

引文: 杨思博, 李美俊, 王延山, 等. 断陷湖盆天然气成藏生—运—聚动态模拟——以渤海湾盆地辽河坳陷为例[J]. 天然气工业, 2023, 43(9): 00-00.
YANG Sibo, LI Meijun, WANG Yanshan, et al. Generation-migration-accumulation dynamic simulation of natural gas accumulation in rift lake basins: A case study on the Liaohe Depression in the Bohai Bay Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(9): 00-00.

断陷湖盆天然气成藏生—运—聚动态模拟 ——以渤海湾盆地辽河坳陷为例

杨思博^{1,2} 李美俊^{1,2,3} 王延山⁴ 肖洪^{1,2} 黄双泉⁴ 康武江⁴ 王方正^{1,2}

1. 中国石油大学(北京)地球科学学院 2. 油气资源与工程全国重点实验室·中国石油大学(北京)
3. 中国石油大学(北京)克拉玛依校区石油学院 4. 中国石油辽河油田公司勘探开发研究院

摘要: 有效判识天然气来源和生—运—聚特征对天然气资源潜力评价, 以及天然气勘探方向具有重要指导意义。为了解决断陷湖盆烃源岩非均质性强、天然气成因类型多样导致的气源判识和资源评价具有多解性的问题, 以渤海湾盆地辽河坳陷欢喜岭地区为例, 根据典型断陷湖盆有效烃源岩分类和天然气成因类型判识方法, 开展了气源研究, 并基于典型剖面烃源岩生气、运聚动态模拟, 总结了天然气动态成藏模式, 并指明下步天然气勘探方向。研究结果表明: ①古近系沙河街组三段中一下亚段和河街组四段是主要烃源岩层, 不同构造位置形成的烃源岩类型不同, 包括腐殖型、腐泥型烃源岩, 分别生成了油型气、煤型气; ②形成的各类天然气在复杂断裂、砂体和在不整合面构成的输导体系中运移、汇聚, 形成混合成因天然气气藏; ③欢喜岭地区具有 2 个运聚系统, 系统 I 为西部斜坡带—双台子构造带上的砂四上亚段运聚系统, 为油型气近源成藏, 其余区域为系统 II, 为油型气和煤型气远距离运移成藏; ④欢喜岭地区天然气藏为单凹陷、多源晚期成藏, 气源岩空间差异分布和复杂的断裂系统共同控制了该区气藏成因类型多样性和分布复杂性。结论认为, 断陷湖盆天然气成藏生—运—聚动态模拟明确了辽欢喜岭地区的天然气气源, 指明了靠近洼陷内部的东部陡坡带为天然气有利勘探区, 其成果也为其他断陷湖盆的天然气勘探提供了参考借鉴。

关键词: 断陷湖盆; 气源对比; 天然气成因类型; 生—运—聚模拟; 有效烃源岩; 混合成因气藏; 辽河坳陷欢喜岭

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2023.09.000

Generation-migration-accumulation dynamic simulation of natural gas accumulation in rift lake basins: A case study on the Liaohe Depression in the Bohai Bay Basin

YANG Sibo^{1,2}, LI Meijun^{1,2,3}, WANG Yanshan⁴, XIAO Hong^{1,2}, HUANG Shuangquan⁴, KANG Wujiang⁴, WANG Fangzheng^{1,2}

(1. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting// China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. College of Petroleum, China University of Petroleum (Beijing) at Karamay, Karamay, Xinjiang 834000, China; 4. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Liaohe Oilfield Company, Panjin, Liaoning 124010, China)

Natural Gas Industry, Vol.43, No.9, p.000-000, 9/25/2023. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Effective identification of the source and generation-migration-accumulation characteristics of natural gas is of great guiding significance to evaluating the potential of natural gas resources and determining the direction of natural gas exploration. Rift lake basins are characterized by strong heterogeneity of source rocks and various genetic types of natural gas, which lead to ambiguity in gas source identification and resource evaluation. To solve this problem, this paper investigates the gas sources in the Huanxiling area of the Liaohe Depression, Bohai Bay Basin by the representative effective source rock classification and natural gas genesis type discrimination method for rift lake basins. Then, dynamic simulation of gas generation, migration and accumulation is carried out based on the representative profile, and a dynamic accumulation model of natural gas is summarized. Finally, the future direction of natural gas exploration is pointed out. And the following research results are obtained. First, the Lower-Middle Sub-member of the Third Member and the Fourth Member of Paleogene Shahejie Formation are the main source rock layers. The source rocks formed in different tectonic positions are different in types, and there are humic and sapropelic source rocks, which generate oil-type gas and coal-type gas respectively. Second, various types of natural gas formed in this area migrates and accumulates within a transport system composed of complex fractures, sand bodies and unconformity surfaces, to form mixed-genetic gas reservoirs. Third, there are two migration and accumulation systems in the Huanxiling area, i.e., System I and II. The migration and accumulation system in the Upper Sub-member of the Fourth Member of Shahejie Formation from the western slope belt to Shuangtaizi structural belt is System I, which is near-source accumulation of oil-type gas. The migration and accumulation systems in the rest zones are System II, which is long-distance migration and accumulation of oil-type and coal-type gases. Fourth, natural gas reservoirs in the Huanxiling area are in the hydrocarbon accumulation model of single sag, multiple sources and late stage. The spatial differential distribution of source rocks and the complex fault system jointly control the genetic diversity and distribution complexity of gas reservoirs in this area. In conclusion, the generation-migration-accumulation dynamic model of natural gas reservoir in rift lake basins shows the gas sources of Huanxiling area, and suggests that the eastern steep slope zone near the inside of the sag is a favorable area for natural gas exploration. The research results provide a reference for natural gas exploration in other rift lake basins.

Keywords: Rift lake basin; Gas-source correlation; Genetic type of natural gas; Gas generation-migration-accumulation modeling; Effective source rocks; Mixed-genetic gas reservoir; Huanxiling area of the Liaohe Depression

基金项目: 国家自然科学基金项目“苯基多环芳烃检测及其石油地球化学意义”(编号: 41972148)。

作者简介: 杨思博, 1994 年生, 博士研究生; 主要从事油气成藏地球化学方面研究工作。地址: (102249) 北京市昌平区府学路 18 号。ORCID:0009-0005-4958-956X。E-mail: susan_44@live.cn

通信作者: 李美俊, 1972 年, 教授, 博士研究生导师; 主要从事油气成藏地质—地球化学方面研究工作。地址: (102249) 北京市昌平区府学路 18 号。RCID:0000-0002-7141-6068。E-mail: meijunli@cup.edu.cn

0 引言

准确识别天然气的成因类型及来源,是评估天然气资源潜力和寻找有利勘探区的关键科学问题^[1-3]。然而,由于天然气形成机制的复杂性和判识参数的有限性,对其成因和来源的识别常因证据不足而具有多解性。断陷湖盆的构造运动和沉积演化十分复杂,导致烃源岩的非均质性增强,有机质类型多样,增加了气源对比的难度^[4-5]。因此,需要探索更加有效的方法来解决这些难题。

辽河坳陷位于中国东北部渤海湾盆地,是典型的断陷湖盆。其中,西部凹陷是辽河坳陷最大的富油气次级凹陷。欢喜岭地区位于辽河坳陷西部凹陷西南侧,分布在西部斜坡带和双台子构造带,是辽河坳陷最重要的油气藏之一。前人研究表明,欢喜岭天然气藏具有多种成因类型的天然气,包括煤型气、油型气和混合气^[1,6]。基于常规的气源对比方法,如天然气成因和计算成熟度,王延山等^[6-8]认为欢喜岭天然气藏主要来源于清水洼陷内沙河街组三段和四段的烃源岩。然而,母国妍等^[9]通过大量地球化学分析数据表明,西部凹陷沙三段和四段的烃源岩主要包含 I-II 型干酪根,属腐泥型有机质,这与大量发现的煤型气和混合气的勘探实践存在矛盾^[1]。在研究烃源岩时,由于不同类型的干酪根具有不同的生气机制,因此需要充分考虑有机质类型的非均质性。对于西部凹陷主要生烃层的气源岩类型、分布和规模等需要进一步研究,以提供新的气源对比依据。此外,以往关于辽河坳陷天然气运移和成藏的研究主要基于定性分析优势成藏条件,对油气运聚成藏过程的研究还比较薄弱^[6,8,10]。本文针对上述问题,通过对欢喜岭地区天然气样品的组分和碳同位素值等实验结果进行分析,揭示不同位置天然气的地球化学特征,从而阐明其成因类型。其次,结合沉积学分析,明确有效气源岩的类型和分布情况,为判识天然气的来源提供地质依据。最后,借助盆地模拟软件,动态模拟天然气的生—运—聚过程。基于这些研究成果,综合判断辽欢喜岭地区的天然气气源,并总结天然气的运聚规律,为渤海湾盆地西部凹陷勘探目标的优选提供证据,同时为典型断陷湖盆的天然气勘探提供方法上的借鉴。

