

断陷盆地斜坡带油气富集差异性及其成藏主控因素

——以苏北盆地金湖凹陷三河次凹为例

化祖猷^{1,2}, 刘小平^{1,2}, 孙彪^{1,2}, 刘天^{1,2},
刘杰³, 刘启东⁴, 刘世丽⁴, 毕天卓⁴

1. 油气资源与探测国家重点实验室 中国石油大学(北京), 北京 102249;
2. 中国石油大学(北京) 地球科学学院, 北京 102249;
3. 中国石化 国际石油勘探开发有限公司, 北京 100029;
4. 中国石化 江苏油田分公司 勘探开发研究院, 江苏 扬州 225009

摘要: 断陷盆地斜坡带紧邻深凹带生烃中心, 是油气聚集的有利地区。由于斜坡带断裂系统及沉积体系发育的不均一性, 油气成藏往往表现出明显的差异性特征, 平面上油气富集程度与规模不同。苏北盆地金湖凹陷三河次凹斜坡带阜宁组二段油气聚集表现为“南富北贫”的特征, 油气成藏差异性受多因素控制。通过地球化学测试及测井资料解释分析表明, 研究区南部较北部烃源条件优越; 纵向上发育下生中储型、自生自储型、上生下储型3种源储配置类型, 以上生下储型最为发育, 油气最为富集; 平面上发育源储叠置型、源储紧邻型、源储分离型3种源储配置类型。北部以源储分离型为主, 南部以源储叠置、源储紧邻型为主; 南部断裂系统发育、物源丰富、砂体发育, 北部远离物源、砂体欠发育。优越的烃源条件、合适的源储配置与良好的输导体系是断陷盆地油气富集的关键因素。

关键词: 油气成藏; 主控因素; 斜坡带; 断陷盆地; 金湖凹陷; 苏北盆地

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

Differences in oil and gas enrichment in slope belts of rift basins and main controlling factors for hydrocarbon accumulation: a case study of Sanhe Sub-sag in Jinhu Sag, Subei Basin

HUA Zuxian^{1,2}, LIU Xiaoping^{1,2}, SUN Biao^{1,2}, LIU Tian^{1,2},
LIU Jie³, LIU Qidong⁴, LIU Shili⁴, BI Tianzhuo⁴

1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting (China University of Petroleum (Beijing)), Beijing 102249, China;
2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;
3. International Petroleum Exploration and Production Corporation, SINOPEC, Beijing 100029, China;
4. Research Institute of Exploration and Development, SINOPEC Jiangsu Oilfield Company, Yangzhou, Jiangsu 225009, China

Abstract: The slope zone of rift basin is close to the hydrocarbon generation center of deep depression zone, and is favorable area for oil and gas accumulation. Due to the heterogeneity of the development of fault and sedimentary system in slope zone, oil and gas accumulations often show obvious heterogeneity, and the degree and scale of oil and gas enrichment on the plane are different. The oil and gas accumulation of the second member of Funing Formation (E_{2f_2}) in the slope belt of Sanhe Sub-sag of Jinhu Sag of Subei Basin is characterized by rich in the south and poor in the north, and the hydrocarbon accumulation is controlled by multiple factors. Geochemical test and logging data interpretation showed that the southern part has better source conditions than the northern part in the study area. Three types of source-reservoir configurations were developed vertically: lower-sourced and middle-reserved, self-sourced and self-reserved, as well as upper-sourced and lower-reserved, among which the type of upper-sourced and lower-reserved is the most developed and has the most enriched oil and gas in the studied area. On the plane, there are three types of source-reservoir configurations: stacked source-reservoir type,

收稿日期: 2021-08-26; 修订日期: 2022-09-30。

作者简介: 化祖猷(1998—), 男, 博士研究生, 从事非常规油气地质研究。E-mail: Hzx.c@outlook.com。

通信作者: 刘小平(1971—), 男, 教授, 博士生导师, 从事石油地质教学和研究。E-mail: liuxiaoping@cup.edu.cn。

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(42072150, 41372144)资助。

source-reservoir adjacent type, and source-reservoir separated type. The northern part of the study area is dominated by the source-reservoir separation type, while the southern part is dominated by the stacked source-reservoir type and the source-reservoir adjacent type. The southern part of the study area has well-developed fault system, abundant provenance and sand bodies, while the northern part is far away from provenance and has underdeveloped sand bodies. It is concluded that the superior hydrocarbon source conditions, appropriate source-reservoir configurations and good transport system are the key factors controlling the enrichment of oil and gas in faulted basins.

Key words: accumulation characteristics; main controlling factors; slope belt; rift basin; Jinhu Sag; Subei Basin

中生代断陷盆地广泛分布于我国东部。在 multi-period 构造作用的影响下,断陷盆地一般发育深凹带和斜坡带次一级构造单元。斜坡带紧邻深凹带生烃中心,是油气运移聚集的有利场所。由于地质条件的差异性,斜坡带油气聚集多呈不均一性分布,主要受有效烃源岩分布、输导体系类型、盖层以及成藏期构造背景等多因素控制,油气聚集区大多位于有效烃源岩分布范围或邻近圈闭之中^[1]。充足的源岩可为圈闭提供油气来源,断裂体系可作为纵向运移通道,储层物性是决定含油性高低的关键^[2]。前人对断陷盆地斜坡带油气富集规律进行了一定的研究,但对油气富集的差异性涉及较少。

苏北盆地为典型的富油气断陷盆地,金湖凹陷三河次凹斜带区已探明多个油气田,平面上油气聚集呈“南富北贫”的分布特征;三河次凹断裂体系主要受石岗断裂带控制,在三垛期受右行扭动应力场影响,断裂多为 NE 向^[3]。研究区中南部断裂较发育,且落差较大,北部断裂数目较少,且落差较小^[4]。金湖凹陷油气充注时间位于三垛期(43~37 Ma),此时断裂活动性较强^[5]。前人对该区断裂体系进行了大量研究,但对其成藏差异性特征及控制因素研究尚不深入。本文基于油气成藏静态与动态要素,对斜坡带油气运聚成藏差异性进行深

