

# 渤海湾盆地渤中凹陷太古界潜山气藏 BZ19-6 的气源条件与成藏模式

谢玉洪

(中国海洋石油集团有限公司, 北京 100010)

**摘要:** 传统上认为渤海湾盆地是受湖相泥岩生油母质烃源岩控制的富油型盆地, 新构造断裂发育等因素不利于天然气聚集和保存。在认识渤海海域渤中凹陷发育的构造成因、演化与沉积充填特征基础上, 开展了烃源岩热演化及生气产率热模拟研究, 重新认识了富油型盆地在快速生烃的背景下, 初次裂解气发育阶段的油气藏在深埋过程中也具有形成大型天然气藏的生烃强度。区域性分布的巨厚古近系超压泥岩, 不仅防止了天然气的散失, 也为天然气运移充注提供了超压动力。流体包裹体研究显示渤中凹陷普遍经历了早期油藏、晚期气藏的成藏过程。BZ19-6 潜山构造由于多源高强度生气、靠近烃源的快速强充注、厚层泥岩超压封盖, 形成大型高丰度凝析气藏。BZ19-6 凝析气田的成藏认识和成功发现, 突破了富油型盆地难以寻找大气田的认识, 拓展了天然气勘探领域, 对深埋古老变质岩潜山和活动断裂带天然气勘探具有重要的理论价值。

**关键词:** 烃源岩热演化; 封盖条件; 成藏模式; BZ19-6 大气田; 渤中凹陷; 渤海海域

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

## Gas resources and accumulation model of BZ19-6 Archean buried-hill large-scale gas reservoir in Bozhong Sag, Bohai Bay Basin

XIE Yuhong

(China National Offshore Oil Corporation Limited Company, Beijing 100010, China)

**Abstract:** Traditionally the Bohai Bay Basin is prone to oil rather than gas pooling because it is dominated by lacustrine mudstones. Factors such as the development of young structural faults are not conducive to natural gas accumulation and preservation. Based on the understanding of the dynamics, evolution, and sedimentary filling characteristics of the Bozhong Sag in the Bohai Sea area, a thermal simulation of source rock evolution and gas generation rate was carried out. Under the background of rapid hydrocarbon generation in oil-rich basins, the reservoirs in the secondary gas generation stage have the hydrocarbon generation intensity to form large natural gas reservoirs during deep burial. The regionally distributed thick Paleogene overpressure mudstones not only prevent the loss of natural gas, but also provide the drive for natural gas migration and charging. Research on fluid inclusions shows that the Bozhong Sag has generally experienced the accumulation of early oil and late gas. The BZ19-6 buried hill structure has formed a large-scale high-abundance condensate gas reservoir due to multiple sources of high-intensity gas generation, rapid and strong charging close to the hydrocarbon source, and thick mudstone overpressure sealing. The understanding and successful discovery of the BZ19-6 condensate gas field has broken through the understanding that it is difficult to find large gas fields in oil-rich basins, expanded the field of natural gas exploration, and is important for natural gas exploration in deep buried ancient metamorphic buried hills and active fault zones.

**Key words:** source rock thermal evolution; sealing conditions; accumulation model; BZ19-6 gas field; Bozhong Sag; Bohai Sea

大中型气田的天然气成因几乎都是煤成气和原油裂解气, 而渤海湾盆地没有大规模煤系烃源岩, 地层温度也达不到原油裂解程度, 湖相泥岩生气潜力一直是制约天然气勘探的关键问题。经过

60 余年的勘探, 渤海湾盆地只找到文留、柳泉、板桥、锦州 20-2 和兴隆台等中小型气田<sup>[1-2]</sup>, 特别是新构造断裂活动性强, 更不利于天然气聚集和保存。针对这些难题, 通过天然气烃源岩热演化、产

气率和封盖条件的研究和勘探实践,在传统油气勘探的禁区——古老的太古界变质岩深层找到了全球最大的整装潜山凝析气田 BZ19-6<sup>[3-6]</sup>。该凝析气田探明地质储量中,天然气超过 1 千亿方、凝析油超过 1 亿吨,发现三级地质储量 8 亿吨油当量。该大型气田的发现不仅改变了渤海湾盆地没有大型气田的油气工业历史,也实现了湖相泥质烃源岩油型盆地中找大气田的历史性跨越。

# 1 渤海海域盆地形成与演化

## 1.1 基底结构与盆地成因

华北克拉通岩石圈形成于 27~25 亿年前的太古代,中生代以来岩石圈地幔强烈伸展—薄化作用控制着盆地的沉积。渤海海域是发育在华北克拉通东部边缘的新生代断陷盆地,东邻胶辽断隆、西临黄骅拗陷、北与下辽河拗陷相连、南与济阳拗陷相接(图 1b),是渤海湾盆地沉积中心、沉降中心从周边陆区向渤海海域构造迁移的归属,它决定了渤中凹陷油气成藏的特殊性<sup>[2,7-9]</sup>。

新生代,华北克拉通东部岩石圈厚度从周边陆

区的 150~200 km 减薄至渤中凹陷的 30 km 左右<sup>[10]</sup>。随着地壳减薄与裂陷,地幔物质上涌,伴随着大规模岩浆活动,渤中凹陷出现高热流、高地温。太平洋板块斜向俯冲引起的走滑剪切作用是渤海海域新生代盆地发育的又一动力源<sup>[11]</sup>,当俯冲方向与先存郯庐断裂呈锐夹角时,郯庐断裂发生右旋走滑活动。右旋走滑伴生的拉分伸展和岩石圈减薄伸展共同控制渤海海域的沉降和沉积,形成由两支大型右旋走滑断裂带夹持的、具有拉分性质的沉降区<sup>[12]</sup>。走滑构造和伸展作用共同构成了渤海海域新生代断陷盆地形成与演化的主要动力机制。

## 1.2 层序结构与沉积充填

古近纪,地幔物质上涌,岩石圈局部隆起而向两侧伸展,地壳浅层断陷,形成以正断层为主的基底断裂,渤海湾盆地开始在前裂谷期基底上接受沉积。新近纪,由岩石圈热衰减作用控制热沉降期拗陷盆地,形成了古近纪断陷层序和新近纪拗陷层序 2 套构造层序。新生代渤海湾海域又可进一步划分为 3 个构造演化阶段:(1)始新统孔店组—沙河街组三段沉积期的 I 期伸展裂陷、沙河街组沙—

