量生成油气并发生排烃作用,形成研究区第一个主要成藏期;自中-晚三叠世起,随着生烃作用增强及增

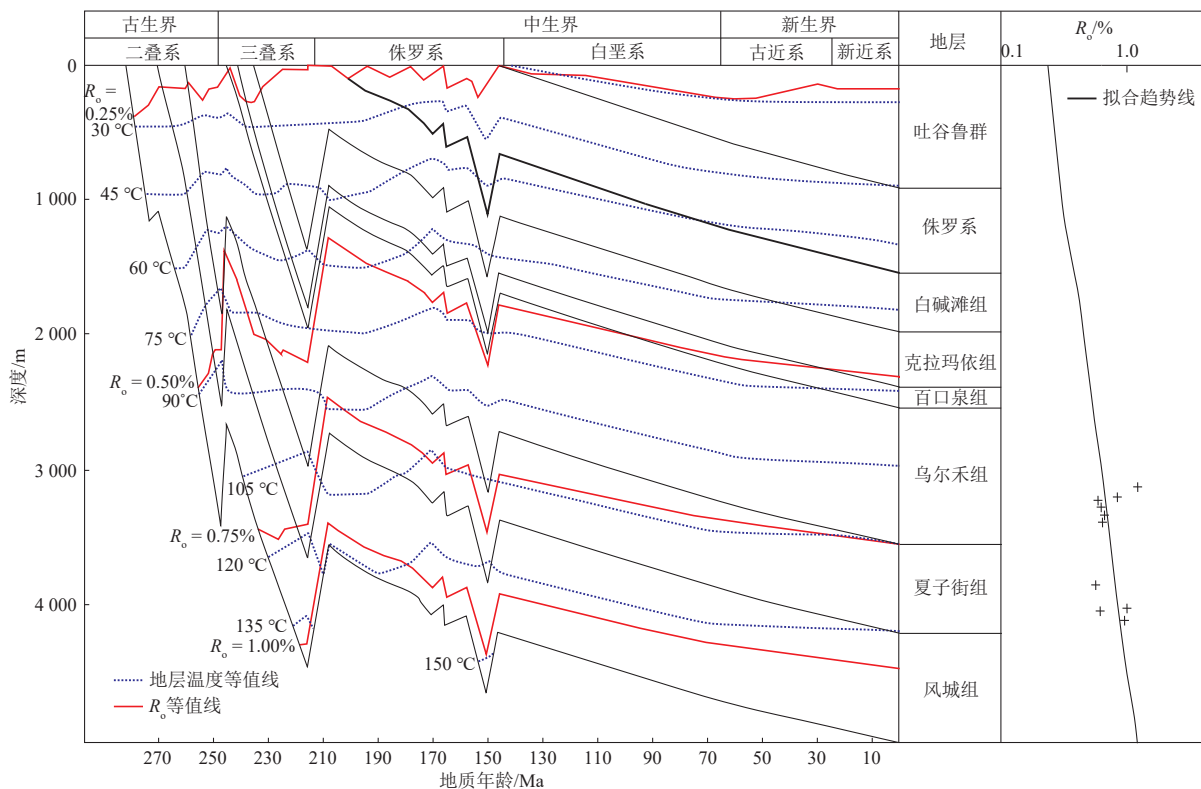


图2 准噶尔盆地风城地区风南7井烃源岩埋藏演化史^[27]

Fig. 2 Burial history and evolution of well Fengnan 7 in the Fengcheng area, Junggar Basin^[27]

压效应的影响,烃类排出进一步加快,在晚三叠世一早侏罗世形成成熟油排放高峰;至侏罗纪末期,受车莫古隆起抬升作用影响,玛湖凹陷周缘沉降,沉积作用趋于减弱,排烃过程持续时间较长;进入早白垩世后,生、排烃作用再次增强。风城组烃源岩“早期、多期、长期”生烃的特征决定了全油气系统演化史从二叠纪末期开始并持续至今。储层孔隙度演化史表明^[27],风城组储层在沉积以后,孔隙度随埋深增加逐渐减小,在252~248 Ma时孔隙度减小至10%~12%,到达浮力成藏下限,表明在252~248 Ma地层所在油气动力场由自由动力场开始向束缚动力场转化,此后储层中主要形成致密油气资源。

2 研究方法 with 原理

2.1 全油气系统理论与油气资源评价方法

全油气系统系指含油气盆地中由有效烃源岩层系和相关的常规和非常规油气藏及其形成所必要的地质要素和成藏过程等构成的自然系统^[7,28],包括了成藏所

必备的所有地质要素(源-储-盖-圈)和各要素演化过程中的关联作用(生-排-运-聚-保)以及所形成的各类常规和非常规油气资源。庞雄奇等通过研究常规与非常规油气之间的差异性和关联性,提出全油气系统结构由浮力成藏下限(BHAD)^[29]、油气成藏底限(HADL)^[30]和烃源岩供烃底限(ASDL)^[31]3个动力边界以及自由、局限和束缚3个油气动力场(HDF)^[32]共同构成。在此基础上建立了油气动力场控制下的常规和非常规油气藏统一成因模式,该模式控制着含油气盆地内3类、6亚类、15种油气藏的形成与分布^[33],分布模式如图3a所示^[29]。

研究表明,不同油气动力场控制下形成的油气资源类型及其资源量控制机制存在明显差异。①在自由动力场中,油气成藏以浮力作用为主导并受圈闭条件控制,主要形成常规油气和稠油沥青等资源,其资源总量主要受烃源岩进入排烃门限(HET)^[34]至达到浮力成藏下限期间排出的烃类总量或常规油气原始烃量控制(图3b中红色部分)。②在局限动力场中,油气成藏主要受非浮力作用主导并受近源和储层控制,形成致密常规油气、致密深盆油气和致密复合油气等非常规致密油气资源,其资源总量主要受处于BHAD与HADL

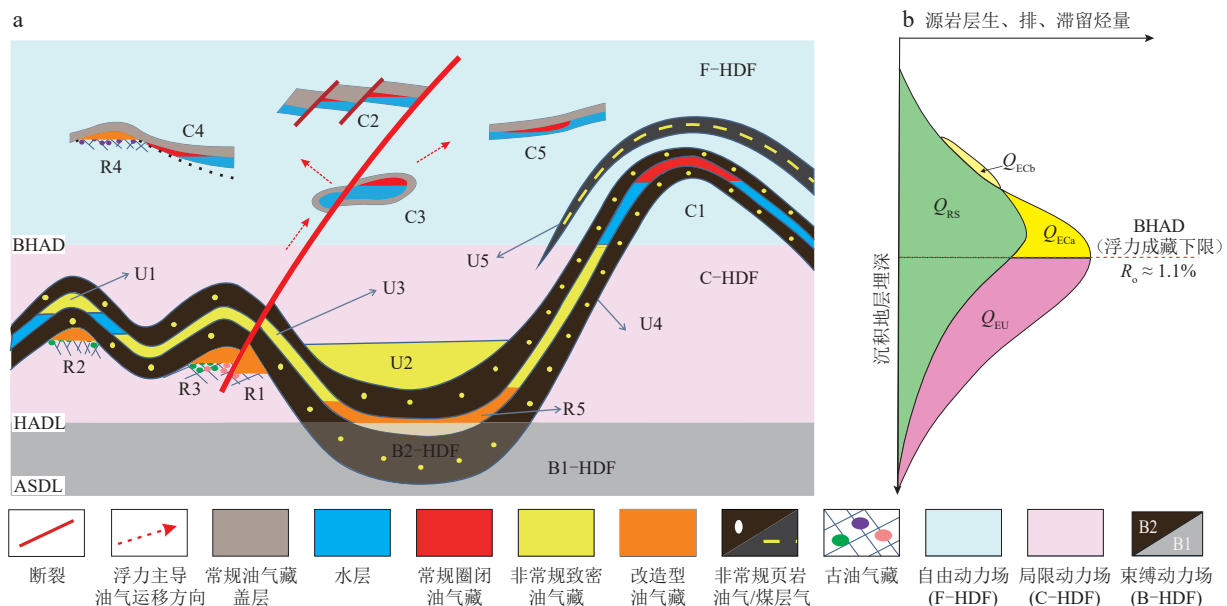


图3 全油气系统结构特征与油气动力场控藏分布概念模型^[7]

Fig. 3 Conceptual model of structural characteristics of the whole petroleum system (WPS) and hydrocarbon dynamic field-controlled reservoir distribution^[7]

a. 全油气系统内常规和非常规油气藏有序分布概念模型; b. 全油气系统内3类原始烃量及其关联性

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. 烃源岩供烃底限; F-HDF. 自由动力场; C-HDF. 局限动力场; B1-HDF. 源外束缚动力场; B2-HDF. 源内束缚动力场; Q_{RS} . 源岩滞留原始烃量; Q_{EU} . 致密油气原始烃量; Q_{ECa} . 常规油气原始烃量(热解成因); Q_{ECb} . 常规油气原始烃量(生物成因)

