

渤海海域烃源岩三峰接力生气特征及意义

李 威¹, 吴克强^{1,2}, 徐建永¹, 刘志峰¹, 郭 刚¹, 杨永才¹, 林 青¹

(1. 中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028; 2. 中海石油(中国)有限公司海南分公司 海南 海口 570100)

摘要: 渤海海域是当前和未来海上领域天然气勘探的重要方向, 明确渤海海域天然气的生气机制、潜力和成藏机理, 将有助于发展天然气成因理论和指导渤海海域油气勘探。通过渤海海域辽中凹陷典型烃源岩模拟实验, 研究渤海海域主力烃源岩生气特征, 建立渤海海域主力烃源岩生气模式; 结合典型油气藏成藏机理解剖, 识别不同类型天然气成藏规律, 探讨天然气潜力和方向。研究认为: 渤海海域沙三段 II₁ 型和 II₂ 型烃源岩具有三峰接力生气的特征, 三期生气高峰分别对应 Ro 为 1.0% (①)、1.5% (②)、2.7% (③), 三个生气高峰呈现一种间歇式接力生气的特征, 三个生气高峰对应的总产气量具有峰③≈峰②>峰①; 渤海海域辽中凹陷普遍发育峰①、峰②阶段生成的天然气藏, 其中峰①主要呈常压油气藏聚集于靠近烃源岩的斜坡带, 峰②主要呈超压凝析气藏聚集于凸起带等构造高部, 峰③形成的天然气只在局部井点有所发现, 表明辽中凹陷深部烃源岩已经进入峰③阶段, 具备形成大型过成熟气藏的潜力。

关键词: 渤海海域; 辽中凹陷; 生排烃模拟实验; 接力生气; 充注成藏

中图分类号: T122

文献标志码: A

Characteristics and Significance of Triple Natural Gas Peak Relay Generation of Source Rocks in Bohai Sea Area

LI Wei¹, WU Keqiang^{1,2}, XU Jianyong¹, LIU Zhifeng¹, GUO Gang¹, YANG Yongcai¹, LIN Qing¹

(1. China National Offshore Oil Corporation Research Institute Co., Ltd., Beijing 100028, China; 2. Hainan Branch, China National Offshore Oil Corporation (China) Ltd., Haikou, 570100, China)

Abstract: The Bohai Sea area of the Bohai Bay Basin is an important direction in oil and gas exploration at present and in the future. Understanding of the generation pathway, mechanism, and potential of natural gas at

Bohai Sea area is beneficial for developing the natural gas generation theory and guiding petroleum exploration in the Bohai Bay Basin. Through the simulation experiment of typical source rocks in Liao Zhong Sag of the Bohai Sea area, the generation characteristics of main source rocks in the Bohai Sea area are studied, and the generation model of main source rocks in the Bohai Sea area is established. Based on the analysis of typical hydrocarbon accumulation mechanism, the accumulation regularity of different types of natural gas is identified, and the potential and direction of natural gas are discussed. The results show that Type II₁ and Type II₂ hydrocarbon source rocks of the third member of the Shahe Formation in the Bohai Sea area have the characteristics of triple peak relay gas generation. The Ro of the three gas generation peaks is 1.0% (①), 1.5% (②) and 2.7% (③), respectively. The three gas generation peaks show intermittent relay gas generation characteristics. The total gas production of the three gas generation stages has a Peak ③ ≈ Peak ② > Peak ①; Natural gas reservoirs generated at Peak ① and Peak ② stages are generally developed in Liao Zhong Sag of the Bohai Sea area, among them, Peak ① mainly shows atmospheric pressure oil and gas accumulation in the slope zone close to the source rock, and Peak ② mainly shows overpressure condensate gas accumulation in the uplift zone. The natural gas formed by Peak ③ is only found at local well points. It shows that the deep source rocks in Liao Zhong Sag have entered Peak ③ stage and have the potential to form large over-mature gas reservoirs.

Keywords: Bohai Sea; Liao Zhong Sag; experiment of hydrocarbon generation; natural gas relaying generation; gas charging history

近年来, 国内陆上天然气勘探突破的领域主要

收稿日期: 2022-10-06

基金项目: 中国海洋石油集团有限公司“十四五”重大科技项目(KJGG2021-0300)