入分析,揭示斜坡带油气差异性成藏特征,阐明差异性成藏主控因素,以为斜坡带油气深化勘探提供理论指导。

1 地质背景

金湖凹陷位于苏北盆地西南部,凹陷以北为建湖隆起,南部紧邻张八岭隆起与天长隆起,东接柳堡低隆起,面积约 5 000 km²^[6](图 1a)。凹陷经历了初期拉张、中期拗陷、后期断陷、末期萎缩等 4 个关键阶段,内部受构造作用控制发育多个断裂带,多为 NE 走向。研究区(金湖凹陷三河次凹)(图 1b)上白垩统一古近系沉积阶段广泛发育泰州组、阜宁组、戴南组和三垛组。其中阜宁组二段(E₂f₂)为深湖—半深湖相沉积,厚度可达 300 m,岩性以暗色泥岩、粉细砂岩、鲕粒灰岩等为主,上部主要为富有机质泥岩,下部为砂岩储集体,砂体厚度约为 30 m^[4](图 2)。三河次凹以高集地区为界,分为南北两部分,由构造深度分为外坡、中内坡与深凹带。研究区石岗断裂下降盘深凹带为生烃中心,油气原地或经输导体系运聚至斜坡带成藏。多年油气勘探实践表明,金湖凹陷三河次凹油气资源丰富,斜坡带已探明油藏分布具有差异性,目前斜坡带南部油气勘探成果丰富,北部油气发现相对较少。

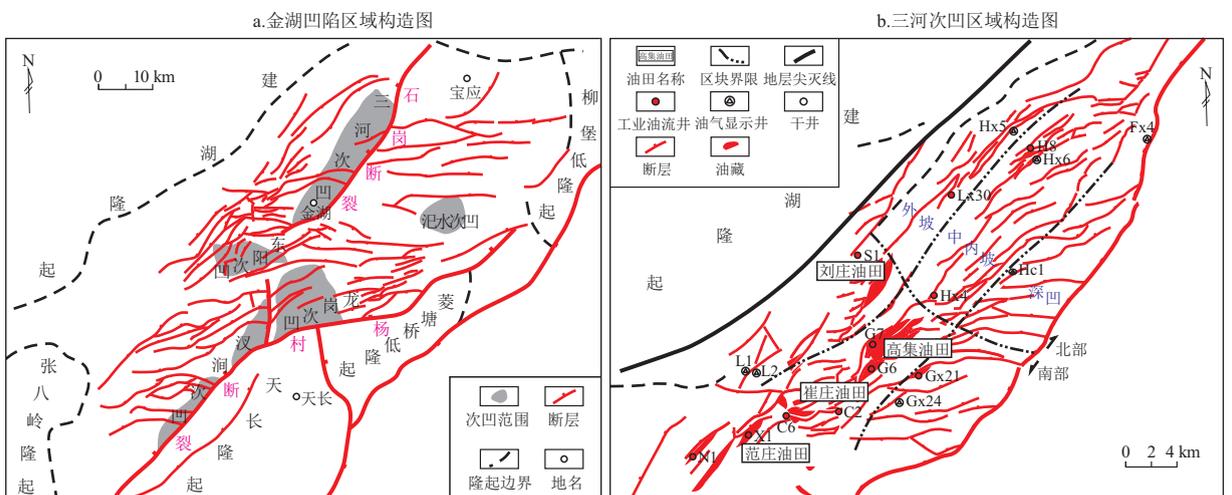


图1 苏北盆地金湖凹陷三河次凹区域构造示意

Fig.1 Regional structural map of Sanhe Sub-sag in Jinhu Sag, Subei Basin

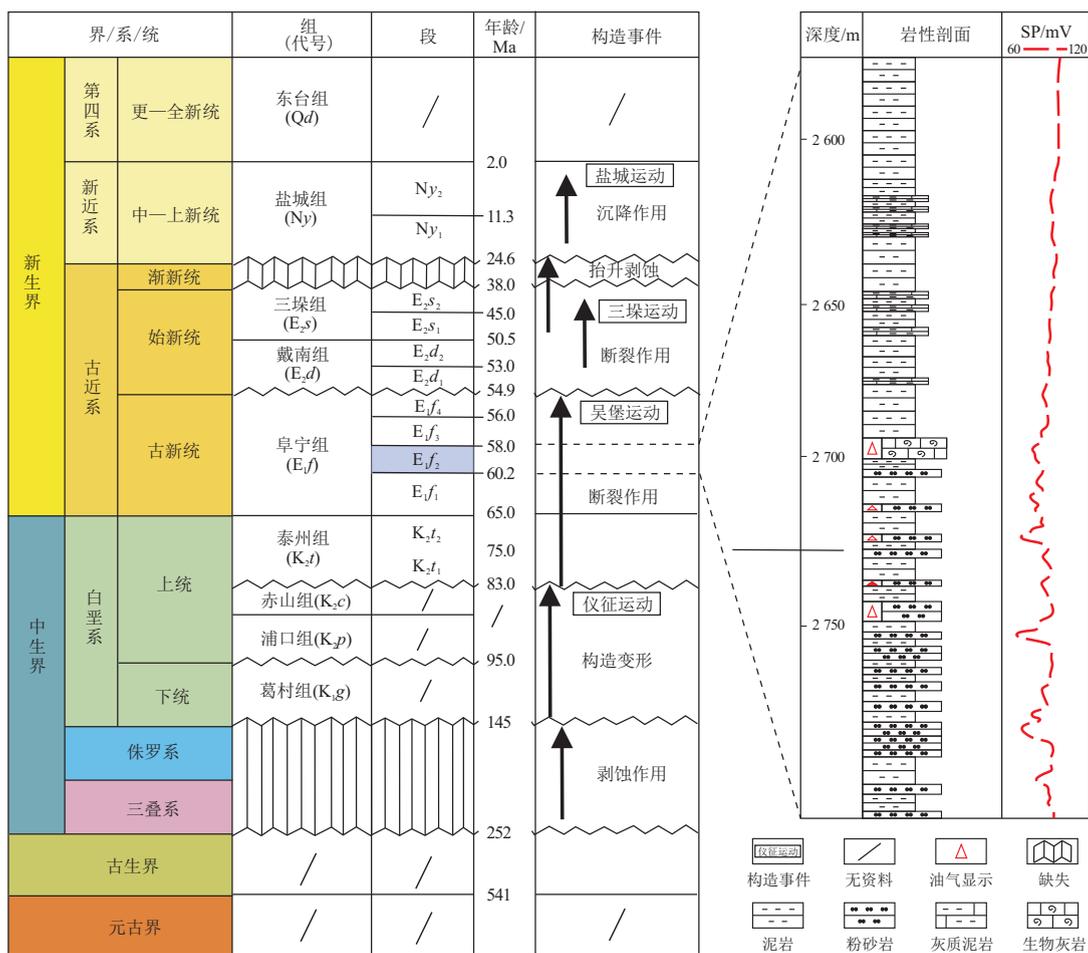


图 2 苏北盆地金湖凹陷三河次凹地层柱状图
Fig.2 Stratigraphic histogram of Sanhe Sub-sag in Jinhu Sag, Subei Basin