之间的烃源岩排烃量或致密油气原始烃量控制(图3b中黄色部分)。^③在束缚动力场中,油气成藏受非浮力作用主导并主要受烃源岩控制,主要形成页岩油气和煤层油气,其资源总量主要受生烃门限(HGT)与烃源岩供烃底限(ASDL)之间的烃源岩滞留油气总量或页岩油气原始烃量控制(图3b中粉色部分)。

2.2 全油气系统“3类3级”资源评价模型

根据庞雄奇^[35]等基于物质平衡原理提出的全油气系统“3类3级”资源评价方法,对准噶尔盆地风城组资源量进行评价。该方法结合蒙特卡洛模拟,通过5个公式[公式(1)—公式(5)]和5个关键资源参数对资源量进行评价。该方法首次通过统一评价模型实现了常规-非常规油气资源的联合评价,在考虑不同类型油气资源差异性的同时,也充分反映了不同资源类型之间的相互制约关系。其中,不同类型油气资源之间的制约关系主要体现在各类资源潜力总量受烃源岩生成原始烃量的统一约束,即3类油气资源原始烃量比率系数之和为1。不同类型油气资源之间的差异性则主要体现在原始烃量比率系数、资源运聚效率系数、可动烃比率系数以及采收烃比率系数等关键参数的取值差异,这些参数通过实际生产数据统计分析获得。

$$Q_{ij} = Q_g K_i R_j M_i E_{ij} (i = C, T, S; j = R, P, F) \quad (1)$$

$$Q_{\text{总}} = Q_C + Q_T + Q_S \quad (2)$$

$$Q_{\text{现实}} = Q_i E_{\text{现实}} \quad (3)$$

$$Q_{\text{预期}} = Q_i E_{\text{预期}} \quad (4)$$

$$Q_{\text{远景}} = Q_i E_{\text{远景}} \quad (5)$$

式中: Q_{ij} 为3类(i)、3级(j)油气资源总量, t ; Q_g 为有机质油气生成总量, t ; Q_C 、 Q_T 和 Q_S 分别代表常规、致密和页岩油气资源总量, t ; Q_i 为3类(i)油气资源总量, t ; $Q_{\text{总}}$ 为总资源量,即3类资源量之和, t ; $Q_{\text{现实}}$ 为现实资源量, t ; $Q_{\text{预期}}$ 为预期资源量, t ; $Q_{\text{远景}}$ 为远景资源量, t ; K_i 为3类原始烃量比率系数,%; R_j 为3类资源运聚效率系数,%; M_i 为3类资源可动烃比率系数,%; E_{ij} 为3类资源采收烃比率系数,%; i 代表3类油气资源类型,C为常规资源,T为致密资源,S为页岩资源; j 代表3级油气资源类型,R为现实资源,P为预期资源,F为远景资源; $E_{\text{现实}}$ 为现今条件下的综合采收率(研究区综合采收率取30%); $E_{\text{预期}}$ 为当前采收率提高10%后对应的采收率(40%); $E_{\text{远景}}$ 为预期资源量采收率进一步提高10%后对应的采收率(50%)。

在全油气系统资源评价框架中, K_i 控制不同类型油气资源的原始烃量供给规模; R_j 反映油气运聚、保存

过程中的效率; M_i 表征烃类在储层孔喉体系中处于可动状态的比例,反映了地质条件控制下的可采潜力上限; E_{ij} 在 M_i 的基础上进一步反映工程技术与经济开发条件对油气资源实际动用程度及最终可采性的约束作用。上述参数共同构成从“生—排—运—聚—保—开发”全过程的物质平衡约束逻辑链条,进而决定全油气系统中不同类型油气资源的规模、组成与结构特征。

油气潜在资源是指尚未被发现但在未来具有发现与开发潜力的油气资源,在本研究中以剩余资源量表示。剩余资源量分成3级:剩余现实资源量、接替资源量和后备资源量。其中,剩余现实资源量是指现实资源量中未探明的部分;接替资源量等于预期资源量减去现实资源量,即采收率由30%提高到40%所对应的新增资源量;后备资源量等于远景资源量减去预期资源量,即采收率由40%提高到50%所对应的新增资源量。3级资源量、3级剩余资源量和探明地质储量之间的关系见公式(6)—公式(9)。

$$\Delta Q_{\text{剩余资源量}} = \Delta Q_C + \Delta Q_T + \Delta Q_S \quad (6)$$

$$\Delta Q_{\text{剩余现实}} = Q_{\text{现实}} - Q_{\text{探明}} \quad (7)$$

$$\Delta Q_{\text{接替}} = Q_{\text{预期}} - Q_{\text{现实}} \quad (8)$$

$$\Delta Q_{\text{后备}} = Q_{\text{远景}} - Q_{\text{预期}} \quad (9)$$

式中: $\Delta Q_{\text{剩余资源量}}$ 、 ΔQ_C 、 ΔQ_T 和 ΔQ_S 分别指剩余资源量、剩余常规资源量、剩余致密资源量和剩余页岩资源量, t ; $\Delta Q_{\text{剩余现实}}$ 、 $\Delta Q_{\text{接替}}$ 和 $\Delta Q_{\text{后备}}$ 分别表示剩余现实资源量、接替资源量和后备资源量, t 。为便于讨论,将未来采收率50%~100%获得的资源量定义为潜在资源量。

不同级别资源量的划分主要基于采收率的不同取值。图4展示了不同级别资源量之间的关联性与差异性。在全油气系统中,烃源岩生成的总生烃量可分为2个部分:①在运移—聚集过程中有效富集,形成原始地质资源量;②在成藏运聚过程中,遭到破坏或散失的资源量。原始地质资源量在现今采收率及未来可能达到的采收率条件下,可进一步划分为不同级别的资源类型。随着采收率的提高,相应资源量的可采性逐渐增强,而其资源评价的不确定性则逐步降低。

2.3 烃源岩生油气总量计算

烃源岩生、排烃特征的定量评价基于大量烃源岩样品的热成熟度及热解实验数据,采用生烃潜力法建立烃源岩生—排烃模式。根据质量守恒原理,烃源岩中的有机质在生烃与排烃过程中总质量保持不变。烃源岩中的有机质主要可分为3个部分^[34]:①尚未转化成烃类的残余有机质;②已生成并残留在烃源岩中的

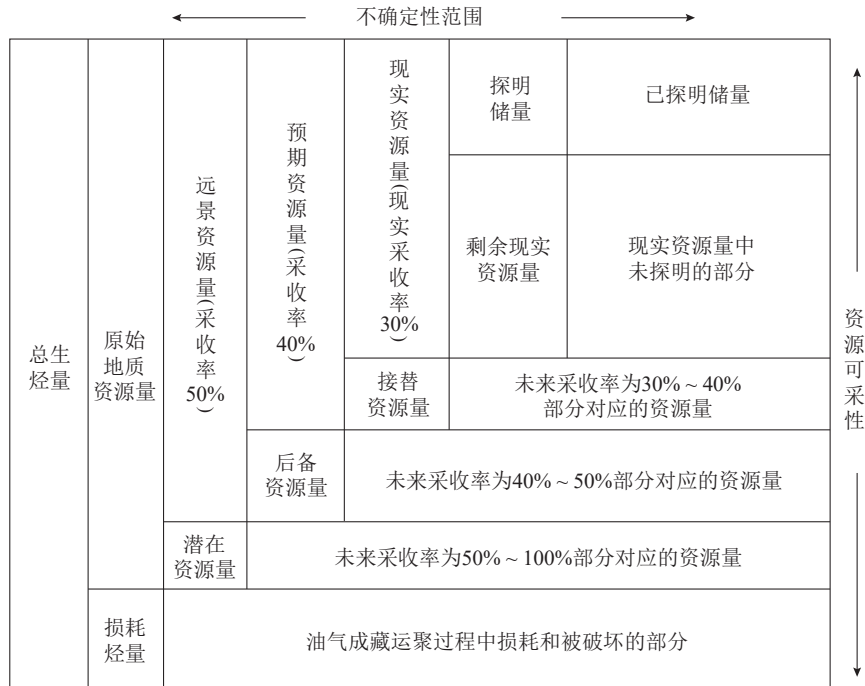


图4 不同级别资源量之间的关联性与差异性

Fig. 4 Correlation and difference among resources of different tiers

烃类;③已排出烃源岩的烃量。因此,可以通过生烃潜力指数 $[GPI, GPI = (S_1 + S_2)/TOC \times 100; S_1$ 为游离烃含量; S_2 为热解烃含量; TOC 为总有机碳含量)]在剖面上的变化规律来研究烃源岩的排烃特征(图5a)。当烃源岩尚未发生油气排出时,其生烃潜力指数为原始生烃潜力指数(GPI_o)。随着热演化程度不断提高,烃源岩达到排烃门限以后开始发生大规模排烃,排烃速率总体呈现先增大后减小的趋势(图5b)。在进入浮力成藏下限之前排出的烃量形成常规油气资源,在浮力成藏下限以后排出的烃量形成致密油气资源。在生、排烃过程中,累计生成的烃量用 Q_g 表示,烃源岩原始生烃潜力指数与现今状态下的生烃潜力指数之间的差值可用于表征排烃率(图5b),即烃源岩达到排烃门限后,单位有机碳所排出的烃量。

