

渤海海域渤中凹陷渤中19-6深层潜山凝析气藏的 充注成藏过程

薛永安¹, 王奇², 牛成民¹, 苗全芸³, 刘梦醒², 殷杰⁴

[1. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459; 2. 中国石油大学(华东), 山东 青岛 266580;

3. 中国石油大学(北京), 北京 102249; 4. 长江大学, 湖北 武汉 430100]

摘要:综合凝析油的地球化学特征、周缘洼槽烃源岩生烃史、流体包裹体岩相学观察、均一化温度及含油包裹体的石英颗粒的频数(*GOI*), 分析了渤中19-6地区深层凝析气的来源及充注成藏过程。研究表明:潜山凝析油气的热成熟度高, 对应的烃源岩 R_o 约1.3%。轻烃、碳同位素组成与生物标志物参数分析表明凝析油气来源于油型母质, 即沙河街组烃源岩。烃类包裹体主要分布于石英微裂隙, 少量分布于加大边。液态烃类包裹体呈黄绿色及蓝白色荧光, *GOI*值高达80%, 揭示高的原油充满度。渤中19-6深层潜山凝析气藏表现为近源、早油晚气连续充注, 其中原油充注在明化镇组下段时期(12~5.1 Ma), 天然气大量充注时间为明化镇组下段沉积末期甚至更晚的时期(5.1~0 Ma)。尽管新构造运动期油气垂向调整显著, 但烃源岩快速熟化与近源强充注是构造活化区深层潜山动态富集的重要物质基础。

关键词:凝析油气来源; 油气充注历史; 渤中19-6潜山; 渤海海域; 渤海湾盆地

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

Hydrocarbon charging and accumulation of BZ 19-6 gas condensate field in deep buried hills of Bozhong Depression, Bohai Sea

Xue Yong'an¹, Wang Qi², Niu Chengmin¹, Miao Quanyun³, Liu Mengxing², Yin Jie⁴

[1. Tianjin Branch of CNOOC, Tianjin 300459, China; 2. China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China;

3. China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

4. Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China]

Abstract: The sources' charging and possible accumulation processes of hydrocarbon in the BZ 19-6 buried hill reservoirs were investigated based on analyses of the geochemistry of condensate samples, the hydrocarbon generation history of source rocks in neighboring sags, and the petrology, homogenization temperature and *GOI* values (frequency of quartz grains containing oil-bearing inclusions) of fluid inclusions. The results reveal that the gas condensate in the BZ 19-6 reservoirs is high in thermal maturity and its corresponding source rocks have R_o values approximately 1.3%. The light hydrocarbon and carbon isotopic compositions as well as biomarkers all point to oil-prone source rocks in the Shahejie Formation (Es^3 and Es^1). Most hydrocarbon inclusions are distributed in the micro-cracks of quartz, with only a few scattering at the overgrown edge. Liquid hydrocarbon inclusions have yellow-green and blue-white fluorescent, with a *GOI* value of up to 80%, indicating an almost fully-charged reservoir. The gas condensate reservoirs in the Bozhong Sag are characterized by nearby source rocks with continuous charging of early oil and late gas. The oil charging concentrated during the deposition of the Lower Minghuazhen Formation (12-5.1 Ma), and the large-scale gas charging occurred in the late stage of the Lower Minghuazhen Formation or even later (5.1-0 Ma). Despite an obvious vertical migration of oil and gas during the Neotectonic Movement, the rapid maturation of source rocks and strong near-source charging are considered to be a more important physical foundation for the dynamic hydrocarbon enrichment in deep buried hills of activation zones.

Key words: source of condensate oil and gas, charging history, BZ 19-6 buried hill, Bohai Sea, Bohai Bay Basin

收稿日期: 2020-05-05; 修订日期: 2020-08-12。

第一作者简介: 薛永安(1963—), 男, 博士, 教授级高级工程师, 海上油气勘探与管理。E-mail: xueya@cnooc.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX05024-003-008); 国家自然科学基金项目(41821002)。

渤海湾盆地为中国东部重要的含油气盆地,历经半个多世纪的勘探,发现探明石油储量 $130.5 \times 10^8 \text{ t}$, 天然气储量约 $3\,510 \times 10^8 \text{ m}^3$, 探明石油储量远高于天然气储量^[1], 是典型的油型盆地。前人认为渤海湾盆地未发现大型天然气藏的原因可能有两个方面:一是古近系烃源岩热演化程度不高(有机质类型主要为腐泥型与混合型),尚未进入大量生气阶段^[2-5];二是渤海湾盆地晚期新构造运动强烈,尤其是渤海海域新近系断层发育密度大、活动能力强,不利于天然气的保存^[6-10]。前人针对浅层新近系的大油田综合研究也揭示新构造运动对油气垂向输导与空间分布起主导作用^[7,11-12]。渤海海域已发现的天然气主要为有机成因的热成因气,且为干酪根初次裂解气,天然气的成熟度对应的镜质体反射率(R_o)值总体低于 1.3% ^[13]。而且天然气聚集主要分布于断裂活动较弱的辽东湾地区^[8]。

40多年的油气勘探表明,渤海海域的油气重大发现主要在浅层新近系中,即新构造运动控制晚期成藏^[12]。近年来,随着渤海海域深层勘探力度加大,天然气勘探首获重大突破,在渤中凹陷西南环深层

(埋深 $>3\,500 \text{ m}$) 太古宇变质岩潜山发现千亿立方米的渤中 19-6 凝析气田^[1,11]。渤中 19-6 潜山大型凝析气藏的发现在一定程度上表明,即使在构造活化区,深部储层仍具有较好的油气勘探潜力^[1,11-13]。然而,曲折的深层油气勘探历程揭示渤中地区的油气资源丰度存在高度差异。因此亟需对深层油气差异富集机理开展研究,其中晚期构造活化背景下的深层油气来源及充注过程成为亟待解决的勘探难题。本文以新发现的渤中 19-6 潜山凝析气藏为重点剖析对象,通过凝析油地球化学特征、生烃史模拟与流体包裹体观测的研究,阐明深层油气的充注成藏过程及富集机制。开展本研究对推动渤海湾盆地深层天然气勘探具有重大现实意义。

