

• 油气地质 •

饶阳凹陷烃源岩热演化特征及其与油藏分布的关系

赵利杰¹, 蒋有录¹, 刘 华¹, 范炳达²

(1. 中国石油大学(华东) 地球科学与技术学院, 山东 青岛 266555;

2. 中国石油华北油田分公司 勘探开发研究院, 河北 任丘 062552)

摘要: 饶阳凹陷是渤海湾盆地富油凹陷之一, 主要发育沙三段上亚段和沙一段下亚段2套主力烃源岩, 分布于马西、任西、河间—肃宁及饶南4个洼陷。选取研究区44口探井, 利用Basinmod盆地模拟软件, 结合地层展布、地温梯度及东营组剥蚀厚度等资料, 研究了沙三段上亚段和沙一段下亚段烃源岩在不同历史时期的成熟度平面演化特征。结果表明, 饶阳凹陷不同洼陷、不同构造带各套烃源岩的热演化特征存在明显差异。河间—肃宁洼陷热演化程度最高, 其沙三段上亚段烃源岩在东营组沉积末期进入生烃门限, 馆陶组沉积末期进入生烃高峰, 现已进入伴生气阶段; 沙一段下亚段烃源岩在馆陶组沉积初期进入生烃门限, 明化镇组沉积中期至今均处于成熟油阶段。而杨武寨—武强地区由于东营组遭受严重剥蚀, 沙三段上亚段烃源岩自明化镇组沉积中期至今均处于低熟油阶段, 沙一段下亚段烃源岩至今未进入生烃门限。凹陷内的油藏围绕生油洼陷中心呈环带状分布, 不同构造单元或区带、不同勘探层系油气富集程度与距油源远近具有密切关系, 越靠近生油洼陷, 油气富集程度越高。

关键词: 盆地模拟 烃源岩 成熟度 生烃史 油藏分布 饶阳凹陷

中图分类号: TE111.1

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2012)04-0001-04

渤海湾盆地饶阳凹陷内不同洼陷、不同构造带烃源岩的生、排烃高峰期以及不同时期的热演化特征存在明显差异, 不同构造单元或区带、不同勘探层系油气分布不均, 因此, 研究其烃源岩生、排烃史及其与油藏分布的关系具有重要意义^[1-2]。笔者通过分析研究区各构造单元烃源岩的热演化史和埋藏史, 对其沙三段上亚段和沙一段下亚段2套主力烃源岩的特征及生烃史进行研究, 并结合现今油气分布, 明确烃源岩与油藏分布的关系, 以期为华北油田未来的勘探优选提供依据。

1 地质概况

饶阳凹陷位于渤海湾盆地冀中拗陷中东部, 勘探面积为5 280 km², 是受控于马西—河间—留路断裂带、北北东走向、东断西超的新生代箕状断陷^[3]。凹陷自西向东分为低凸起带、西部斜坡带、潜山次洼带、中央隆起带、主洼陷带和东部断阶带等构造单元或区带, 其中主洼陷带根据次级断层及构造活动可进一步划分为马西、任西、河间—肃宁和饶南4个洼陷。

冀中拗陷在孔店组—沙四段、沙三段和沙一段

下亚段沉积时期经历了区域性湖侵并形成古近系3套主力烃源岩, 油气总资源量为 23×10^8 t^[4]。饶阳凹陷则以沙三段上亚段和沙一段下亚段沉积时期湖侵规模较大, 形成沙三段上亚段和沙一段下亚段2套主力烃源岩, 主要发育在马西、任西、河间—肃宁和饶南4个生油洼陷中, 为饶阳凹陷油藏的形成提供了充足的油源条件。凹陷内油藏分布受控于生油洼陷, 不同构造单元或区带、不同勘探层系油藏分布与烃源岩具有密切关系。生油洼陷周边的油藏分布明显多于斜坡带; 前古近系潜山油藏主要发育在任西、马西洼陷之间, 古近系油藏围绕生油洼陷呈环带状展布, 而新近系油藏距烃源岩的垂向距离较远, 仅在东部断阶带零星发育。