根据建立的生-排烃模式,结合烃源岩厚度、 TOC 和 R_o (镜质体反射率)等关键参数的等值线图(图6),可采用体积法对烃源岩生、排烃强度及生、排烃总量进行计算^[36][公式(10)—公式(15)]。

$$I_g = \int_{R_o} (10^{-3} HI_o \cdot TOC_o \cdot \rho \cdot H \cdot \varphi \cdot T_R) \cdot dR_o \quad (10)$$

$$I_e = \int_{R_o} (10^{-3} GPI_o \cdot TOC_o \cdot \rho \cdot H \cdot \varphi \cdot E_R) \cdot dR_o \quad (11)$$

$$I_r = \int_{R_o} [10^{-3} GPI_o \cdot TOC_o \cdot \rho \cdot H \cdot \varphi \cdot (T_R - E_R)] \cdot dR_o \quad (12)$$

$$Q_g = \int_S \int_{R_o} (10^{-13} HI_o \cdot TOC_o \cdot \rho \cdot H \cdot \varphi \cdot T_R) \cdot dR_o dS \quad (13)$$

$$Q_e = \int_S \int_{R_o} (10^{-13} GPI_o \cdot TOC_o \cdot \rho \cdot H \cdot \varphi \cdot E_R) \cdot dR_o dS \quad (14)$$

$$Q_r = \int_S \int_{R_o} [10^{-13} GPI_o \cdot TOC_o \cdot \rho \cdot H \cdot \varphi \cdot (T_R - E_R)] \cdot dR_o dS \quad (15)$$

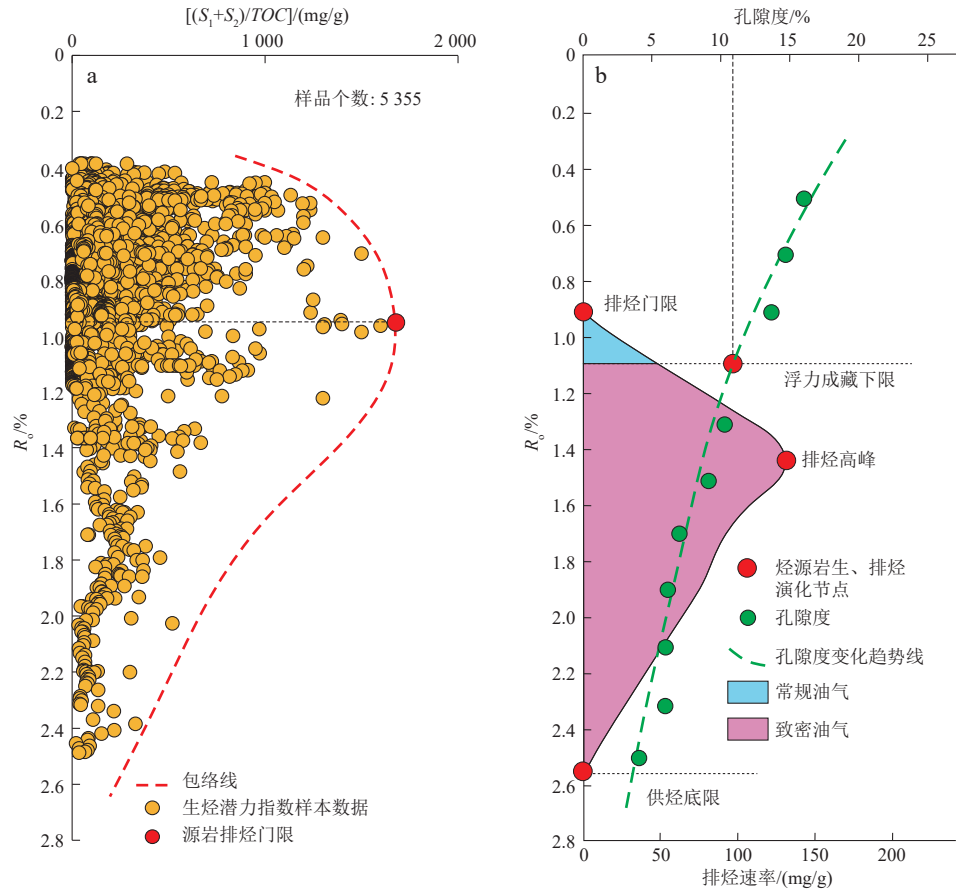
式中: I_g 为生烃强度, 10^4 t/km²; HI_o 为原始生烃潜力指数, mg/g; TOC_o 为原始总有机碳含量, %; ρ 为烃源岩密度, g/cm³; H 为烃源岩厚度, m; φ 为原始岩石质量恢复系数, 无量纲; T_R 为转化率, %; I_e 为排烃强度, 10^4 t/km²; GPI_o 为原始生烃潜力指数, mg/g; E_R 为排烃率, %; I_r 为残留烃强度, 10^4 t/km²; S 为烃源岩面积, m²; Q_e 为排烃量, 10^8 t; Q_r 为残留烃量, 10^8 t。

2.4 关键地质参数的获取

在本研究中,烃源岩生、排烃特征相关数据是基于庞雄奇等^[35]建立的生-排烃模型,并结合研究区烃源岩厚度、 TOC 和 R_o 等关键地质参数进行评价。原始烃量比率系数、资源运聚效率系数和资源可动烃比率系数等资源评价参数均依据中国6大含油气盆地统计数据确定^[35]。

2.4.1 3类原始烃量比率系数(K_i)

K_i 表示形成第*i*类油气资源的原始烃量与烃源岩总生成烃量之间的比例关系($K_i < 1, \sum K_i = 100\%$)。庞雄奇等^[35]基于5355组准噶尔盆地二叠系烃源岩地球化学热解数据,通过生烃潜力法建立了风城组烃源岩

图5 准噶尔盆地二叠系烃源岩生-排烃模型^[35]Fig. 5 Hydrocarbon generation-expulsion model of the Permian source rocks in the Junggar Basin^[35]

a. 烃源岩生-排烃模式; b. 排烃速率及浮力成藏下限分布

生-排烃模型(图6)。在此基础上,结合风城组 TOC 、 R_o 和厚度等参数,通过体积法对烃源岩生烃量、排烃量及滞留烃量进行计算[公式(10)—公式(15)]。结果表明,烃源岩总生成烃量为 $3216 \times 10^8 \text{ t}$,常规油气原始烃量占8%,致密油气原始烃量占36%,页岩油气原始烃量占56%(表1)。

2.4.2 3类资源运聚效率系数(R_i)

R_i 表示生成的烃类在运移、聚集和改造中的保存效率,该参数基于中国6个代表性盆地的生烃量和聚集量数据获得^[35]。 R_i 越大,表明油气在运移过程中散失越少,在储层中的聚集程度越高。统计结果显示,各类油气资源运聚效率系数均在一定范围内变化(表1),取众数值作为代表,其中常规油为45.0%,常规气为6.5%,致密油为90.0%,致密气为15.0%,页岩油为95.0%,页岩气为19.0%。

2.4.3 3类资源可动烃比率系数(M_i)

M_i 为储层中可动烃与总烃量的比值($0 \leq M_i \leq 1$),

反映了油气在储层中的赋存状态。 M_i 越大,表明储层中可动烃比例越高。该参数主要受储层孔喉半径和烃类物理状态等因素影响,并通过统计前人水驱实验、核磁共振实验等研究成果获得^[35]。统计结果表明,各类油气资源的 M_i 值同样在一定范围内变化(表1),取众数值作为代表,其中常规油为90%,常规气为95%,致密油为30%,致密气为40%,页岩油为25%,页岩气为30%。

2.4.4 3类资源采收比率系数(E_{ij})