2 斜坡带油气富集差异性

2.1 已发现油气田分布特征

金湖凹陷阜二段南部油气分布广泛,在平面上,斜坡带构造圈闭发育,紧邻生烃中心。得益于研究区发育优势的源储配置,油气主要由生油凹陷向斜坡带呈放射状运移^[7],斜坡带砂岩体分布面积广泛,物性较好,具备油气运移聚集的必要条件;同时,在斜坡带构造单元上发育的一系列同向断层,相互构成断鼻、断块,可作为油气聚集的有利圈闭。金湖凹陷围绕三河次凹生油中心,在斜坡带富集了高集、崔庄等多个油田。

2.2 油气富集差异性

金湖凹陷三河次凹断层发育,油气自生烃中心产出,通过断层与砂体输导体系进行运移,主要聚集于阜二段的构造圈闭中(图 1b)。在断—砂复合输导体系控制之下,油气沿邻源砂体自深凹带向斜坡带运移,遇断层圈闭聚集成藏,主要聚集于斜坡带的构造高部位。研究区阜二段油气藏属于三河次凹下含油气系统,主要包括阜一段与阜二段两套

层系,其中阜二段为主要生油及成藏层段。三河次凹已探明的油藏主要位于研究区南部,其中刘庄油田为南部偏北的外坡带,油源供给较弱(图 3);北部 H8 块油藏也已获得较好的油气显示。由各油

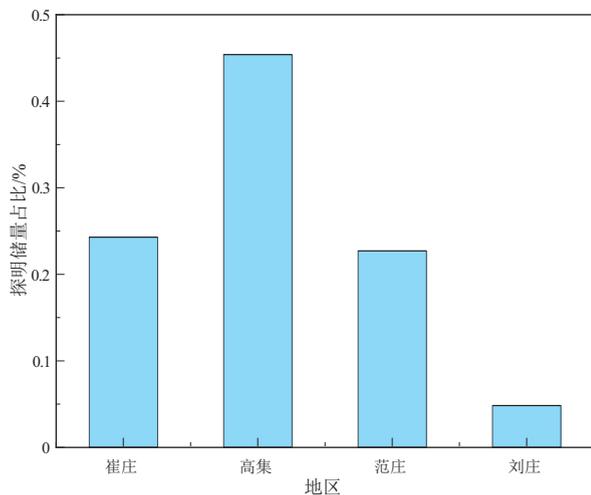


图 3 苏北盆地金湖凹陷三河次凹各油田下含油气系统储量分布
Fig.3 Percentage of reserves of petroliferous system in Sanhe Sub-sag, Jinhu Sag, Subei Basin

田已探明油气储量与分布可知,三河次凹油气藏受有效烃源岩分布范围、源储配置及输导体系控制,在平面上呈“南富北贫”的特征,南部地区斜坡带各项条件较优越,油气聚集规模较大(图 1b)。

断陷盆地受构造作用影响,地质条件较复杂,油气常表现出差异性富集。渤海湾盆地为中国东部典型的断陷盆地,发育多个富油气凹陷,其中东濮凹陷已探明油气主要分布于凹陷中部隆起区与西部斜坡带,平面上呈“北富南贫”特征,南北油气分布差异主要为生烃条件不同导致;东营凹陷已探明油气主要分布在凹陷北部、中部隆起区与北部陡坡带,成藏期主要活动断层发育强度大、时间长,对油气进入圈闭成藏起到积极作用。海拉尔盆地为中国东北部造山带上的中生代断陷盆地,贝尔凹陷为该盆地主要的含油气凹陷,已探明油气主要分布在凹陷中部及南部地区,主要受斜坡带构造形态及输导体系控制^[8]。各典型断陷盆地油气平面分布主要受烃源条件控制,纵向分布主要受储盖组合及断裂的影响,输导体系起到连通圈闭与油源的作用,另外,源储配置对三河次凹油藏富集影响较大。

3 斜坡带油气成藏主控因素

3.1 有效烃源岩分布控制油气来源

金湖凹陷三河次凹的主要烃源岩为阜二段,在长期的成岩和热演化作用过程中,为研究区储集层提供了充足的油气来源^[9-10]。

阜二段烃源岩在三河次凹北部分布范围较广,成熟度较低;南部源岩位于深凹带内,有机质条件较好,生烃能力优越。南、北部有效烃源岩分布位置、厚度、范围存在一定差异,对研究区油气来源具有控制作用,进而影响油气差异性聚集。

3.1.1 烃源岩基本地球化学特征

阜二段烃源岩总有机碳(TOC)含量为 0.05%~5.28%,平均值为 1.61%;生烃潜力(S_1+S_2)为 0.01~33.29 mg/g,平均值为 6.12 mg/g(图 4c)。根据我国湖相烃源岩有机质丰富评价标准(SY/T 5735—2019),阜二段烃源岩有机质丰度较高,整体达到优质烃源岩标准(图 4c)。由烃源岩氢指数与最高热解温度(I_H-T_{max})交会图(图 4b)可知,研究区阜二段烃源岩有机质类型多样,其中 I—II 型所占比例较大,生烃潜力较高,以生油岩为主。