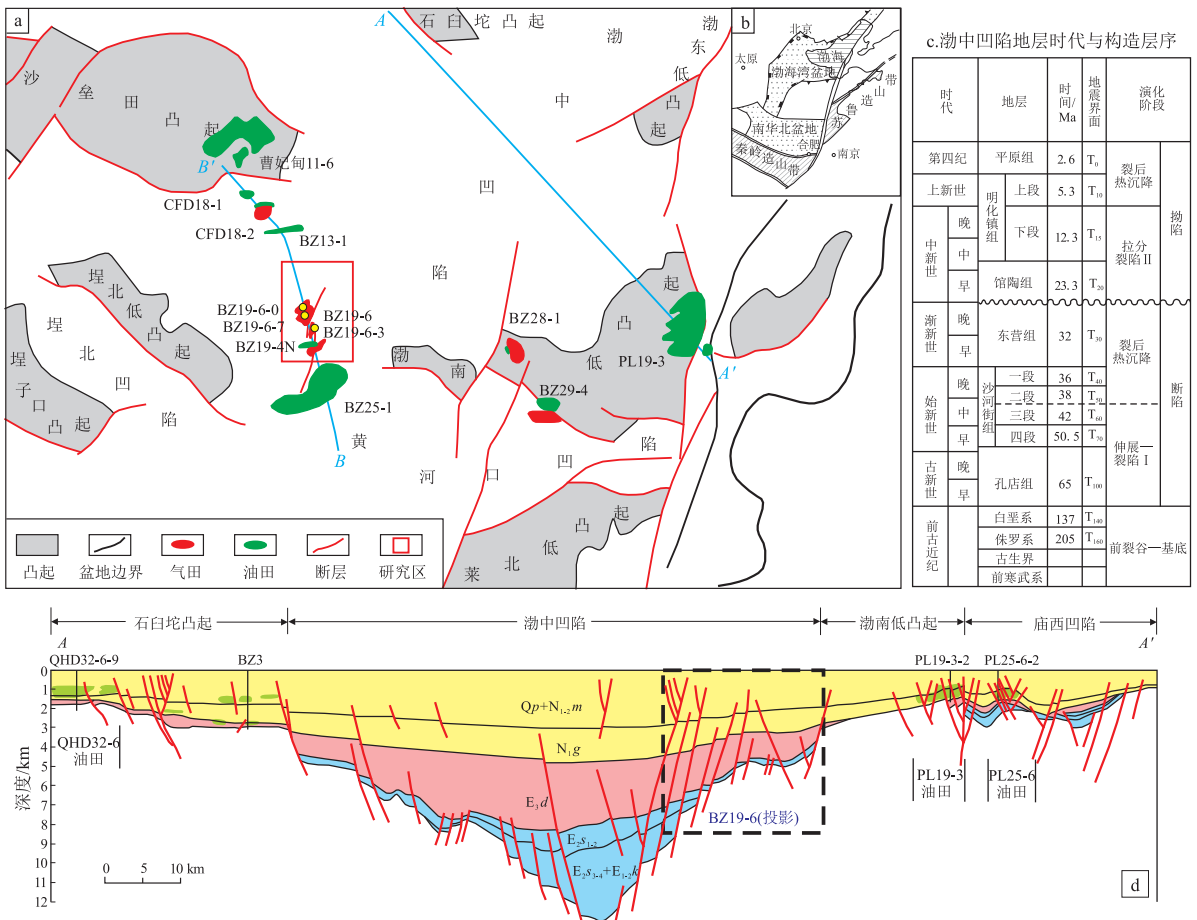


图 1 渤海湾盆地渤中凹陷平面及剖面结构

Fig.1 Plane and section structure of Bozhong Sag, Bohai Bay Basin

沙二段沉积期的裂后热沉降拗陷;(2)渐新统东营组沉积期的Ⅱ期拉分裂陷、馆陶组—明化镇组下段沉积期的裂后热沉降拗陷;(3)明上段沉积以来的新构造活动阶段(图 1c)。

始新统孔店组—沙三段沉积期,属Ⅰ期裂陷,强裂陷区开始主要分布在渤海湾盆地周边燕山—太行山山前及隆起区边缘,沉积充填物较粗,常以红色、杂色冲积扇为主,沉积范围较局限;沙四段沉积时期裂陷沉降范围有所扩展,出现湖相沉积,形成了较厚的暗色湖相泥页岩,成为重要烃源岩;沙三段沉积时期是主裂陷沉降期,各凹陷沉降幅度和沉积面积逐步扩大,沉积速率加大,各凹陷都接受了巨厚的半深湖—深湖相沉积,发育暗色泥岩、页岩等主要优质烃源岩。沙二—沙一段沉积时期,渤海海域出现不同程度的湖盆抬升萎缩期,早期以滨浅湖相、扇三角洲相等粗粒碎屑岩沉积为主,成为油气藏主要储层;后期受构造、气候等因素影响,沉积水体加深,出现半深湖相泥岩、灰泥岩沉积,发育重要的湖相烃源岩。渐新世东营期发生Ⅱ期裂陷,裂陷活动加强,湖盆扩大加深,出现半深湖—深湖相沉积,发育了最主要的、区域性的暗色泥岩,是区内优质烃源岩和封盖层;盆地中央各凹陷,受走滑断裂影响,沉积沉降加剧,渤中凹陷接受了巨厚的湖相—三角洲相沉积;盆地边缘的凹陷,随着控凹断裂活动减弱,沉降幅度减小,湖盆萎缩,出现河流—三角洲—沼泽相沉积,厚度较薄;渐新世末,盆地结束了断陷期,整个盆地抬升,接受剥蚀夷平发育不整合面,古近纪的凸凹相间的结构逐步消失。新近系馆陶组—明下段沉积期,盆地开始裂后热沉降,整个盆地进入相对统一、开阔的拗陷沉降期,由于远离物源补给区,以滨、浅湖相浅水三角洲沉积为主,盆地沉积中心、沉降中心持续由周缘向渤中凹陷转移,渤中凹陷处于快速沉降和沉积中心区,沉积最厚的地层达 4 km。明上段沉积期以来,渤海海域发生强烈的新构造活动,渤中凹陷接受统一的继承性沉积,同时发育密集、位移量不大的走滑断裂和正断层(图 1d)。

### 1.3 盆地构造演化与结构

古近纪,孔店组—沙三段沉积期断陷沉降主要发生在渤中凹陷周边地区,从东营组沉积期开始构造沉降中心明显向渤中迁移。裂陷Ⅰ幕,沿着北北东—北东向断裂和北西—北北西向断裂形成一系列断陷湖盆;沙三段沉积期多个孤立小湖盆相互联合成较大的断陷湖盆,裂陷Ⅰ幕后期顶部为广泛的平行不整合和微角度不整合。渐新世裂陷Ⅱ幕,邻