1 地质概况

渤海湾盆地是一个中-新生代叠合盆地^[14-15],盆地具有隆凹相间的构造格局,渤海海域指现今渤海湾盆地的海域部分(图 1a)。渤中 19-6 构造带位于渤

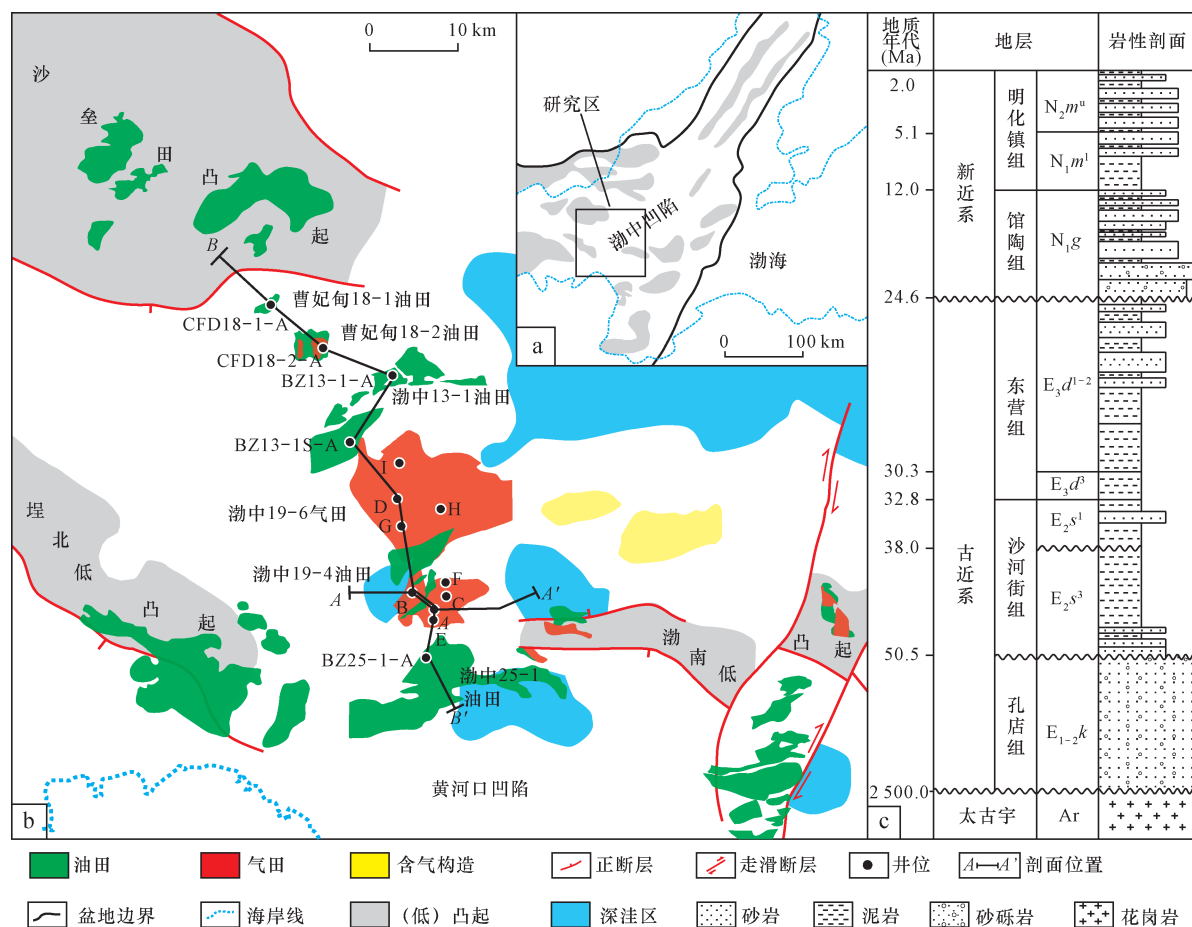


图1 渤中凹陷地理位置(a)、渤中 19-6 气田和周缘油气田构造位置(b)以及地层综合柱状图(c)

Fig. 1 Schematic diagram showing the locations of the Bozhong Depression (a), the BZ 19-6 gas condensate field and neighboring oil-gas fields (b), and the generalized stratigraphic column (c)

海海域渤中凹陷西南环(图1a),东北部为渤中凹陷主洼,东南部紧邻渤南低凸起,南部为黄河口凹陷,西部为埕北低凸起,北为沙垒田凸起。渤中19-6构造带为一近南北向的构造脊,东西两侧分别发育渤中南次洼和渤中西南次洼,具有洼中隆的构造特征。受新构造运动影响,渤中地区晚期断裂活动强烈,主要表现为浅层的原油聚集,如渤中25-1油田与渤中19-4油田。局部存在富 CO_2 的含气构造,如渤中21-2与渤中22-1含气构造(图1b)。

渤中19-6潜山地层为太古界变质岩,上覆沉积地层包括古近系孔店组($E_{1-2}k$)、沙河街组($E_{2-3}s$)、东营组(E_3d),新近系馆陶组(N_{1g})、明化镇组($N_{1-2}m$)以及第四系平原组(Qy)(图1c)。其中沙河街组三段(简称沙三段)与沙一段、东三段的暗色泥岩为研究区主力的烃源岩^[14-15]。潜山太古界变质岩及孔店组砂砾岩体为凝析气藏的主要储集层,储层为弱超压-常压。前人的研究表明,研究区广泛发育东营组(东二下亚段与东三段)厚层泥岩超压盖层,压力系数可达1.8^[14],可为天然气的富集提供良好的保存条件。从剖面图可以看出(图2),潜山储层直接与沙河街组烃源岩侧向对接,而且沙河街组烃源岩已成熟生烃,可为油气侧向充注提供了物质基础。

2 凝析油的地球化学特征与来源

2.1 原油物性

渤中19-6深层孔店组及太古界原油密度介于 $0.79 \sim 0.82 \text{ g/cm}^3$,平均为 0.81 g/cm^3 ,对应API度均值为43.23。凝析油的含蜡量范围为7.32%~20.52%,沥青质含量0.02%~3.52%,含硫量0.01%~0.037%,表现出低黏度、中等-高含蜡量、低硫与低沥青质轻质油特征(表1),说明深层原油可能具有较高的热成熟度。

2.2 原油成熟度

饱和烃生物标志化合物可以评价原油的成熟度^[20-22]。 $C_{29}\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$ 甾烷比值似乎是独立于有机质输入,常被认为是石油成熟度的有效参数^[21]。渤中19-6潜山原油的 $C_{29}\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ 甾烷比值介于0.48~0.61,尚未达到平衡值的范围;但 $C_{29}20S/(20S + 20R)$ 甾烷比值介于0.57~0.69,明显高于平衡值范围。这种甾烷成熟度参数分布特征常见于生物降解与多期充注的原油中^[16-18]。渤中19-6潜山原油密度

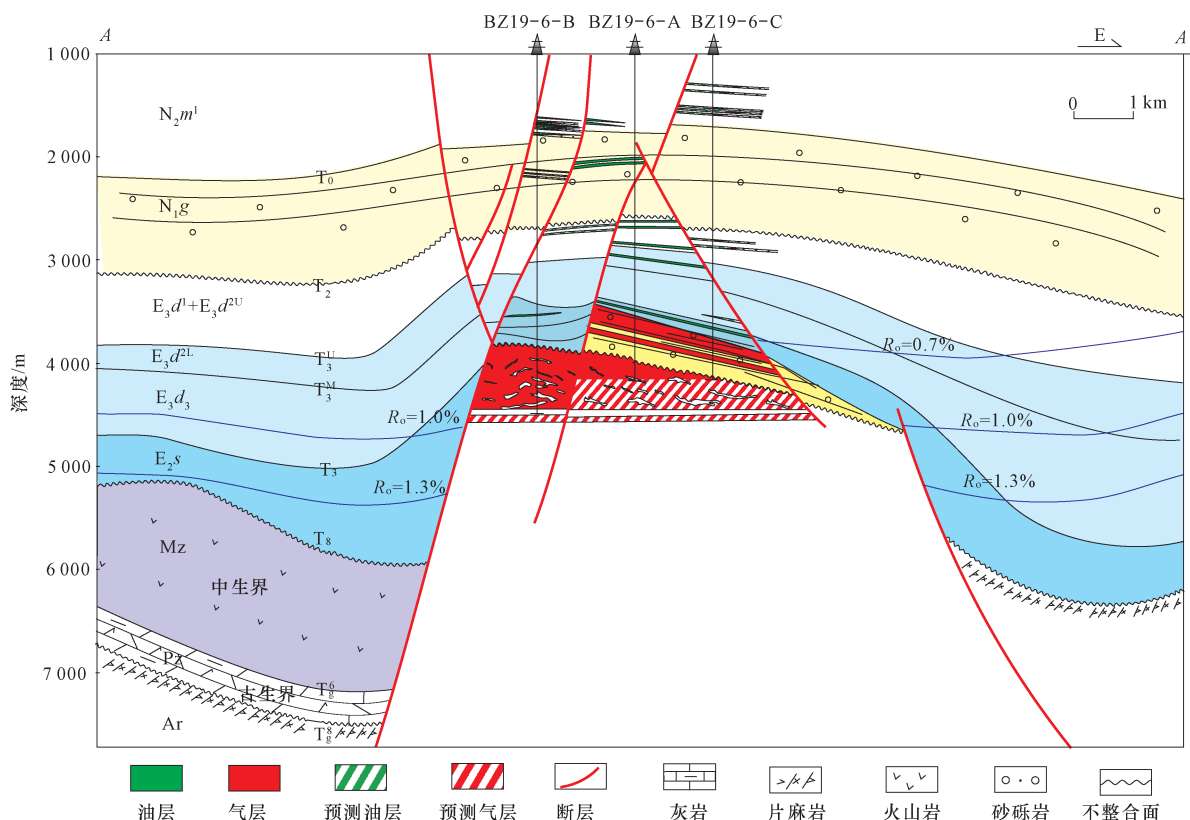


图2 渤中凹陷渤中19-6凝析气藏剖面(剖面位置见图1)

Fig. 2 Horizontal profile showing the distribution of the BZ 19-6 gas condensate field (see Fig. 1 for the location)

表 1 渤中凹陷渤中 19-6 潜山构造带原油物性特征

Table 1 Bulk geochemical characteristics of oils from the BZ 19-6 buried hill in the Bozhong Depression

井号	层位	深度/m	密度/ ($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	相对密度/ $^{\circ}$ (API)	粘度/ ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	蜡含量/ %	沥青质含量/ %	胶质含量/%	硫含量/%
BZ19-6-A	$E_{1-2}k$	3 566.8 ~ 3 634	0.79	45.60	1.41	14.13	0.31	0.79	0.02
BZ19-6-A	$E_{1-2}k$	3 521.1	0.86	31.80	8.13	18.73	3.52	8.97	—
BZ19-6-A	Ar	4 043.4 ~ 4 142	0.79	46.04	1.24	11.80	0.15	0.84	0.02
BZ19-6-B	Ar	3 873.7 ~ 3 923.5	0.80	44.11	1.65	14.64	0.15	0.28	0.13
BZ19-6-B	Ar	3 879 ~ 3 998.66	0.81	42.34	2.29	15.82	0.20	1.34	0.02
BZ19-6-C	$E_{1-2}k$	4 079.18	0.79	47.39	2.06	7.32	0.02	0.57	0.01
BZ19-6-D	Ar	4 411 ~ 4 499.80	0.80	44.71	1.72	17.62	0.16	0.69	0.01
BZ19-6-E	$E_{1-2}k$	3 500 ~ 3 566	0.79	46.26	—	10.11	0.72	0.91	0.02
BZ19-6-E	$E_{1-2}k$	3 901.5	0.82	40.85	2.50	20.52	0.26	2.30	0.04