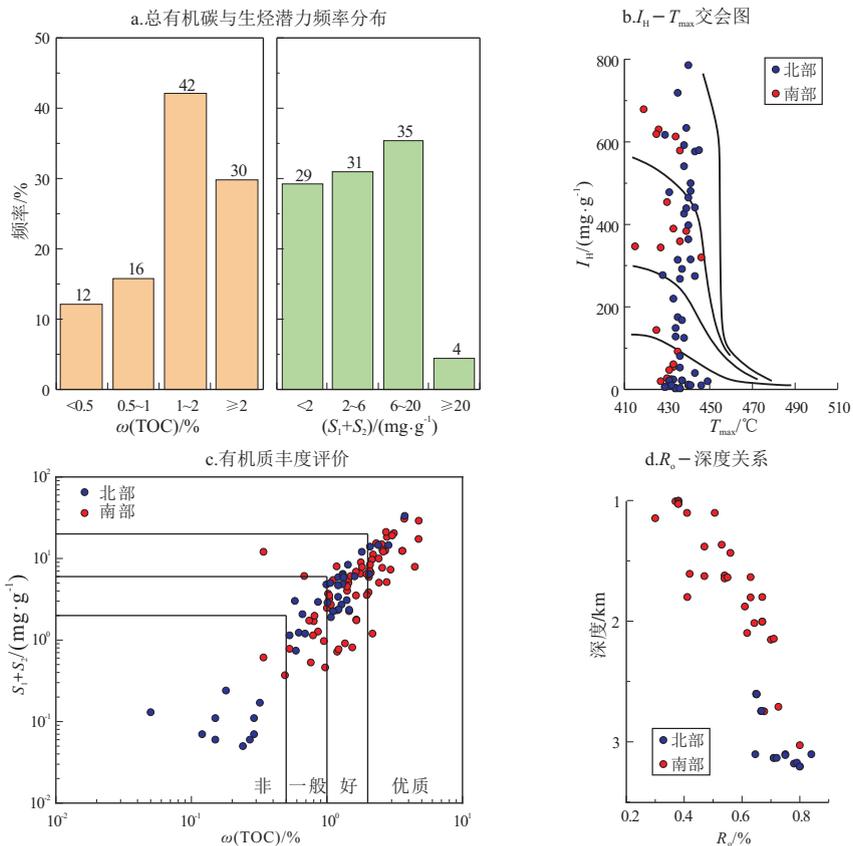


图 4 苏北盆地金湖凹陷三河次凹阜二段烃源岩评价

Fig.4 Frequency distribution of total organic carbon and hydrocarbon generation potential of source rocks of E₂f₂ in Sanhe Sub-sag, Jinhu Sag, Subei Basin

研究区 40 余块深度为 1 000~3 200 m 的样品实测干酪根镜质体反射率 (R_o) 为 0.38%~0.80%, 主要集中在 0.6%~0.8%, 表明烃源岩已进入生烃阶段, 烃源岩在 1 930~3 200 m 进入成熟阶段 ($R_o > 0.6%$) (图 4d)。

3.1.2 有效烃源岩判识及其分布特征

有效烃源岩指已排烃, 且对油气成藏做出贡献的烃源岩^[11-12]。烃源岩的有效性必须综合考虑 TOC 含量、干酪根类型和有机质的热演化程度。许多学者对如何识别有效烃源岩做了研究, 他们对烃的产生和烃源岩的排出进行了实质性的物理和数值模拟, 烃源岩在初始生烃阶段, 生烃量与 TOC 具有良好的线性对应关系, 由于烃源岩对烃类吸附作用的局限性, 在排烃作用影响下, 这种线性关系将会产生偏离, 偏离趋势线的拐点即可认为发生排烃作用的 TOC 下限值, 同时可对 R_o 进行有效下限判别^[13-15]。

本文采用有机质类型和成熟度相近的样品, 对三河次凹阜二段有效烃源岩下限进行判定。从 $(S_1+S_2)/\omega(\text{TOC})$ 与 TOC 的关系图中可知, 阜二段有效烃源岩的 $\omega(\text{TOC})$ 下限为 1.2% (图 5a), 成熟度下限为 0.6% (图 5b), 生烃潜力较强。由此判定研究区阜二段有效烃源岩的分布范围, 北部 TOC 含量略低于南部, 成熟度较南部高, 达到有效烃源岩标准; 高有机质丰度地区主要分布在深凹带, 向斜坡带呈环带状递减, 北部有效烃源岩热演化程度较南部偏高, 分布范围较广, 整体上南部地区具有更高的生烃潜力。

3.2 源储配置控制成藏模式

在三河次凹北部地区砂体分布较集中, 与烃源

岩配置关系一般, 部分未在有效成熟烃源岩范围内。烃源岩成熟后, 油气直接排至骨架砂体运移, 由于断层的调整作用, 油气运移方式为顺断层进行垂向运移, 或在由一系列断层组成的断阶之中沿砂体向斜坡带运移, 直到进入构造圈闭之中聚集成藏。

在三河次凹南部地区, 烃类流体自阜二段烃源岩生成之后, 由于顶部较致密泥岩层的阻挡作用, 在生烃增压影响之下, 向下排出至叠置砂体之中, 遇构造圈闭聚集成藏, 或沿骨架砂体进行侧向运移至邻源构造圈闭之中。由于研究区南部斜坡带储集砂体发育, 与烃源岩配置关系较好, 油气排出后可快速运移至相应的圈闭之中, 对油气聚集、更高效率的形成大规模油气藏具有积极作用。

有利的源储配置, 首先各个组成要素应具有好的性质, 其次在时、空上配置合适, 对油气高效输导、富集、保存并形成大型油气藏起重要作用^[16-17]。根据金湖凹陷已发现油气藏特征及勘探实践, 并综合考虑断层和砂体在油气运聚成藏中的重要作用^[18-20], 结合前人研究成果, 根据空间配置关系将三河次凹的源储组合划分为 2 大类 6 小类。

3.2.1 纵向源储配置

(1) 下生中储型。该源储配置的主力烃源岩为阜二段的半深湖—深湖相灰质泥岩和泥灰岩, 以其上覆的阜三段砂体作为储层, 以阜三段暗色泥岩作为盖层的下生中储组合 (图 6a)。

(2) 自生自储型。该源储配置的主力烃源岩为阜二段的半深湖—深湖相泥岩和灰质泥岩, 以其自身的泥质灰岩作为储层, 以顶部暗色泥岩作为盖层的自生自储组合 (图 6b)。