2 不同构造单元烃源岩热演化特征

同一凹陷不同洼陷、不同构造带的埋藏史和古地温演化史不同, 烃源岩的热演化和生烃特征也存在明显差异^[5-8]。选取宁古3、楚21、间14和强42等44口探井, 主要针对饶阳凹陷生油洼陷中心区、边缘区和强烈抬升剥蚀区等不同构造单元, 利用Basinmod盆地模拟软件进行热演化史模拟, 重点分

收稿日期: 2012-05-07。

作者简介: 赵利杰, 男, 在读博士研究生, 从事油气地质及勘探研究。联系电话: 15066007505, E-mail: zhaolijiesmart1985@163.com。

析了沙三段上亚段和沙一段下亚段烃源岩的热演化特征。根据镜质组反射率(R_o)对热演化阶段进行划分,当 R_o 值为0.5%~0.7%时,为低熟油阶段; R_o 值为0.7%~1.0%时,为成熟油阶段; R_o 值为1.0%~1.3%时,为成熟油及伴生气阶段。

2.1 生油洼陷中心区

饶阳凹陷沙三段上亚段和沙一段下亚段2套烃源岩在生油洼陷中心埋藏较深,且抬升剥蚀对生烃的影响较小,因此在生油洼陷中心区生烃时间相对较早。

宁古3井和楚21井的生烃史模拟结果表明:宁古3井沙三段上亚段烃源岩底界在距今28.1 Ma进入低熟油阶段,距今8.6 Ma进入成熟油阶段并持续至今;沙一段下亚段烃源岩底界在距今21.8 Ma左右进入低熟油阶段,距今3.87 Ma进入成熟油阶段。楚21井沙三段上亚段烃源岩底界分别在距今29.8和15.9 Ma进入低熟油和成熟油阶段,距今1.9 Ma进入成熟油和伴生气阶段并持续至今;沙一段下亚段烃源岩底界分别在距今27.1和5.9 Ma进入低熟油和成熟油阶段。

由于研究区沙三段—东营组保存较为完整,且东营组沉积末期的抬升剥蚀作用对生油洼陷中心区影响较弱,已进入生油门限的烃源岩未停止生烃,只是延长了低熟油阶段,使烃源岩进入成熟油和成熟油与伴生气阶段相对滞后。

2.2 生油洼陷边缘区

受马西、河间和留路等断层的影响,靠近东部断阶带一侧生油洼陷边缘区的部分沙三段上亚段和沙一段下亚段烃源岩至今仍处于低熟油阶段;而洼陷与斜坡带过渡区的沙三段上亚段和沙一段下亚段烃源岩则不同程度的进入了成熟油阶段。

间14井生烃史模拟的结果表明,其沙三段上亚段和沙一段下亚段烃源岩底界分别在距今6.4和16.1 Ma进入低熟油阶段,至今未进入成熟油阶段。由于烃源岩开始生烃的时间晚于东营组沉积末期的抬升剥蚀期,因此,生油洼陷边缘区不存在二次生烃的影响,但抬升剥蚀对生烃的滞后作用不容忽视。

2.3 强烈抬升剥蚀区

地层剥蚀在沉积盆地中普遍存在,与油气生成、运移和聚集具有密切关系,且剥蚀量越大,关系越密切^[9-11]。杨武寨—武强地区位于饶阳凹陷东南部,在东营组沉积末期遭受强烈抬升剥蚀,其烃源岩的热演化生烃作用明显滞后。通过对生油洼陷中心区剥蚀作用影响小的井的分析发现,研究区地表的声

波时差为645 $\mu\text{s}/\text{m}$,根据强烈抬升剥蚀区的单井声波时差数据反推至地表进行剥蚀量恢复,从而对杨武寨—武强等强烈抬升剥蚀区的剥蚀量形成定量的认识,剥蚀厚度为650~2 000 m,如强42井剥蚀厚度达720 m,虎17井剥蚀厚度约为1 880 m^[12-14]。