轻,含蜡量较高,而且埋深大于 3 500 m,可以排除生物降解的影响,可能主要与多期充注有关。尽管如此,基于前人关于 $C_{29}20S/(20S+20R)$ 甾烷比值与烃源岩成熟度的关系^[19]可知,渤中 19-6 潜山原油已经成熟,对应烃源岩的 R_o 大于 0.8%(图 3)。

与饱和烃成熟度参数相比,芳烃成熟度参数具有更高的成熟度指示范围,适用于具有较高成熟度的油气评价^[18,20-21]。Radke 利用甲基菲同分异构体热稳定性的差异,提出甲基菲指数 MPI_1 ,并确立了镜质体反射率与甲基菲指数间的回归方程^[20]。渤中 19-6 潜山凝析油的 MPI_1 的分布范围为 25 ~ 56,通过甲基菲比值和成熟度的方程式计算得到渤中 19-6 凝析油成熟度对应的镜质体反射率在 1.3% 左右。

2.3 油气源对比

原油轻烃主要为 C_5-C_{10} 的化合物,是凝析油组成中不可忽略的部分。前人研究揭示, C_7 化合物甲基环己烷(MCH),二甲基环戊烷(Σ DMCYC₅)和正庚烷(nC_7)的相对含量与母质类型密切相关, C_7 化合物组成的甲基环己烷指数(正庚烷、甲基环己烷、二甲基环戊烷、乙基环戊烷)在划分母质类型上表现出良好的应用^[22]。从图 4 可以看出,渤中 19-6 潜山凝析油富含正庚烷,与油型的母质较吻合,这也符合渤海海域渤中地区的古近系烃源岩的母质类型^[15]。

关于渤中地区天然气的来源一直存在争议,前人基于偏重的乙烷同位素认为是“偏腐殖型气”^[23],但是,近年来的研究表明,沙河街组烃源岩的碳同位素组成偏重^[24-25],尤其是沙三段烃源岩。这主要与沙三段烃源岩沉积期藻类勃发(极高的初始生产率)有关。藻类大量勃发过程中充分利用了水体中溶解无机碳(如 HCO_3^-),从而导致油型的母质的有机质碳同位素偏重^[26]。从图 5 可以看出,渤中 19-6 原油与天然

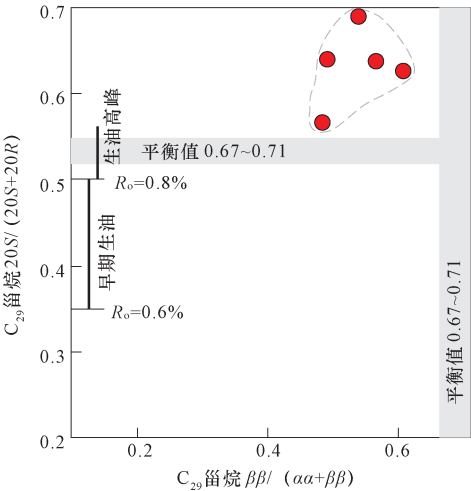


图 3 渤中凹陷渤中 19-6 潜山原油饱和烃成熟度参数分布
Fig. 3 Saturated hydrocarbon maturity parameters for oils from the BZ 19-6 buried hill of the Bozhong Depression

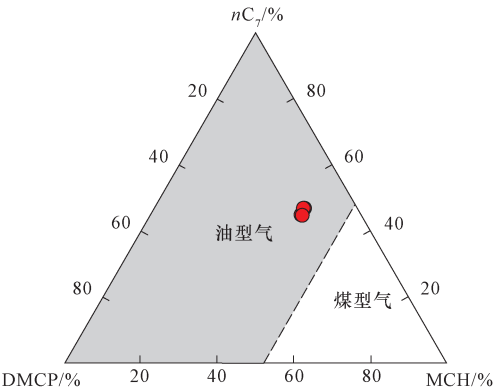


图 4 渤中凹陷渤中 19-6 潜山原油轻烃母质判别三角图
Fig. 4 Ternary plot for light hydrocarbon discrimination in oils from the BZ 19-6 buried hill of the Bozhong Depression
 nC_7 :正庚烷;DMCP:二甲基环戊烷;MCH:甲基环己烷

气的碳同位素组成与沙三段油型烃源岩的抽提物碳同位素较吻合,与渤海湾盆地煤型气的乙烷碳同位素组成^[27]($\delta^{13}C_2 > -26\text{‰}$)区别较显著。因此,渤中坳陷

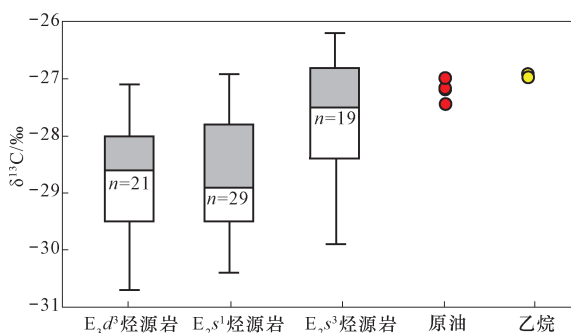


图5 渤海海域烃源岩与渤中19-6潜山原油与天然气的碳同位素组成

Fig. 5 Carbon isotopic compositions of source rock extracts in the Bohai Sea and of oil and gas samples from the BZ 19-6 buried hill

乙烷同位素偏重的天然气很可能揭示了沙三段倾油型烃源岩显著贡献,并非来源于偏腐殖型的母质。

前人针对渤中凹陷的三套古近系烃源岩段生物标志化合物已有系统研究,沙河街组(沙三段与沙一段)烃源岩的陆源有机质贡献相对少,以藻类生源为主,具有较低 C_{19}/C_{23} 三环萜烷和较低的 C_{24} 四环萜烷/ C_{26} 三环萜烷比值。但沙三段与沙一段藻类组成与沉积环境有差异^[15],伽马蜡烷/ $\alpha\beta C_{30}$ 藿烷与4-甲基甾烷/ ΣC_{29} 甾烷通常被用于有效区分沙一段与沙三段烃源岩的成藏贡献。沙三段时期,湖泊水体偏淡水,渤海藻和副渤海藻(沟鞭藻)繁盛,因此,沙三段烃源岩及其生成的原油通常表现为较高的4-甲基甾烷/ ΣC_{29} 甾烷比值。沙一段沉积时期,气候干旱,为盐碱沉积环境,而且具有较稳定的水体分层条件,故沙一段烃源岩通常表现为高的伽马蜡烷/ $\alpha\beta C_{30}$ 藿烷。与沙河街组烃源岩有别的是,东营组三段(E_3d^3)沉积期为开放的湖泊条件,具有较高的陆源有机质输入,沉积环境为低氧-缺氧,水体分层相对不稳定。从图6a可知,渤中

19-6太古界潜山与浅层的原油整体具有相对低的 C_{24} 四环萜烷/ C_{26} 三环萜烷与 C_{19}/C_{23} 三环萜烷比值,与沙河街的烃源岩比较吻合。部分样品值具有高的 C_{19}/C_{23} 三环萜烷比值,在渤海海域烃源岩尚未见此参数组成。考虑到 C_{19}/C_{23} 三环萜烷比值受成熟度影响较大,即随成熟度增加,该参数值会增大,因此渤中19-6部分潜山原油高的 C_{19}/C_{23} 三环萜烷比值可能揭示着高的原油成熟度。从4-甲基甾烷/ ΣC_{29} 甾烷与伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷参数可以看出,渤中19-6潜山原油与沙河街组的烃源岩特征较吻合,尤其是沙三段的烃源岩(图6b)。由于渤中19-6潜山直接披覆沙河街组,生烃次洼的沙河街组烃源岩已进入成熟-高成熟阶段(图2),而且沙河街组的成熟烃源岩与潜山储层侧向对接,前人研究也表明沙河街组地层超压(与生烃有关)显著^[14],有利于油气侧向充注。因此,综合地球化学参数与基础地质条件可推知,渤中19-6潜山凝析气藏表现为近源充注富集,即潜山油气可能为沙三段与沙一段的混源油,以沙三段的油气源为主。