1 地质概况与样品

西部凹陷位于渤海湾盆地辽河坳陷西南部,是中国东部典型的陆相断陷湖盆^[11-13](图 1-a)。西部凹

陷新生代构造演化主要经历了初始伸展裂陷、裂陷深陷以及走滑裂陷 3 个阶段,发育了一系列北东向断裂,形成东陡西缓、北高南低的箕状构造特征^[13-15]。欢喜岭位于西部凹陷中南部,在短轴方向划分为 3 个构造带:西部斜坡带(缓坡带)、双台子构造带(断阶带)、清水洼陷(深陷带—陡坡带)(图 1-a、b)。地层自下而上分别为:前新生界基底、古近系沙河街组、东营组、新近系馆陶组、明化镇组、第四系平原组。其中,沙三段和沙四段是主要的烃源岩层,自下而上划分为沙四上亚段($E_2s_4^1$)、沙三下亚段($E_2s_3^3$)、沙三中亚段($E_2s_3^2$)和沙三上亚段($E_2s_3^1$)(图 1-c)。西部凹陷主要发育 4 种类型的沉积体系,包括扇三角洲、湖底扇、湖相和近岸水下扇沉积^[16-18]。清水洼陷位于西部凹陷的南部,是辽河坳陷最大的生烃洼陷,为欢喜岭油气藏提供了丰富的油气源供给。主力烃源岩为沙三段的暗色湖相泥岩和油页岩,以及沙四段的暗色湖相泥岩,广泛分布于清水洼陷,现今处于成熟—高熟阶段^[19]。

本次研究分析了 34 个分布于欢喜岭地区的天然气样品,样品埋藏深度介于 1 000 ~ 4 000 m,垂向上取自基底、沙河街组、东营组储层。分析了 285 件烃源岩样品,样品平面上分布于清水洼陷及其周边,垂向上分布于沙四段及沙三段。

2 天然气地球化学特征及成因类型

2.1 天然气成因类型

通过分析烷烃气体(甲烷、乙烷、丙烷等)的地球化学组分和同位素组成,明确天然气的生成机制和来源,进而确定气源关系^[20]。由于天然气的形成过程具有复杂性,因此天然气的成因类型需要结合地质条件分析^[6]。辽河坳陷欢喜岭气藏的 34 个天然气样品组分和碳同位素序列图结果显示(图 2):天然气组分呈现正常序列, $C_1 > C_2 > C_3 > iC_4 < nC_4$,同时碳同位素序列显示 $\delta^{13}C_1 < \delta^{13}C_2 < \delta^{13}C_3 < \delta^{13}iC_4 < \delta^{13}nC_4$,表明欢喜岭地区天然气样品经历了有机热成因过程,并且没有明显的后期改造作用^[21]。

天然气的稳定碳同位素组成反映了源岩的有机质类型和热演化程度^[1,22-24]。一般来说,乙烷的碳同位素($\delta^{13}C_2$)值可以用于判断由不同有机质类型的烃源岩生成的天然气,将热成因天然气样品进一步划分为煤型气(腐殖型天然气)和油型气(腐泥型

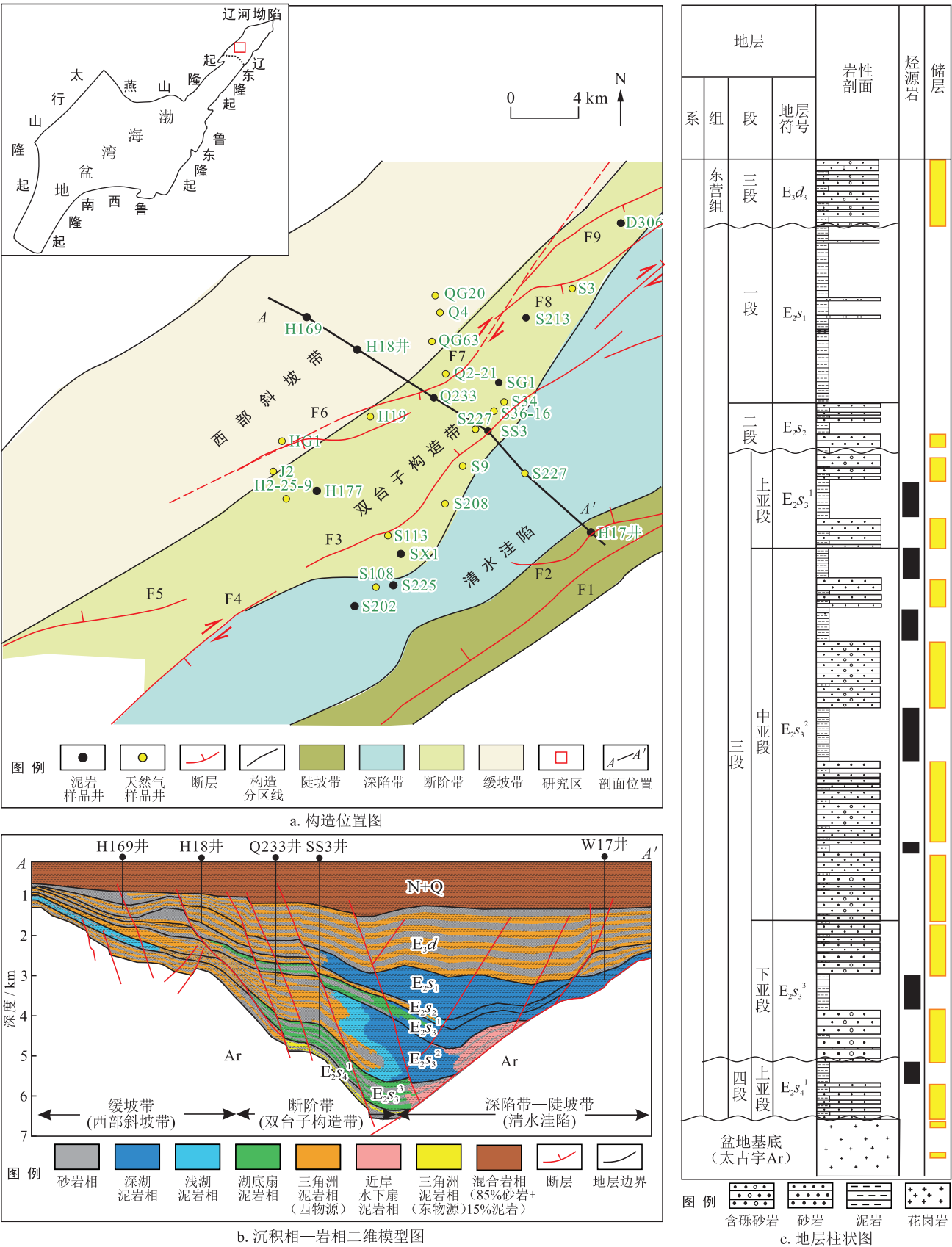


图 1 渤海湾盆地辽河坳陷欢喜岭地区地质概况图

天然气)。因为烃源岩原始有机质碳同位素、成熟度等因素共同影响了 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值的分布^[27]，不同学者对于 $\delta^{13}\text{C}_2$ 划分成因类型的界限值持有不同观点^[2,22,25,26]。本次研究采用宋岩^[28]提出的划分标准： $\delta^{13}\text{C}_2$ 值大于