强42井生烃史模拟结果表明,受东营组沉积末期强烈抬升剥蚀作用影响,沙三段上亚段烃源岩底界在抬升剥蚀前,距今27.2 Ma为无效烃源岩,抬升剥蚀并未导致二次生烃,在沉积了巨厚的新近系之后,距今3.2 Ma左右进入低熟油阶段并持续至今;沙一段下亚段烃源岩至今仍未进入生油阶段,为无效烃源岩。

3 主要烃源岩热演化特征

在单井烃源岩演化史和生烃史模拟的基础上,分别对饶阳凹陷沙三段上亚段和沙一段下亚段烃源岩底界的有机质成熟度史进行了分析,明确了2套主力烃源岩在馆陶组沉积末期、明化镇组沉积中期及现今的热演化特征(图1)。

3.1 沙三段上亚段烃源岩

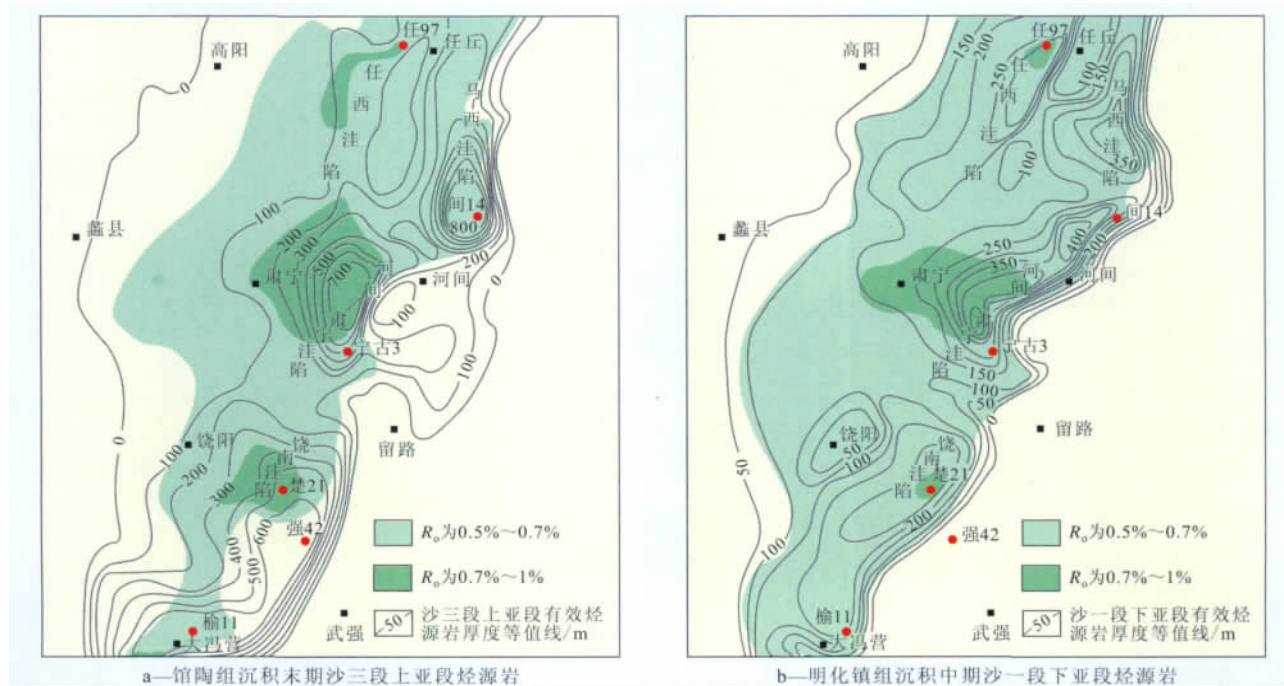
沙三段上亚段烃源岩埋藏深度较大,生烃范围及成熟度均高于同一时期的沙一段下亚段烃源岩。研究表明,沙三段上亚段烃源岩底界在东营组沉积末期进入低熟油阶段,受抬升剥蚀作用影响,生烃作用终止,在馆陶组沉积末期随着埋藏深度的不断增大,各生油洼陷中心区进入成熟油阶段,生油洼陷边缘区进入低熟油阶段(图1a);随着上覆地层的不断沉积,至明化镇组沉积中期生烃范围继续扩大,各生油洼陷中心区及边缘区进入成熟油阶段,而抬升剥蚀严重的杨武寨—武强地区,沙三段上亚段烃源岩底界在明化镇组沉积中期一直处于低熟油阶段;距今1 Ma左右(第四纪中期)生油洼陷中心区开始进入成熟油和伴生气阶段;现今,河间—肃宁和任西洼陷中心区进入了伴生气阶段,洼陷边缘区达到了成熟油阶段,饶阳凹陷大部分地区均已进入低熟油阶段。