3 渤中19-6凝析气藏充注历史

3.1 生烃演化史特征

生烃史主要是模拟烃源岩层段的沉降及生烃演化过程。本文采用 BasinMod 软件对渤中19-6气田东部渤中西南次洼的虚拟井进行一维生烃史模拟,基于 Easy $R_o\%$ 模型并结合周边探井的镜质体反射率($R_o\%$)来约束热史条件。从模拟结果可知,沙河街组烃源岩在25 Ma左右进入生油窗,生油高峰对应地质时间为15 Ma,烃源岩生气高峰也在13.0 Ma,现今处于高-过成熟度阶段(图7a)。东营组烃源岩约在

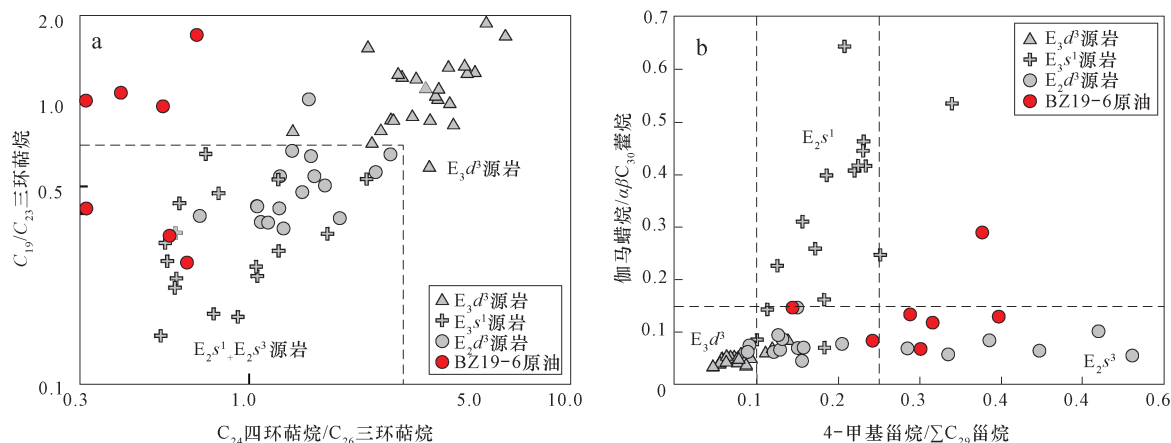


图6 渤中凹陷渤中19-6原油的特征油源参数交汇图

Fig. 6 Cross plots of source-related parameters for the BZ 19-6 oils in the Bozhong Depression

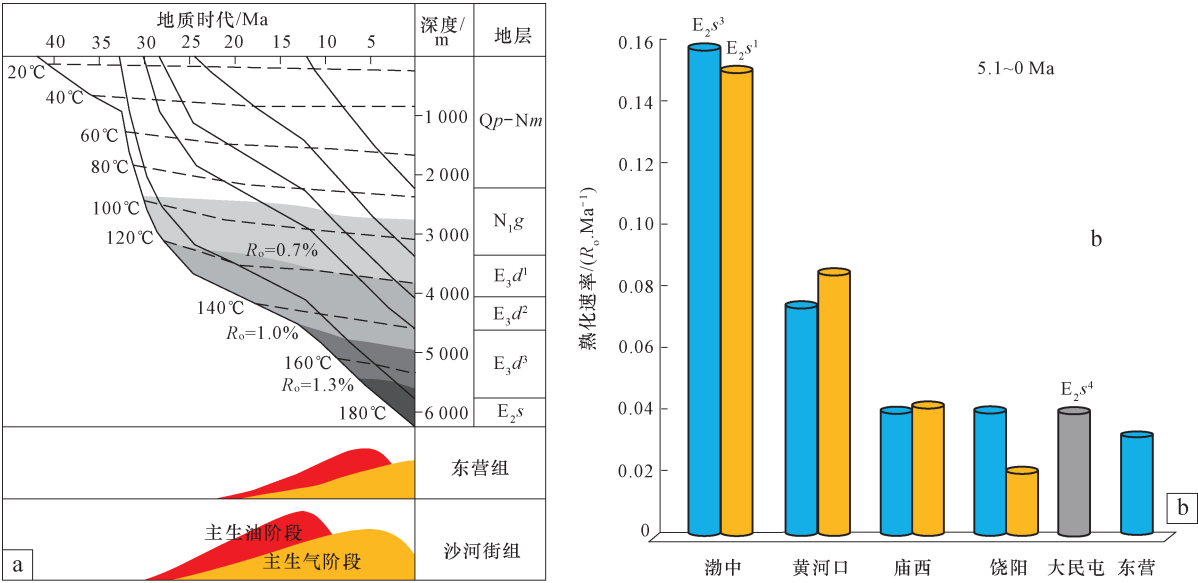


图 7 渤中凹陷西南次洼烃源岩生烃史(a)与渤海湾盆地沙河街组烃源岩熟化速率对比(b)

Fig. 7 Hydrocarbon generation history of source rocks in the southwestern sags in the Bozhong Depression (a) and maturation rate comparison for source rocks from the Shahejie Formation in the Bohai Bay Basin (b)

表 2 渤中凹陷渤中 19-6 潜山储层次生流体包裹体类型

Table 2 Types of epigenetic fluid inclusions in the BZ 19-6 buried hill reservoirs,Bozhong Depression

大类	烃包裹体			含烃包裹体	非烃包裹体		
亚类	黄绿色荧光烃包裹体	蓝白色荧光烃包裹体	甲烷气烃包裹体	含甲烷气盐水包裹体	CO ₂ 三相包裹体	CO ₂ 气包裹体	盐水包裹体

22 Ma 进入主生油阶段(0.7%~1.0%),在 12.0 Ma 左右达生油高峰。在西南次洼中心,东营组烃源岩已经进入高成熟度阶段,对应的镜质体反射率甚至高于 1.3%,约在 7.5Ma 进入生气高峰。东营组超压盖层的发育也可能主要与生烃作用有关^[14,28]。若以单位地质时间(Ma)内的 R_o% 增量来表征烃源岩熟化速率,渤中次洼烃源岩的熟化速率的数值可达 0.15,显著高于渤海湾盆地的其他凹陷(图 7b)。由此可见,渤中地区渐新世以来为渤海湾盆地的沉积沉降中心,晚期快速沉积沉降加速了渤中西南次洼沙河街组烃源岩的熟化速率,为渤中 19-6 构造带近源快速充注提供了有利油气源条件。

3.2 储层流体包裹体类型及其分布特征

3.2.1 包裹体类型

储层流体包裹体被广泛的应用于分析成岩成矿流体的性质、成分、形成条件与形成时代。其中,次生的油气包裹体及其同时期捕获的盐水包裹体的观测与分析是研究油气成藏过程的一种有效方法^[29]。显微观察揭示渤中 19-6 深层储层次生流体包裹体极为发育,可按照是否含烃划分为烃包裹体、含烃包裹体和非

烃包裹体三大类。再根据每一类包裹体的成分及其荧光特征进一步分为黄绿色荧光烃包裹体、蓝白色荧光烃包裹体、甲烷气烃包裹体、含甲烷气盐水包裹体、CO₂ 三相包裹体、CO₂ 气包裹体及盐水包裹体 7 个亚类,具体分类见表 2。

3.2.2 包裹体岩相学特征

流体包裹体的岩相学观察是储层包裹体研究的重要基础工作之一。本文在次生流体包裹体分类基础上对每一类包裹体进行了精细的镜下观察。

1) 烃类荧光包裹体包括黄绿色荧光烃包裹体和蓝白色荧光烃包裹体两类。黄绿色荧光烃包裹体发育数量较少,仅存在于 BZ19-6-C 井的孔店组储层石英颗粒微裂隙中,呈串珠状或群体状分布,一般呈球形、椭圆形,个别呈不规则形,颗粒直径为 2~17 μm。该类包裹体个别呈单一液相,多为气液两相,气液比为 6%~15%(图 8a—d)。

蓝白色荧光烃包裹体在整个渤中 19-6 潜山储层中均有发育,或沿穿石英颗粒裂缝和石英颗粒内部微裂隙呈串珠状分布,或在石英颗粒内部呈群体状分布,少量在石英加大边中呈环带状分布。包裹体呈次球