庐断裂带右行走滑加强,地幔上拱的主动伸展与邻庐断裂右旋走滑拉分共同作用促使渤中凹陷沉降,沉降速率与幅度显著增大,渤中凹陷沉积地层厚度超过 3 500 m;渐新世末期裂陷作用基本结束,区域性隆升使古近系遭到不同程度的剥蚀,形成区域性的不整合面。

新近纪以来,整个渤海湾盆地由断陷转为拗陷阶段。随着拗陷作用的持续进行,渤海湾盆地的沉积中心收敛至渤中凹陷。渤中凹陷成为渤海海域盆地的主体,处于北东向邻庐右旋走滑断裂和北西向张家口—蓬莱、秦皇岛—旅顺左旋走滑断裂的交会处,盆缘及浅层断裂密集发育(图 1d)。

## 2 渤中凹陷烃源岩特征及成烃演化

渤中凹陷沙河街组、东营组的湖相暗色泥岩厚度大、有机质含量高,是主要的油型烃源岩。渤中凹陷是华北克拉通新生代以来的沉降沉积中心,特别是东营组沉积以来基底构造沉降速率大,沉积了巨厚东营组,凹陷中心基底最大埋深已超过万米(图 1d)。明上段开始沉积以来(5.1 Ma),渤中凹陷沉降速率高达 320 m/Ma,快速沉降—沉积也使得渤中凹陷烃源岩在晚期快速热演化,熟化速率(单位地质时间内  $R_0$  值增量)可达 0.41%/Ma,正是这一特征导致了湖相泥质烃源岩大量生成天然气,位于渤中凹陷西南部的 BZ19-6 潜山构造才得以形成大型天然气藏。

### 2.1 烃源岩特征与热演化

渤中凹陷西南区沙河街组与东营组地层厚度大, BZ25-1 构造钻井揭示暗色泥岩厚度达 667 m,有机质类型为混合型(Ⅱ),以富油型(Ⅰ—Ⅱ<sub>1</sub>)生烃母质为主,而且沙河街组烃源岩类型整体优于东营组(图 2a)。BZ19-6 潜山上覆的东营组与沙河街组暗色泥岩厚度大,有机质丰度高,有机质类型也为混合型,且已经成熟生烃,可为潜山提供一定的油气源及封盖条件。从暗色泥岩厚度平面分布来看,沙三段厚度在 BZ19-6 潜山构造周边洼陷区超过 600 m,是渤中凹陷最主要的优质烃源岩;沙一段暗色泥岩仅局部地区分布,厚度较薄,在 100 m 左右,是好—优质烃源岩;东营组暗色泥岩分布较广, BZ19-6 地区厚达 400 m,为差—中等烃源岩(图 2b)。

渤中凹陷是现今埋深最大、地温最高的地区,凹陷中心部位沙三段烃源岩  $R_0$  可达 2.0% 以上,进入过成熟阶段;沙一段烃源岩成熟度较沙三段整体偏低,但在 BZ19-6 潜山周边洼陷区已进入成熟—

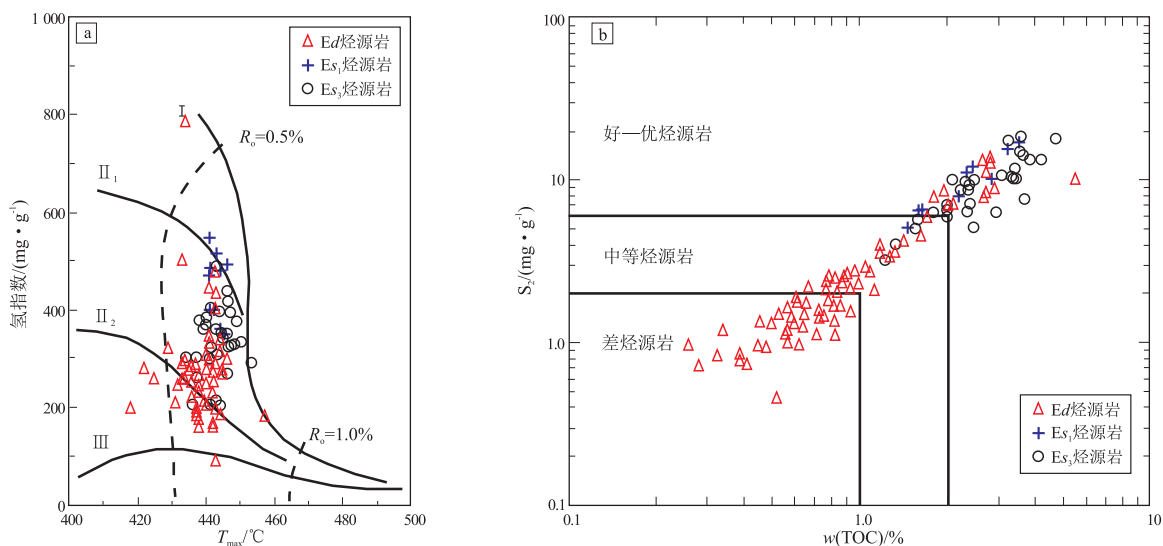


图2 渤海湾盆地渤中凹陷 BZ19-6 构造烃源岩有机地球化学特征

Fig.2 Organic geochemical characteristics of source rocks in BZ19-6 structure in Bozhong Sag, Bohai Bay Basin

高成熟热演化阶段,可为潜山圈闭提供油气来源,原油对比证实油气源主要为沙河街组的混源;东营组在潜山地区分布广泛,进入成熟生油阶段,部分地区对油气成藏有贡献<sup>[5]</sup>。

### 2.2 烃源岩生烃热模拟实验

渤海海域古近系烃源岩的黄金管封闭体系模拟实验表明,在  $R_o$  约为 0.6% 时开始生成天然气,在热演化程度稍高时,生油总量降低,主要是正常油向轻质油转化,出现原油伴生气<sup>[13]</sup>。当  $R_o > 1.3%$  时,轻质油开始裂解,为热裂解生湿气阶段,干酪根大量裂解生气(图 3a)。因此,将轻质油产率的最大峰值( $R_o$  约为 1.3%)前所对应气体视为干酪根裂解气(即原油伴生气),东三段、沙一段、沙三段 3 套烃源岩热模拟实验获得的最大原油伴生气产率平均值分别为 126, 139, 116 mL/g。

