

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2019.222>



# 多套烃源岩联合供烃下的原油成藏特征及其与压力的耦合关系:以东濮凹陷濮城地区沙河街组为例

刘秀岩<sup>1</sup>, 陈红汉<sup>1\*</sup>, 张洪安<sup>2</sup>, 徐田武<sup>2</sup>

1. 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074

2. 中国石化中原油田分公司, 河南濮阳 457001

**摘要:** 目前对濮城地区沙河街组一至四段的成藏整体研究仍存在空白. 利用流体包裹体系统分析方法, 结合原油实测数据对东濮凹陷濮城地区沙河街组的成藏特征进行研究. 结果表明总体上多套烃源岩联合供烃控制着濮城地区沙河街组原油成熟度的垂向分布, 压力演化作为成藏的驱动因素与各期成藏耦合完好. 濮城地区沙河街组原油存在三期成藏: 第一期约 30.9~25.3 Ma; 第二期约 22.3~14.8 Ma; 第三期约 3.2~1.4 Ma. 垂向上巨厚的烃源岩同一时期生成不同成熟度的原油, 此外, 同一层位烃源岩随时间推移依次生成低熟、成熟、高熟油, 使得濮城地区沙河街组各段均存在不同成熟度原油同期成藏的特征. 古压力模拟结果表明第一期成藏为超压驱动, 第二期成藏为泄压驱动, 第三期成藏兼具前两期的特点.

**关键词:** 成藏期次; 东濮凹陷; 沙河街组; 濮城地区; 原油成熟度; 古压力; 石油地质.

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2020)06-2210-11

收稿日期: 2019-06-30

## Characteristics of Oil Reservoiring and Its Relationship with Pressure Evolution of Shahejie Formation in Pucheng Area

Liu Xiuyan<sup>1</sup>, Chen Honghan<sup>1\*</sup>, Zhang Hong'an<sup>2</sup>, Xu Tianwu<sup>2</sup>

1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

2. Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang 457001, China

**Abstract:** The whole Shahejie Formation has not been treated as one target for reservoiring research. So in this study, fluid inclusion systematic analysis conducted on samples from Shahejie Formation in Pucheng area, Dongpu depression, combined with the crude oil data, indicates that the vertical distribution of oil maturity is under control of petroleum generation of multiple sets of source rocks. The pressure evolution process considered to be a driving factor was in agreement with the reservoiring stages. Three reservoiring stages were identified in Pucheng area: the first was from 30.9–25.3 Ma, the second was from 22.3–14.8 Ma, the third was from 3.2–1.4 Ma. The source rocks with huge vertical thickness produced crude oil with different maturities at the same time. Moreover, different maturities of oil were generated from the same set of source rock over time, which made the Shahejie Formation in Pucheng area had characteristics of simultaneous reservoiring of crude oil with different maturity. The results of paleopressure simulation show that the first stage was driven by overpressure, the second stage was driven by pressure relief and the third stage had the combined features of the former two stages.

基金项目: 国家自然科学基金项目(No.41730421); 中石化“十三五”重大科技专项(No.ZDP1705).

作者简介: 刘秀岩(1995-), 男, 在读博士研究生, 主要从事流体包裹体研究. ORCID: 0000-0003-3798-8588. E-mail: liuxiuyan@cug.edu.cn

\* 通讯作者: 陈红汉, ORCID: 0000-0001-6968-412X. E-mail: hhchen@cug.edu.cn

引用格式: 刘秀岩, 陈红汉, 张洪安, 等. 2020. 多套烃源岩联合供烃下的原油成藏特征及其与压力的耦合关系: 以东濮凹陷濮城地区沙河街组为例. 地球科学, 45(6):2210–2220.

**Key words:** hydrocarbon reservoiring stage; Dongpu depression; Shahejie Formation; Pucheng area; oil maturity; paleopressure; petroleum geology.

## 0 前言

含油气系统是多个地质过程综合相互作用的结果,每个含油气盆地都具有独特的构造、沉积以及流体体系的地质特征,如何寻找控制油气聚集的主要因素是有效勘探油气的重要的问题.成岩矿物中的流体包裹体作为一个天然的封闭容器,其中捕获的流体可代表捕获时期的成岩流体组分、温度和压力(Goldstein and Reynolds, 1994).目前流体包裹体技术被广泛地用于油气成藏期次划分,路径示踪及古压力恢复等方面研究(陈红汉等, 1997, 2002; 单秀琴等, 2007; 平宏伟等, 2012; 苏奥等, 2017; 吴悠等, 2017; 王倩茹等, 2018).