第一作者: 李 威, 高级工程师, 工学博士, 主要研究方向为油气地球化学和油气成藏。

E-mail: liwei173@cnooc.com.cn



论
文
拓
展
介
绍

以海相高、过成熟烃源岩为主要气源灶,有机质“接力成气”模式指出了海相烃源岩在高—过成熟演化阶段,成气过程中生气母质发生转换,从干酪根裂解生气为主到滞留烃裂解生气,再到源外分散有机质、古油藏裂解生气;在生气母质的转化下,生气时机与贡献也完美接替^[1-3],有机质“接力成气”模式的提出极大拓宽了海相高、过成熟烃源岩为主的盆地勘探领域,提升了天然气资源潜力。在中国海域方面,南海、东海已发现的天然气藏主要以煤系烃源岩成气为主,吻合煤型气成藏特征;但是对于渤海湾盆地渤海海域方面,一直没有发现大型的天然气藏,直至渤中 19-6 大型整装凝析气藏的问世^[4-7],让业内学者的目光再次聚焦到渤海湾盆地,推动渤海湾盆地找气的高潮。渤海海域气藏以湿气为主,烃源岩成熟—高成熟阶段生成,乙烷碳同位素偏重。从干燥系数、甲烷碳同位素、天然气成熟度分布来看,渤海海域天然气藏与陆上天然气藏具有明显的差异,表明渤海海域烃源岩生烃成气具有独特的特征和模式。针对渤海湾盆地渤海海域天然气成气机理及勘探前景问题,笔者选择辽中凹陷为研究靶区,从源头开展研究,重点分析烃源岩特征、烃源岩生烃成气机理,同时结合辽中凹陷已发现凝析气藏成气机理的解剖,探讨辽中凹陷天然气勘探潜力,为渤海海域天然气的勘探领域和方向提供一定的理论支撑。

1 地质概况

辽东湾坳陷是下辽河西部凹陷向渤海海域的自然延伸,呈北东—南西走向的箕状凹陷,其中北东向延伸约 220 km,北西向宽度约 100 km,自东向西又可被划分为辽西凹陷、辽西南凸起、辽西凸起、辽中凹陷、辽东凸起、和辽东凹陷 6 个二级构造单元,均呈北东向展布,剖面上表现为“三堑夹三垒”的结构特征。各洼陷均经历了断陷期、断拗期和拗陷期 3 个演化阶段,从早到晚依次发育古近系沙河街组、东营组,新近系馆陶组、明化镇组和平原组,其中烃源岩主要是沙河街组第四段、第三段、第一段(分别简称为“沙四段、沙三段、沙一段”)和东营组第三段(简称“东三段”)泥岩(图 1)。辽中凹陷是辽东湾坳陷地层沉积最厚的区域,也是主力生烃凹陷,辽东湾坳陷目前已发现油气藏主要围绕辽中凹陷分布,其中位于辽中凹陷西北部的辽西低凸起是凝析油气藏集中分布区,平面上呈连片状分布,自北向南发育有 JZ20N、JZ20、JZ205 凝析油气藏,靠近辽中凹陷的斜坡带发育有 JZ21 油气藏,位于辽中凹陷东南部的辽东凸起带发育有 JZ23 稠油油藏,辽东凸起靠近辽中凹陷斜坡带发育有 JZ231 含油气构造带(图 1)。

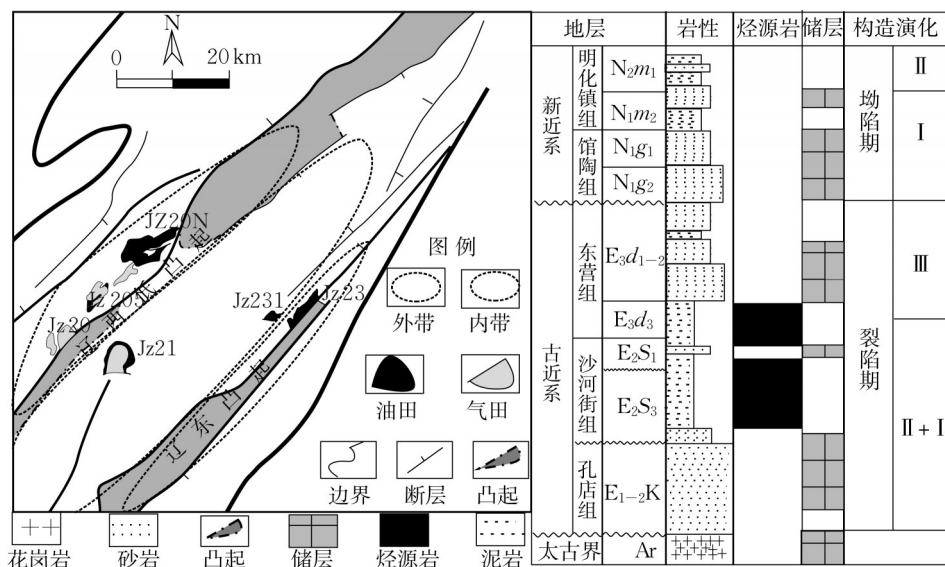


图 1 辽中凹陷区域分布图

Fig. 1 Regional distribution of Liaozhong Sag

辽东湾地区目前已发现的油气藏中原油来源主要为沙三段烃源岩^[7-8],部分油藏中含有沙一段烃源岩的贡献。沙一段烃源岩主要是特殊岩性段,对于

该套烃源岩笔者曾做过系统的研究^[8],认为该套烃源岩为受沉积环境的影响,以咸水环境沉积为主,且埋藏较浅、厚度较薄,主要有利于生成低熟油。东三

段烃源岩的贡献有限,仅在凹陷中发育有个别油气藏。沙三段烃源岩不仅厚度大、埋深适中,而且已发现的油气藏中大部分为沙三段烃源岩贡献。因此综合对比认为辽东湾地区最具规模生气潜力的主要是沙三段烃源岩。