E_{ij} 为第 i 类资源量的第 j 级采收率($0 \leq E_{ij} < 1$), E_{ij} 值越大,说明储层中可采出的油气资源比例越高。随着开采技术水平的提升,油气资源的可采程度将逐渐提高,但理论上无法达到100%。该参数主要基于实际生产数据的统计获得,其取值受开采技术水平、区域地质条件以及资源类型等多种因素影响,不同地区和不同类型油气资源之间差异较大。庞雄奇等^[35]通过对已发现与未发现非常规油气资源之间差异性及相关性的对比分析,对统计数据进行了系统校正,并以众数值作为代表参数(表1)。统计结果表明,研究区现实

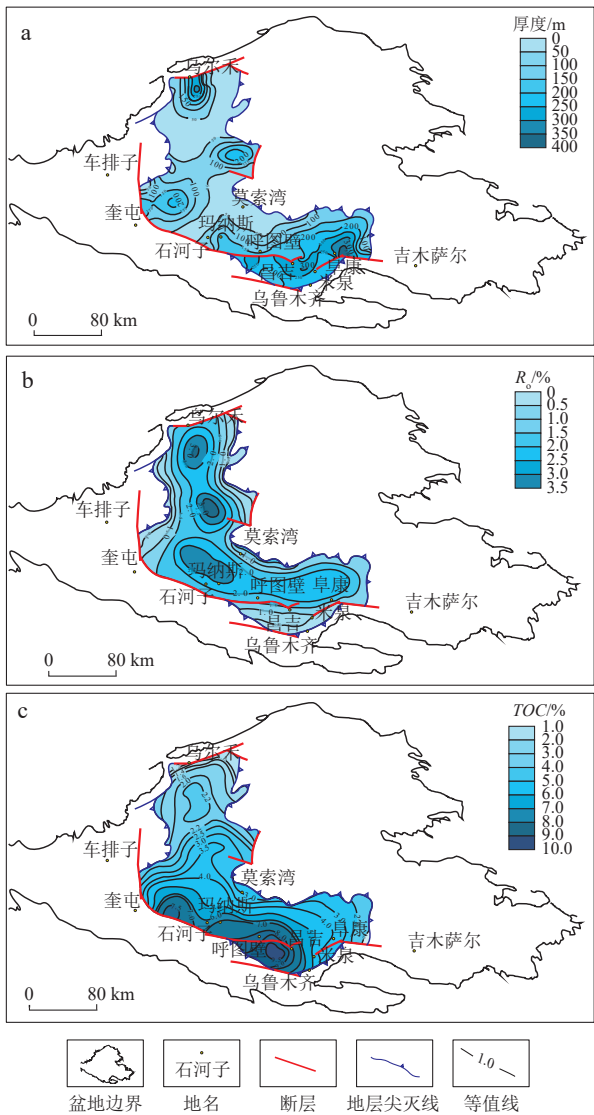


图6 准噶尔盆地风城组全油气系统烃源岩地球化学参数及其分布特征^[35]

Fig. 6 Geochemical and distribution characteristics of source rocks in the WPS of the Fengcheng Formation, Junggar Basin^[35]
a. 烃源岩厚度分布等值线图;b. 烃源岩镜质体反射率(R_r)分布等值线图;c. 烃源岩总有机碳含量(TOC)分布等值线图

平均采收率约为30.0%,其中常规油为43.0%,常规气为75.0%,致密油为25.0%,致密气为47.0%,页岩油为17.5%,页岩气为30.0%。

需要说明的是,本文所采用的各类资源参数并非首次标定。烃源岩基础地球化学特征、分布、生-排烃模式以及关键地质参数(K_i , R_i 和 E_{ij}),主要基于本文研究团队及油田单位在风城组全油气系统方面已发表的研究成果及实际生产资料,其计算方法及可靠性在前人研究中已得到系统论证与应用。 M_i 则综合前人针对不同类型储层可动烃实验研究成果选取,而已探明储量数据来源于新疆油田的实际统计资料。

表1 准噶尔风城组全油气系统“3类3级”资源评价4个关键参数取值范围

Table 1 Value ranges of four key parameters for the three-category and three-tier resource evaluation of the WPS in the Fengcheng Formation, Junggar Basin

资源类别	常规油气		致密油气		页岩油气	
	油	气	油	气	油	气
3类原始烃量 比率系数(K_i)/%	8.04		35.85		56.10	
3类资源运聚效率 系数(R_i)/%	最大值	65	12	100	30	100
	众数值	45	7	90	15	95
	最小值	10	3	80	7	90
3类资源可动烃 比率系数(M_i)/%	最大值	95	100	65	70	65
	众数值	90	95	30	40	25
	最小值	85	90	15	20	10
3类资源采收烃 比率系数(E_{ij})/%	最大值	70	95	20	55	10
	众数值	33	65	15	37	8
	最小值	10	50	5	15	3

2.5 研究思路与评价流程

本研究的评价流程如图7所示,整体研究工作分为4个步骤开展。①对准噶尔盆地风城组全油气系统油气成藏特征进行整体评价,包括3个油气动力场的分布边界及演化特征、常规与非常规油气藏的有序分布序列以及全油气系统统一分布模型等。②分析全油气系统内烃源岩的演化特征,包括构造格局与演化历史、沉积地层展布特征、烃源岩地质-地球化学特征以及烃源岩演化过程,并进一步计算有机质生烃总量及3类原始烃量比率特征。③基于全球含油气盆地统计数据,并结合蒙特卡洛模拟方法,建立3类资源运聚效率系数、3类资源可动烃比率系数和3类资源采收烃比率系数的概率分布模型。④在上述研究基础上,对研究区全油气系统油气资源进行综合评价,分析3类3级

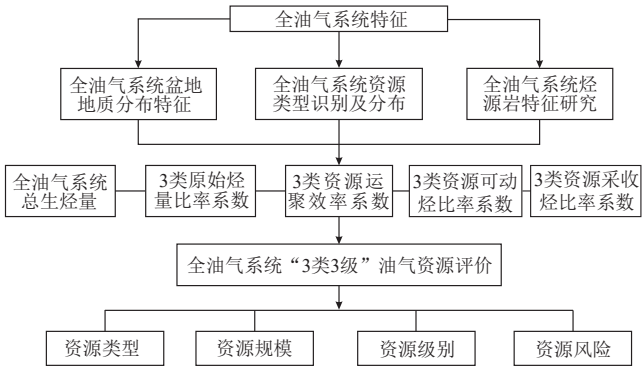


图7 全油气系统“3类3级”资源评价的研究思路 and 评价流程
Fig. 7 Research approach and evaluation workflow for the three-category and three-tier resource evaluation of the WPS

油气资源的规模与组成特征,并进一步评价剩余油气资源的分布特征。

3 研究结果

3.1 全油气系统烃源岩生油气总量

基于烃源岩生、排和残留烃强度(图8),可计算准噶尔盆地风城组全油气系统的总生烃量、总排烃量和总滞留烃量。计算结果表明^[35]:风城组烃源岩总生烃

量为 $3\,216 \times 10^8$ t,总排烃量为 $1\,412 \times 10^8$ t,总滞留烃量为 $1\,804 \times 10^8$ t。结合地层埋藏与演化特征,可进一步获得3类原始烃量随深度变化的分布特征(图9a)。结果表明:①烃源岩层生烃总量为 $3\,216 \times 10^8$ t,排出烃总量为 $1\,412 \times 10^8$ t,排烃率约为44%。②当 $R_o \approx 1.1\%$ 时,烃源岩进入浮力成藏下限(BHAD)。在进入该界限之前,排出烃量约为 259×10^8 t,约占总排烃量的18%;进入浮力成藏下限之后,排出烃量约为 $1\,153 \times 10^8$ t,约占总排烃量的82%。这一特征表明,风城组烃源岩排出的烃类中绝大部分有利于形成致密型非常规油气藏。③根据生、排烃过程及油气动力场划分,烃源岩提供的原始烃量主要可分为3个部分。早期排出烃量约占8%,有利于形成常规油气藏;晚期排出烃量约占36%,主要形成致密非常规油气藏;烃源岩滞留烃量约占56%,主要形成页岩油气藏。

全油气系统生烃总量与构成特征如图9b所示。总体来看,总生烃量主要由资源量、损耗烃量和难动烃量组成,其中资源量又可进一步分为探明储量和剩余资源量。在全油气系统生成的全部烃量中,仅有约19%的烃量最终形成可评价的资源量,而约81%的烃量在成藏过程中发生损耗或散失,或因储层条件限制而难以有效动用。

3.2 全油气系统“3类3级”油气资源量评价结果

准噶尔盆地风城组全油气系统油气资源评价结果受资源类型及采收率等因素影响较大。为反映资源量的不确定性,本研究采用蒙特卡洛模拟方法,以概率分布形式表示资源量评价结果(图10),并以P10、P50和P90分别表示资源量的可能最大值、最可能值和可能最小值。3类、3级油气资源的计算结果见表2。