烃源岩的黄金管模拟实验中分别测定了不同温度点的油与气的累积产率,根据前面伴生气与裂

解气分析,  $R_o > 1.3%$  以后主要是烃源岩裂解气与原油裂解气,根据实验结果计算了各成熟度对应的气油比值(GOR)。从拟合的气油比值与成熟度曲线(图 3b)可知,随着成熟度增加,GOR 值增大,  $R_o < 1.0%$  以前 GOR 值增加得较慢。  $R_o$  在 1.0%~1.3% 之间, GOR 显著增大,累积生油量达最大值,表示这一阶段生成了更多的天然气,这与前文所述的  $R_o = 1.3%$  时为伴生气高气峰结论一致。当  $R_o > 1.3%$  以后, GOR 值增加幅度更大,揭示了油裂解气贡献多。当  $R_o = 1.0%$  时, GOR 值为 0.25(气油比为 1:4),  $R_o = 1.3%$  时, GOR 值为 0.5(气油比为 1:2),而渤中凹陷现今烃源岩热演化程度普遍达到 1.3%,说明古近系 3 套烃源岩具有高的生气潜力。

### 2.3 大型气田的气源条件

从烃源岩分布及热演化特征可知,渤中凹陷深层具有多生烃灶、多烃源的供烃条件,油气成因可能具有混源特征。BZ19-6 原油具有相对高的

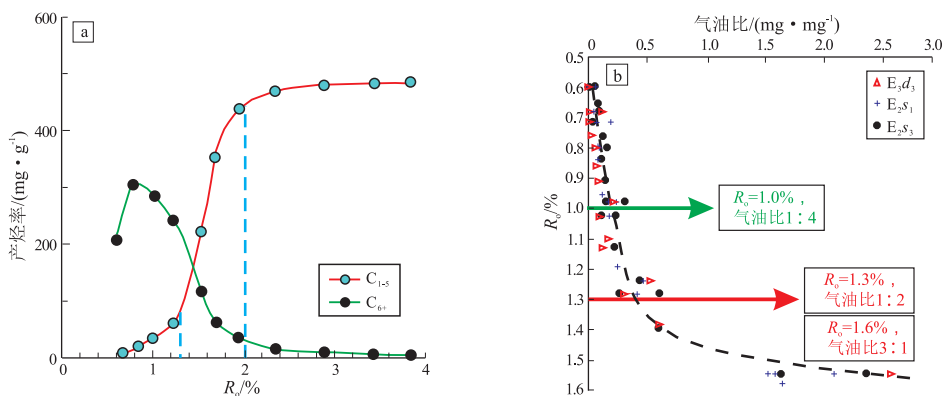


图3 渤海湾盆地渤中凹陷烃源岩产气率模型(a)与烃源岩生气模型(b)

Fig.3 Gas generation rate (a) and GOR (b) models of source rocks in Bozhong Sag, Bohai Bay Basin



$C_{19}/C_{23}$ 三环萜比值,相对低的  $C_{24}$ 四环萜/ $C_{26}$ 三环萜比值,考虑到  $C_{19}/C_{23}$ 三环萜比值受成熟度影响较大,即随成熟度增加,该参数值会增大,因此 BZ19-6 原油高  $C_{19}/C_{23}$ 三环萜比值可能指示着高的原油成熟度(图 4a)。伽马蜡烷/ $C_{30}$ 藿烷(G/H)与4-甲基萜烷/ $C_{29}$ 萜烷是表征渤海海域沙河街组油源差异的有效生源参数,BZ19-4N 原油主要与沙一段烃源岩特征相吻合,也有少部分原油与沙三段烃源岩特征吻合(图 4b)。考虑到沙河街组烃源岩成熟度较高,标志化合物浓度可能含量很低,尽管生源参数主要表现为沙一段烃源岩特征,可能与上覆沙一段烃源岩生成原油成熟度相对低、生物标志化合物浓度高有关。BZ19-6 毗邻沙河街组烃源岩已进入高成熟阶段,油气主要来自沙三段与沙一段烃源岩,为近源充注。

据生气量计算渤中凹陷古近系沙河街组和东营组烃源岩的总生气强度可达  $(50 \sim 200) \times 10^8$

$m^3/km^2$ ,根据前人提出生气强度大于  $20 \times 10^8 m^3/km^2$  是形成大中型气田应具备的气源条件<sup>[14]</sup>,渤中地区具备形成大中型气田的气源条件。渤中凹陷烃源岩在时间上具有晚期快速生气的特征(图 5a)。5.1 Ma 之前烃源岩主要处于生油阶段,累积生气量仅占 16.6%,生气面积为 1 600  $km^2$ ;5.1 Ma 以来烃源岩快速熟化进入大量生气阶段,累积生气量占 83.4%,生气面积为 3 980  $km^2$ (图 5b,c)。渤中凹陷天然气生成主要集中在 5.1 Ma 以来。

渤中凹陷的生烃环境是一个边生烃边排烃的半开放体系,排油效率低,天然气产率高。按 80% 的排油效率计算,渤中凹陷总生气量  $30 \times 10^{12} m^3$ 。沙三段是渤中凹陷的主力生气层,生气量为  $15 \times 10^{12} m^3$ ,该层生气量占凹陷总生气量的 50%;沙一段和东三段的生气量分别为  $6 \times 10^{12} m^3$  和  $4 \times 10^{12} m^3$ ;东二下段生气量为  $3 \times 10^{12} m^3$ ;沙四段生气量为  $2 \times 10^{12} m^3$ 。

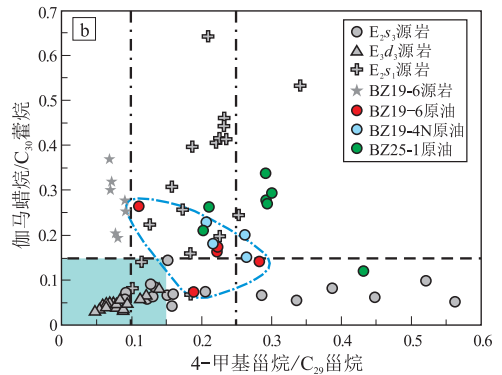
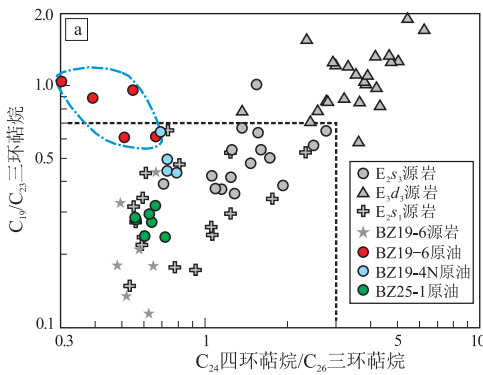