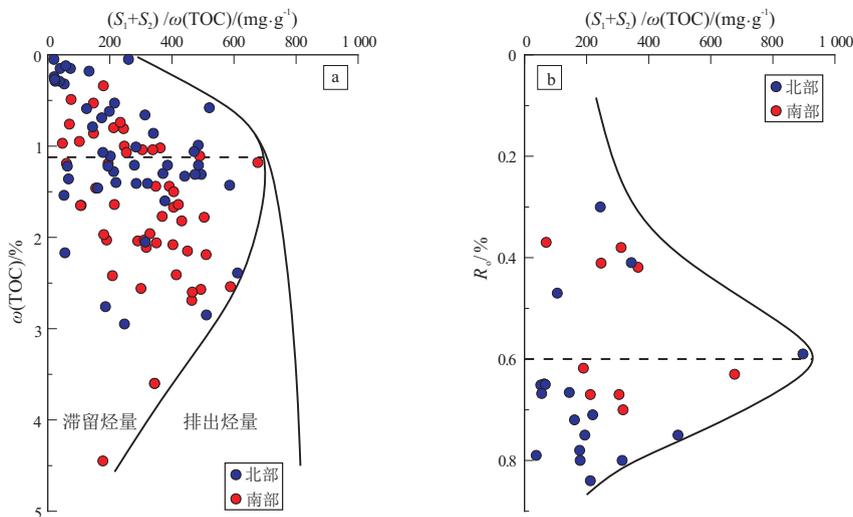


图 5 苏北盆地金湖凹陷三河次凹阜二段有效烃源岩判别

Fig.5 Identification of effective source rocks of E_1f_2 in Sanhe Sub-sag, Jinhu Sag, Subei Basin

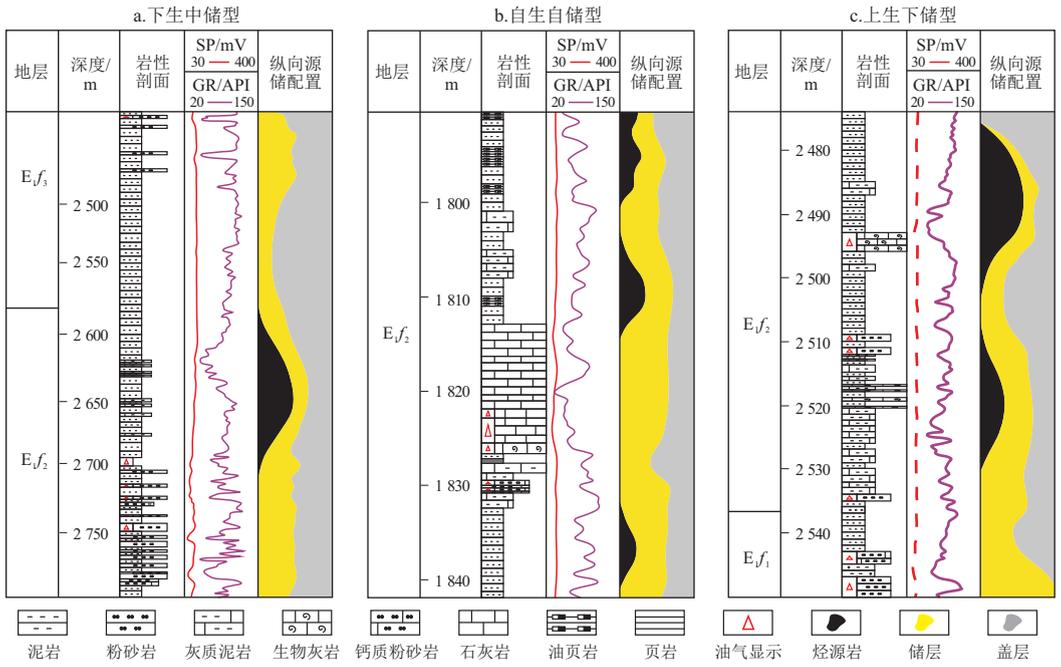


图 6 苏北盆地金湖凹陷三河次凹阜二段纵向源储配置类型示意

Fig.6 Schematic diagram of longitudinal source-reservoir configuration types of E_{1f_2} in Sanhe Sub-sag, Jinhu Sag, Subei Basin

(3) 上生下储型。该源储配置的主力烃源岩为阜二段的半深湖—深湖相灰质泥岩和泥岩,以其下伏的阜二段生物灰岩和粉砂岩作为储层,以阜二段顶部暗色泥岩作为盖层的上生下储组合(图 6c)。

3.2.2 平面源储配置

根据有效烃源岩分布范围与沉积砂体叠合制

作三河次凹阜二段平面源储配置模式图(图 7),分析研究三河次凹源储配置类型及其差异性,可划分为以下 3 种源储配置类型。

(1) 源储叠置型。此类组合模式是指有效烃源岩与储层直接叠置接触。三河次凹主要叠置关系为平行层状叠置,该种类型的储层是以连续、大面积分布为特征,类似于储层非均质中的“隔层”

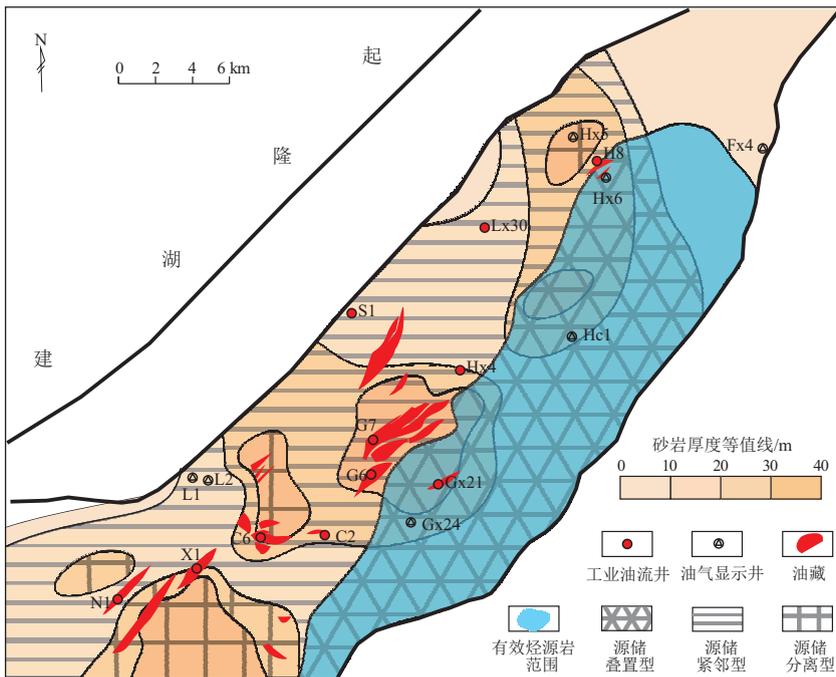


图 7 苏北盆地金湖凹陷三河次凹阜二段平面源储配置类型示意

Fig.7 Schematic diagram of plane source and storage configuration types of E_{1f_2} in Sanhe Sub-sag, Jinhu Sag, Subei Basin