3.2.1 全油气系统3类油气资源量评价结果

3类油气资源量评价结果表明:①现实资源量为在当前采收率条件下可获得的资源量,总现实资源量为 88.85×10^8 t,其中常规、致密和页岩油气资源占比分别为24.55%、41.22%和34.23%(图11a),两类非常规资源(致密油气和页岩油气)合计占比为75.45%;②预期资源量为采收率在当前基础上提高10%条件下可获得的资源量,总预期资源量为 157.82×10^8 t,其中常规、致密和页岩油气资源占比分别为17.82%、40.92%和41.26%(图11b),两类非常规资源合计占比为82.18%;③远景资源量为采收率较当前提高20%条件下可获得的资源量,总远景资源量为 229.30×10^8 t,

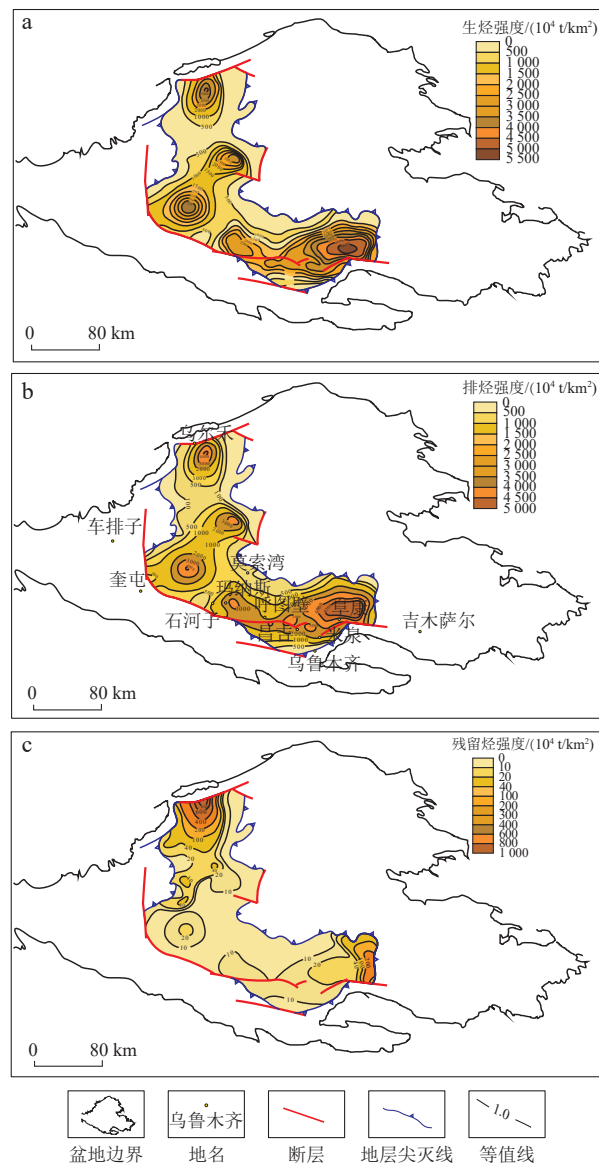


图8 准噶尔盆地风城组全油气系统烃源岩生、排烃强度等值线图

Fig. 8 Contour maps of hydrocarbon generation and expulsion of source rocks in the WPS of the Fengcheng Formation, Junggar Basin

a. 烃源岩生烃强度;b. 烃源岩排烃强度;c. 烃源岩残留烃强度

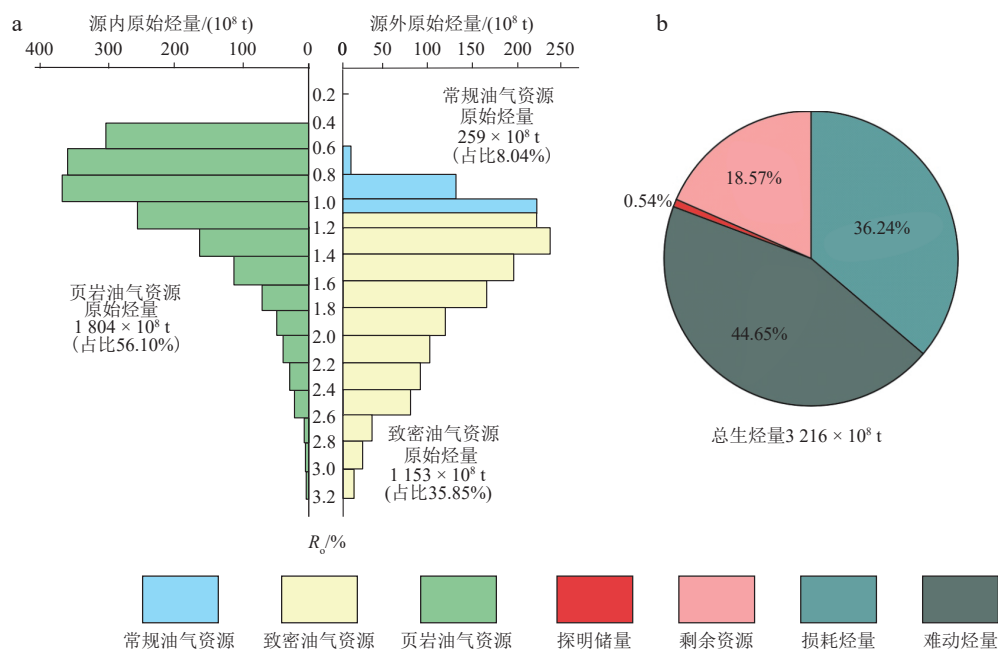


图9 准噶尔盆地风城组全油气系统烃源岩生烃总量分布特征

Fig. 9 Distribution characteristics of total hydrocarbon generated from source rocks in the WPS of the Fengcheng Formation, Junggar Basin

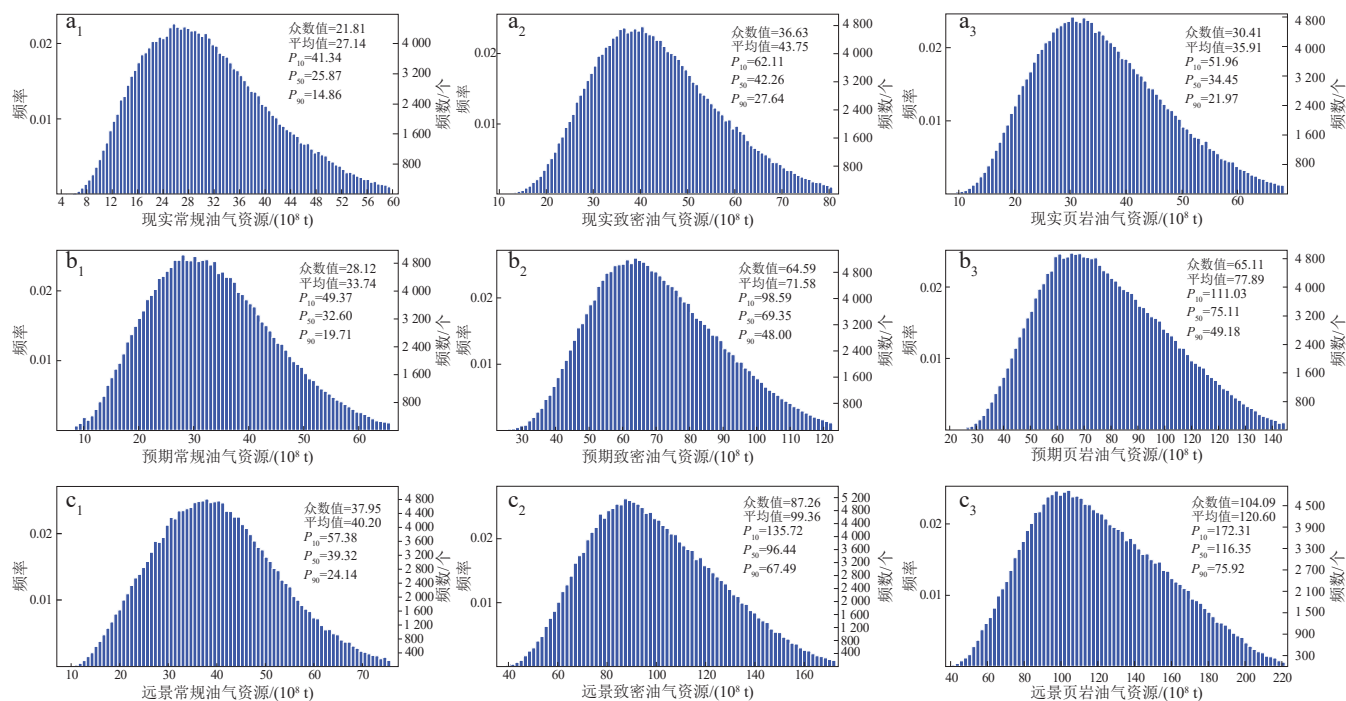
a. 3类原始烃量纵向分布^[36]; b. 生烃总量与构成特征饼状图

图10 准噶尔盆地风城组全油气系统油气资源评价频数分布直方图

Fig. 10 Frequency distribution histogram of hydrocarbon resource evaluation of the WPS in the Fengcheng Formation, Junggar Basin

a₁. 现实常规油气资源量; a₂. 现实致密油气资源量; a₃. 现实页岩油气资源量; b₁. 预期常规油气资源量; b₂. 预期致密油气资源量; b₃. 预期页岩油气资源量; c₁. 远景常规油气资源量; c₂. 远景致密油气资源量; c₃. 远景页岩油气资源量