图 4 渤海湾盆地渤中凹陷 BZ19-6 凝析气藏原油的生源参数组成及油源划分

Fig.4 Biomarkers and classification of oil sources in BZ19-6 condensate gas field, Bozhong Sag, Bohai Bay Basin

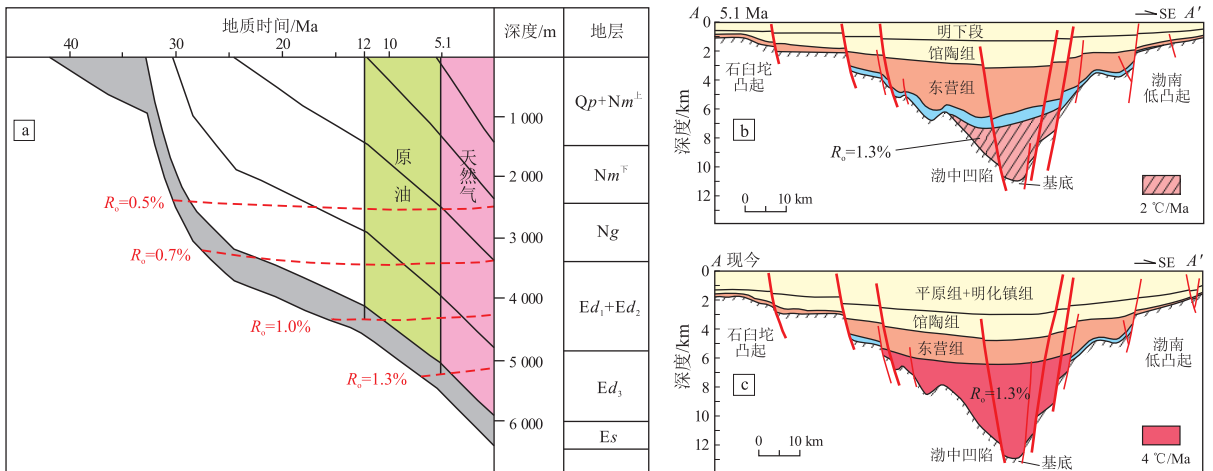


图 5 渤海湾盆地渤中烃源岩热演化史(a)与 5.1 Ma 前后生气面积变化(b,c) 剖面位置见图 1a 的 A-A'。

Fig.5 Thermal evolution history of source rocks (a) and changes in gas generation area around 5.1 Ma (b,c) in Bozhong Sag, Bohai Bay Basin

### 3 天然气成藏的封盖条件

由于晚期(约 5.1 Ma)新构造活动强烈,渤中凹陷新近系断层密集发育,成为油气从深部烃源岩和油气藏向浅层运移的通道,在浅层新近系形成了大量油田(图 1d)。构造活动也使得天然气难以保存,同时又没有区域性膏盐岩盖层,在构造活跃的渤海海域寻找大型气田是个难题<sup>[1-2]</sup>。

#### 3.1 BZ19-6 构造的油气包裹体特征

综合考虑烃源岩生排烃史、包裹体产状和荧光颜色、包裹体均一温度、储层温压状态等因素<sup>[15-16]</sup>,以便客观认识 BZ19-6 潜山凝析气藏的气充注历史。选取 BZ19-6-1、BZ19-6-3、BZ19-6-7、BZ19-6-10 等井的古近系孔店组砂岩、太古界潜山花岗岩的岩心样品 20 余块进行流体包裹体分析,并结合前文述及的构造演化史和烃源岩热演化史综合确定生油、生气时间和油气充注史。

根据烃类包裹体中气液相比比例,包裹体可分为液态、气液两相、气态 3 种烃包裹体。液态烃包裹体有机相主要是由液态烃、或少量沥青+液态烃组成,不含独立相的气态烃或气态烃含量不高于 5%。这类包裹体在研究区占有一定数量,在单偏光镜下主要呈棕褐色、黄褐色、灰黄色及浅黄色。该地区透射光镜下带有褐色的有机包裹体通常是早期生油时捕获形成的一些重质油类,单偏光下呈褐色(图 6a,d)。透射光镜下带黄色的液态烃类有

机包裹体在本区一般是重质油裂解形成的轻质油及后期捕获的相对高成熟的凝析油,在蓝光激发下主要呈黄绿色和蓝白色(图 6b,c)。气态烃类包裹体有机相由气态烃、液态烃组成,个别还含少量沥青,在蓝光激发下一般无荧光显示,极少数呈弱荧光。气态烃类包裹体在本区占有绝对数量,主要产于石英、长石等矿物微裂缝中,颗粒直径较大者达 10  $\mu\text{m}$ 。

原油在紫外光激发下发射出不同强度和颜色的荧光,这与原油中芳烃的成熟度有一定关系。通常情况下随着成熟度增加,饱和烃与芳烃比值增加,荧光颜色依次变化:红色→橙色→黄色→绿色→蓝色→亮蓝色,即发生蓝移<sup>[17]</sup>。研究区不同成熟度的原油呈现黄色、黄绿色、亮蓝色等荧光,说明发生了不同期次原油持续充注,大量气态烃包裹体的存在揭示早期油—晚期气持续充注的过程。

#### 3.2 BZ19-6 潜山油气充注史

与烃类包裹体共生的盐水包裹体的均一温度可代表油气充注时的古地温,测试结果显示 BZ19-6-3 井古近系孔店组砂砾岩储层包裹体均一温度主要分布在 90~180  $^{\circ}\text{C}$  之间,并呈双峰型分布,与油包裹体共生的盐水包裹体均一温度分布在 90~160  $^{\circ}\text{C}$  之间,与气包裹体共生的盐水包裹体均一温度分布在 140~180  $^{\circ}\text{C}$  之间。均一温度分布特征表明早油晚气的连续充注过程,结合埋藏史揭示原油主成藏期为 12~5.1 Ma,天然气主成藏期为 5.1 Ma