2 实验样品及方法

针对渤海湾盆地辽中凹陷烃源岩生气特征,选取辽中凹陷沙三段 II_1 型和 II_2 型的两类典型样品开展热压模拟,样品信息如下:a井,深度为3 389.12 m,层位为沙三段,有机质丰度(TOC)为2.05%,成熟度(R_o)为0.60%,氢指数(HI)为226 $\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$,藻类体及腐泥无定形体含量相对较低,镜质组含量高,为 II_2 型有机质;b井,深度为2428.98 m,层位为沙三段,TOC为2.77%, R_o 为0.38%,HI为579 $\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$,以藻类体和腐泥无定形体为主,含少量镜质体及镜屑体,为 II_1 型有机质。

生排烃模拟实验:本次模拟实验采用了中石化无锡地质所研制的DK-III型地层孔隙热压模拟仪,实验方式采用单点累计热解生排烃模拟实验流程,模拟温度对应的埋深、静岩压力及流体压力综合盆地埋藏史设置。2 500 m埋深之前,岩石密度取2.3 $\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$,2 500至3 000 m埋深之后岩石密度取2.4 $\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$,3 000 m埋深之后取2.5 $\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$ 。流体压力

按照正常静水压力的1.5倍取值。实验流程包括制样装样、加热模拟、产物收集、产物定量与检测。实验条件参照无锡地质所标准操作方法,以 $1\text{ }^{\circ}\text{C}\cdot\text{min}^{-1}$ 的升温速率升至指定温度点后,进行恒温48 h以保证生烃反应的完全进行,从300 $^{\circ}\text{C}$ ~600 $^{\circ}\text{C}$ 分别设置一系列的模拟温度点。

围绕辽中凹陷及周缘辽西低凸起、辽东凸起油气藏群,选取典型凝析气藏、油气藏原油、天然气样品开展同位素测定、饱和烃色谱、饱和烃色谱-质谱、芳烃色谱-质谱等地球化学实验分析,分析方法参考李威等^[7-8]。

3 结果与讨论

3.1 烃源岩生排烃特征

利用地层条件下生排烃模拟方法对本次研究对象辽中凹陷沙三段混合型烃源岩进行生排烃模拟实验,得到原油、滞留烃、总烃、天然气(烃类气)的演化曲线(图2)。由图2a可见,沙三段 II_1 型烃源岩生排油高峰 R_o 值分布在0.9%~1.1%之间,排油高峰值为54.13 $\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$,此时滞留烃产量也达到峰值,高达230.41 $\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$,排油量与滞留烃量比率超1:4,尤为特殊的是这一阶段,烃源岩产生一个生气高峰,生气量达到109.56 $\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$,属于原油伴生气,本文将其简称为峰①。

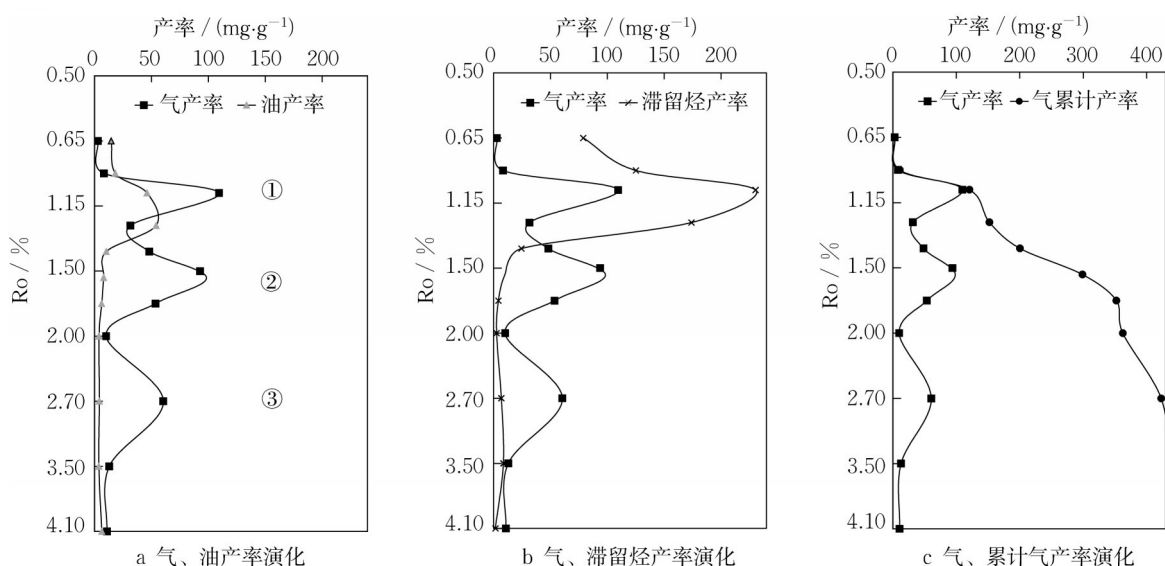


图2 辽中凹陷 II_1 型烃源岩生排烃特征图

Fig. 2 Hydrocarbon generation and expulsion characteristics of Type II₁ source rocks in Liaozhong Sag

烃源岩演化进入 R_o 为1.2%左右期间,排出油开始减小,即烃源岩从排液态烃阶段渐变至排气态

烃阶段;该时期最重要的变化是滞留烃急剧降低,从230.41 $\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$ 快速降至24.51 $\text{mg}\cdot\text{g}^{-1}$,在 R_o 为