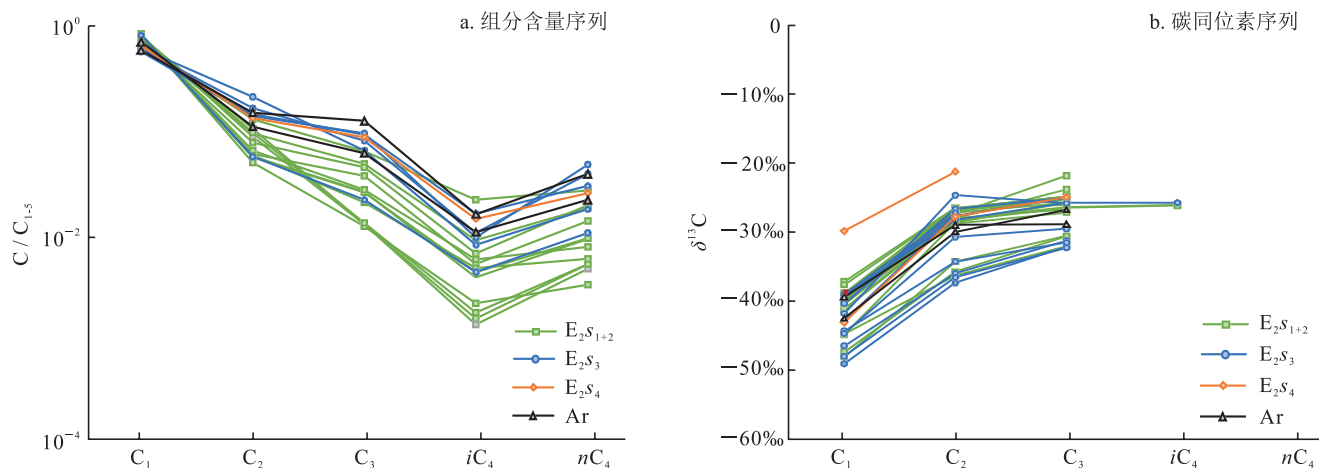


图2 天然气样品组分与碳同位素序列图

—26‰为煤型气, $\delta^{13}C_2$ 值小于—29‰为油型气, $\delta^{13}C_2$ 值处于—29‰~—26‰为混合气(煤型气和油型气混合)。丙烷的碳同位素($\delta^{13}C_3$)值也可用于划分煤型气和油型气, 通常以—25‰为界限^[1,29,30]。 $\delta^{13}C_1-\delta^{13}C_2$ 和 $\delta^{13}C_2-\delta^{13}C_3$ 相关图显示: E_{2S_4} 气藏天然气样品的 $\delta^{13}C_1$ 和 $\delta^{13}C_2$ 值相比于其他层序明显偏重, $\delta^{13}C_2$ 大于—21.4‰, 是典型的煤型气。部分 E_{2S_3} 气藏、 $E_{2S_{1+2}}$ 气藏和基底天然气样品的 $\delta^{13}C_2$ 值低于—26‰, 为典型的油型气。其余 E_{2S_3} 气藏、 $E_{2S_{1+2}}$ 气藏天然气样品的 $\delta^{13}C_1$ 和 $\delta^{13}C_2$ 值介于两者之间, 显示为混合气(图 3-a、b)。

$\delta^{13}C_1-C_1/(C_2+C_3)$ 图版(Bernard 图版)常被用于区分原生生物成因气和热成因气^[31]。原生生物成因气以甲烷为主, 其碳同位素在 ^{12}C 中富集。而热成因气的乙烷和丙烷相对富集, 甲烷碳同位素在 ^{13}C 中富集。本次研究的气体样品均落在 Bernard 图版中热成因气的区域内(图 3-c)。对于热演化程度相近的源岩, 偏向腐殖质有机质形成气体的碳同位素, 较偏向腐泥质有机质形成的气体碳同位素重; 并且随着热演化的增加, 不同有机质类型的源岩生成的天然气演化趋势不同^[1,30,32]。研究的天然气样品中, 混合气的 $C_1/(C_2+C_3)$ 相较油型气更高, 尤其是 $E_{2S_{1+2}}$ 气藏混合气具有相似的 $\delta^{13}C_1$, 但 $C_1/(C_2+C_3)$ 变化范围大, 表明可能发生了二次变化, 即生物降解或运移(图 3-c)。

2.2 天然气成熟度

天然气中甲烷碳同位素值随着成熟度的增加而增加, 前人基于区域性的 $\delta^{13}C_1-R_o$ 研究, 提出了分别适用于煤型气、油型气的天然气等效成熟度计算公式^[20,33]。本研究采用徐永昌等^[34]提出的渤海湾盆

地煤型气 $\delta^{13}C_1-R_o$ 回归方程以及赵文智等^[35]提出的腐泥型有机质生成油型气的 $\delta^{13}C_1-R_o$ 回归方程, 判识天然气等效成熟度。研究的天然气样品中煤型气处于成熟阶段, 油型气处于成熟至过成熟阶段(图 3-d)。

3 气源岩地球化学特征与分布

前已述及, 辽河拗陷欢喜岭油气藏由清水洼陷供烃, 其中主力烃源岩层是沙三段和沙四段。本次研究通过评价和预测清水洼陷沙三段、沙四段有效烃源岩的空间分布, 为进一步的气源对比提供地质依据。有效烃源岩评价包括有效气源岩识别、生烃能力和规模等方面的研究。本文首先根据沉积相划分不同烃源岩类型, 明确烃源岩的有机质类型和丰度; 其次基于岩心和测井资料, 并结合沉积相在层序地层格架中的分布特征, 刻画气源岩的分布。

3.1 泥岩类型和地球化学性质

形成于不同沉积相带的泥岩, 由于有机质来源和保存条件等方面的控制, 而极易表现出一定的地球化学性质差异, 尤其是在构造演化和沉积体系变化较大的断陷湖盆^[36,37]。因此本文根据前人对清水洼陷沉积相的研究和认识^[16,18,38-40], 将泥岩划分为 5 类, 分别是扇三角洲泥岩、湖底扇泥岩、浅湖相泥岩、半深湖—深湖泥岩和近岸水下扇泥岩。

半深湖—深湖泥岩 TOC 含量变化范围大, 主要位于 2.45%~4.30%, 平均 3.4%, 生烃潜力(S_1+S_2)与 TOC 交会图指示为好到极好烃源岩。浅湖泥岩的 TOC 含量变化范围次之, 主要位于 0.75%~1.80%, 平均 1.35%, 生烃潜力指示为差—好烃源岩。其余类

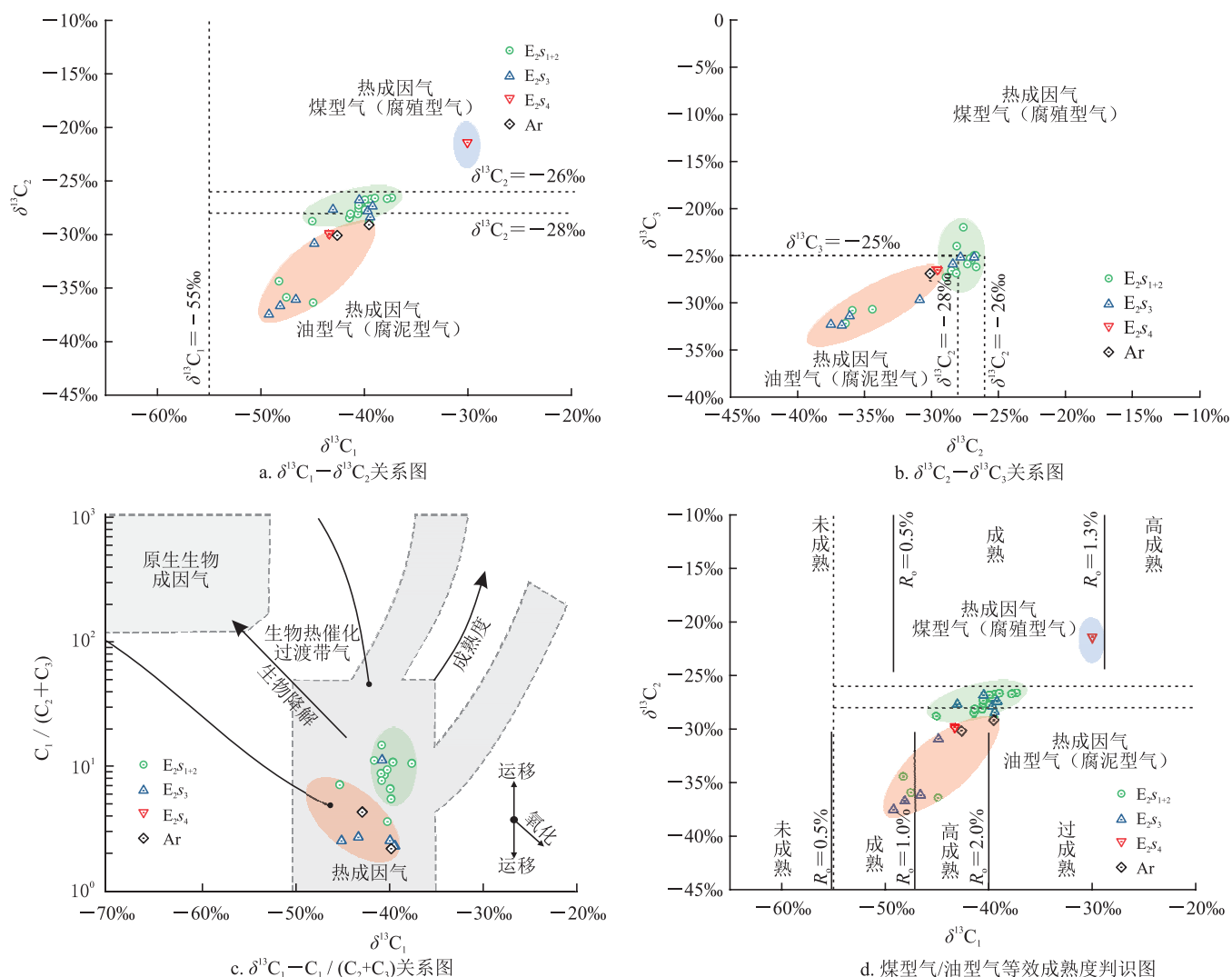


图3 天然气样品成因类型和成熟度图

注：图 3-c 根据参考文献 [32]，有修改。

型泥岩的 TOC 含量大于 1%，生烃潜力指示为中等—好烃源岩。由此可知，烃源岩有机质丰度基本都满足生烃下限（图 4-a ~ b）。

烃源岩有机质类型多样，腐泥型、腐泥腐殖混合型、腐殖型有机质均有贡献，且与沉积相类型与物源具有明显相关性。半深湖—深湖泥岩有机质类型以偏腐泥混合型为主；西斜坡带上发育的扇三角洲泥岩和湖底扇泥岩有机质类型以混合型为主；浅湖泥岩有机质类型为偏腐殖混合型；东陡坡带上发育的扇三角洲泥岩和近岸水下扇泥岩以腐殖型有机质为主。整体上，从水生生物丰富的深湖相沉积到陆源高等植物输入为主的盆地边缘，泥岩有机质类型从腐泥型逐渐转变为腐殖型（图 4-c ~ d）。