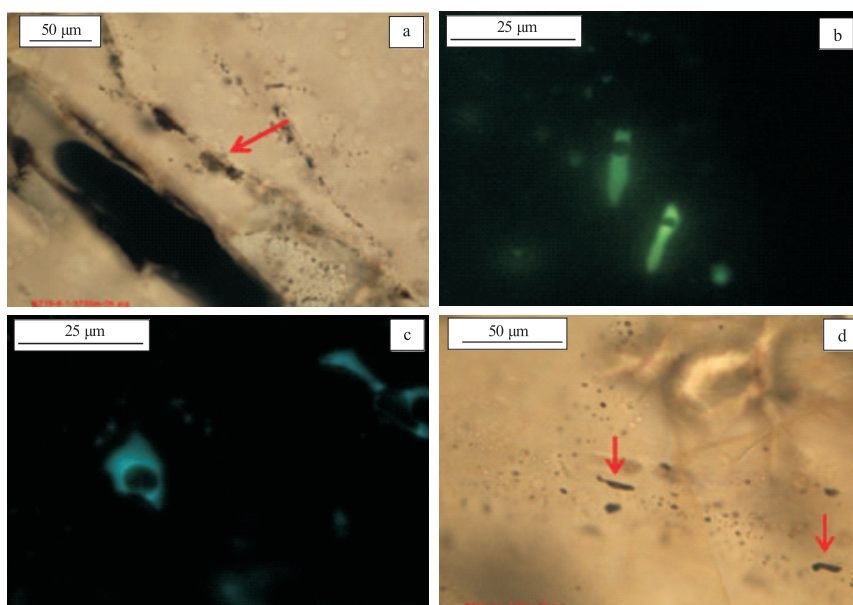


图 6 渤海湾盆地渤中凹陷 BZ19-6 凝析气藏原油及气包裹体镜下显微特征

a. BZ19-6-1 井, 3 735 m, 褐色重质油包裹体, 单偏光; b. BZ19-6-1 井, 3 735 m, 黄绿色轻质油包裹体, 荧光;  
c. BZ19-6-1 井, 3 735 m, 蓝白色轻质油包裹体, 荧光; d. BZ19-6-1 井, 4 106 m, 灰色天然气包裹体, 单偏光

以来(图 5a)。

通常只要储层发生了油气充注,就会留下油气包裹体的痕迹,原油包裹体丰度可以判别古油气藏的充满度。 $GOI$  指标正是这种痕迹的表征<sup>[18]</sup>,  $GOI = \text{含油气包裹体矿物颗粒数} \times 100\% / \text{总矿物颗粒数}$ ,一般  $GOI$  值大于 5% 的储集层为油藏,介于 1%~5% 之间代表储集层中发生过油气运移,小于 1% 就没有成藏意义; $GOI$  数据显示水层与油层存在明显的数量级差别,应用该指标可以确定油气藏形成与否及油气运聚的最大范围<sup>[19]</sup>。在显微镜下对 BZ19-6-3 井古近系孔店组、BZ19-6-7 井太古界潜山储层岩石薄片进行扫描,任选大于 30 个覆盖区域为  $625 \mu\text{m}^2$  的视域,分别统计出这些视域内所有包含的含油气包裹体的矿物颗粒数目和总矿物颗粒数目,观察每个视域十字丝正下方的颗粒,看是否含有油气包裹体并进行记录,最终统计出  $GOI$ 。通过对 3 个不同深度域的  $GOI$  数据统计,显示研究区油气包裹体矿物颗粒指数  $GOI$  分布在 84%~95% 之间,远高于油藏  $GOI$  值范围,说明储层油气充满度高。单个矿物颗粒显微镜下的油气包裹体丰度也较高,流体包裹体中存在大量含油包裹体及含气包裹体。较高的油气包裹体矿物颗粒指数及油气包裹体丰度显示渤中 BZ19-6 潜山具有较强的油气充注特征。

### 3.3 天然气藏超压封闭保存条件

渤海海域新构造活跃,受控于断层的活动性与封闭性,发现的油藏大部分在浅层新近系馆陶组与

明化镇组<sup>[8]</sup>;天然气分子小易散失,气藏对封盖条件要求更加严格<sup>[20]</sup>。

渤中凹陷古近纪处于强烈断陷期,沙河街组、东三亚段、东二下亚段以半深湖—深湖相为主,沉积的泥岩质纯、泥质含量高、厚度大、分布广,从研究区南部 BZ25-1 油气藏、BZ19-6 构造,直到北部 CFD18-1 油气藏,泥岩厚度最小为 250 m,最厚的超过 1 200 m,巨厚泥岩盖层从北到南稳定连续分布,是渤中凹陷 BZ19-6 潜山的区域盖层(图 7)。巨厚盖层对 BZ19-6 构造天然气的大规模富集成藏十分有利。厚层泥岩盖层分布稳定,不容易被小断层错断或断穿、不容易形成连通的微裂缝;更加关键的是厚层泥岩易于形成超高压封闭。渤中凹陷发育密集的“y”字形断层,正是因为 BZ19-6 潜山盖层厚度大且连续分布,才不被小断层错断或断穿,断面容易被泥岩涂抹而封闭(图 7)。

盖层超压是封闭天然气的有利因素,超压泥岩盖层内的异常孔隙流体压力,明显高于下伏储集层孔隙流体压力,形成向下的孔隙流体压力差,阻止流体向上运移,形成对油气的压力封闭<sup>[21]</sup>。超压泥岩盖层内异常孔隙流体压力越大,形成的向下的压力差就越大,压力封闭油气的能力就越强。渤中凹陷是渤海湾盆地的沉降与沉积中心,古近系沙三段至东三亚段沉积时期为强烈断陷期,沉积速率高,沙三亚段为 512 m/Ma,东营组为 520 m/Ma。大套泥岩快速沉积,且又处于大量生烃阶段,致使凹陷内普遍欠压实而形成异常高压。根据等效深