1.5 %时,形成第二个生气高峰,高峰值达到 $110 \text{ mg} \cdot \text{g}^{-1}$,属于凝析气,本文将其简称为峰②(图2b)。相较于峰①,峰②的演化阶段更宽,从 R_o 为 1.2 % 时,滞留烃迅速降低,峰②开始形成,到 R_o 为 2.0 % 滞留烃减至 $2.69 \text{ mg} \cdot \text{g}^{-1}$,峰②结束,历经了整个高成熟阶段,产气量也明显高于峰①。

烃源岩演化在 $R_o > 2.0$ % 后,液态烃基本消失殆尽,干酪根的结构进一步缩聚成富碳的残余有机质,残余有机质在 R_o 为 2.7 % 期间形成第三个生气高峰,生气量达到 $60.5 \text{ mg} \cdot \text{g}^{-1}$,属于干气,本文简称为峰③(图2c)。

对于沙三段混合型烃源岩本文同时开展了 II_2 型烃源岩生排烃模拟实验(图3),从 II_2 型烃源岩与 II_1 型烃源岩的生排烃特征对比来看(图2、图3): II_2

型烃源岩整体生气潜力不如 II_1 型烃源岩,生气总量要低于 II_1 型烃源岩;从演化过程来看,两者具有较强的相似之处, II_2 型烃源岩在 R_o 为 0.9 % ~ 1.1 %、 R_o 为 1.5 %、 R_o 为 2.7 % 三个热演化阶段均存在生气高峰,不过相较于 II_1 型烃源岩第一个生气高峰(峰①), II_2 型烃源岩在该阶段的生气量明显较低,相较于同系列的其余两个峰,峰高也没有那么突出,但是从临近模拟生气温度点来看,是可以发现具有一个小高峰;在 R_o 为 1.5 % 的第二个高峰(峰②),该时期的出峰位置、生气量与 II_1 型烃源岩都具有可对比性,同样在该时期滞留烃大量裂解;在 R_o 为 2.7 % 处的生气峰(峰③)与 II_1 型烃源岩也具有可对比性,属于残余有机质形成的生气高峰。

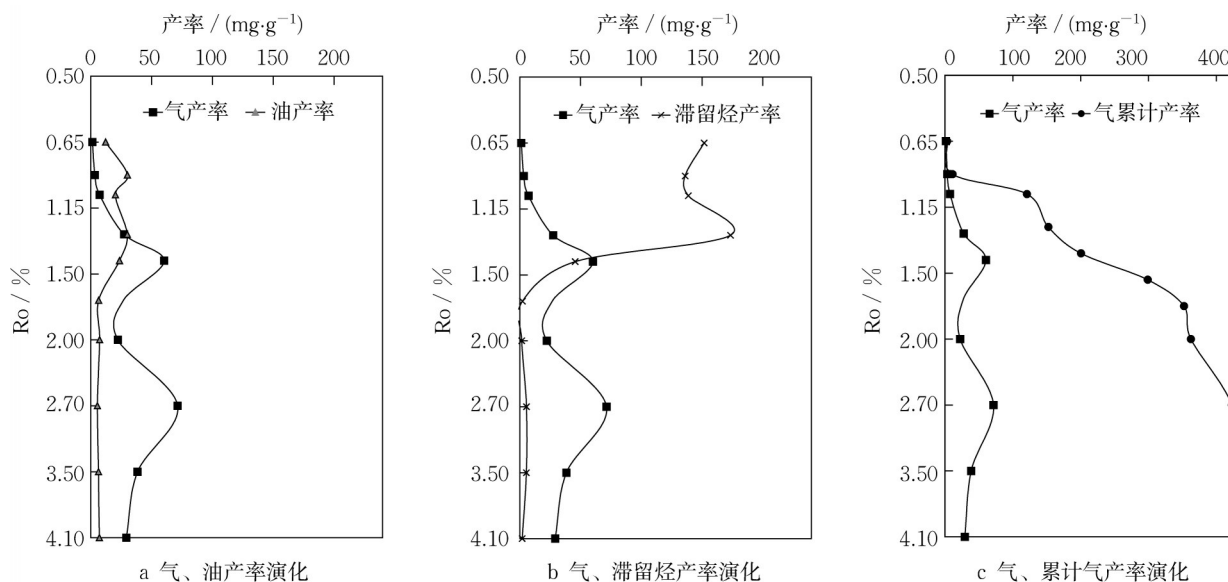


图3 辽中凹陷 II_2 型烃源岩生排烃特征图

Fig. 3 Hydrocarbon generation and expulsion characteristics of Type II_2 source rocks in Liaozhong Sag

3.2 油气藏类型划分

辽中凹陷凝析油气藏主要集中在西侧辽西低凸起构造带上,辽东斜坡含油气构造带钻井揭示有天然气发育。根据油气藏组分特征,利用 $C_1 + N_1$ 、 $C_2 - C_6 + CO_2$ 、 $C_7 +$ 三角图对各油气藏进行判识,发现 JZ20、JZ20N、JZ205、JZ21 油气藏及 JZ231 构造带均表现出凝析气藏的特征,表明油气藏中饱含气(图4)。