3.2 气源岩分布特征

本次研究采用 Tissot 等^[41]提出的烃源岩定义来

识别有效气源岩，即已经产生或能够产生天然气的岩石。对于热成因天然气，不同有机质类型源岩的生气机制和生气阶段不同。腐泥、混合型有机质烃源岩“接力成气”，腐殖型有机质贡献的煤系泥岩“全天候生气”^[2]。根据前述研究，欢喜岭气藏同时存在煤型气（腐殖型天然气）和油型气（腐泥型天然气）。由此，本次研究将清水洼陷的烃源岩划分为腐殖型气源岩和腐泥型气源岩，根据各自的生气门限确定有效气源岩下限，并根据其大量生气阶段确定优质气源岩下限，从而预测有效/优质气源岩的空间分布。基于 Peters^[42]提出的烃类生成阶段，腐殖型气源岩为腐殖型有机质贡献的泥岩，有效气源岩下限为 $R_o \geq 0.5\%$ ，优质气源岩下限为 $R_o \geq 1.3\%$ 。腐泥型气源岩为腐泥、混合型有机质贡献的泥岩，有效气源岩下限为 $R_o \geq 1.3\%$ ，优质气源岩下限为

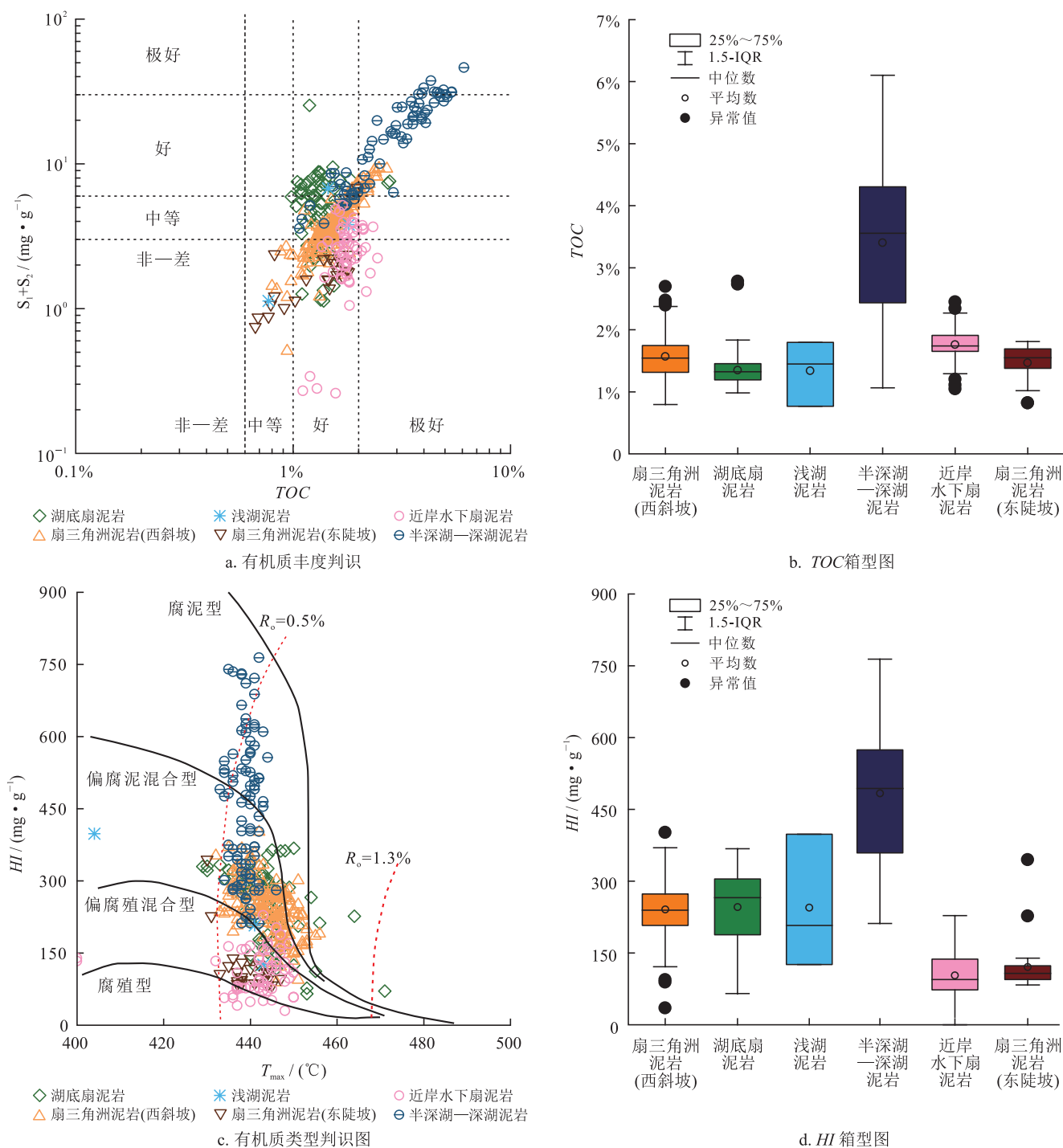


图4 不同类型泥岩有机质丰度/类型评价图

$R_o \geq 2.0\%$ 。

基于前人对辽河坳陷西部凹陷的沉积相展布研究^[17,43,44],明确了泥岩的空间展布以及相应地球化学特征的空间展布(HI、 R_o),并利用前述得出的不同类型有效/优质气源岩下限,筛选刻画有效/优质气源岩的空间展布。腐殖型有效气源岩以腐殖型有机质贡献为特征,主要分布于近岸水下扇和东侧扇三角洲中。腐泥有效气源岩以腐泥、混合型有机质贡

献为特征,主要发育在湖底扇和湖相沉积中,且只有部分深洼区的成熟度达到1.3%。腐殖型有效气源岩在砂四上亚段和砂三中亚段相对富集,总厚度介于400~500 m之间,腐泥有效气源岩在各层序均有分布,在 $E_2S_4^1$ 、 $E_2S_3^3$ 和 $E_2S_3^2$ 相对富集,总厚度介于200~900 m之间。由于洼陷内部的 $E_2S_4^1$ 和 $E_2S_3^3$ 具有较高的埋深和热演化程度,因此广泛发育优质气源岩。

4 天然气生—运—聚动态模拟

本文通过盆地模拟软件构建二维地质模型，根据反演模拟结果，追溯地质历史中的烃类生成、运移和聚集过程，分析天然气生、运、聚过程中的时空动态变化，厘清不同气源岩对天然气藏的贡献，从而评估天然气的资源潜力和分布。

4.1 模型构建

本次研究应用 PetroMod 模拟软件，对沟通欢喜岭气藏和清水洼陷的过井剖面 A—A' 进行二维生（烃源系统）、运（输导体系）、聚（圈闭系统）模拟。模拟参数主要包括构造模型、岩性分布、数字模型和边界条件等。

模拟过程 / 参数主要包括：①根据地震解释层位信息，建立构造模型。②参考前人研究，识别断层类型（初始裂陷期断层、控凹 / 控带断层、后生型断层），并分别输入断层活动期次^[13]，根据断层的活动性设定启闭性。③结合重点井的岩性特征和沉积体系，在构造模型中构建岩相模型，岩相包括砂岩、深湖泥岩、浅湖泥岩、扇三角洲泥岩（西部缓坡）、扇三角洲泥岩（东部陡坡）、湖底扇泥岩、近岸水下扇泥岩，并标识烃源岩类型（腐殖型烃源岩、腐泥型烃源岩）。④将不同泥岩样品 TOC 和 HI 的平均值（图 4-b、d）输入模型，作为烃源岩属性模型；并根据有机质类型选择 Burnham^[45] 提出的生烃动力学模型。⑤基于前人发表结果输入地层沉积 / 剥蚀时间（表 1）、剥蚀厚度^[11]；⑥边界条件主要包括古水深、沉积水界面温度、大地热流，根据所在的坐标位置，从

全球古地温数据库中获取沉积水界面温度^[46]；根据前人研究^[11]设置大地热流史；古水深的估计是根据前人报道的陆相湖盆沉积相与古水深的关系设置，如扇三角洲相所对应的古水深为 0 ~ 30 m，浅湖的古水深为 5 ~ 20 m，半深湖—深湖的古水深为 20 ~ 150 m^[47]。⑦选用达西和逾渗相结合的混合算法进行油气运移数值模拟^[48]。