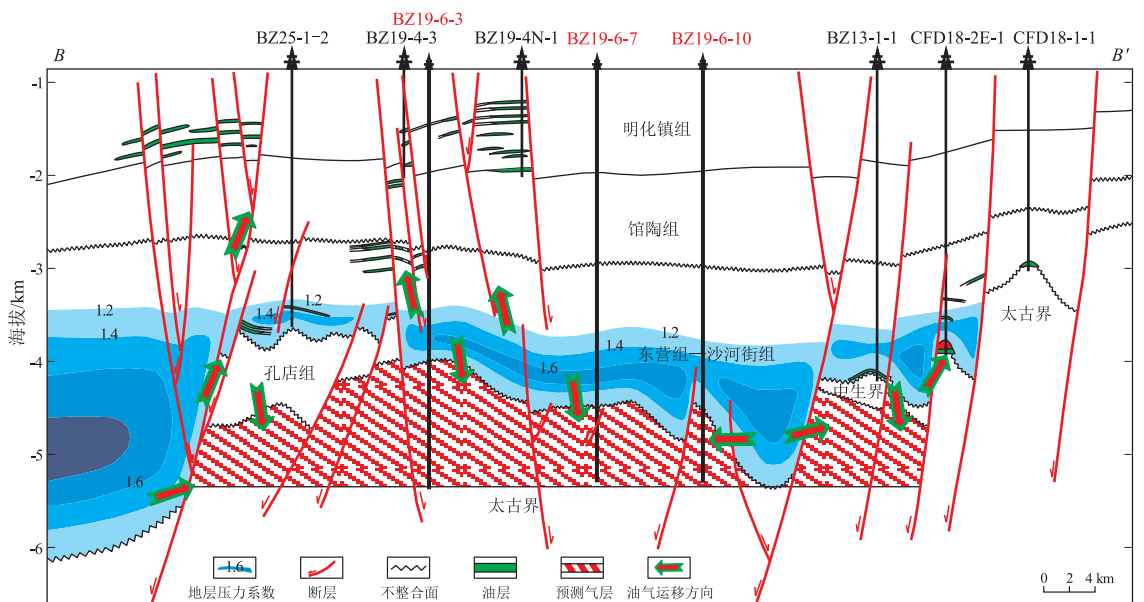


图 7 渤海湾盆地渤中凹陷 BZ19-6 凝析气藏南北向剖面  
剖面位置见图 1a B-B'。

Fig. 7 North-south section of BZ19-6 condensate gas field in Bozhong Sag, Bohai Bay Basin



度法<sup>[22]</sup>计算 BZ19-6 构造的泥岩孔隙流体压力,在 3~4 km 深度范围内地层孔隙流体压力值分布在 30~60 MPa,地层压力系数介于 1.0~1.6,从东营组泥岩开始存在一个高压异常带(图 7)。压力系数 1.3 的欠压实泥岩依靠异常孔隙流体压力可以封盖的气柱高度为 737 m,是靠毛细管阻力封闭气柱高度的 11 倍<sup>[23]</sup>。储层压力测试数据显示渤中凹陷沙河街组压力系数在 1.6 以上,BZ19-6 潜山构造压力系数 1.2 左右,研究区盖层与储层之间的剩余压力分布范围为 13~26 MPa,平均值为 21 MPa。理论计算的封盖气柱高度远大于研究区气藏的气柱高度,这表明 BZ19-6 构造区盖层超压可以对太古界花岗岩潜山储层中上千米的气柱高度进行有效封盖。BZ19-6 构造区从 3 km 开始在泥岩中发育超压,其烃源岩最大成熟度  $R_o$  值为 1.3%,处于大量热裂解生湿气阶段,增加了盖层中的孔隙流体压力。泥岩中强超压也弱化了构造活跃区泥岩中裂缝的形成,异常高压作用在断层面上使其断层面紧密程度更高,这两方面的作用叠加增加了断层的封闭性,利于天然气的保存。

#### 4 BZ19-6 潜山大型凝析气藏成藏模式

渤海湾盆地为油型盆地,烃源岩以生油为主,但渤中凹陷 5.1 Ma 以来的快速沉降导致渤中凹陷混合型生烃母质的烃源岩晚期快速高强度生气;渤中凹陷烃源岩早期以生油为主,深层圈闭在 12~5.1 Ma 期间充满原油,5.1 Ma 以来烃源岩进入晚期快速生气阶段,烃源岩因生烃引起的超压压力系数可达 1.6 以上。

BZ19-6 构造位于渤中凹陷西南部,是一个被渤中凹陷、沙南凹陷和黄河口凹陷包围的环带状潜山构造,整体上具有统一的背斜形态,受多组基底断层的切割。BZ19-6 构造整体表现为被走滑断层及其派生断层复杂化的断块构造,呈“洼中隆”的构造格局。太古界构造主体南高北低,形态完整,圈闭面积较大,闭合幅度高,断裂发育。BZ19-6 潜山储层主要由太古界变质岩、部分岩浆岩侵入体及顶部被覆砂砾岩组成,形成了以裂缝为主,孔缝并存的双孔介质储层<sup>[3-5]</sup>。

BZ19-6 凝析气田成藏过程为:中新世中期—上新世早期(12~5.1 Ma)烃源岩广泛处于大量生油阶段,在太古界变质岩潜山储层和孔店组砂砾岩储层中形成油田;随着新构造运动(5.1 Ma)发展,部分深层原油随断层运移至浅层新近系成藏,形成 BZ19-4 中型油田;上新世以来(5.1 Ma 至今)烃源

岩处于高一过成熟阶段,天然气大量生成并充注,对先期深层油藏形成气侵,在短时间内油藏转变为凝析气藏(图 7),因此,BZ19-6 深埋潜山大型凝析气田的形成受控于聚散动平衡机制。潜山顶部和砂砾岩见到较多的油质沥青,沥青等效镜质体反射率介于 1.3%~1.6%之间,反映了气侵成因。天然气充注成藏模式包含天然气沿边界断层进入圈闭成藏、沿砂体与不整合面侧向进入圈闭成藏和超压驱动上生下储 3 种方式;5.1 Ma 形成的超压巨厚泥岩盖层提供了强封闭条件(图 7)。

BZ19-6 潜山构造由于多源高强度生气、近源快速强充注、厚层泥岩超压封盖,所以形成大型高丰度凝析气藏。这显示在油型盆地快速成烃背景下,初次裂解气发育阶段的油气藏在深埋过程中也能形成大型气藏;巨厚的区域性超压泥岩,不仅防止了成藏后天然气向上散失,也可作为优质烃源岩为天然气运移提供超压动力;渤中凹陷 BZ19-6 成藏模式的认识为油型盆地寻找天然气田开辟了新的思路,不仅指导了渤海海域进一步的天然气勘探,也为近年来南海海域潜山天然气勘探发现提供了理论依据。BZ19-6 凝析气田的发现,突破了富油型盆地难以寻找大气田的认识,凝析气藏的烃源条件、保存条件及成藏模式对深层潜山和活动断裂带天然气勘探具有重要的理论价值和实践意义。