(P10, P50和P90分别表示资源量的可能最大值、中间值和可能最小值。)

其中常规油气资源占比最低,为16.55%,页岩油气资源占比最高,为45.39%,致密油气资源占比为38.05%(图11c),两类非常规资源合计占比超过83.00%。

3.2.2 全油气系统3级油气资源量评价结果

3级油气资源评价结果表明,研究区现实资源量、

表 2 准噶尔风城组全油气系统“3类3级”资源评价结果

Table 2 Evaluation results of the three-category and three-tier resources in the WPS of the Fengcheng Formation , Junggar Basin

资源级别	现实资源量/(10 ⁸ t)					预期资源量/(10 ⁸ t)					远景资源量/(10 ⁸ t)				
	P10	P50	P90	P _a	P _{mode}	P10	P50	P90	P _a	P _{mode}	P10	P50	P90	P _a	P _{mode}
常规油气	41.34	25.87	14.86	27.14	21.81	49.37	32.60	19.71	33.74	28.12	57.38	39.32	24.14	40.20	37.95
致密油气	62.11	42.26	27.64	43.75	36.63	98.59	69.35	48.00	71.58	64.59	135.72	96.44	67.49	99.36	87.26
页岩油气	51.96	34.45	21.97	35.91	30.41	111.03	75.11	49.18	77.89	65.11	172.31	116.35	75.92	120.60	104.09

注:P10,P50和P90分别表示资源量的可能最大值、中间值和可能最小值;P_a表示平均值;P_{mode}表示众数值。

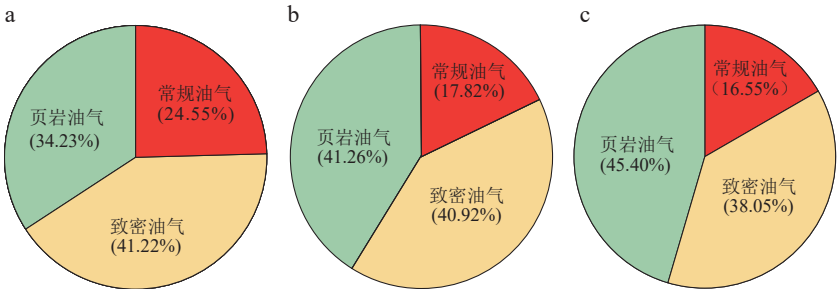


图 11 准噶尔盆地风城组全油气系统 3 类、3 级油气资源占比

Fig. 11 Proportions of the three-category and three-tier hydrocarbon resources in the WPS of the Fengcheng Formation , Junggar Basin

a. 当前采收率条件下的现实资源量,总现实资源量为 88.85×10^8 t;b. 采收率提高 10% 时的预期资源量,总预期资源量为 157.82×10^8 t;c. 采收率提高 20% 时的远景资源量,总远景资源量为 229.30×10^8 t

预期资源量和远景资源量分别为 88.85×10^8 、 157.82×10^8 和 229.30×10^8 t。其中,常规油气资源现实、预期和远景资源量分别为 21.81×10^8 、 28.21×10^8 和 37.95×10^8 t;致密油气资源现实、预期和远景资源量分别为 36.63×10^8 、 64.59×10^8 和 87.26×10^8 t;页岩油气资源现实、预期和远景资源量分别为 30.41×10^8 、 65.11×10^8 和 104.09×10^8 t。总体来看,预期资源量约为现实资源量的 2 倍,远景资源量约为现实资源量的 3 倍,表明随着采收率的提高,研究区油气资源开发潜力仍具有较大的提升空间。

3.3 全油气系统剩余油气资源量及其分布

现实剩余资源是指未被发现的残留或剩余油气资源,代表着目前采收率情况下尚未探明的可以开采的资源潜力,可通过现实资源量减去已探明油气储量获得。截至 2023 年,以风城组为主要油源的油气藏主要分布于准噶尔盆地西北缘地区^[36],包括玛北油田、中拐油田、红山嘴区、百口泉区、乌尔禾区、风城区、夏子街区、黑油山区和克拉玛依油田一区一九区等。此外,盆地东部阜康斜坡带及盆地南缘齐古油田的油气也受到风城组烃源岩的油源贡献(表 3)。根据 2023 年新疆油田储量统计结果,准噶尔盆地风城组全油气系统探明储量为 17.43×10^8 t 油当量。在此基础上,结合 3 级油气资源评价结果与探明储量数据,可进一步计算研

表 3 准噶尔盆地风城组供源的油田或区块探明储量

Table 3 Proven reserves by oil source in the Fengcheng Formation , Junggar Basin

位置	油田或区块	油储量/(10 ⁴ t)	溶解气量/(10 ⁸ m ³)
西北缘	一区	12 807.19	73.64
西北缘	二区	6 809.96	32.84
西北缘	三区	4 898.96	18.66
西北缘	四区	3 829.58	12.56
西北缘	六区	7 058.68	15.53
西北缘	七区	11 893.72	96.11
西北缘	八区	23 901.38	348.21
西北缘	九区(重油)	15 329.76	0
西北缘	红山嘴区(重油)	10 322.73	0.15
西北缘	玛北油田	15341.55	155.82
西北缘	百口泉区	18 607.13	93.84
西北缘	乌尔禾区	5 384.59	84.24
西北缘	风城区	22 234.91	9.60
西北缘	夏子街区	7 292.21	60.36
西北缘	中拐区	0	0
西北缘	黑油山区	628.66	0
东部	阜康斜坡带	0	0
南缘	齐古油田	45.95	0
总计		166 386.96	1 001.56

究区全油气系统剩余资源量的构成及分布特征。结果表明,准噶尔盆地风城组全油气系统剩余资源可划分为剩余现实资源量($\Delta Q_{\text{剩余现实}}$)、接替资源量($\Delta Q_{\text{接替}}$)和后备资源量($\Delta Q_{\text{后备}}$)。其中,剩余现实资源量为 $71.42 \times$

10^8 t油当量,接替资源量为 68.97×10^8 t油当量,后备资源量为 71.48×10^8 t油当量。

根据剩余资源分布情况可以判断(图 12a),研究区剩余油气资源主要赋存于非常规储层中。现实资源中非常规油气资源占比约 75%,而常规油气资源仅占约 25%;与此同时,目前已探明储量中绝大部分为常规油气资源。因此,在现有技术条件下尚未探明的剩余资源主要分布于致密和页岩油气资源中,表明未来勘探开发潜力将逐渐向非常规油气领域转移。

根据 3 级资源变化情况可以看出(图 12b),研究区剩余资源潜力主要集中在未来可开发资源中。剩余资源潜力主要体现在接替资源和后备资源两部分,其有效开发依赖于采收技术水平的提升。当采收率在当前水平基础上提高 10%(达到 40%)时,剩余资源量将显著增加;当采收率进一步提高 20%(达到 50%)时,总资源量可达到 229.30×10^8 t油当量,约为目前已探明储量的 13 倍。由此表明,准噶尔盆地风城组全油气系统仍具有巨大的油气资源潜力,而采收率的提升和开发技术的进步将是实现该资源潜力的关键。

3.4 典型构造单元剖析与方法验证

评价结果表明,克-百断裂带所在区域是风城组烃源岩生烃、排烃及滞留烃的主要中心之一(图 9),烃源供给能力强、生排烃强度高,是准噶尔盆地油气资源最为富集的优势区之一。结合区域地质条件分析可知,该区成藏条件十分有利,断裂活动期与烃源岩生、排烃高峰期高度匹配,为油气运移提供了高效通道;区域盖层封闭性较好,约 80% 的油气储量集中分布于白