4.2 成熟史和生烃史

二维剖面热演化程度与盆地的沉积速度、地层厚度、地质时期的变化相关。根据 Tissot 等^[41]提出的油气生成过程，综合 A—A' 剖面在不同地质时期的热演化程度和转化率分析得出：①在距今 40 Ma，只有洼陷中央的 E₂S₄¹ 和局部 E₂S₃³ 源岩进入生油窗（R_o > 0.5%）（图 5-a、b）；②在距今 38 Ma，清水洼陷的 E₂S₄¹ 和部分 E₂S₃³ 进入生气阶段（R_o > 1.3%），E₂S₃³ 上部至 E₂S₃² 下部处于生油高峰阶段，转化率达到 40% ~ 60%；西部斜坡带有少部分的 E₂S₄¹ 进入生油阶段，最大转化率均超过 50%（图 5-c、d）；③在距今 30 Ma，洼陷中央的 E₂S₄¹、E₂S₃³ 和部分 E₂S₃² 进入主要生气阶段（R_o > 1.3%），其中有相当厚度的烃源岩进入了生干气阶段（R_o > 2.0%）；除了盆地边缘的西部斜坡带，欢喜岭地区沙河街组均已进入生油窗，转化率最大达到 100%（图 5-e、f）。在此之后盆地沉积缓慢，热演化程度基本不变直至今（图 5-g、h）。

4.3 油气运聚演化

油气运移数值模拟结果如图 6 所示，模拟得出的现天然气藏主要分布于西部斜坡带和双台子构造带上，与实际勘探发现气藏分布基本一致，证实了本次构建的模型和选取模拟方法是有效且准确的（图 7-d）。欢喜岭天然气藏由清水洼陷单向供烃，油气运移路径受到输导砂体和断层的共同影响。其中西部斜坡带和双台子构造带的沙四段天然气藏为近源、侧向运移，其余区域为早期侧向、晚期垂向 / 侧向运移。油气运移成藏时间较早，集中于距今 38 ~ 30 Ma，与前人通过包裹体研究得出的时间一致^[43]。

具体来说，欢喜岭地区天然气运聚演化可以分为 3 个阶段：①距今 40 ~ 38 Ma，由于缺乏顺向断层输导，洼陷中心 E₂S₄¹、E₂S₃ 烃源岩生成的天然气只经历了短距离的侧向运移，聚集于 E₂S₄¹、E₂S₃ 内岩性和构造圈闭中，形成双台子构造带和清水洼陷内的近源天然气藏（图 6-a ~ b）。②距今 38 ~ 30 Ma，洼陷内部的顺向深大断层进入活动期，开始起到输

表 1 地层划分和沉积时间表

沉积时间距今 /Ma	沉积界面	沉积层序	沉积事件
0.0	现今地表	N+Q	沉积
24.6	SB11	E ₃ d	剥蚀
26.6			沉积
36.0	SB8	E ₂ S ₁	剥蚀
36.5			沉积
37.0	SB7	E ₂ S ₂	沉积
38.0	SB6	E ₂ S ₃ ¹	剥蚀
38.3			沉积
39.0	SB5	E ₂ S ₃ ²	沉积
41.5	SB4	E ₂ S ₃ ³	沉积
43.0	SB3	E ₂ S ₄ ¹	沉积
46.0	SB2	Ar	沉积

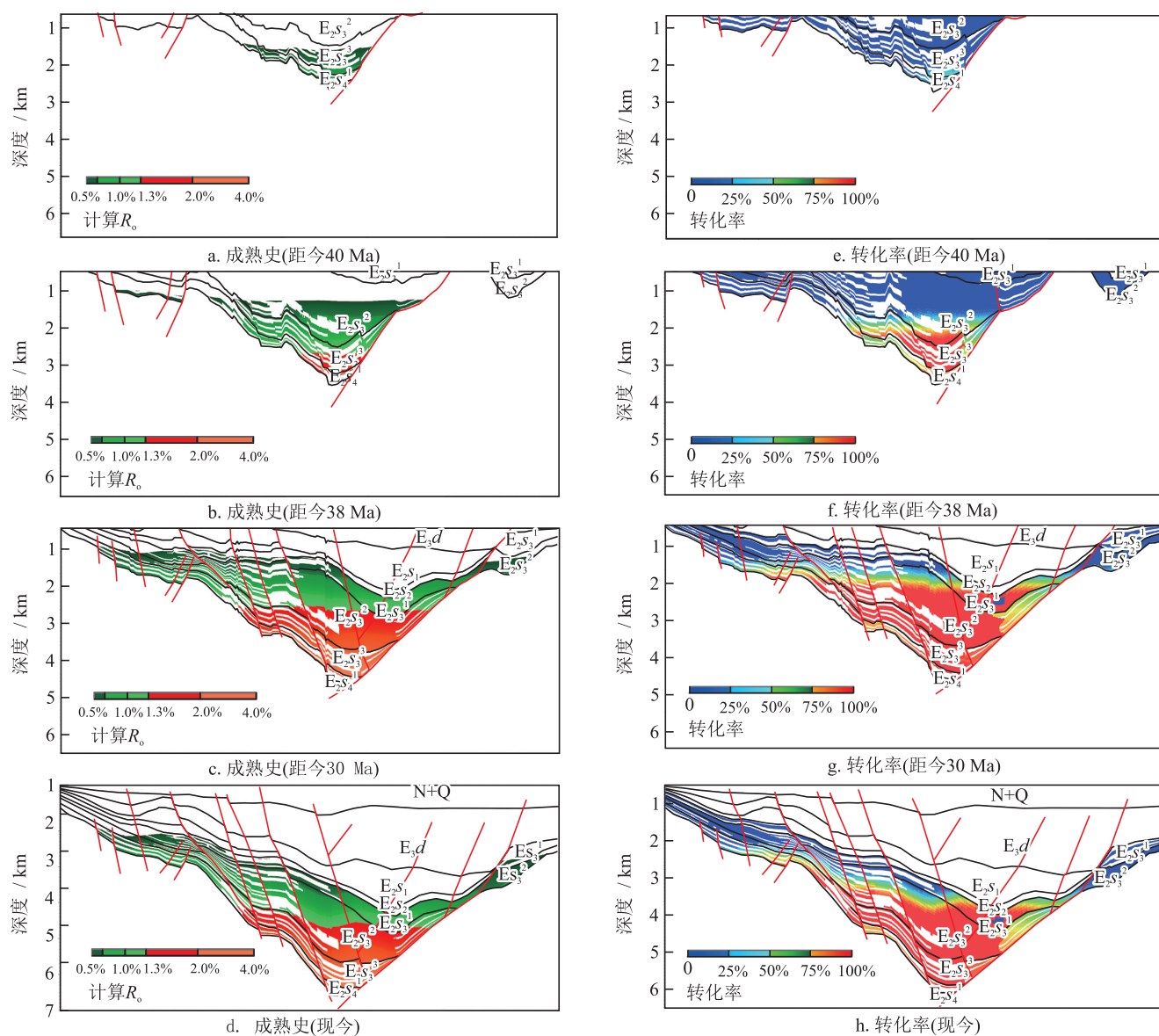


图5 A—A'剖面热演化史和转化率史图

导作用；清水洼陷 E_{2s4}^1 、 E_{2s3} 烃源岩生成的大量天然气先沿着顺向断层垂向运移，然后在 E_{2s3} 、 E_{2s1+2} 砂体中侧向运移，聚集于西部斜坡带和双台子构造带的 E_{2s3} 、 E_{2s1+2} 砂体中，被反向正断层遮挡形成天然气藏；而西部斜坡带的输导体系延续上一阶段特征，表现为缺乏断层输导，双台子构造带 E_{2s4}^1 烃源岩生成的天然气只经历了短距离的侧向运移，聚集于 E_{2s4}^1 岩性和构造圈闭中；至此现今油气分布格局基本形成（图 6-b ~ c）。③距今 30 ~ 0 Ma，此阶段沉积速率变缓，天然气几乎不再持续生成；双台子构造带和西部斜坡带的天然气藏被保留，而清水洼陷内被边界断层封堵的天然气藏沿断层持续逸散，气藏被破坏（图 6-c ~ d）。

通过统计模拟结果，不同时期代表性气藏的烃源岩贡献比例显示西部斜坡带 E_{2s4}^1 气藏由本层的腐泥型烃源岩贡献。西部斜坡带 E_{2s3}^3 — E_{2s1+2} 以及双台子构造带 E_{2s4}^1 — E_{2s1+2} 的气藏由 E_{2s4}^1 的腐殖烃源岩和 E_{2s3}^3 、 E_{2s3}^2 的腐泥型烃源岩混合贡献，随地质时间推移，上层烃源岩的贡献逐渐增大。清水洼陷内部气藏在距今 38 Ma 时主要由 E_{2s4}^1 — E_{2s3}^2 烃源岩混合贡献，随着裂陷加深，到距今 30 Ma 之后主要由 E_{2s3}^3 腐殖烃源岩贡献，目前由于埋深较大未被钻及，是潜在的天然气藏（图 6-e ~ g）。