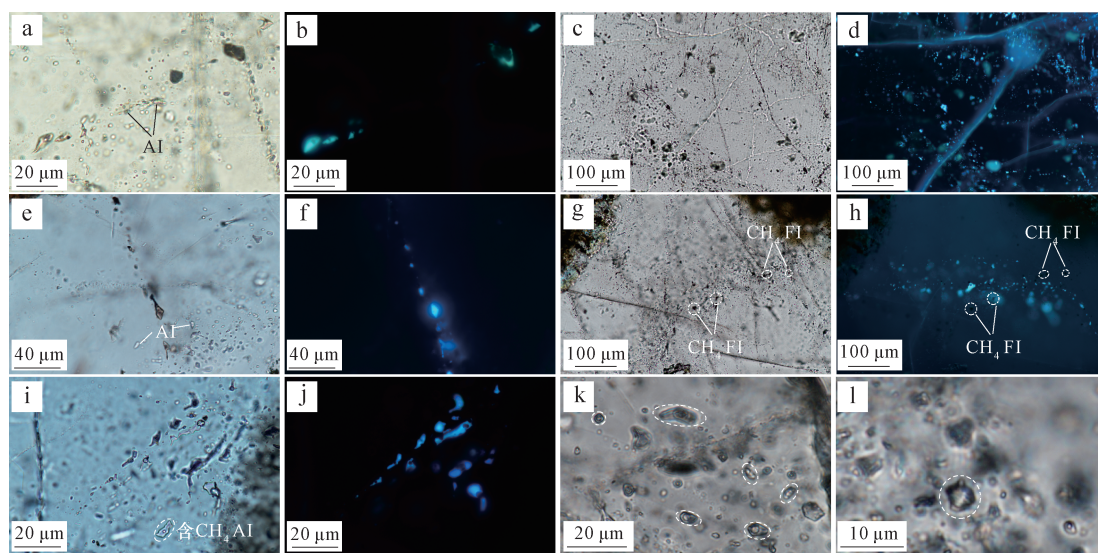


图8 渤中凹陷渤中19-6潜山储层流体包裹体单偏光和荧光照片

Fig.8 Plane-polarized and fluorescence images of fluid inclusions from the BZ 19-6 buried hill reservoirs, Bozhong Depression

a, b. 黄绿色荧光烃包裹体沿石英颗粒微裂隙串珠状分布, BZ19-6-C井, 埋深3 049.56 m; c, d. 黄绿色与蓝白色荧光烃包裹体呈群体状分布, BZ19-6-C井, 埋深3 818 m; e, f. 蓝白色荧光烃包裹体沿石英颗粒微裂隙呈串珠状分布, BZ19-6-G井, 埋深4 678.43 m; g, h. 甲烷气烃包裹体与蓝白色荧光烃包裹体沿石英颗粒微裂隙呈串珠状分布, BZ19-6-C井, 埋深3 818 m; i, j. 含甲烷气盐水包裹体与蓝白色荧光烃包裹体伴生, BZ19-6-C井, 埋深3 851.77 m; k, l. CO₂三相包裹体沿石英颗粒微裂隙呈串珠状分布, BZ19-6-G井, 埋深4 686.1 m; l. CO₂气包裹体沿石英颗粒微裂隙分布, BZ19-6-G井, 埋深4 494.1 m

AI. 盐水包裹体; CH₄ FI. 甲烷气包裹体; 含CH₄ AI. 含甲烷气盐水包裹体

形、椭球形、长条形或不规则形, 颗粒直径为3~27 μm。该烃类包裹体以气、液两相为主, 气液比为8%~29%, 总体大于黄绿色荧光烃类包裹体(图8c—h)。

2) 甲烷气烃包裹体主要发育于石英颗粒内微裂隙及穿石英颗粒裂隙, 荧光下不发光, 呈串珠状或群体状产出, 一般为次球形或不规则形, 颗粒直径为2~20 μm(图8g, h)。

3) 含甲烷气盐水包裹体仅在BZ19-6-C井有发育, 分布于颗粒内部微裂隙, 呈不规则状产出, 与蓝白色荧光烃包裹体伴生, 荧光下不发光, 颗粒直径小于20 μm, 气液比总体小于10%(图8i, j)。

4) CO₂包裹体主要分布于石英颗粒内部, 包括三相包裹体及气包裹体。三相包裹体主要成分为气相CO₂、液相CO₂以及液相的盐水溶液, CO₂体积占包裹体总体积的35%~75%。CO₂三相包裹体大小不一, 最大者达20 μm(图8k)。CO₂气包裹体多为气、液两相包裹体, 气泡体积占包裹体总体积的60%以上, 拉曼测试显示气体成分为纯CO₂(图8l)。

5) 盐水包裹体是渤中19-6储层中重要的次生流体包裹体之一, 主要为气、液两相, 气体为水蒸气, 液体为盐水溶液。该类包裹体透射光下呈透明状, 荧光下不发光, 包裹体形状不一(图8a, e)。

烃包裹体所发出的荧光颜色往往与包裹体内石油

密度有关, 低密度石油其荧光在短波长范围内(蓝光), 随着密度增加, 发出的荧光在长波长范围内(橘色和红色)^[30]。由此可见, 渤中19-6潜山储层中黄绿色荧光烃包裹体中重质组分含量要高于蓝白色荧光烃包裹体, 成熟度则低于后者。因此认为, 蓝白色荧光烃包裹体的捕获时间要晚于黄绿色荧光烃包裹体。甲烷气烃包裹体分布于石英颗粒内部微裂隙或穿石英颗粒裂缝, 与蓝白色荧光烃包裹体具有相似的产出状态, 因此其捕获时间需结合伴生盐水包裹体均一温度分布情况综合分析。

3.3 均一温度分布特征及充注期次

渤中19-6潜山储层中黄绿色荧光烃包裹体仅在BZ19-6-C井有发育, 蓝白色荧光烃包裹体与甲烷气烃包裹体较发育。本文以BZ19-6-C井3 818 m深度域的储层流体为例来展示流体包裹体的均一温度分布。显微测试揭示黄绿色荧光烃包裹体均一温度主要分布于100~110℃以及120~140℃, 与其伴生的盐水包裹体均一温度分布为100~140℃(图9a)。蓝白色烃包裹体均一温度分布于140~170℃, 同期盐水包裹体均一温度分布于130~170℃(图9b)。从黄绿色荧光与蓝白色荧光烃包裹体均一温度分布来看, 渤中19-6地区储层石油包裹体均一温度普遍较高, 这可

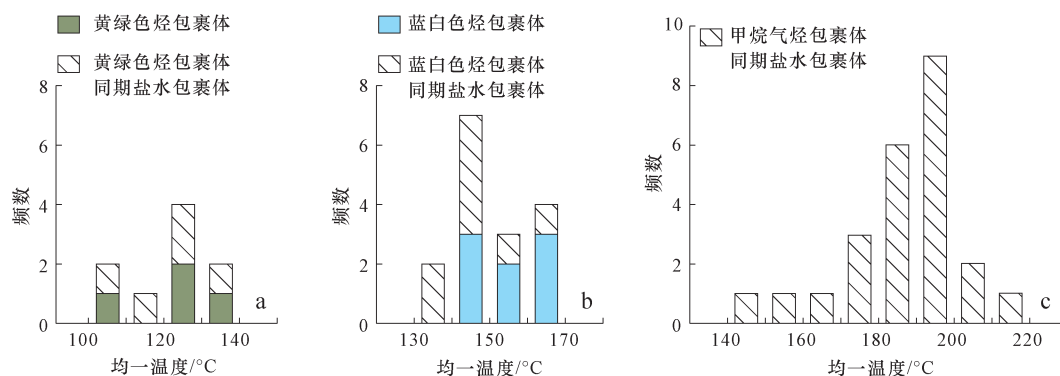


图9 渤中凹陷渤中19-6-C井埋深3 818m 储层烃类包裹体与同期盐水包裹体均一温度分布

Fig. 9 Homogenization temperatures of hydrocarbon inclusions and coeval aqueous inclusions in the buried-hill reservoir from Well BZ19-6-C at a depth of 3 818 m

a. 黄绿色荧光烃包裹体及同期盐水包裹体均一温度; b. 蓝白色荧光烃包裹体及同期盐水包裹体均一温度; c. 甲烷气烃包裹体及同期盐水包裹体均一温度

能与石油包裹体充注时间较晚有关。与甲烷气烃包裹体伴生的盐水包裹体均一温度分布区间较宽,为140~220 °C,主峰位于180~200 °C(图9c)。

3.4 储层油气充注强度特征

研究揭示渤中19-6构造带储层原油包裹体丰度极高,或单个矿物颗粒全区分布(图8c,d),或沿着某个穿晶裂缝/微裂缝局部分布(图8e—g)。原油包裹体丰度可用于判别古油气的充满度, GOI 正是表征原油包裹体丰度的指标。应用该指标可以很好确定现今或地质历史过程中油藏形成与否以及原油运聚的最大范围^[31]。Eadington通过统计23个澳大利亚油田的数据,得出可用于判别油气运聚范围的 GOI 指标值(含油包裹体的石英颗粒的频数,计算公式为: $[GOI(\%)] = \text{含油包裹体的矿物颗粒数目} \times 100 / \text{总矿物颗粒数目}$),油气运聚的层位与非油气运聚的层位, GOI 数据显示存在明显的数量级差别(图10)。前人的类似研究也表明,(古)油层的 GOI 值一般大于5%, $1\% < GOI < 5\%$ 的储集层分布范围可能代表原油运移通道,也即原油运移的最小范围,而 $GOI < 1\%$ 很可能指示含水层^[11,32]。