在剔除生物降解气藏等的前提下,选取各油藏中典型天然气样,根据天然气碳同位素特征与模拟实验各阶段产物进行对比,判识各油气藏及油气构造中天然气特征和来源。从图5中可以发现,位于斜坡带的 JZ21 油气藏及 JZ231 构造带中天然气碳同

位素参数与峰①伴生气一致的特征,而位于辽西低凸起上的 JZ20、JZ20N、JZ205 油气藏中天然气碳同位素参数表现出与峰②凝析气一致的特征。即从碳同位素分布来看,辽西低凸起斜坡带 JZ21 油气藏、JZ231 构造带主要为伴生气藏,而辽西低凸起上 JZ20、JZ20N、JZ205 油气藏属于凝析气藏。

利用碳同位素对各油气藏中天然气成熟度进行计算,显示位于辽西低凸起上的 JZ20、JZ20N、JZ205 油气藏中天然气成熟度集中分布在 R_o 为 1.5 % 左右,同时利用金刚烷参数对位于辽东凸起带的 JZ23 稠油油藏轻烃系列进行成熟度计算,发现位于辽东凸起带的 JZ23 稠油油藏中轻烃系列金刚烷参数计算的成熟度也主要分布在 R_o 为 1.5 % 左右^[9-13],将

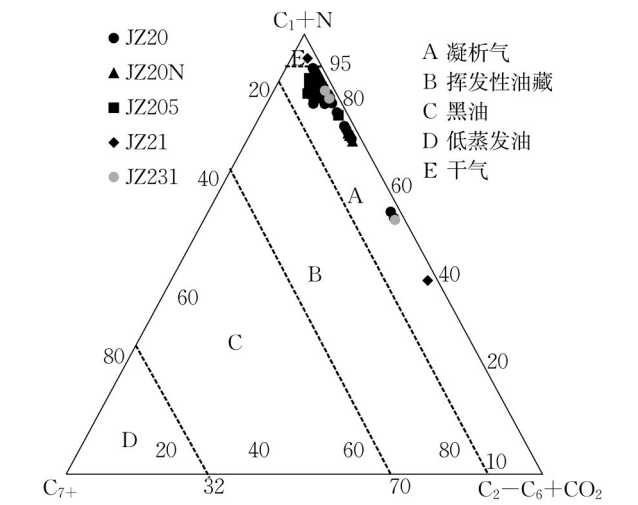


图 4 典型油气藏流体性质质识图

Fig.4 Identification of fluid properties of typical oil and gas reservoirs

天然气成熟度参数与模拟实验成熟度参数进行对比,认为辽西低凸起带凝析油气群天然气和辽东凸起带 JZ23 稠油轻烃主要反应凝析气阶段形成,说明位于凸起带的油气藏中天然气主要为凝析气属于烃源岩峰②产物,本文将之称为外带(表 1、图 1)。同样利用碳同位素计算位于辽西低凸起斜坡带和辽东凸起斜坡带油气藏及含油气构造带的天然气藏中天然气成熟度,结果显示天然气成熟度主要分布在

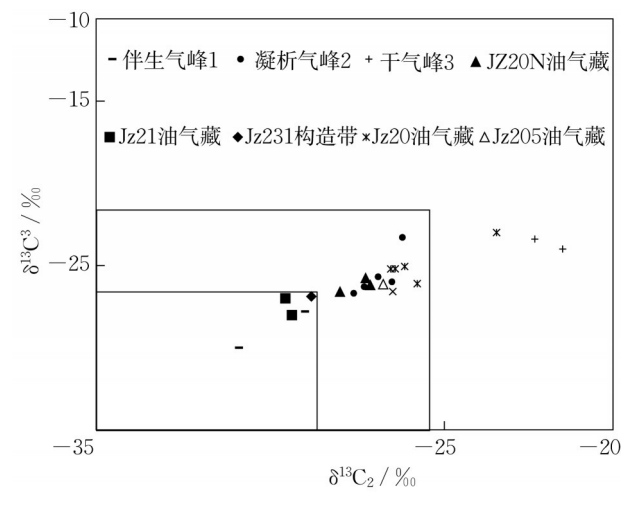


图 5 已发现油气藏天然气与模拟实验产物对比分类图

Fig.5 Comparison and classification of natural gas from discovered oil and gas reservoirs and simulated experimental products

0.8 %~1.0 %之间,说明主要为烃源岩成熟阶段生成的原油伴生气与模拟实验中峰①一致,本文称之为内带(表 1、图 1)。对比外带油气藏和内带油气藏,可以发现外带油气藏和内带油气藏不仅仅在地球化学参数上表现有差异,而且在物理性质上也存在明显的差异,外带油气藏宏观特征表现出高气油比、异常高的压力系统,而内带油气藏表现出较低的气油比、正常压力系统。