碱滩组盖层之下^[37-39],表明该区具有良好的油气保存条件及较高的运移和聚集效率。此外,研究区储层类型多样,浅部侏罗系主要发育砂砾岩油藏,深部石炭系则发育火山岩油藏,不同层系储层在空间上形成多层系叠置的成藏格局,共同构成了有利组合突出的规模成藏条件。

风城组全油气系统具有同套主力烃源岩控制、完整且成熟的热演化序列、常规-致密-页岩 3 类油气藏共生分布,以及自由、局限、束缚油气动力场分层明显等典型特征,使得本文采用的 K_i 、 R_i 、 M_i 和 E_g 等参数取值与研究区地质特征具有良好的一致性。例如,生-排烃模型揭示的 $GPI-R_o$ 三段式演化规律与风城组实际排烃过程高度吻合;常规、致密和页岩 3 类油气资源的比例及其空间分布关系也与风城组油气藏组合特征高度一致。因此,在研究区应用“3 类 3 级”资源评价参数体系具有明确的地质适应性。

截至 2023 年,克-百断裂带探明地质储量已超过 11.50×10^8 t,主要分布于克拉玛依油田和百口泉油田(表 3)。探明储量的空间展布、主控因素及油气富集特征与本文评价结果所揭示的烃源供给强度及资源富集规律高度一致。这种高度对应关系不仅表明克-百断裂带作为实例区具有良好的地质代表性,也进一步验证了“3 类 3 级”资源评价方法及其参数体系的科学性及其在风城组全油气系统中的适用性。

4 讨论

本文对不同类型油气资源量的评价是在一定前提

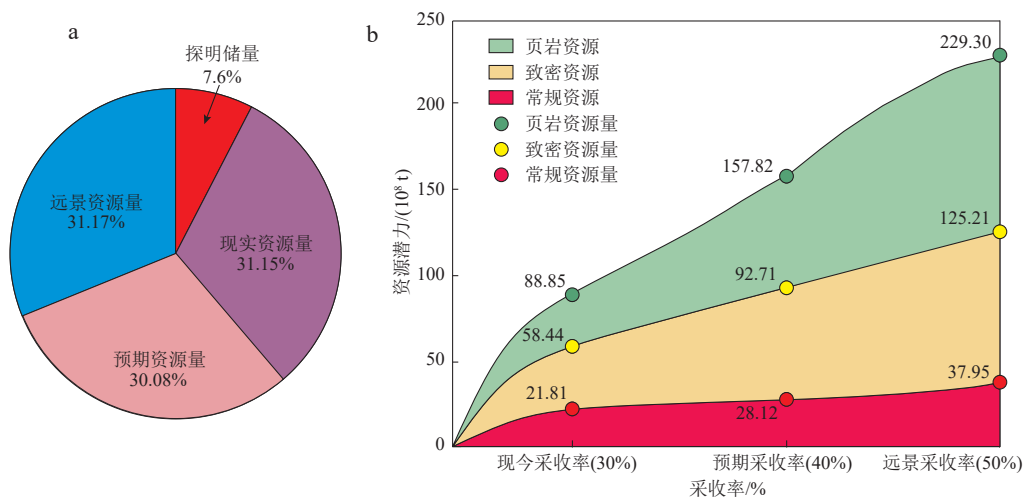


图 12 准噶尔盆地风城组全油气系统剩余油气资源分布

Fig. 12 Distribution of remaining hydrocarbon resources in the WPS of the Fengcheng Formation, Junggar Basin

a. 剩余资源分布饼状图,总资源潜力为 229.30×10^8 t; b. 3 级资源变化图

条件下开展的,因此在应用相关评价结果时需注意以下几个方面的问题。①在研究过程中,假定不同类型油气资源在形成之后不再发生改造或相互转化,即常规、致密和页岩油气资源在成藏之后保持各自类型不变。②本研究中资源运聚效率系数、可动烃比率系数以及采收烃比率系数等关键参数并未直接采用准噶尔盆地的实际统计数据,而是基于中国6大含油气盆地的统计结果进行标定。这主要是因为相较于玛湖凹陷,目前盆1井西凹陷和沙湾凹陷的勘探开发程度仍然较低,可获取的生产资料有限。如果直接采用现有数据进行统计,玛湖凹陷资料所占比例过高,难以全面代表整个风城组全油气系统的总体特征,可能导致评价结果偏高。③为便于讨论与对比分析,本研究分别采用30%、40%和50%作为采收烃比率系数,对应现实资源、预期资源和远景资源3个资源级别。其中,采收烃比率系数超过50%的潜在资源开发仍高度依赖未来开采技术的重大突破,短期内实现规模动用仍存在较大不确定性。④与传统油气资源评价方法相比,本文采用的全油气系统资源评价方法具有以下3个主要特点:一是将烃源岩生烃量、油气资源量与成藏损耗量进行统一研究,建立完整的物质平衡约束关系;二是实现常规、致密和页岩3类油气资源以及现实、预期和远景3级资源的统一定量评价;三是引入蒙特卡洛模拟方法,对资源量结果的不确定性进行概率表征,从而提高资源评价结果的科学性与可靠性。

5 结论

1) 风城组烃源岩总生烃量、排烃量、滞留烃量分别为 3.216×10^8 、 1.412×10^8 和 1.804×10^8 t油当量。总生烃量中仅约19%的烃量能形成资源,其余81%在成藏过程中损耗或难以开采。

2) 现实(采收率30%)、预期(采收率40%)和远景(采收率50%)资源量分别为 88.85×10^8 、 157.82×10^8 和 229.30×10^8 t。其中,常规、致密和页岩油气现实资源量分别为 21.81×10^8 、 36.63×10^8 和 30.41×10^8 t;预期资源量分别为 28.12×10^8 、 64.59×10^8 和 65.11×10^8 t;远景资源量分别为 37.95×10^8 、 87.26×10^8 和 104.09×10^8 t。

3) 现实剩余资源量(采收率到30%)、接替资源量(采收率30%~40%)和后备资源量(采收率40%~50%)分别为 71.42×10^8 、 68.97×10^8 和 71.48×10^8 t油当量。资源分布特征表明,致密和页岩油气占比高达83%,油气资源中约70%需要通过提高采收率才能

变为现实资源量。因此,强化非常规技术手段和提高采收率将成为提高资源利用率的关键。

致谢:本文得到中国石油科学研究与技术开发项目“全油气系统理论与非常规油气成藏机理”(项目编号:2021DJ0101)的资助,同时还要感谢在本研究中做出贡献的各位专家的建议和指导,在此致以衷心感谢!