本次研究在显微镜下对BZ19-6-C井古近系孔店组砂砾岩储层和BZ19-6-G井太古界变质岩储层,3个深度、5个区域的包裹体薄片进行油包裹体 GOI 统计,结果显示研究区油包裹体 GOI 数值多高于80%,高于Eadington所统计的 GOI 数值范围(图10),说明研究区储层经历过原油充注,而且充满度较高。现今储层中烃类气包裹体丰度低于油包裹体,这可能与天然气超晚期充注有关。渤中19-6气田地层测试资料揭示现今孔店组地层压力系数为1.21~1.36,

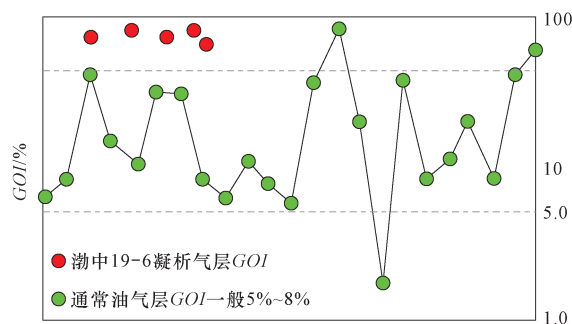


图10 渤中凹陷渤中19-6储层原油包裹体 GOI 统计
(据文献^[30]修改)

Fig. 10 GOI statistics of oil inclusions from Bozhong 19-6 reservoirs in the Bozhong Depression(modified after reference[30])

太古界变质岩储层的压力系数为1.15~1.26,属于常压—弱超压。生烃次洼的沙河街组烃源岩受生烃作用影响,沙河街组地层超压显著,对应的压力系数可达2.0^[14]。可以看出,烃源岩超压与储层近常压的能量场配置可为油气向潜山储层提供强的充注动力。

3.5 渤中19-6充注历史

从烃源岩的生烃史(图7)可以看出,古近纪末期(25 Ma左右),渤中19-6构造带临近生烃次洼的沙河街组烃源岩已进入生油窗,早期生成的原油沿着断层、砂体向渤中19-6潜山圈闭充注油气。储层油包裹体共生盐水包裹体的均一温度主要介于100~160 °C,根据单井热埋藏史可知,渤中19-6潜山早期原油充注期对应地质时间约为12 Ma。新构造运动(5.1~0 Ma)期,渤中地区快速沉积了厚层的新近系,渤中19-6构造带两侧次洼发育的沙河街组烃源岩进入大量生气阶段(图7),有利于晚期天然气的大量充注。

储层烃类气包裹体共生盐水包裹体的均一温度主要介于140~220℃,结合单井热埋藏史可推知,天然气的主充注期为5.1 Ma以来,这与烃源岩生烃时间相吻合(图11)。伴随着晚期新构造运动,边界大断层活化,部分深层原油与天然气沿断层运移至浅层,使得在渤中19-6构造区的浅层新近系储层形成渤中19-4亿吨级油田。然而,浅层天然气难以独立聚集,主要以油溶解气富集^[13]。前人研究针对该地区浅层油田的成藏期也揭示两期油气充注^[33],第一期为12~5.1 Ma,对应明化镇组下段沉积时期,第二期为5.1~0 Ma,对应新构造运动期。

综合以上分析认为,渤中19-6潜山储层经历了早油晚气的连续的充注过程,原油充注主要在5.1 Ma以前,而天然气则主要在晚期(5.1~0 Ma)充注。

4 构造活化区深层的油气成藏启示

天然气的富集需要高的生气强度及良好的保存条件^[3,8,34]。前人研究发现,渤海海域油型母质烃源岩具有良好的生气潜能,可为研究区天然气聚集提供充足的物质基础^[13]。然而渤中地区新构造运动期构造活动强烈,使得边界大断裂活化同时还伴生高密度的新

近系断层^[12]、可能不利于天然气的保存^[8],已发现的商业性油田多分布于新近系储层^[7,35]。尽管如此,在浅层发现了渤中19-4大油田之后,仍在深层渤中19-6潜山储层发现了大型凝析气藏,揭示深层仍具有较好的油气勘探前景。考虑到渤海海域曲折的天然气勘探历程,结合本研究关于渤中19-6潜山油气充注过程研究可知,在构造活化背景下深层形成大型油气田需满足两方面的条件。

1) 近源且油气源充足。渤中坳陷以郯庐断裂为代表的主要断裂在新近纪—第四纪重新强烈活动,同时还伴生大量北东向与近东西向的断裂网^[36]。断裂相互切割,沟通了深部的沙河街组与东营组的油气,使得大量油气调整至浅部地层^[12,36]。渤中19-6地区边界断裂新构造运动期的断层活动速率大于25 m/Ma,根据前人统计的断裂活动速率与油气聚集^[35],断裂应以垂向输导为主。渤中19-6潜山与油源近,生烃次注的生气强度也达到 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ^[13],满足大中型气田所需的生气强度^[32]。而且,潜山储层与烃源岩侧向对接,从而避免了油气长距离运聚而发生大范围垂向调整。因此,即使研究区受新构造运动影响,晚期深部油气存在一定程度散失,但大量油气同时也充注保存于潜山储层中(图12)。

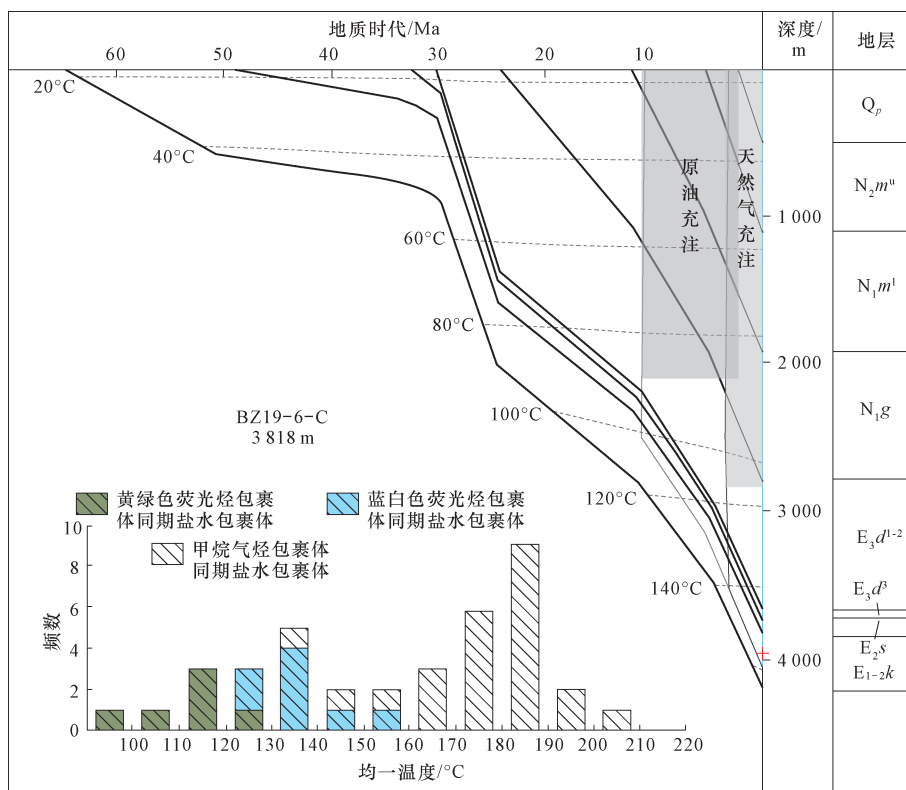


图11 渤中凹陷渤中19-6-C井埋藏史和热史以及油气充注时间

Fig. 11 Burial and thermal history and hydrocarbon charging time for Well BZ19-6-C, Bozhong Depression