表 1 辽中凹陷油气藏成熟度分布表

Tab. 1 Distribution characteristics of maturity parameters of crude oil and natural gas in Liaozhong Sag							
区带		原油成熟度				天然气成熟度	
油气藏/带		压力系数	气油比	Ro=0. 6MPPI+ 0. 4 ^[13-14]	VRo=0. 23(DMD- BT)+0. 46 ^[13-14]	δ ¹³ C ₁ =17lgRo- 42 ^[5-6]	δ ¹³ C ₁ = 15. 80lgRo- 42. 20 ^[5-6]
外带	JZ20	1. 1~1. 7	>1 000	0. 76~0. 85	0. 80~0. 88	1. 52	1. 6
	JZ20N	1. 1~1. 6	316~598	0. 75~0. 81	0. 77~0. 84	1. 4~1. 6	1. 4~1. 7
	JZ205	1. 4~1. 6	2 519~3 658	0. 81~0. 88	0. 80~0. 86	1. 4~1. 6	1. 5~1. 6
	JZ23	1. 0~1. 05		0. 82~0. 90	0. 70~0. 80	1. 4~1. 5	1. 38~1. 5
内带	JZ21	0. 97~1. 00	46~71	0. 90~1. 00	0. 90~1. 04	0. 90~1. 01	0. 90~0. 98
	JZ231	0. 91	20. 7	0. 78~0. 90	0. 80~0. 90	0. 85	0. 80~0. 86

3.3 不同构造带油气成藏特征分析

位于外带的辽西低凸起油气藏群成熟度参数(表 1、图 1)具有明显差异,其中天然气成熟度分布在高成熟凝析气阶段,原油成熟度分布在成熟阶段,即天然气成熟度明显高于原油成熟,表明天然气和原油充注时期不同^[13-14]。在包裹体显微荧光方面具有直观的表现,从辽西低凸起油气藏群包裹体薄片(图 6)发现,同一深度包裹体,孔隙及微裂隙中发育有代表成熟油的黄色荧光包裹体、代表高成熟油

的白色荧光包裹体和纯气态包裹体。因此从、油气成熟度参数、包裹体显微荧光特征可以发现,辽西低凸起油气藏群中原油和天然气充注成藏具有早油晚气的特征。在早油晚气的充注下,油气藏群普遍表现出气洗特征,表现在油气藏中宏观物性特征为:随着深度变浅,API 变大、气油比(GOI)变大、含蜡量变小、沥青质变小(图 7),即后期的天然气对早期的原油从下之上气洗分馏,同时将轻质组分带出,并聚集在圈闭上部,形成气上油下的分布格局,且原油物

性自下而上逐渐变轻、含蜡量变小、轻质组分增加。

而同样属于外带的辽东凸起带油藏群主要为JZ23稠油油藏,油藏分布在馆陶组、明化镇组,圈闭封盖条件差,后期遭受水洗、微生物严重降解作用形成稠油油藏,但低分子正构烷烃发育,说明早期油降解后,晚期又有大量的油气充注,且油气以轻质组分为主^[15-16];表现在油藏中轻、重组分的成熟度参数不同(表1),稠油油藏原油成熟度分布在成熟阶段、以中-高分子化合物为主,轻质组分分布在高成熟阶段

以中-低分子化合物为主。对辽东凸起带稠油油藏包裹体进行观察(图6)发现同一深度包裹体中发育有代表成熟阶段原油的黄色荧光包裹体,同时发育有代表高成熟阶段油气的蓝色荧光包裹体,更重要的是发现在粒间孔隙中发育有大量沥青,说明辽东凸起带油气藏同样具有早油晚气的充注特征。在辽东凸起带稠油油藏宏观物性上,表现出随着深度变浅,API变大、含蜡量变大、沥青质变小的趋势(图7),但是因为盖层条件差,导致天然气无法保存,从而形成