特征,在临近深凹带一侧与有效烃源岩呈叠置接触,构成源储叠置型配置模式,这是研究区最佳的源储配置模式。此类源储配置多位于深凹带,油气自烃源岩排出可直接进入相邻的储层之中,排烃效率高。研究区北部物源供给较南部小,储集砂体发育规模略弱于南部,但有效烃源岩分布范围较广,源储叠置面积大,该类源储配置较发育,如 H8 井油气藏。南部物源供给较充足,砂体发育较好,受有效烃源岩范围限制,叠置范围较小,主要位于内坡与深凹带处,如 GX21 井、GX24 井油气藏。

(2)源储紧邻型。该类模式是指烃源岩与储集层为紧邻关系,油气主要由邻源砂体控制,在沉积作用的控制下,烃类流体由源岩产出进入相邻砂体聚集成藏。该类模式中油藏在斜坡带南部大规模发育,已探明高集、刘庄等大规模油气田。

(3)源储分离型。该类源储组合为与常规油气藏类似的源—储不直接叠置,需要有与有效源岩紧邻的断裂、不整合面的存在,使源岩形成的油气通过断裂、不整合面的长距离输导,进入常规储层形成常规油气藏。这一组合强调烃类达到生烃门限后,不仅在近源聚集,还发生了一定程度的小范围的二次运移,在与源岩有一定距离的储层中聚集成藏。该类模式在斜坡带较为常见,主要位于研究区北部与南端。北部由于砂体发育程度较弱的原因,部分优质砂体距离有效烃源岩范围较远;南端则是由于有效烃源岩控制范围较小,与优质砂体分离。三河次凹断裂较为发育,可为源储分离型模式提供良好的油气运移输导通道。

3.3 输导体系控制运聚效率

连通性砂体、不整合面与断裂体系可构成区域

性的输导体系^[21-23]。金湖凹陷三河次凹阜二段主要发育断裂与砂体组合形成的输导体系^[24]。金湖凹陷发育多条断裂带,研究区主要受石岗断裂带控制,在拉张作用和沉降作用的控制下,多发育 NE 走向正断层;阜二段沉积时期,三河次凹接受了来自建湖隆起提供的丰富物源,在斜坡区北、中、南地区形成物性较好的优质砂体。断—砂复合输导体系沟通了斜坡带源岩与储集体,输导体系的有效性决定油气二次运移路径,而优势运移通道决定油气运移主要方向,油气总是沿着输导性能最佳路径优先运聚^[25]。本文选取典型剖面,对研究区成藏期的输导体系进行研究(图 8)。

根据前人对三河次凹烃源岩性质与特征的研究可知,三河次凹于三垛期开始进入生烃阶段,于三垛末期达到生烃高峰,在这期间油气大量地排出源岩层,进入相邻的砂体之中,进行初次运移^[26]。三垛末期断层基本发育完毕,沟通了源岩层邻近的砂体,初步建立复合输导体系,但该时期三河次凹整体地势略缓,油气进入输导体系之后在成藏动力作用之下进行小规模的运移。

随后三河次凹发生构造抬升,三垛组接受风化剥蚀,西北部剥蚀量较大,整个研究区向 SE 方向倾斜。由于构造对研究区产生的影响,导致运移条件得到了极大的改善,使得油气运移输导效率大大增加,斜坡区发育的断层在此期间也起到了构成各类圈闭的作用,为油气成藏奠定了基础^[27]。

经历抬升期之后,三河次凹构造逐渐稳定,油气在复合输导体系下呈现差异聚集的特征,构造的高部位更容易形成较好的大型油气藏。由于盆地继续接受沉积,构造活动消退,已形成的油藏圈闭

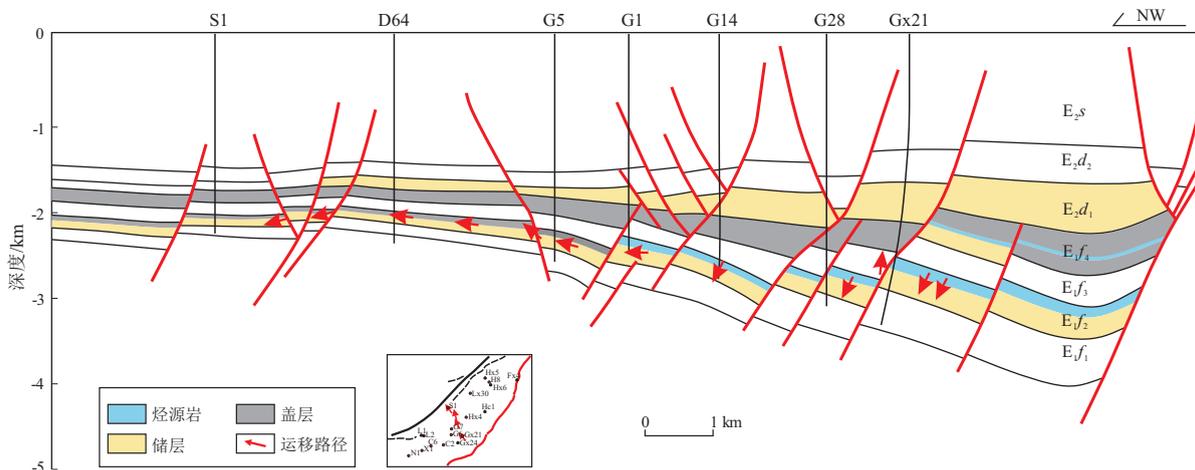


图 8 苏北盆地金湖凹陷三河次凹 GX21—S1 井成藏期输导体系示意

Fig.8 Schematic diagram of transportation system during accumulation period of wells GX21 to S1 in Sanhe Sub-sag, Jinhu Sag, Subei Basin