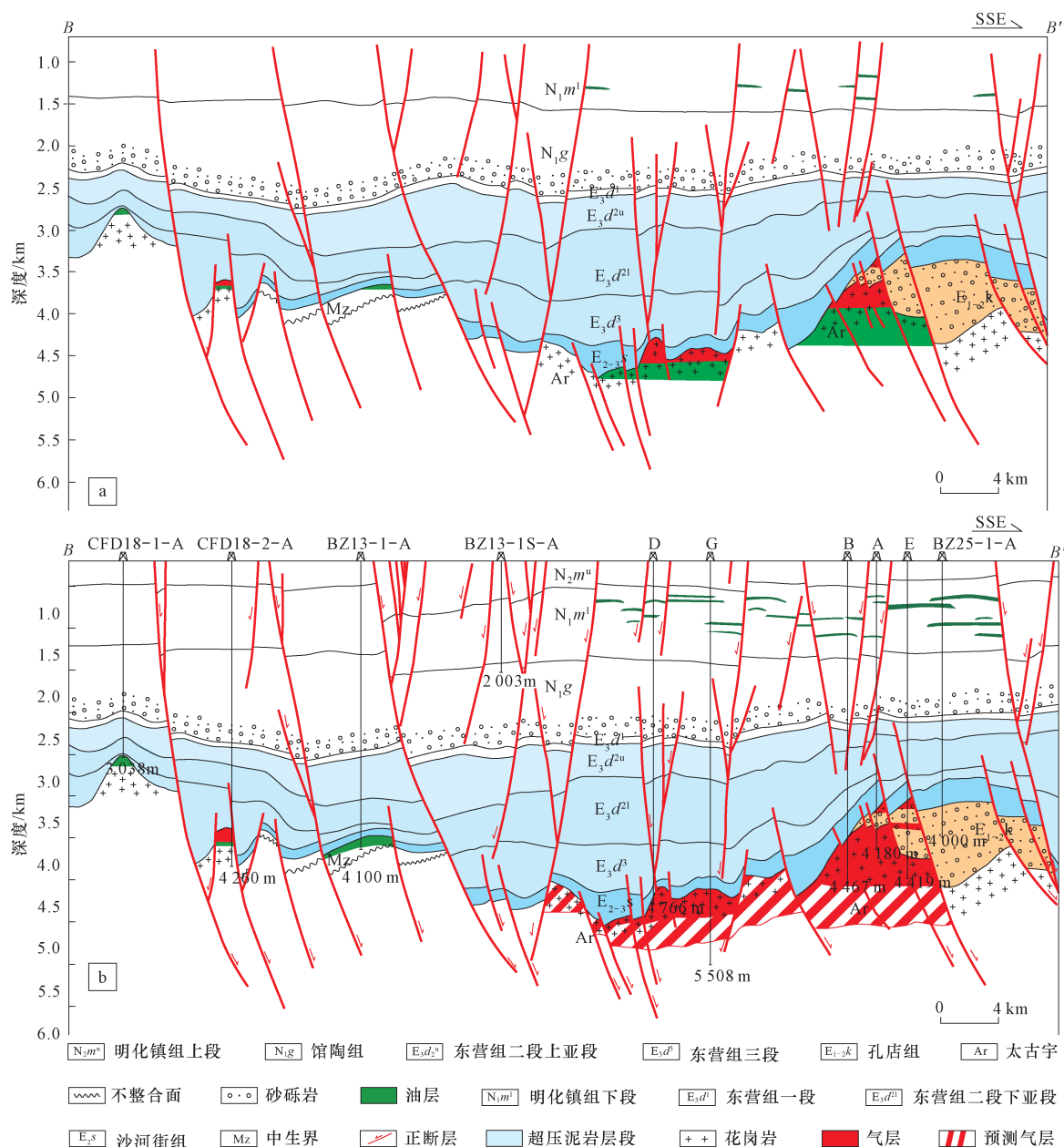


图12 渤中凹陷渤中19-6气田及其周缘油气藏分布及成藏模式(剖面位置见图1)

Fig. 12 Geological profiles showing the occurrence and accumulation model of the BZ 19-6 gas condensate field and neighboring oil-gas fields (see Fig. 1 for the location)

a. 5.1 Ma; b. 0 Ma

2) 有效的源储配置关系。受构造活动的影响,深层变质岩潜山裂缝发育,形成了优质的储层^[37],而且储层为弱超压-常压条件。次注烃源岩由于生烃作用,超压显著,对应压力系数可达2.0,烃源岩超压-储层近常压的能力场配置有利于油气发生快速充注。

综上所述,尽管渤中19-6地区深层油气不断通过断裂输导至浅层聚集,但由于渤中19-6潜山构造为多注环绕,近源油气快速强充注,潜山仍具有较高的充注效率与充注强度,有利于深层聚集商业性油气。与此同时,早期充注至渤中19-6潜山的原油,随着上

覆地层增加而持续深埋,可能促进深部储层原油发生了一定程度裂解(即正常油裂解轻质化),晚期大量充注高成熟烃气,有利于形成凝析气藏。即渤中19-6凝析气田经历了先油后气、浅成深埋、局部调整改造的油气富集过程,其中近源强充注与有效的源储配置是深层凝析气田大量富集的关键因素(图12)。

5 结论

1) 渤中19-6深层潜山凝析油的轻烃参数与腐

泥型的母质较吻合,碳同位素组成与饱和烃生物标志物参数揭示凝析油气可能主要来源于沙河街组烃源岩,尤其是沙三段烃源岩,成熟度对应为0~1.3%。

2) 渤中19-6潜山储层发育黄绿色和蓝白色两种荧光烃包裹体以及甲烷气烃包裹体,荧光烃包裹体的GOI值高达80%揭示较高的原油充满度。烃包裹体同期盐水包裹体均一温度揭示渤中19-6潜山储层经历早油晚气连续充注过程。早期原油充注对应时间为12~5.1 Ma,天然气则主要充注于新构造运动期,对应地质时间为5.1~0 Ma。

3) 渤中19-6深层潜山凝析油气富集揭示了近源强充注是构造活化区深层油气富集的关键地质因素。新构造运动期断裂活动使得一部分油气通过断裂输导运至浅部地层,然而良好的源储配置为潜山近源快速充注提供了动力,有利于深层凝析气的动态富集。

参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] 蒋有录. 渤海湾盆地天然气聚集带特征及形成条件[J]. 石油大学学报(自然科学版),1999,23(5): 9-13.
Jiang Youlu. Geological characteristics and formation conditions of the natural gas accumulation belts in Bohai Bay Basin[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Sciences), 1999, 23(5): 9-13.
- [3] 魏兆亮,刘全稳,程有义,等. 渤海湾盆地天然气聚集差异性探讨[J]. 天然气工业,2006,26(3): 38-40,159.
Wei Zhaoliang, Liu Quanwen, Cheng Youyi, et al. A discussion on differential gas accumulation in Bohai Bay Basin[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(3): 38-40+159.
- [4] 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.
- [5] 葛建党,朱伟林. 从渤海湾盆地海陆对比看渤海海域天然气勘探前景[J]. 中国海上油气地质,2001,15(2): 6-11.
Ge Jiandang, Zhu Weilin. An analysis of offshore gas exploration potential in terms of comparison between offshore and onshore areas in Bohai Bay Basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 2001, 15(2): 6-11.
- [6] 蒋有录. 渤海湾盆地盖层对天然气富集的影响初探[J]. 地质论评,1999,45(1): 26-31.
Jiang Youlu. The influence of cap rocks on the accumulation and distribution of natural gas in the Bohai Bay Basin[J]. Geological Review, 1999, 45(1): 26-31.
- [7] 邹华耀,周心怀,鲍晓欢,等. 渤海海域古近系、新近系原油富集/贫化控制因素与成藏模式[J]. 石油学报,2010,31(6): 885-893,899.
Zou Huayao, Zhou Xinhui, Bao Xiaohuan, et al. Controlling factors and models for hydrocarbon enrichment/depletion in Paleogene and Neogene, Bohai sea [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(6): 885-893,899.
- [8] 滕长宇,邹华耀,郝芳,等. 渤海海域天然气保存条件与分布特征[J]. 天然气地球科学,2015,26(1): 71-80.
Teng Changyu, Zou Huayao, Hao Fang, et al. Preservation condition and occurrence of the gas pools in the Bohai Bay area [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(1): 71-80.
- [9] 赵庆波,杨金凤. 渤海湾盆地气藏盖层特征[J]. 天然气地球科学,1993,4(5): 1-10.
Zhao Qingbo, Yang Jinfeng. Caprock characteristics of gas reservoirs in Bohai Bay Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 1993, 4(5): 1-10.
- [10] 秦胜飞,戴金星,赵靖舟,等. 新构造运动对中国天然气成藏的控制作用[J]. 地质论评,2006,5(1): 93-99.
Qin Shengfei, Dai Jinxing, Zhao Jingzhou, et al. Control of the Neotectonics in China on natural gas accumulation [J]. Geological Review, 2006, 5(1): 93-99.
- [11] Hao F, Zhou X, Zou H, et al. Petroleum charging and leakage in the BZ25-1 field, Bohai Bay basin [J]. Journal of Earth Science, 2012, 23(3): 253-267.
- [12] 周心怀,牛成民,滕长宇. 环渤中地区新构造运动期断裂活动与油气成藏关系[J]. 石油与天然气地质,2009,30(4): 469-482.
Zhou Xinhui, Niu Chengmin, Teng Changyu. Relationship between faulting and hydrocarbon pooling during the Neotectonics movement around the central Bohai Bay [J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(4): 469-482.
- [13] 王奇,邹华耀,周心怀,等. 渤海海域烃源岩的生气潜力与天然气成因分析[J]. 高校地质学报,2017,23(2): 304-314.
Wang Qi, Zou Huayao, Zhou Xinhui, et al. Gas potential of source rocks and origin of natural gases in Bohai Sea [J]. Geological Journal of China Universities, 2017, 23(2): 304-314.
- [14] 徐长贵,于海波,王军,等. 渤海海域渤中19-6大型凝析气田形成条件与成藏特征[J]. 石油勘探与开发,2019,46(1): 25-38.
Xu Changgui, Yu Haibo, Wang Jun, et al. Formation conditions and accumulation characteristics of Bozhong 19-6 large condensate gas field in offshore Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(1): 25-38.
- [15] Hao F, Zhou X H, Zhu Y M, et al. Lacustrine source rock deposition in response to co-evolution of environments and organisms controlled by tectonic subsidence and climate, Bohai Bay Basin, China [J]. Organic Geochemistry, 2011, 42(4): 323-339.
- [16] Hao F, Zhang Z, Zou H, et al. Origin and mechanism of the formation of the low-oil-saturation Moxizhuang field, Junggar Basin, China: Implication for petroleum exploration in basins having complex histories [J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(6): 983-1008.
- [17] Hao F, Zhou X H, Zhu Y M, et al. Charging of oil fields surrounding the Shaleitian uplift from multiple source rock intervals and generative kitchens, Bohai Bay basin, China [J]. Marine and Petroleum