参 考 文 献

- [1] 宋永,唐勇,何文军,等. 准噶尔盆地油气勘探新领域、新类型及勘探潜力[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 52-68.
SONG Yong, TANG Yong, HE Wenjun, et al. New fields, new types and exploration potentials of oil-gas exploration in Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 52-68.
- [2] 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.
- [3] 何文军,王绪龙,邹阳,等. 准噶尔盆地石油地质条件、资源潜力及勘探方向[J]. 海相油气地质, 2019, 24(2): 75-84.
HE Wenjun, WANG Xulong, ZOU Yang, et al. The geological conditions, resource potential and exploration direction of oil in Junggar Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2019, 24(2): 75-84.
- [4] 何文军,宋永,汤诗棋,等. 玛湖凹陷二叠系风城组全油气系统成藏机理[J]. 新疆石油地质, 2022, 43(6): 663-673.
HE Wenjun, SONG Yong, TANG Shiqi, et al. Hydrocarbon accumulation mechanism of total petroleum system in Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(6): 663-673.
- [5] 林隆栋,焦伟,惠荣. 简评准噶尔盆地的三次油气资源预测[J]. 西安石油大学学报(社会科学版), 2017, 26(1): 13-19.
LIN Longdong, JIAO Wei, HUI Rong. A brief review on three predictions of oil-gas resources in Junggar Basin[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Social Science Edition), 2017, 26(1): 13-19.
- [6] 赵永强,宋振响,王斌,等. 准噶尔盆地油气资源潜力与中国石化常规—非常规油气一体化勘探策略[J]. 石油实验地质, 2023, 45(5): 872-881.
ZHAO Yongqiang, SONG Zhenxiang, WANG Bin, et al. Resource potential in Junggar Basin and Sinopec's integrated exploration strategy for conventional and unconventional petroleum [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(5): 872-881.
- [7] 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.
- [8] 党文龙, 高岗, 尤新才, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷大油区不同类型原油分布及成因[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 731-741.
- DANG Wenlong, GAO Gang, YOU Xincan, et al. Genesis and distribution of oils in Mahu Sag province, Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 731-741.
- [9] 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.
- [10] 何文军, 钱永新, 赵毅, 等. 玛湖凹陷风城组全油气系统勘探启示[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(6): 641-655.
- HE Wenjun, QIAN Yongxin, ZHAO Yi, et al. Exploration implications of total petroleum system in Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(6): 641-655.
- [11] 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.
- [12] 何登发, 张磊, 吴松涛, 等. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(5): 845-861.
- HE Dengfa, ZHANG Lei, WU Songtao, et al. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(5): 845-861.
- [13] 杨海波, 陈磊, 孔玉华. 准噶尔盆地构造单元划分新方案[J]. 新疆石油地质, 2004, 25(6): 686-688.
- YANG Haibo, CHEN Lei, KONG Yuhua. A novel classification of structural units in Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2004, 25(6): 686-688.
- [14] 赵永强, 宋振响, 王斌, 等. 准噶尔盆地油气资源潜力与中国石化常规-非常规油气一体化勘探策略[J]. 石油实验地质, 2023, 45(5): 872-881.
- ZHAO Yongqiang, SONG Zhenxiang, WANG Bin, et al. Resource potential in Junggar Basin and Sinopec's integrated exploration strategy for conventional and unconventional petroleum [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(5): 872-881.
- [15] 陈发景, 汪新文, 汪新伟. 准噶尔盆地的原型和构造演化[J]. 地质前缘, 2005, 12(3): 77-89.
- CHEN Fajing, WANG Xinwen, WANG Xinwei. Prototype and tectonic evolution of the Junggar Basin, northwestern China [J]. Earth Science Frontiers, 2005, 12(3): 77-89.
- [16] 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 等. 准噶尔盆地烃源岩与原油地球化学特征[J]. 地质学报, 2016, 90(1): 37-67.
- CHEN Jianping, WANG Xulong, DENG Chunping, et al. Geochemical features of source rocks and crude oil in the Junggar Basin, northwest China [J]. Acta Geologica Sinica, 2016, 90(1): 37-67.
- [17] 张景坤. 准噶尔盆地风城组碱湖相有机质演化的地球化学研究[D]. 南京: 南京大学, 2020.
- ZHANG Jingkun. Geochemical investigation on evolution of organic matter in alkaline lacustrine sediments of the Fengcheng Formation in the Junggar Basin, northwest China [D]. Nanjing: Nanjing University, 2020.
- [18] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩, 等. 全油气系统的4种基本类型及其资源开发领域[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1019-1038.
- JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan, et al. Four basic types of whole petroleum systems and their major plays [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1019-1038.
- [19] 庞雄奇, 崔新璇, 贾承造, 等. 全油气系统理论在实用中面临的几个问题与解决方法[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1039-1054.
- PANG Xiongqi, CUI Xinxuan, JIA Chengzao, et al. Challenges and solutions in the application of the whole petroleum system theory [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1039-1054.
- [20] 刘可禹, 张思佳, 刘建良, 等. 全油气系统: 油气地质学研究新方向和油气勘探新范式[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1055-1070.
- LIU Keyu, ZHANG Sijia, LIU Jianliang, et al. The whole petroleum system: An emerging direction for petroleum geology and an innovative paradigm for oil and gas exploration [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1055-1070.
- [21] 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, 43(3): 49-61.
- BAI Xuefeng, LU Jiamin, LI Junhui, et al. Hydrocarbon accumulation patterns and exploration potential of whole petroleum systems in northern Songliao Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(3): 49-61.
- [22] 肖惠译, 庞雄奇, 李才俊, 等. 全油气系统形成演化过程中常规与非常规油气藏转化机制及模式[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1092-1106.
- XIAO Huiyi, PANG Xiongqi, LI Caijun, et al. Mechanisms and models of conversion between conventional and unconventional hydrocarbon reservoirs during the formation and evolution of the whole petroleum system [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1092-1106.
- [23] 胡耀, 贾承造, 庞雄奇, 等. 远源型致密油气藏运聚动力与成藏模式——以准噶尔盆地玛湖凹陷三叠系百口泉组砂砾岩油藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1281-1298.

- HU Yao, JIA Chengzao, PANG Xiongqi, et al. Hydrocarbon migration and accumulation dynamics and model of distal tight hydrocarbon reservoirs: A case study of sandy conglomerate oil reservoirs in the Triassic Baikouquan Formation, Mahu Sag, Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(4): 1281–1298.
- [24] 金玉洁, 王雷, 庞雄奇, 等. 塔里木盆地西南坳陷全油气系统多源复合成藏特征与有序分布模式[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(4): 1316–1332.
- JIN Yujie, WANG Lei, PANG Xiongqi, et al. Multi-sourced composite hydrocarbon accumulation and ordered distribution pattern of the whole petroleum system in the Southwestern Depression, Tarim Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(4): 1316–1332.
- [25] 何文军, 费李莹, 阿布力米提·依明, 等. 准噶尔盆地深层油气成藏条件与勘探潜力分析[J]. *地学前缘*, 2019, 26(1): 189–201.
- HE Wenjun, FEI Liying, ABLIMITI Yiming, et al. Accumulation conditions of deep hydrocarbon and exploration potential analysis in Junggar Basin, NW China[J]. *Earth Science Frontiers*, 2019, 26(1): 189–201.
- [26] 唐勇, 雷德文, 曹剑, 等. 准噶尔盆地二叠系全油气系统与源内天然气勘探新领域[J]. *新疆石油地质*, 2022, 43(6): 654–662.
- TANG Yong, LEI Dewen, CAO Jian, et al. Total petroleum system and inner-source natural gas exploration in Permian strata of Junggar Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2022, 43(6): 654–662.
- [27] 胡涛, 庞雄奇, 于飒, 等. 准噶尔盆地风城地区风城组烃源岩生排烃特征及致密油资源潜力[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2017, 48(2): 427–439.
- HU Tao, PANG Xiongqi, YU Sa, et al. Hydrocarbon generation and expulsion characteristics of P1f source rocks and tight oil accumulation potential of Fengcheng area on northwest margin of Junggar Basin, northwest China [J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2017, 48(2): 427–439.
- [28] JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. Whole petroleum system and ordered distribution pattern of conventional and unconventional oil and gas reservoirs [J]. *Petroleum Science*, 2023, 20(1): 1–19.
- [29] 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.
- [30] 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.
- [31] 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.
- [32] PANG Xiongqi, LIU Keyu, MA Zhongzhen, et al. Dynamic field division of hydrocarbon migration, accumulation and hydrocarbon enrichment rules in sedimentary basins[J]. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 2012, 86(6): 1559–1592.
- [33] PANG Xiongqi, SHAO Xinhe, LI Maowen, et al. Correlation and difference between conventional and unconventional reservoirs and their unified genetic classification [J]. *Gondwana Research*, 2021, 97: 73–100.
- [34] PANG Xiongqi, LI Maowen, LI Sumei, et al. Geochemistry of petroleum systems in the Niuzhuang South Slope of Bohai Bay Basin: Part 3. Estimating hydrocarbon expulsion from the Shahejie Formation [J]. *Organic Geochemistry*, 2005, 36(4): 497–510.
- [35] PANG Xiongqi. Quantitative evaluation of the whole petroleum system: hydrocarbon thresholds and their application [M]. Singapore: Springer, 2023.
- [36] 准噶尔油气区(中国石油)编纂委员会. 中国石油地质志: 卷二十一—准噶尔油气区(中国石油)[M]. 北京: 石油工业出版社, 2022.
- Editorial Committee of Junggar Oil and Gas Region (PetroChina). *China petroleum geology: Volume 21-Junggar oil and gas region (PetroChina)*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2022.
- [37] 何文军, 王绪龙, 杨海波, 等. 准噶尔盆地典型刻度区选择及其资源量计算方法体系建立[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(1): 62–73.
- HE Wenjun, WANG Xulong, YANG Haibo, et al. Selection of typical calibrated areas and establishment of the calculation method system of the quantity of resource in Junggar Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(1): 62–73.
- [38] 陈波, 王子天, 康莉, 等. 准噶尔盆地玛北地区三叠系百口泉组储层成岩作用及孔隙演化[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2016, 46(1): 23–35.
- CHEN Bo, WANG Zitian, KANG Li, et al. Diagenesis and pore evolution of triassic Baikouquan Formation in Mabei region, Junggar Basin [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2016, 46(1): 23–35.
- [39] 罗旭东, 邓世坤, 冯芸, 等. 火山岩储层分类方法在克百断裂带一区石炭系的应用[J]. *特种油气藏*, 2023, 30(1): 57–64.
- LUO Xudong, DENG Shikun, FENG Yun, et al. Application of volcanic rock reservoir classification method to Carboniferous system in Kebai fault area 1 [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2023, 30(1): 57–64.

(编辑 张玉银)