4.4 运聚系统与成藏模式

结合欢喜岭天然气成因类型、成熟度分析结果，烃源岩分类与刻画，生—运—聚动态模拟出的运聚

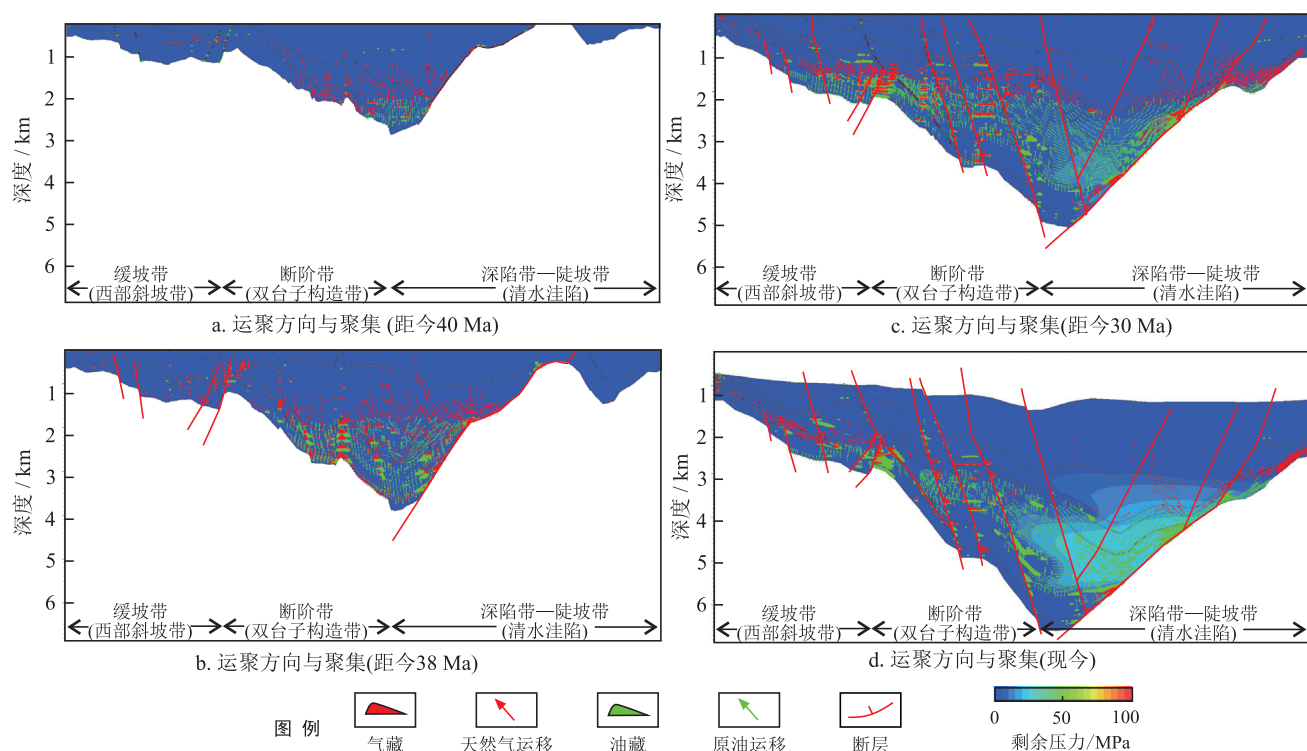


图6 剩余压力背景下的运聚模拟结果和气源岩贡献比例图

史,以及气源对比的分析结果,综合判识了辽河坳陷欢喜岭天然气源和运聚成藏模式。根据气源、运移路径特征,本文将欢喜岭地区划分为2个运聚系统。系统I为西部斜坡带和双台子构造带上的 $E_2s_4^1$ 运聚系统,天然气来源为双台子构造带已进入生气阶段($R_o > 1.3\%$)的腐泥型烃源岩,生成的油型气沿砂体和不整合面侧向运移,在 $Ar-E_2s_4^1$ 储层聚集,近源成藏。其余区域为系统II,气源主要为清水洼陷内 $E_2s_4^1$ 的腐殖型烃源岩和 E_2s_3 的腐泥型烃源岩, $E_2s_4^1$ 形成的煤型气和 E_2s_3 形成的油型气沿断层以垂向运移为主,沿不整合面和砂体以侧向运移为辅,运移距离较远。在 $E_2s_4^1$ 聚集部分煤型气,剩余煤型气和油型气在运移成藏过程中混合形成 $E_2s_3-E_2s_{1+2}$ 的混合气。埋藏越浅的天然气藏,腐泥型烃源岩的贡献越多,形成 $E_2s_3-E_2s_{1+2}$ 的油型气。洼陷内的东部陡坡带在 $E_2s_3^3$ 模拟出了预测油气藏,由深洼区的 $E_2s_3^3$ 腐殖型烃源岩贡献,沿层内近距离运移,由断层遮挡形成天然气藏,是下一步的勘探有利区(图7)。

综合欢喜岭时空格架下的天然气运聚演化和运聚系统,将欢喜岭地区的天然气生运聚总结归纳为:单凹陷、多源的天然气晚期成藏模式。特征为单向生烃洼陷供烃,不同成因天然气混源,天然气沿不整合面和砂体的垂向运移为主,侧向运移为辅。

5 思考与展望

由于陆相断陷湖盆通常处于相对封闭的构造环境中,油气运移的距离较短,因此油气往往在生烃洼陷内部或周缘聚集,这使得烃源岩的分布和性质对油气的分布和特征具有重要的控制作用。

在断陷湖盆内部,不同断陷体系的存在影响了烃源岩的非均质分布,这会导致天然气藏分布的复杂性,表现为天然气更多的聚集在靠近生烃洼陷的位置,因此双台子构造带的天然气藏相比盆地边缘的西斜坡带更为富集,且埋藏更深的地层储集了更多的天然气。此外,烃源岩的有机质类型、有机质丰度、成熟度等地球化学特征在断陷湖盆中也表现出非均匀性。其中有机质类型和成熟度的差异影响了烃源岩生成天然气的成因类型,有机质丰度影响了烃源岩的生烃能力。导致在同一陆相湖盆中,同时存在多种成因类型的天然气。

另外,复杂的断裂系统在断陷湖盆中起到重要的输导作用,断裂的分布和多期活动进一步促使天然气运移或扩散,甚至造成早期气藏的破坏。这使得不同成因类型的天然气在运移和扩散过程中进一步混合。