3.2 沙一段下亚段烃源岩

沙一段下亚段烃源岩底界在生油洼陷中心区于馆陶组沉积初期进入低熟油阶段,馆陶组沉积末期生低熟油范围扩大,主要分布于马西、任西、河间—肃宁和饶南洼陷中心及边缘,其中以河间—肃宁洼陷生烃范围最大,饶南洼陷最小;明化镇组沉积中期饶阳凹陷各生油洼陷开始进入成熟油阶段,河间—

肃宁洼陷生成油范围最大,任西、饶南洼陷次之,马西洼陷仍处于低熟油阶段,剥蚀严重的杨武寨—武强地区,由于埋藏较浅,沙一段下亚段烃源岩为无效烃源岩(图1b);至今,沙一段下亚段烃源岩的生

烃范围继续扩大,饶阳凹陷大部分地区处于低熟油阶段,各生油洼陷进入成熟油阶段的范围进一步扩大,其中,河间—肃宁洼陷的生烃范围及生烃能力最强,为沙一段下亚段烃源岩的主力生烃洼陷。



环带状分布。在靠近生油洼陷的潜山次洼带、中央隆起带和主洼陷带,油藏富集程度远大于离生油洼陷较远的斜坡带和低凸起带。

从勘探层系上看,油藏主要分布于生油洼陷中心附近的前古近系、古近系沙三段—东营组和新近系馆陶组—明化镇组。其中饶阳凹陷北部以发育前古近系潜山油藏为主,且储量较大,主要分布于任西、马西洼陷之间,生油洼陷中心控油特征明显;中、南部则以发育古近系砂岩油藏为主,围绕河间—肃宁和饶南洼陷呈环带状分布,油藏富集程度向远离生油洼陷的斜坡带递减;新近系由于在垂向上距烃源岩较远,油藏探明程度较低(其探明储量仅占整个凹陷探明储量的3%左右),仅在靠近生油洼陷的东部断阶带,由于存在沟通新近系储层与古近系烃源岩的深大断裂,从而形成了零星分布的新近系油藏,且以靠近烃源岩成熟度最高的河间—肃宁洼陷的东部断阶带最为富集。

5 结论

饶阳凹陷沙三段上亚段和沙一段下亚段烃源岩是凹陷的主力烃源岩,主要分布于马西、任西、河间—肃宁和饶南4个洼陷。因埋藏史和古地温演化史的差异,不同洼陷及不同构造带烃源岩的热演化和生烃特征明显不同。位于生油洼陷中心区的烃源岩热演化程度高、生烃时间早,其中河间—肃宁洼陷成熟度最高,其沙三段上亚段烃源岩在东营组沉积末期进入低熟油阶段,现已进入伴生气阶段;沙一段下亚段烃源岩在馆陶组沉积初期进入低熟油阶段,明化镇组沉积中期进入成熟油阶段并持续至今;生油洼陷边缘区及强烈抬升剥蚀区的烃源岩热演化程度低、生烃时间明显滞后,杨武寨—武强地区由于东营组遭受严重剥蚀,沙三段上亚段烃源岩自明化镇组沉积中期至今均处于低熟油阶段,沙一段下亚段烃源岩至今未进入生烃门限。饶阳凹陷不同构造单元或区带、不同勘探层系的油藏分布受控于生油洼