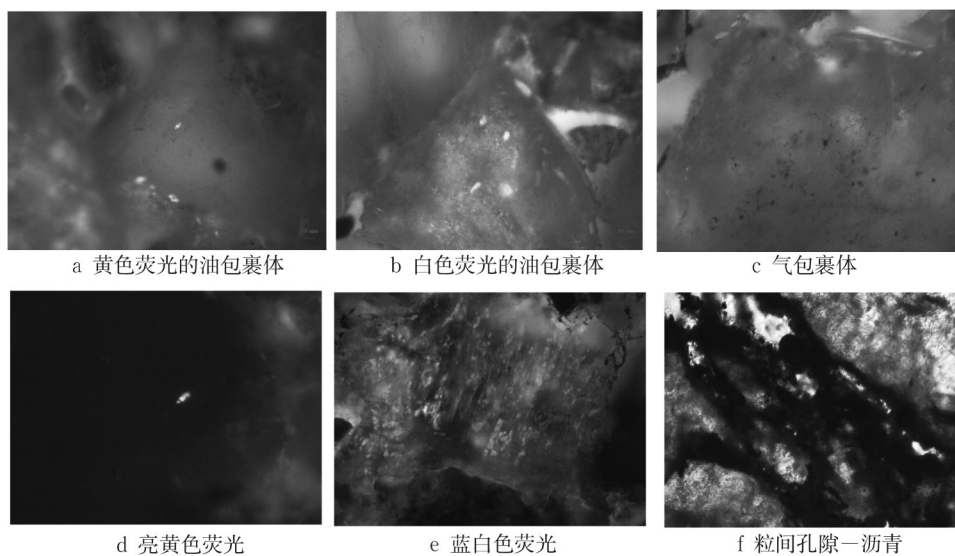


图6 不同构造带油气包裹体特征

Fig. 6 Characteristics of hydrocarbon inclusions in different tectonic belts

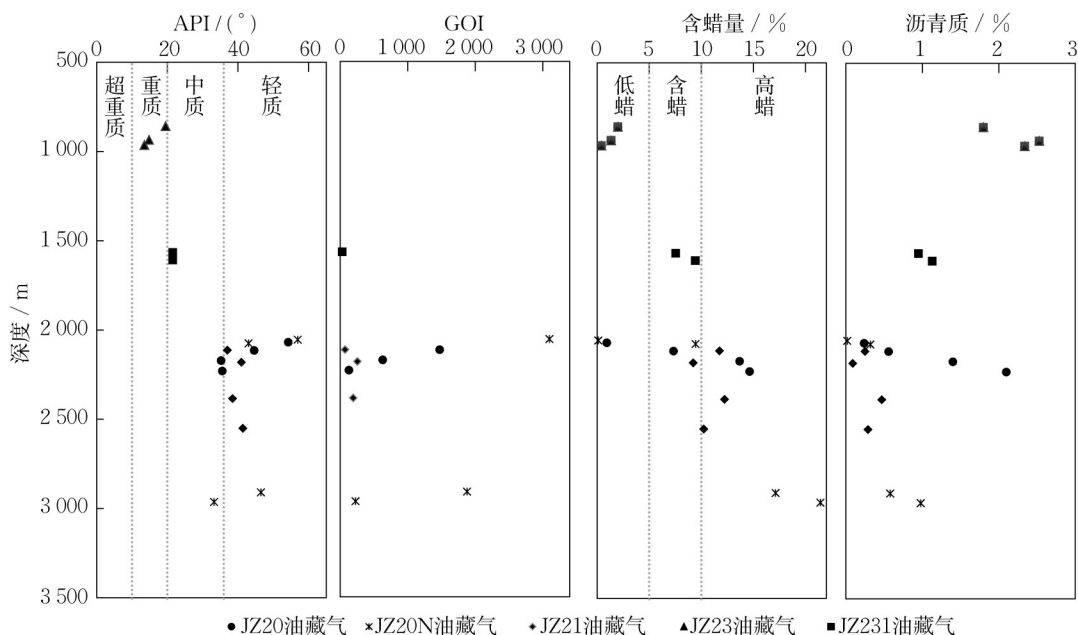


图7 不同构造带油气藏物性参数垂向变化图

Fig. 7 Vertical variation characteristics of physical parameters of oil and gas reservoir in different structural belts

了大量气洗之后留下来的沥青质。

内带油气藏原油和天然气成熟度一致(表1、图1),均属于烃源岩成熟阶段生成的产物,在宏观物性方面的表现为API、GOI、含蜡量、沥青质与深度之间无直接的关系(图7),呈现一种上下油气物性一致的特征,表明油气混合,原油饱含气,局部区域可以形成气顶气。

3.4 辽中凹陷天然气潜力

辽中凹陷主力供烃层段沙三段中典型的II₁型和II₂型烃源岩在全演化过程中发育有三个生烃高峰(图2),对应的成熟度(Ro)分别为:1.0%、1.5%、2.7%,且从各生气高峰量及所跨域的演化时间和温度可以发现,各峰对应的产气总量大小关系具有峰③≈峰②>峰①,三个生气高峰呈现一种间歇式接力生气的特征,与中国陆上领域海相烃源岩生气模式有所差异。从已发现的油气藏天然气与模拟产物的对比(图4)可以发现,辽中凹陷普遍发育峰①、峰②阶段生成的气态烃类产物,且均形成了商业性凝析油气藏。在辽中凹陷中,峰①、峰②阶段生成的天然气成藏机理及聚集区域有所差异,峰①主要与原油共生,同期生、排、运、聚,又因该期生成的气量在三个高峰期属于最小的一期,因此往往就近运移聚集,且在油藏中往往呈现出油溶气(饱含)、气顶气的形式出现,油气藏的压力系统往往是常压,在辽中凹陷表现为峰①形成的气藏聚集在紧邻烃源岩的斜坡带。烃源岩在峰②生气阶段,液态占比低,滞留烃急剧裂解,导致短期内形成大量的天然气,造成源内异常高压,天然气充注呈高压态势且具有瞬时性,往往呈长距离聚集于凸起带高点,保留了源内部分高压,形成异常高压凝析气藏;在辽中凹陷中该期形成的天然气主要聚集在辽西低凸起带(辽东凸起带散失),呈连片状分布,各凝析气藏中天然气表现出一致的特征。目前对于烃源岩在过成熟阶段生成的天然气暂未有商业性发现,只在局部井点发育有成熟度高于2.0%的天然气,表明辽中凹陷深部烃源岩已经进入过成熟阶段,峰③业已形成,具备形成大型过成熟气藏的潜力,也是下一步勘探发现的潜力之一。