更加稳定,对油气成藏更为有利。

三河次凹各地区由于处于同一构造格局之下,所以演化过程较为相似,输导体系在成藏期初具面貌,随着盆地逐渐抬升加剧油气在输导体系中的运聚,最终在发育稳定的圈闭之中形成油气藏。研究区北部断裂多成组发育,近 NE 向,剖面形态较好,多为多米诺状逆向断层,砂体发育较弱,主要为砂坪、砂坝沉积,油气主要聚集在断块控制的圈闭中,以源储叠置型配置模式为主,少部分发生二次运移至高部位构造圈闭成藏。研究区南部断裂较发育,为 NE 向及近 WE 向断层,剖面形态较复杂,多为顺向垒堑叠置型断层。砂体发育良好,由建湖隆起提供沉积物源,广泛沉积在三河次凹斜坡带,沉积类型主要为三角洲前缘相。断—砂组合充分,断层在成藏期活动性强,与优质的沉积骨架砂体组合,为油气运移提供了良好的通道。油气自深凹带生成以后,在顺向活动断层以及展布良好的骨架砂体中可以进行高效长距离的运移聚集。北部吕良地区与中部高集地区断层发育较少,主要是三垛期发育的断层对油气输导与成藏贡献较大,后期改造作用较小。南部崔庄、范庄地区断层发育较剧烈,活动性强,后期形成地垒、地堑构造,对输导体系具有一定影响。

4 结论

(1)有效烃源岩的分布对油气差异性聚集起到了决定性的作用。金湖凹陷三河次凹南、北烃源条件的差异,导致油气分布差异性明显,南部有效烃源岩分布范围较北部广,生烃条件优于北部,平面上显示出油气多富集在南部地区。

(2)源储结构与源储配置关系对油气成藏模式具有控制作用,进而影响油气差异性成藏。三河次凹南部地区已勘探油气田主要为源储叠置型与源储紧邻型配置关系,纵向上多为上生下储型,烃类流体自排出以后可快速进入圈闭成藏,后期凹陷未经历破坏性构造运动,使得富油气圈闭保存良好。

(3)输导体系可控制油气运聚效率,使得油气成藏具有差异性。油气由邻源砂体与断层的调整之下可进行长距离运移成藏,三河次凹南部地区断—砂输导体系优于北部地区,油气可进行高效运移,并且可在远源处聚集成藏,在斜坡区南部形成油气富集,北部地区多为原地及短距离聚集成藏。

参考文献:

[1] 蒋有录,苏圣民,信凤龙,等.富油凹陷油气分布不均一性及

主控因素[J].中国石油大学学报(自然科学版),2019,43(5):34-43.

JIANG Youlu,SU Shengmin,XIN Fenglong,et al.Heterogeneity of hydrocarbon distribution and its main controlling factors in oil-rich depression[J].Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science),2019,43(5):34-43.

[2] 刘鹏,杜鹏伟.断陷盆地中浅层油气成藏特征及有利区预测:以渤南注陷沙二段为例[J].现代地质,2020,34(4):849-857.

LIU Peng,DU Pengwei.Hydrocarbon accumulation characteristics and prospectivity prediction on medium-shallow sequences in rift basins:case study on the 2nd member of Shahejie Formation in Bonan Sag[J].Geoscience,2020,34(4):849-857.

[3] 张伟忠.金湖凹陷南部断裂输导体系及控藏规律研究[D].青岛:中国石油大学,2011.

ZHANG Weizhong.Fault pathway systems and the reservoir-controlled laws in southern Jinhu Depression [D].Qingdao:China University of Petroleum,2011.

[4] 王霞田.金湖凹陷西斜坡阜宁组构造沉积演化研究[D].青岛:中国石油大学,2011.

WANG Xiatian.Structural and sedimentary evolution of Funing Formation in west slop of Jinhu Sag[D].Qingdao:China University of Petroleum,2011.

[5] 孙克兵.金湖凹陷南部控藏断层封闭性研究及应用[D].青岛:中国石油大学(华东),2015.

SUN Kebing.Research and application of reservoir controlling fault sealing in the south of Jinhu Depression [D].Qingdao:China University of Petroleum (East China),2011.

[6] 裴然.苏北盆地金湖凹陷阜宁组隐蔽圈闭地震识别方法研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2017.

PEI Ran.Seismic identification method of subtle traps in the Funing Formation at Jinhu Sag,Subei Basin[D].Qingdao:China University of Petroleum (East China),2017.

[7] 李素梅,曾凡刚,庞雄奇,等.金湖凹陷西斜坡油气运移分子地球化学研究[J].沉积学报,2001,19(3):459-464.

LI Sumei,ZENG Fangang,PANG Xiongqi,et al.Oil migration study of the western slope, Jinhu Depression of Subei Basin, eastern China[J].Acta Sedimentologica Sinica,2001,19(3):459-464.

[8] 蒙启安,吴海波,李军辉,等.陆相断陷湖盆斜坡区类型划分及油气富集规律:以海拉尔盆地乌尔逊—贝尔凹陷为例[J].大庆石油地质与开发,2019,38(5):59-68.

MENG Qi'an,WU Haibo,LI Junhui,et al.Type classification of the slope area in the continental faulted lake basin and the hydrocarbon enrichment characteristics:taking Wuerxun-Beier Sag in Hailar Basin as an example[J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing,2019,38(5):59-68.

[9] LIU Xiaoping,XIE Yuqiang,SHU Honglin,et al.Effect of pore structure on oil-bearing property in the third member of Paleogene Funing Formation in Subei Basin,East China[J].Energy Science & Engineering,2020,8(6):2187-2202.