陷中心,油藏围绕生油洼陷呈环带状分布,距生油洼陷越近,油藏富集程度越高。但通过研究发现,东营组沉积时期的抬升剥蚀作用对烃源岩二次生烃及生烃滞后的影响尚不明确,需进一步深入研究。

参考文献:

- [1] 庞雄奇.含油气盆地地史、热史、生排留烃史数值模拟研究与烃源岩定量评价[M].北京:地质出版社,1993.
- [2] 肖军,王华,郭齐军,等.南堡凹陷温度场、压力场及流体势模拟研究——基于 Basin2 盆地模拟软件[J].地质科技情报,2003,22(1):67-74.
- [3] 王建,马顺平,罗强,等.渤海湾盆地饶阳凹陷烃源岩再认识与资源潜力分析[J].石油学报,2009,30(1):51-55.
- [4] 赵力民,赵贤正,刘井旺,等.冀中坳陷古近系地层岩性油藏成藏特征及勘探方向[J].石油学报,2009,30(4):492-497.
- [5] 李军生,庞雄奇,宁金华,等.太古宇潜山油气成藏控制因素分析——以辽河断陷大民屯凹陷法哈牛—曹台地区为例[J].油气地质与采收率,2010,17(4):17-19,23.
- [6] 蒋有录,卓勤功,谈玉明,等.富油凹陷不同洼陷烃源岩的热演化及生烃特征差异性[J].石油实验地质,2009,31(5):500-505.
- [7] 纪友亮,杜金虎,赵贤正,等.冀中坳陷饶阳凹陷古近系层序地层学及演化模式[J].古地理学报,2006,8(3):397-406.
- [8] 刘成林,金惠,高嘉玉,等.松辽盆地深层天然气成藏研究[J].油气地质与采收率,2009,16(1):1-4.
- [9] 易士威,王权.冀中坳陷富油凹陷勘探现状与勘探思路[J].石油勘探与开发,2004,31(3):82-85.
- [10] 包友书.构造抬升剥蚀与异常压力形成[J].石油与天然气地质,2009,30(6):684-688.
- [11] 田丰华,姜振学.地层抬升剥蚀对油气成藏的促进作用[J].西南石油大学学报:自然科学版,2008,30(5):37-40.
- [12] 鲁雪松,蒋有录,常振恒,等.东濮凹陷东营组地层剥蚀厚度估算及其意义[J].地质科技情报,2007,26(2):8-12.
- [13] 高林,周雁.中下扬子区海相中—古生界烃源岩评价与潜力分析[J].油气地质与采收率,2009,16(3):30-33.
- [14] 徐昊清.饶阳凹陷新近系油气成藏机理与成藏模式研究[D].东营:中国石油大学(华东),2009.

编辑 邹澍滢

欢迎广大科技人员踊跃投稿

PETROLEUM GEOLOGY AND RECOVERY EFFICIENCY

Vol. 19 No. 4 2012

Zhao Lijie, Jiang Youlu, Liu Hua et al. Thermal evolution of Paleogene source rocks and relationship with reservoir distribution in Raoyang sag, Bohai Bay Basin. *PGRE*, 2012, 19(4): 1–4.

Abstract: The Raoyang sag is one of the hydrocarbon-rich sags in Bohai Bay Basin, mainly developed two major source rocks— E_{s3} and E_{s1x} , located in Maxi, Renxi, Hejian–Suning and Raonan sub-sags. Selected 44 exploration wells, combined with the temperature data, the thickness of Ed denudation data in the study area, the evolution of the maturity of planar of E_{s1x} and E_{s3s} source rocks in different historical periods are studied from point to plane. The results show that evolutionary history of maturity of source rocks is significantly different in different sub-sags and different structures in Raoyang sag; the degree of thermal evolution in Hejian–Suning sub-sag is the highest, E_{s3s} source rock entered hydrocarbon generation threshold in the end of Ed, reached the peak of hydrocarbon generation in the end of Ng and now comes into the associated gas phase; E_{s1x} source rock entered hydrocarbon generation threshold in the early of Ng and has been always in the stage of mature oil from the interim of Nm to now. Due to serious erosion of Ed, E_{s1x} source rock did not enter hydrocarbon generation threshold until now, E_{s3s} source rock is still in immature stage from the interim of Nm to now in Yangwuzhai–Wuqiang region. Around the hydrocarbon generation center, reservoirs show a zonal distribution in the sag. Enrichment of the reservoirs has a close relationship with the distance between oil source in different structures and exploration strata.