#### 参考文献:

- [1] 朱伟林,葛建党.渤海海域天然气勘探前景分析[J].石油学报,2001,22(2):8-13.  
ZHU Weilin, GE Jiandang. Gas exploration potential in offshore Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(2): 8-13.
- [2] 朱伟林,米立军,龚再升.渤海海域油气成藏与勘探[M].北京:科学出版社,2009.  
ZHU Weilin, MI Lijun, GONG Zaisheng. Hydrocarbon accumulation and exploration offshore Bohai Bay Basin[M]. Beijing: Science Press, 2009.
- [3] 谢玉洪,高阳东.中国海油近期国内勘探进展与勘探方向[J].中国石油勘探,2020,25(1):20-30.  
XIE Yuhong, GAO Yangdong. Recent domestic exploration progress and direction of CNOOC[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 20-30.
- [4] 施和生,王清斌,王军,等.渤中凹陷深层渤中 19-6 构造大型凝析气田的发现及勘探意义[J].中国石油勘探,2019,24(1):36-45.  
SHI Hesheng, WANG Qingbin, WANG Jun, et al. Discovery and exploration significance of large condensate gas fields in BZ19-6 structure in deep Bozhong Sag[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(1): 36-45.
- [5] 周心怀,张如才,李慧勇,等.渤海湾盆地渤中凹陷深埋古潜



- 山天然气成藏主控因素探讨[J].中国石油大学学报(自然科学版),2017,41(1):42-50.
- ZHOU Xinhui, ZHANG Rucai, LI Huiyong, et al. Major controls on natural gas accumulations in deep-buried hills in Bozhong Depression, Bohai Bay Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(1):42-50.
- [6] 邓运华.渤海大中型潜山油气田形成机理与勘探实践[J].石油学报,2015,36(3):253-261.
- DENG Yunhua. Formation mechanism and exploration practice of large-medium buried-hill oil fields in Bohai Sea[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(3):253-261.
- [7] 夏庆龙,田立新,周心怀,等.渤海海域构造形成演化与变形机制[M].北京:石油工业出版社,2012.
- XIA Qinglong, TIAN Lixin, ZHOU Xinhui, et al. The structural evolution and deformation mechanism in Bohai Bay[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.
- [8] 龚再升,王国纯.渤海新构造运动控制晚期油气成藏[J].石油学报,2001,22(2):1-7.
- GONG Zaisheng, WANG Guochun. Neotectonism and late hydrocarbon accumulation in Bohai Sea[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(2):1-7.
- [9] 李三忠,索艳慧,戴黎明,等.渤海湾盆地形成与华北克拉通破坏[J].地学前缘,2010,17(4):64-89.
- LI Sanzhong, SUO Yanhui, DAI Liming, et al. Development of the Bohai Bay Basin and destruction of the North China Craton[J]. Earth Science Frontiers, 2010, 17(4):64-89.
- [10] 赵利,李理.渤海湾盆地晚中生代以来伸展模式及动力学机制[J].中国地质,2016,43(2):470-485.
- ZHAO Li, LI Li. The extensional pattern and dynamics of Bohai Bay Basin in Late Mesozoic-Cenozoic[J]. Geology in China, 2016, 43(2):470-485.
- [11] MOORE G W. Plate-tectonic evolution of the Circum-Pacific region[A]//1989 AAAS Annual Meeting; 155th National Meeting. AAAS Publication, 1988:155,27.
- [12] XU Jawei, ZHU Guang, TONG Weixing, et al. Formation and evolution of the Tancheng-Lujiang wrench fault system; a major shear system to the northwest of the Pacific Ocean[J]. Tectonophysics, 1987, 134(4):273-310.
- [13] 王军,王清斌,王飞龙,等.渤海海域渤中地区烃源岩封闭金管热解模拟生烃实验研究[J].石油实验地质,2017,39(3):423-430.
- WANG Jun, WANG Qingbin, WANG Feilong, et al. Gold tube pyrolysis study of source rock hydrocarbon generation in Bozhong area, offshore Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(3):423-430.
- [14] 戴金星,王庭斌,宋岩,等.中国大中型天然气田形成条件与分布规律[M].北京:地质出版社,1997.
- DAI Jinxing, WANG Tingbin, SONG Yan, et al. Formation and distribution of medium-large-sized gas fields in China[M]. Beijing: Geological Publishing House, 1997.
- [15] HAO Fang, ZHOU Xinhui, ZHU Yangming, et al. Mechanisms of petroleum accumulation in the Bozhong sub-basin, Bohai Bay Basin, China. part 1: origin and occurrence of crude oils[J]. Marine and Petroleum Geology, 2009, 26(8):1528-1542.
- [16] 岳伏生,郭彦如,马龙,等.成藏动力学系统的研究现状及发展趋势[J].地球科学进展,2003,18(1):122-126.
- YUE Fusheng, GUO Yanru, MA Long, et al. The study status and tendency of reservoir formation dynamic system[J]. Advance in Earth Sciences, 2003, 18(1):122-126.
- [17] 陈红汉.单个油包裹体显微荧光特性与热成熟度评价[J].石油学报,2014,35(3):584-590.
- CHEN Honghan. Microspectrofluorimetric characterization and thermal maturity assessment of individual oil inclusion[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(3):584-590.
- [18] EADINGTON P J, LISK M, KRIEGER F W. Identifying oil well sites; US, 5543616[P]. 1996-08-06.
- [19] 姜福杰,姜振学,庞雄奇,等.含油包裹体丰度指数确定油气运聚范围及应用[J].西南石油学院学报,2006,28(5):15-18.
- JIANG Fujie, JIANG Zhenxue, PANG Xiongqi, et al. Method of determining oil and gas migration by grains with oil inclusion and its application[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2006, 28(5):15-18.
- [20] 薛永安,刘廷海,王应斌,等.渤海海域天然气成藏主控因素与成藏模式[J].石油勘探与开发,2007,34(5):521-528.
- XUE Yong'an, LIU Tinghai, WANG Yingbin, et al. Main controlling factors and mode of natural gas accumulation in Bohai Bay area[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(5):521-528.
- [21] 付广,庞雄奇,姜振学,等.利用声波时差资料研究泥岩盖层封闭能力的方法[J].石油地球物理勘探,1996,31(4):521-528.
- FU Guang, PANG Xiongqi, JIANG Zhenxue, et al. Method for researching on mud-caprock sealing ability with the use of interval transit times[J]. Oil Geophysical Prospecting, 1996, 31(4):521-528.
- [22] MAGARA K. Compaction and migration of fluids in Miocene mudstone, Nagaoka Plain, Japan[J]. AAPG Bulletin, 1968, 52(12):2466-2501.
- [23] 刘方槐.盖层在气藏保存和破坏中的作用及其评价方法[J].天然气地球科学,1991,2(5):220-227.
- LIU Fanghui. The effect and its evaluation methods of cap formation to gas reservoir protection and destruction[J]. Natural Gas Geoscience, 1991, 2(5):220-227.