4 结论

(1)渤海海域沙三段II₁型和II₂型烃源岩具有三峰接力生气的特征,三期生气高峰分别对应Ro为1.0%(①)、1.5%(②)、2.7%(③),三峰对应的总产

气量具有峰③≈峰②>峰①,三个生气高峰呈现一种间歇式接力生气的特征。

(2)渤海海域辽中凹陷普遍发育峰①、峰②阶段生成的天然气藏,其中峰①主要呈常压油气藏聚集于靠近烃源岩的斜坡带,峰②主要呈超压凝析气藏聚集于凸起带等构造高部位。峰③形成的天然气只在局部井点有所发现,表明辽中凹陷深部烃源岩已经进入峰③阶段,具备形成大型过成熟气藏的潜力。

(3)辽东湾地区外带油气藏具有早油晚气的充注特征,油气藏群普遍经历了气洗作用,在辽西凸起带盖层质量好,形成气上油下的分布格局;在辽东凸起带由于盖层质量差形成稠油。内带油气藏具有油气同生同储的特征,油气藏中原油饱含气,局部构造点形成气顶气。

作者贡献声明:

李威:论文写作和图件绘制。

吴克强:学术指导和论文审阅。

徐建永:论文指导和审查。

刘志峰:指导论文修改和完善。

郭刚:论文修改。

杨永才:论文校对。

林青:图件修改。

参考文献:

- [1] ZHAO Wenzhi, WANG Zhaoyun, ZHANG Shuichang, *et al.* Successive generation of natural gas from organic materials and its significance in future exploration[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2005, 32(2): 1.
- [2] ZHAO Wenzhi, WANG Zhaoyun, WANG Hongjun, *et al.* Further discussion on the connotation and significance of the natural gas relaying generation model from organic materials[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2011, 38(2): 29.
- [3] ZHAO Wenzhi, WEI Guoqi, YANG Wei, *et al.* Discovery of Wanyuan Dazhou intracratonic rift and its exploration significance in the Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(5): 659.
- [4] LI Jian, MA Wei, WANG Yifeng, *et al.* Modeling of the whole hydrocarbon-generating process of sapropelic source rock [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(3): 445.
- [5] 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): 1.
- [6] 李威. 渤海湾盆地渤中19-6气田凝析气成因研究[J]. 同济大

- 学报(自然科学版),2021,49(3):458.
- LI Wei. Origin of condensate gas in Bozhong 19-6 gas field in Bohai Bay Basin [J]. Journal of Tongji University (Natural Science), 2021,49(3):458.
- [7] 李威,李友川,兰蕾,等. 渤海湾盆地渤中19-6气田凝析油特征及油气关系[J]. 地质学报,2021,95(3):913.
- LI Wei, LI Youchuan, LAN Lei, *et al.* Genetic type of condensates oil and oil-gas relationship in the Bozhong 19-6 gas field, Bohai Bay Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2021, 95(3):913.
- [8] LI Wei. Characteristics and exploration prospects of low-maturity oil reserves in the Bohai Bay Basin: A case study on the southern sag of the Liaoxi depression [J]. *Unconventional Resources*, 2022, 2: 116.
- [9] CHEN J, FU J, SHENG G, *et al.* Diamondoid hydrocarbonratios: Novel maturity indices for highly mature crude oil[J]. *Organic Geochemistry*, 1996, 25(3/4):179.
- [10] CHEN J P, DENG C P, WANG X L, *et al.* Formation mechanism of condensates, waxy and heavy oils in the southern margin of Junggar Basin, NW China[J]. *Science China Earth Sciences*, 2017, 60(5): 972.
- [11] DAHL J E, MOLDOWAN J M, PETERS K, *et al.* Diamondoid hydrocarbons as indicators of oil cracking [J]. *Nature*, 1999, 399:54.
- [12] LI Jian, MA Wei, WANG Yifeng, *et al.* Modeling of the whole hydrocarbon-generating process of sapropelic source rock [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(3):445.
- [13] BAO Jianping, CHEN Xiwen, ZHU Chuishan. Novel C₁₅ sesquiterpanes and their origin in different curde oils from the Pearl River Mouth Basin of China [J]. *Science China Earth Sciences*, 2016, 59(8): 1622.
- [14] 李威,窦立荣,文志刚,等. 乍得Bongor盆地潜山油气成因和成藏过程[J]. 石油学报,2017,38(11):1253.
- LI Wei, DOU Lirong, WEN Zhigang, *et al.* Buried-hill hydrocarbon genesis and accumulation process in Bongor Basin, Chad[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(11): 1253.
- [15] 李威,窦立荣,文志刚,等. Melut盆地富含CO₂油气藏的成因及期次[J]. 地球科学,2022,47(4):1459.
- LI Wei, DOU Lirong, WEN Zhigang, *et al.* Genetic origin of CO₂-rich oil reservoirs and pool forming period in Melut Basin, Southern Sudan[J]. *Earth Science*, 2022, 47(4):1459.
- [16] 牛成民,王冰洁,王飞龙,等. 辽西凹陷锦州20-2北油田沙二段油气成藏条件与成藏过程[J]. 成都理工大学学报(自然科学版),2019,46(6):667.
- NIU Chengmin, WANG Bingjie, WANG Feilong, *et al.* Reservoir-forming condition and mechanism of the Member 2 of Shahejie formation in Jinzhou JZ20-2N oilfield, Liaoxi depression, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science and Technology Edition)*, 2019, 46(6):667.