Key words: basin modeling; source rocks; maturity; hydrocarbon generation history; reservoir distribution; Raoyang sag

Zhao Lijie, College of Geo-Resources and Information, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 257061, China

Wang Xuejun, Su Hui, Zeng Jianhui et al. Fault sealing and oil–gas migration patterns of Changyuan on western slope, Dongpu depression. *PGRE*, 2012, 19(4): 5–9.

Abstract: Changyuan fault is a secondary contemporaneous fault, and its sealing factors play a significant role in hydrocarbon migration and accumulation on western slope in the Dongpu depression. Analyzing on fault sealing characteristics, including oil and gas transportation based on fault growth index, normal pressure on fault plane, shale gouge ratio (SGR), and lithology contraposition relationship of the fault, shows that, ① Changyuan fault activated earlier and stronger in the south, and it became later and weaker in the north. These variety resulted sealing difference between the north and the south of Changyuan fault, ② variety of the fault factors resulted the difference of normal pressure on fault plane along the fault strike, as well as the difference of sealing characteristics. Abrasion smear of upper E_{s2} formation strengthened the lateral sealing, the role of normal pressure on fault plane clay fillings increased the vertical sealing of Changyuan fault. Difference of lithology contraposition relationship between the north and the south of Changyuan fault resulted the difference of oil and gas accumulation in its footwall. Associating fault on footwall of Changyuan fault is a structural fault which activated earlier and is of vertical sealing, oil and gas migrated vertically along Changyuan main fault to Changyuan fractural zone and then migrated laterally. Hydrocarbon accumulation is dominated by lithology contraposition relationship of the fault.

Key words: fault sealing; normal pressure on fault plane; lithology contraposition relationship of faults; Changyuan fault; Dongpu depression

Wang Xuejun, Zhongyuan Oilfield Branch Company, SINOPEC, Puyang City, Henan Province, 457001, China

Zhang Yuxi, Zhou Jiangyu, Li Xiaofeng et al. Reservoir characteristics and control factors of Triassic clastic rocks in Liangbei region. *PGRE*, 2012, 19(4): 10–13.

Abstract: Using the date of drilling cores, cast thin slice, scanning electron microscope and so on, the characteristics and control factors of the Triassic clastic reservoirs in Liangbei region are studied. The rock type is dominantly the feldspar sandstone and debris sandstone, with the petrological characteristics of low compositional maturity and medium textural maturity, and the reservoir spaces are mainly intergranular dissolution pores, secondly cracks, and it is medium porosity to low–medium permeability reservoir. The main sedimentary system in the study area is alluvial fan–rivers–lakes–delta system, the main sedimentary bodies are delta plain, delta front, lakeside and shallow facies. Reservoir sand bodies are distributary channel and estuary dam. The key factor of reforming the deep–buried clastic rock reservoirs is diagenesis, and the primary porosity suffers a great reduction by compaction; Due to the atmospheric water and organic acid, the calcite, feldspar, rock fragment, quartz and miscellaneous matrix experience dissolution, and a lot of dissolution pores increased reservoir property of deep clastic rocks. Dissolution is the key factor favoring the occurrence of high quality reservoir.

Key words: reservoir characteristics; control factors; clastic rock; Triassic; Liangbei area

Zhang Yuxi, Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources, Ministry of Education, China University of Geosciences (Wu-