濮城地区为东濮凹陷北部重要的含油气构造带(陈书平等, 2015).前人认为濮城地区沙三段经历了两期油气成藏,分别为古近纪末期(30~22 Ma)和新近纪晚期到第四纪(6~0 Ma)(徐春强等, 2010),早期充注沿着断裂运移距离较远而晚期由

于断裂封闭而形成自生自储型油藏(蒋有录等, 2015).现有公开发表的文献中对沙四、沙二、沙一乃至整个沙河街组成藏期次及规律的研究几近空白.此外,东濮凹陷发育沙四段、沙三段和沙一段等多套烃源岩(王金萍等, 2018),具有多套烃源岩联合供烃的特征(徐田武等, 2019).对于沙河街组的成藏过程不应看成单一烃源岩供烃的结果.本文针对濮城地区沙河街组开展研究,利用流体包裹体技术结合盆地模拟对不同层位油气充注年龄进行综合划分,并结合原油实测数据分析沙河街组油气充注特征及主控因素,为进一步勘探实践提供依据.

## 1 地质背景

东濮凹陷是渤海湾盆地最南端的一个次级负向构造单元,东侧以兰聊断层与鲁西隆起分割,西侧超覆于内黄隆起之上,南隔兰考凸起与开封凹陷相望,北以马陵断层与莘县凹陷相连.整个凹陷北

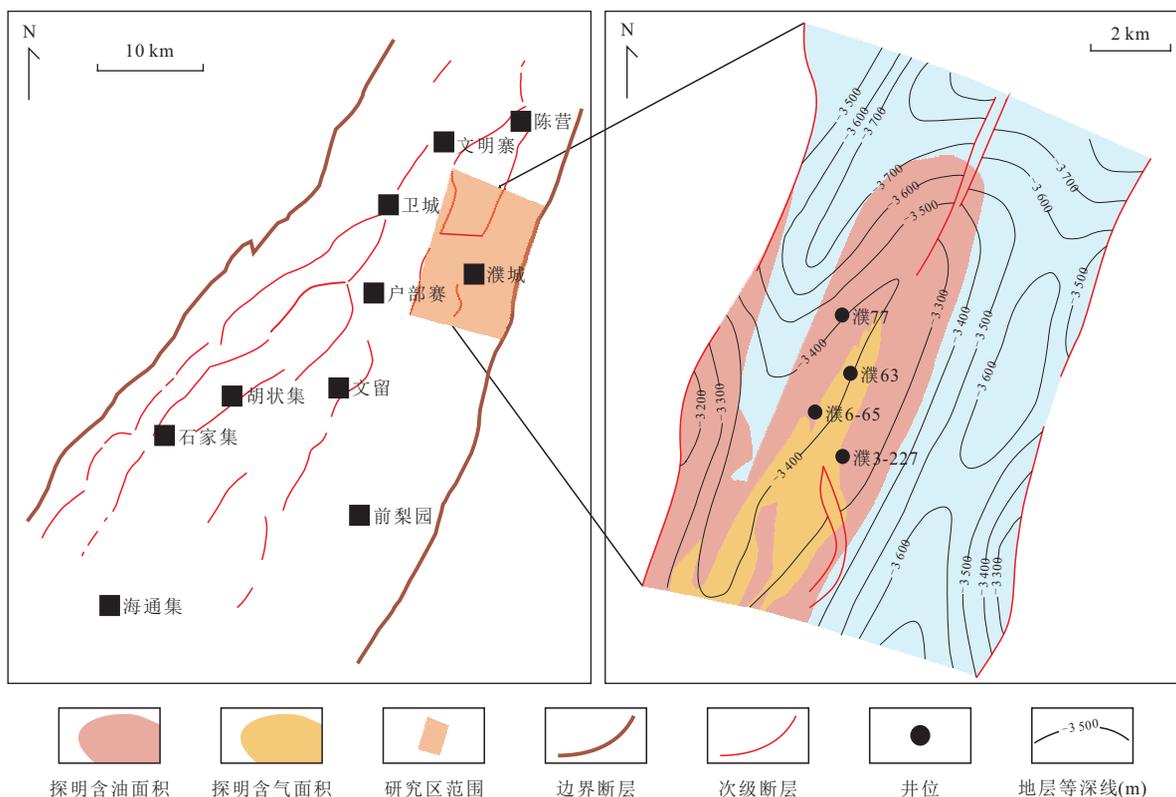


图1 东濮凹陷北部濮城地区构造位置图及研究井位图

Fig.1 Structural location of Pucheng area in the northern Dongpu depression and that of studied wells