因此,通过厘清烃源岩的非均质性,包括分布、有机质类型、有机质丰度和成熟度,以及其与天然

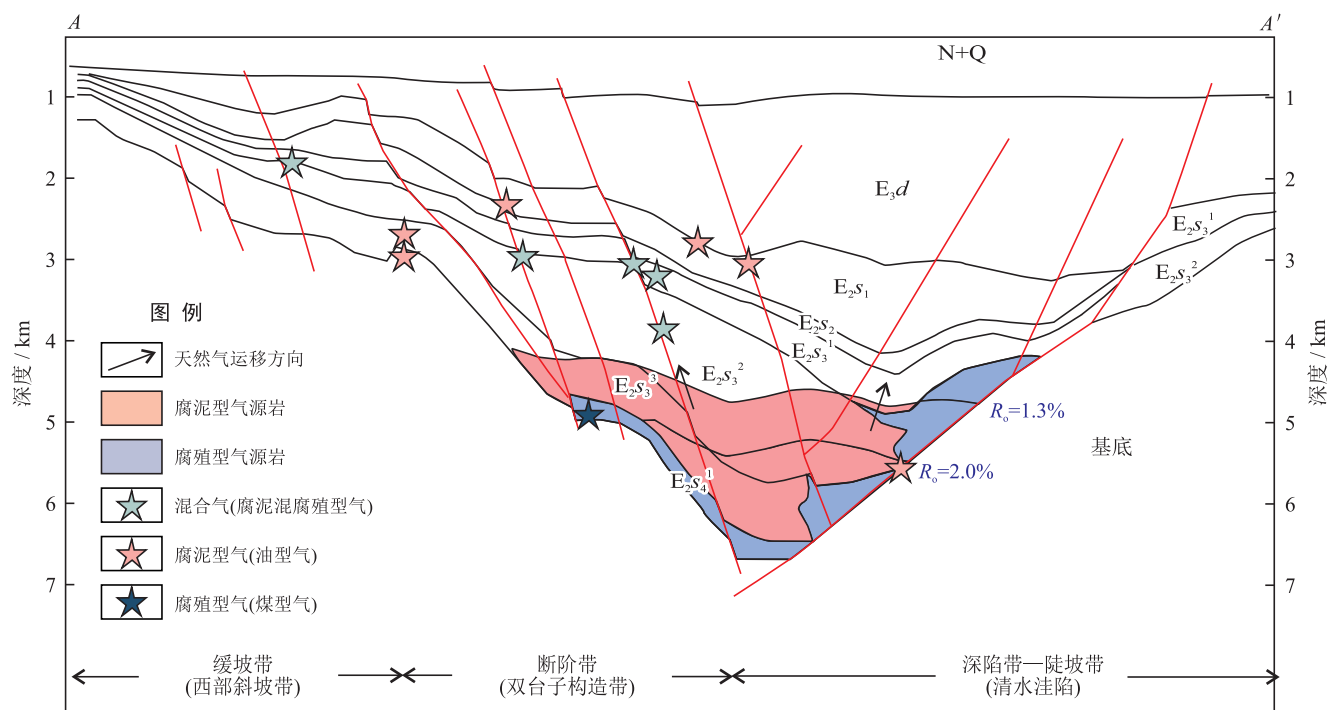


图 7 天然气成因类型、气源和运移聚集模式图

气分布和成因类型之间的关系,结合动态的生、运、聚过程分析,可以更好地理解和预测陆相断陷湖盆中天然气的分布和储集规律,为天然气勘探和开发提供指导和决策支持。

6 结论

1) 将烃源岩划分为腐殖型气源岩、腐泥型气源岩,根据气源岩特征和生气模式,确定了辽河拗陷西部凹陷气源岩有效/优质性的下限。刻画了气源岩的分布:腐殖型气源岩主要位于近岸水下扇和扇三角洲(东陡坡)中,腐泥型气源岩主要发育在湖底扇和湖相沉积中。

2) 辽河拗陷欢喜岭地区天然气均属于热成因气,进一步划分为煤型气、油型气和混合气(煤型和油型气混合)。其中煤型气源自沙四段,而油型气源则主要来自沙三下亚段和沙三中亚段,混合气则由沙四段和沙三段的有效腐泥型气源岩和腐殖型气源岩共同贡献。

3) 研究采用了多种地球化学分析和数值模拟方法,从生运聚的角度研究了辽河拗陷欢喜岭地区油气的运移、聚集规律和模式,并动态还原了油气的运聚过程。将欢喜岭地区的天然气生运聚总结归纳为:单凹陷、多源、断裂带控制的天然气晚期成藏模式。

4) 陆相断陷湖盆中,烃源岩的非均质性和复杂

的断裂系统决定了天然气的分布和特征,厘清它们之间的关系对准确预测天然气聚集区至关重要。

参 考 文 献

- [1] LIU Quanyou, WU Xiaoqi, WANG Xiaofeng, et al. Carbon and hydrogen isotopes of methane, ethane, and propane: A review of genetic identification of natural gas[J]. Earth-Science Reviews, 2019, 190: 247-272.
- [2] 宋岩, 赵孟军, 胡国艺, 等. 中国天然气地球化学研究新进展及展望[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2012, 31(6): 529-542. SONG Yan, ZHAO Mengjun, HU Guoyi, et al. Progress and perspective of natural gas geochemistry researches in China[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2012, 31(6): 529-542.
- [3] 刘文汇, 王星, 田辉, 等. 近十年来中国天然气地球化学研究进展[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2021, 40(3): 540-555. LIU Wenhui, WANG Xing, TIAN Hui, et al. Research progress of natural gas geochemistry over the past decade in China[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2021, 40(3): 540-555.
- [4] 申宝剑, 黄智龙, 刘洪文, 等. 天然气气源对比研究方法进展[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(2): 269-274. SHEN Baojian, HUANG Zhilong, LIU Hongwen, et al. Advances in the study of gas and source rock correlation[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(2): 269-274.
- [5] 蒋助生. 气源岩定量评价和气源对比新方法及其在天然气勘探中的应用[M]. 廊坊: 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 2001. JIANG Chusheng. New methods for quantitative source rock evaluation and gas sources correlation and their application

- in natural gas exploration[M]. Langfang: China Petroleum Exploration and Development Research Institute Langfang Branch, 2001.
- [6] PEI Lixin, WANG Xiaofeng, WANG Qingtao, et al. Origin, accumulation and secondary alteration of natural gas around Qingshui sub-sag, Liaohe Depression, China: Insights from molecular and isotopic composition[J]. Marine and Petroleum Geology, 2022, 135: 105390.
- [7] PEI Lixin, WANG Xiaofeng, GAO Gang, et al. Geochemical heterogeneity, origin and secondary alteration of natural gas inside and outside buried hills of Xinglongtai area, west sag, Liaohe Depression, Bohai Bay Basin[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 208(Part B): 109456.
- [8] 王延山, 胡英杰, 黄双泉, 等. 渤海湾盆地辽河坳陷天然气地质条件、资源潜力及勘探方向 [J]. 天然气地球科学, 2018, 29(10): 1422-1432.
- WANG Yanshan, HU Yingjie, HUANG Shuangquan, et al. Geological conditions, potential and exploration direction of natural gas in Liaohe Depression, Bohai Bay Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(10): 1422-1432.
- [9] 母国妍, 钟宁宁, 刘宝, 等. 湖相泥质烃源岩的定量评价方法及其应用 [J]. 石油学报, 2010, 31(2): 218-224.
- MU Guoyan, ZHONG Ningning, LIU Bao, et al. The quantitative evaluation method of lacustrine mudstone source rock and its application[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(2): 218-224.
- [10] 杨鑫, 郑建京, 王晓锋, 等. 辽河坳陷西部凹陷天然气成因类型与成藏模式 [J]. 天然气地球科学, 2011, 22(6): 1015-1020.
- YANG Xin, ZHENG Jianjing, WANG Xiaofeng, et al. Origin of nature gas and gas filling pattern in west sag, Liaohe Depression[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(6): 1015-1020.
- [11] HU Ligu, FUHRMANN A, POELCHAU H S, et al. Numerical simulation of petroleum generation and migration in the Qingshui Sag, western depression of the Liaohe Basin, northeast China[J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(12): 1629-1649.
- [12] 冯有良, 鲁卫华, 门相勇. 辽河西部凹陷古近系层序地层与地层岩性油气藏预测 [J]. 沉积学报, 2009, 27(1): 57-63.
- FENG Youliang, LU Weihua, MEN Xiangyong. Eocene sequence stratigraphy and stratigraphic and lithologic reservoirs prediction in Liaohe west depression[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2009, 27(1): 57-63.
- [13] 李明刚, 漆家福, 童亨茂, 等. 辽河西部凹陷新生代断裂构造特征与油气成藏 [J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(3): 281-288.
- LI Minggang, QI Jiafu, TONG Hengmao, et al. Cenozoic fault structure and hydrocarbon accumulation in western sag, Liaohe Depression[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(3): 281-288.
- [14] 漆家福, 李晓光, 于福生, 等. 辽河西部凹陷新生代构造变形及“郯庐断裂带”的表现 [J]. 中国科学: 地球科学, 2013, 43(8): 1324-1337.
- QI Jiafu, LI Xiaoguang, YU Fusheng, et al. Cenozoic tectonic deformation in the western depression of Liaohe Basin and the "Tanlu fracture zone" characteristics[J]. Scientia Sinica (Terrae), 2013, 43(8): 1324-1337.
- [15] 于福生, 董月霞, 童亨茂, 等. 渤海湾盆地辽河西部凹陷古近纪变形特征及成因 [J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(1): 51-60.
- YU Fusheng, DONG Yuexia, TONG Hengmao, et al. Characteristics and origins of structural deformation in the Paleogene in the western sag of Liaohe Depression, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1): 51-60.
- [16] 王夏斌. 辽河西部凹陷古近系沙四上亚段沉积相研究 [D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2017.
- WANG Xiabin. Sedimentary facies of the upper fourth member of Shahejie Formation of Paleogene in the western sag of Liaohe Basin[D]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing), 2017.
- [17] 谢玉华, 朱筱敏, 赵坤. 辽河西部凹陷古近系层序地层格架 [J]. 科技导报, 2010, 28(6): 58-64.
- XIE Yuhua, ZHU Xiaomin, ZHAO Kun. Sequence-stratigraphic framework on Paleogene of the Liaohe western depression[J]. Science & Technology Review, 2010, 28(6): 58-64.
- [18] 张震, 鲍志东, 童亨茂, 等. 辽河断陷西部凹陷沙三段沉积相及相模式 [J]. 高校地质学报, 2009, 15(3): 387-397.
- ZHANG Zhen, BAO Zhidong, TONG Hengmao, et al. Sedimentary facies and facies model of the 3rd member of Shahejie Formation in the western sag, Liaohe fault basin[J]. Geological Journal of China Universities, 2009, 15(3): 387-397.
- [19] HU Shengbiao, O'SULLIVAN P B, RAZA A, et al. Thermal history and tectonic subsidence of the Bohai Basin, northern China: A Cenozoic rifted and local pull-apart basin[J]. Physics of the Earth and Planetary Interiors, 2001, 126(3/4): 221-235.
- [20] 戴金星. 各类烷烃气的鉴别 [J]. 中国科学(B辑 化学 生命科学 地学), 1992, 22(2): 185-193.
- DAI Jinxing. Identification of various alkane gases[J]. Science in China(Series B-Chemistry, Life Sciences & Earth Sciences), 1992, 22(2): 185-193.
- [21] CHUNG H M, GORMLY J R, SQUIRES R M. Origin of gaseous hydrocarbons in subsurface environments: Theoretical considerations of carbon isotope distribution[J]. Chemical Geology, 1988, 71(1/3): 97-104.
- [22] 戴金星. 天然气中烷烃气碳同位素研究的意义 [J]. 天然气工业, 2011, 31(12): 1-6.
- DAI Jinxing. Significance of the study on carbon isotopes of alkane gases[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12): 1-6.
- [23] 戴金星, 戚厚发. 我国煤成烃气的 $\delta^{13}\text{C}-R_0$ 关系 [J]. 科学通报, 1989, 34(9): 690-692.
- DAI Jinxing, QI Houfa. $\delta^{13}\text{C}-R_0$ relationship of coal-forming hydrocarbon gas in China[J]. Chinese Science Bulletin, 1989, 34(9): 690-692.
- [24] 贺礼文, 陈践发, 刘凯旋, 等. 西湖凹陷北部气田天然气地球化学特征及气源探讨 [J]. 天然气工业, 2019, 39(5): 53-62.
- HE Liwen, CHEN Jianfa, LIU Kaixuan, et al. Geochemical characteristics and sources of natural gas in the northern Xihu Sag[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(5): 53-62.
- [25] 戴金星. 利用轻烃鉴别煤成气和油型气 [J]. 石油勘探与开发, 1993, 20(5): 26-32.
- DAI Jinxing. Identification of coal formed gas and oil type gas by light hydrocarbons[J]. Petroleum Exploration and Development, 1993, 20(5): 26-32.
- [26] 张士亚, 郅建军, 蒋泰然. 利用甲、乙烷碳同位素判别天然气类型的一种新方法 [M]// 地质矿产部石油地质研究所. 石油与天然气地质文集: 第1集 中国煤成气研究. 北京: 地质出版社,