- Geology, 2010, 27(9): 1910–1926.
- [18] Wilhelms A, Larter S. Shaken but not always stirred. Impact of petroleum charge mixing on reservoir geochemistry[J]. Geological Society, 2004, 237: 27–35.
- [19] Justwan H, Dahl B, Isaksen G H. Geochemical characterisation and genetic origin of oils and condensates in the South Viking Graben, Norway[J]. Marine and Petroleum Geology, 2006, 23(2): 213–239.
- [20] Radke M, Welte D H, Willsch H. Distribution of alkylated aromatic hydrocarbons and dibenzothiophenes in rocks of the Upper Rhine Graben[J]. Chemical Geology, 1991, 93(3): 325–341.
- [21] Budzinski H, Garrigues P, Connan J, et al. Alkylated phenanthrene distributions as maturity and origin indicators in crude oils and rock extracts[J]. Geochimica Et Cosmochimica Acta, 1995, 59(10): 2043–2056.
- [22] 胡惕麟, 戈葆雄, 张义纲, 等. 源岩吸附烃和天然气轻烃指纹参数的开发和应用[J]. 石油实验地质, 1990, 12(4): 375–394, 450.
- Hu Tilin, Ge Baoxiong, Zhang, Yigang, et al. The development and application of fingerprint parameters for hydrocarbons absorbed by source rocks and light hydrocarbons in natural gas[J]. Petroleum Geology and Experiment, 1990, 12(4): 375–394, 450.
- [23] 胡安文, 牛成民, 王德英, 等. 渤海湾盆地渤中凹陷渤中19-6构造凝析油气特征与形成机制[J]. 石油学报, 2020, 41(4): 403–411.
- Hu Anwen, Niu Chengmin, Wang Deying, et al. The characteristics and formation mechanism of condensate oil and gas in Bozhong 19-6 structure, Bozhong sag, Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(4): 403–411.
- [24] Wang Q, Hao F, Xu C, et al. Geochemical characterization of QHD29 oils on the eastern margin of Shijiutuo uplift, Bohai Sea, China: Insights from biomarker and stable carbon isotope analysis[J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 64: 266–275.
- [25] 王奇, 郝芳, 徐长贵, 等. 渤海海域沙西北地区潜山油源及成藏特征[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(4): 676–684.
- Wang Q, Hao F, Xu C, et al. Origin and accumulation characterization of petroleum in buried hill reservoirs in Shaxibei area, Bohai Sea[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(4): 676–684.
- [26] Wang Q, Hao F, Xu C, et al. Paleolimnological environments and the formation of high quality source rocks in the Bohai Bay Basin: An integrated geochemical study of biomarkers, stable carbon and oxygen isotopes, and trace elements[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 195: 107753.
- [27] 戴金星, 夏新宇, 秦胜飞, 等. 中国有机烷烃气碳同位素系列倒转的成因[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(2): 1–6.
- Dai Jinxing, Xia Xinyu, Qin Shengfei, et al. Cause of partly reversed orders of $\delta^{13}\text{C}$ in biogenic alkane gas in China[J]. Oil & Gas Geology, 2003, 24(1): 1–6.
- [28] 李伟, 喻梓靓, 王雪柯, 等. 中国含油气盆地深层、超深层超压盖层成因及其与超大型气田的关系[J]. 天然气工业, 2020, 40(2): 11–20.
- Li Wei, Yu Ziliang, Wang Xueke, et al. Formation mechanism of deep and ultra-deep overpressure cap rocks and their relationships with super large gas fields in the petroliferous basins of China[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(2): 11–20.
- [29] 刘超英, 闫相宾, 徐旭辉, 等. 应用流体包裹体研究惠民凹陷南斜坡油气充注史[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(4): 507–510 + 542.
- Liu Chaoying, Yan Xiangbin, Xu Xuhui, et al. Application of fluid inclusion to the study of hydrocarbon charge history of the south slope in the Huimin Sag[J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(4): 507–510 + 542.
- [30] 金晓辉, 闫相宾, 孙东胜, 等. 长岭断陷深层储层包裹体特征与油气成藏过程[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(5): 609–613.
- Jin Xiaohui, Yan Xiangbin, Sun Dongsheng, et al. Fluid inclusion characteristics and hydrocarbon accumulation process of deep reservoir in Changling rift, Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(5): 609–613.
- [31] 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 determination oil and gas migration by grain with oil inclusion and its application[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2006, 28(5): 15–18.
- [32] Lisk M, O'Brien G W, Eadington P J. Quantitative evaluation of the oil-leg potential in the Oliver gas field, Timor Sea, Australia[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(9): 1531–1542.
- [33] 田金强. 渤海湾地区大中型油气田成藏机理与模式[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2011.
- Tian Jinqiang. Mechanism and model of hydrocarbon accumulation of large and medium-sized oil and gas fields in Bohai Bay Area[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2011.
- [34] 戴金星, 宋岩, 张厚福. 中国大中型气田形成的主要控制因素[J]. 中国科学(D辑: 地球科学), 1996, 26(6): 481–487.
- Dai Jinxing, Song Yan, Zhang Houfu. The main controlling factors for the formation of medium-giant gas fields in China[J]. Science in China (Series D), 1997, 40(1): 1–10.
- [35] 邹华耀, 龚再升, 滕长宇, 等. 渤中坳陷新构造运动断裂活动带PL19-3大型油田晚期快速成藏[J]. 中国科学: 地球科学, 2011, 41(4): 482–492.
- Zou Huayao, Gong Zaisheg, Teng Changyu, et al. Late-stage rapid accumulation of the PL19-3 giant oilfield in an active fault zone during Neotectonism in the Bozhong depression, Bohai Bay[J]. Science China: Earth Science, 2011, 54: 388–398.
- [36] 龚再升. 中国近海含油气盆地新构造运动与油气成藏[J]. 地球科学, 2004, 29(5): 513–517.
- Gong Zaisheng. Neotectonics and petroleum accumulation in offshore Chinese basins[J]. Earth Science-Journal of Chain University of Geosciences, 2004, 29(5): 513–517.
- [37] 徐长贵, 杜晓峰, 刘晓健, 等. 渤海海域太古界深埋变质岩潜山优质储集层形成机制与油气勘探意义[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(2): 235–247.
- Xu Changgui, Du Xiaofeng, Liu Xiaojian, et al. Formation mechanism of high-quality deep buried-hill reservoir of Archaean metamorphic rocks and its significance in petroleum exploration in Bohai Sea area[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(2): 235–247.