[10] 董清源,章亚,刘世丽.苏北盆地阜二段页岩油生烃潜力评价及有利区预测[J].内蒙古石油化工,2020,46(4):

- 104-110.
- DONG Qingyuan, ZHANG Ya, LIU Shili. Evaluation of hydrocarbon generating potential of shale oil in Fu second section of Subei Basin and its favorable area forecast [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2020, 46(4): 104-110.
- [11] 金强. 有效烃源岩的重要性及其研究 [J]. 油气地质与采收率, 2001, 8(1): 1-5.
- JIN Qiang. Importance and research about effective hydrocarbon source rocks [J]. Oil & Gas Recovery Technology, 2001, 8(1): 1-5.
- [12] 朱光有, 金强, 王锐. 有效烃源岩的识别方法 [J]. 石油大学学报(自然科学版), 2003, 27(2): 6-10.
- ZHU Guangyou, JIN Qiang, WANG Rui. Identification methods for efficient source rocks [J]. Journal of the University of Petroleum, China, 2003, 27(2): 6-10.
- [13] ZHAO Wenzhi, ZHU Rukai, HU Suyun, et al. Accumulation contribution differences between lacustrine organic-rich shales and mudstones and their significance in shale oil evaluation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(6): 1160-1171.
- [14] 姜振学, 庞雄奇, 金之钧, 等. 门限控烃作用及其在有效烃源岩判别研究中的应用 [J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2002, 27(6): 689-695.
- JIANG Zhenxue, PANG Xiongqi, JIN Zhijun, et al. Threshold control over hydrocarbons and its application in distinguishing valid source rock [J]. Earth Science (Journal of China University of Geosciences), 2002, 27(6): 689-695.
- [15] 熊量莉, 杨楚鹏, 吴蛟蛟, 等. 南海南—北陆缘盆地地层沉积发育特征及其对油气成藏的差异性控制 [J]. 中国地质, 2020, 47(5): 1407-1425.
- XIONG Liangli, YANG Chupeng, WU Jiaoqi, et al. Characteristics of stratigraphic sedimentary in the south-north continental margin basin of the South China Sea and its differential control on hydrocarbon accumulation [J]. Geology in China, 2020, 47(5): 1407-1425.
- [16] ZHOU Xuewen, JIANG Zaixing, QUAYE J A, et al. Ichnology and sedimentology of the trace fossil-bearing fluvial red beds from the lowermost member of the Paleocene Funing Formation in the Jinhu Depression, Subei Basin, East China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 99: 393-415.
- [17] 国殿斌, 向才富, 蒋飞虎, 等. 东濮凹陷西南注断层的油气输导作用与机理探讨 [J]. 断块油气田, 2017, 24(2): 159-164.
- GUO Dianbin, XIANG Caifu, JIANG Feihu, et al. Mechanism of hydrocarbon migration and accumulation in southwest sag of Dongpu Depression [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017, 24(2): 159-164.
- [18] CANTRELL D L, SHAH R A, OU J, et al. Depositional and diagenetic controls on reservoir quality: example from the Upper Cretaceous Mishrif Formation of Iraq [J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 118: 104415.
- [19] 黄东, 段勇, 杨光, 等. 淡水湖相沉积区源储配置模式对致密油富集的控制作用: 以四川盆地侏罗系大安寨段为例 [J]. 石油学报, 2018, 39(5): 518-527.
- HUANG Dong, DUAN Yong, YANG Guang, et al. Controlling effect of source-reservoir configuration model on tight oil enrichment in freshwater lacustrine sedimentary area: a case study of the Jurassic Da'anzhai Member in Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(5): 518-527.
- [20] 于海涛, 孙雨, 孙同文, 等. 断—砂复合输导体系及优势输导通道表征方法与应用 [J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(5): 31-40.
- YU Haitao, SUN Yu, SUN Tongwen, et al. Characterization methods and application of fault-sandstone composite transport system and dominant migration pathways [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(5): 31-40.
- [21] 陈欢庆, 朱筱敏, 张功成, 等. 海相断陷盆地输导体系分类及组合模式特征: 以琼东南盆地古近系陵水组为例 [J]. 地学前缘, 2021, 28(1): 282-294.
- CHEN Huanqing, ZHU Xiaomin, ZHANG Gongcheng, et al. Classification and combination model characteristics of pathway system in marine faulted basin: taking the Paleogene Lingshui Formation, Qiongdongnan Basin as an example [J]. Earth Science Frontiers, 2021, 28(1): 282-294.
- [22] 张卫海, 查明, 曲江秀. 油气输导体系的类型及配置关系 [J]. 新疆石油地质, 2003, 24(2): 118-120.
- ZHANG Weihai, ZHA Ming, QU Jiangxiu. The type and configuration of petroleum transportation system [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2003, 24(2): 118-120.
- [23] 张震, 张新涛, 徐春强, 等. 断—砂耦合接触分析在油气运移中的应用: 以曹妃甸 A 油田明下段为例 [J]. 海洋地质前沿, 2020, 36(7): 49-55.
- ZHANG Zhen, ZHANG Xintao, XU Chunqiang, et al. Fault-sand coupling and its application to hydrocarbon migration: a case from oilfield CFD A [J]. Marine Geology Frontiers, 2020, 36(7): 49-55.
- [24] 陈伟, 邱旭明. 金湖凹陷石港断裂发育特征及其控圈作用 [J]. 复杂油气藏, 2020, 13(3): 1-5.
- CHEN Wei, QIU Xuming. Development characteristics of Shigang Fault and its trap controlling role in Jinhu Depression [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2020, 13(3): 1-5.
- [25] WANG Fuwei, CHEN Dongxia, WANG Qiaochu, et al. Quantitative evaluation of sandstone carrier transport properties and their effects on hydrocarbon migration and accumulation: a case study of the Es₂ in the southern slope of Dongying Depression, Bohai Bay Basin [J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 126: 104937.
- [26] ZHU Wenqi, WU Keqiang, KE Ling, et al. Study on fault-controlled hydrocarbon migration and accumulation process and models in Zhu I Depression [J]. Acta Oceanologica Sinica, 2021, 40(2): 107-113.
- [27] 赵贤正, 金凤鸣, 李玉帮, 等. 断陷盆地斜坡带类型与油气运聚成藏机制 [J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 841-849.
- ZHAO Xianzheng, JIN Fengming, LI Yubang, et al. Slope belt types and hydrocarbon migration and accumulation mechanisms in rift basins [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6): 841-849.