- 1988: 48-59.
- ZHANG Shiya, GAO Jianjun, JIANG Tairan. A new method for discriminating natural gas types using carbon isotopes of methyl and ethane[M]/Petroleum Geology Research Institute of the Ministry of Geology and Mineral Resources. Collected Works on Petroleum and Natural Gas Geology: Episode 1: Research on Coal Formed Gas in China. Beijing: Geological Publishing House, 1988: 48-59.
- [27] 李友川, 孙玉梅, 兰蕾. 用乙烷碳同位素判别天然气成因类型存在问题探讨[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(4): 654-664.
- LI Youchuan, SUN Yumei, LAN Lei. Discussion on the recognition of gas origin by using ethane carbon isotope[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(4): 654-664.
- [28] 宋岩, 徐永昌. 天然气成因类型及其鉴别[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4): 24-29.
- SONG Yan, XU Yongchang. Origin and identification of natural gases[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(4): 24-29.
- [29] JAMES A T, BURNS B J. Microbial alteration of subsurface natural gas accumulations[J]. AAPG Bulletin, 1984, 68(8): 957-960.
- [30] 高长海, 张云银, 王兴谋. 渤海湾盆地济阳坳陷浅层天然气成因及其来源[J]. 天然气工业, 2020, 40(5): 26-33.
- GAO Changhai, ZHANG Yunyin, WANG Xingmou. Genesis and source of shallow natural gas in the Jiyang Depression of the Bohai Bay Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(5): 26-33.
- [31] MCKENZIE D. Some remarks on the development of sedimentary basins[J]. Earth and Planetary Science Letters, 1978, 40(1): 25-32.
- [32] WHITICAR M J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane[J]. Chemical Geology, 1999, 161(1/3): 291-314.
- [33] SCHOELL M. Multiple origins of methane in the Earth[J]. Chemical Geology, 1988, 71(1/3): 1-10.
- [34] 徐永昌, 刘文汇, 沈平, 等. 辽河盆地天然气的形成与演化[M]. 北京: 科学出版社, 1993.
- XU Yongchang, LIU Wenhui, SHEN Ping, et al. Formation and evolution of natural gas in the Liaohe Basin[M]. Beijing: Science Press, 1993.
- [35] 赵文智, 刘文汇. 高效天然气藏形成分布与凝析、低效气藏经济开发的基础研究[M]. 北京: 科学出版社, 2008.
- ZHAO Wenzhi, LIU Wenhui. Fundamental research on the distribution of high-efficiency gas reservoir formation and economic development of condensate and low-efficiency gas reservoirs[M]. Beijing: Science Press, 2008.
- [36] 李美俊, 赖洪飞, 毛凤军, 等. 层序地层格架下烃源岩地球化学研究: 以尼日尔 Termit 盆地为例[J]. 地球科学, 2018, 43(10): 3603-3615.
- LI Meijun, LAI Hongfei, MAO Fengjun, et al. Geochemical assessment of source rock within a stratigraphic geochemical framework—Taking Termit Basin (Niger) as an example[J]. Earth Science, 2018, 43(10): 3603-3615.
- [37] 赖洪飞, 李美俊, 刘计国, 等. 强制海退体系域中烃源岩的类型与测井评价——以尼日尔 Termit 盆地为例[J]. 沉积学报, 2018, 36(2): 390-400.
- LAI Hongfei, LI Meijun, LIU Jiguo, et al. Source rock types and logging evaluation in forced regressive systems tract: Taking the Termit Basin (Niger) as an example[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2018, 36(2): 390-400.
- [38] 于兴河, 张道建, 郜建军, 等. 河油田东、西部凹陷深层沙河街组沉积相模式[J]. 古地理学报, 1999, 1(3): 40-49.
- YU Xinghe, ZHANG Daojian, GAO Jianjun, et al. Depositional facies and models of deep burial strata of the Shahejie Formation in the eastern and western depressions of Liaohe oil field[J]. Journal of Palaeogeography, 1999, 1(3): 40-49.
- [39] 张金亮, 杨子成, 司学强. 辽河油田西部凹陷沙三段沉积相及演化[J]. 西北地质, 2004, 37(4): 7-14.
- ZHANG Jinliang, YANG Zicheng, SI Xueqiang. Sedimentary facies and evolution of the third member of Shahejie Formation in west depression of Liaohe Basin[J]. Northwestern Geology, 2004, 37(4): 7-14.
- [40] 刘晓晶, 谢庆宾, 徐翔, 等. 辽河盆地东部凹陷古近系沙河街组层序地层及沉积相研究[J]. 东北石油大学学报, 2015, 39(6): 1-11.
- LIU Xiaojing, XIE Qingbin, XU Xiang, et al. Sequence stratigraphy and sedimentary facies in the Shahejie Formation of the Paleogene in Dongbu Sag, Liaohe Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2015, 39(6): 1-11.
- [41] TISSOT B P, WELTE D H. Petroleum formation and occurrence[M]. Berlin: Springer, 1984.
- [42] PETERS K E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis[J]. AAPG Bulletin, 1986, 70(3): 318-329.
- [43] LI Xiaoguang. Accumulation conditions and key exploration & development technologies of heavy oil in Huanxiling Oilfield in Liaohe Depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Research, 2020, 5(1): 18-38.
- [44] 王夏斌, 姜在兴, 胡光义, 等. 辽河盆地西部凹陷古近系沙四上亚段沉积相及演化[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2019, 49(5): 1222-1234.
- WANG Xiabin, JIANG Zaixing, HU Guangyi, et al. Sedimentary facies and evolution of upper fourth member of Paleogene Shahejie Formation in western sag of Liaohe Basin[J]. Journal of Jilin University(Earth Science Edition), 2019, 49(5): 1222-1234.
- [45] BURNHAM A K. A simple kinetic model of petroleum formation and cracking: UCID-21665[R]. Livermore: Lawrence Livermore National Laboratory, 1989.
- [46] WYGRALA B P. Integrated study of an oil field in the southern Po Basin, northern Italy: Juel-2313[R]. Zentralbibliothek: Kernforschungsanlage Juelich GmbH, 1989.
- [47] 陈亮, 甘华军, 祝春荣, 等. 北部湾盆地涠西南凹陷沉降史研究[J]. 新疆石油学院学报, 2002, 14(4): 12-17.
- CHEN Liang, GAN Huajun, ZHU Chunrong, et al. Study on subsidence history of Weixinan Depression in Beibuwan Basin[J]. Journal of Xinjiang Petroleum Institute, 2002, 14(4): 12-17.
- [48] 郭秋麟, 陈宁生, 柳庄小雪, 等. 盆地模拟关键技术之油气运聚模拟技术进展[J]. 石油实验地质, 2020, 42(5): 846-857.
- GUO Qiulin, CHEN Ningsheng, LIU Zhuangxiaoxue, et al. Advance of basin modeling key techniques: Hydrocarbon migration and accumulation simulation[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(5): 846-857.