窄南宽,面积约 5 300 km<sup>2</sup>(余海波等,2018).整个东濮凹陷可分为中央隆起带、西部洼陷带、东部洼陷带、西部斜坡带,形成“两洼一隆一斜坡”的构造格局.自古近系沉积以来,其经历了沙四至东营组沉积末期的箕状断陷阶段,东营组沉积末期的抬升剥蚀阶段以及之后的稳定热沉降阶段.地层自下而上发育沙河街组、东营组、馆陶组、明化镇组以及第四系.东濮凹陷古近纪经历了两次抬升剥蚀,分别在东营组沉积末期和明化镇组沉积末期,对应于喜山运动的第 II 幕和第 III 幕(冯阵东等,2014).东濮凹陷广泛发育三套烃源岩,分别位于沙四段、沙三段和沙一段,其中优质烃源岩位于沙四上亚段和沙三下亚段(王金萍等,2018;徐田武等,2019).

濮城断背斜构造带是位于东濮凹陷中央隆起带北部的一个次级正向构造单元(图 1).其东临鲁西隆起,西接卫城次洼,北与古云集构造带相邻,南与前梨园洼陷相望.濮卫次洼和前梨园洼陷为其提供了良好的生烃条件,而其自身作为断背斜带,具有良好的储集条件.其构造演化受整个东濮盆地的影响,两次构造抬升分别对濮城地区造成了约 100 m 和约 450 m 的剥蚀量.

## 2 研究方法

本次研究选取了东濮凹陷濮城地区的 4 口井(濮 77、濮 63、濮 6-65 和濮 3-227)的沙二段至沙四段的 63 块岩样进行包裹体系统分析测试,所有测试均在中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室完成.测试内容主要包括:(1)对样品薄片进行透射光—紫外光对应观察,所用仪器为 Nikon 80I 双通道荧光显微镜,紫外光激发波长为 330~380 nm;(2)对单个烃类包裹体进行显微荧光光谱测试,采用 Maya2000 Pro 光谱仪进行采集记录和 Yuanao 显微光谱分析软件进行光谱数据处理;(3)对各样片进行冷阴极发光观察,所用仪器为 RELIOTRON III,工作电流为 300~500  $\mu$ A,工作电压为 5~8 kV;(4)对烃类包裹体和其伴生盐水包裹体进行显微测温,仪器为 Linkam THMS 600 型冷热台,测定误差为 0.1  $^{\circ}$ C,初始升温速率为 10  $^{\circ}$ C/min,在包裹体接近均一时降为 2  $^{\circ}$ C/min;(5)利用 Basin Mod 1-D 软件模拟濮城地区古近系的埋藏史、热史和成熟史;(6)利用 Leica SPE DM5500 共聚焦激光扫描显微镜测定单个油包裹体的气液比,扫描频率为 400 Hz,分辨率为 1 080  $\times$  1 080;(7)利用 VTFLINC

模拟软件恢复单个油包裹体的最小捕获压力.

## 3 样品分析

### 3.1 显微荧光观察

利用原油中的不饱和烃类在紫外光的激发下会发出荧光的特性,对样品进行紫外光—透射光的对应观察.共检测到 4 种不同荧光颜色(波长范围)的烃类包裹体,分别为:(i)发橙色荧光油包裹体,主峰波长( $\lambda_{\max}$ )为 612~617 nm;(ii)发黄色荧光油包裹体,主峰波长为 563~580 nm;(iii)发绿色荧光油包裹体,主峰波长为 528~550 nm;(iv)发蓝色荧光油包裹体,主峰波长为 477~495 nm(图 2).一般情况下,油包裹体随其中烃类成熟度的增加,其荧光波长也会随之减小,荧光颜色相应出现红—黄—绿—蓝的变化.本次研究中,橙色荧光油包裹体代表一幕未熟—低熟油充注,黄色荧光油包裹体代表一幕低熟油充注,绿色荧光代表一幕成熟油充注,蓝色荧光代表一幕高熟油充注.此外,  $QF_{535}$  作为荧光光谱参数之一,代表荧光光谱波长在 535~750 nm 范围内的积分面积与波长在 430~535 nm 范围内的积分面积的比值,其大小与原油的成熟度呈反比(李纯泉等,2010).主峰波长( $\lambda_{\max}$ )与其相结合能更好地反映出油包裹体成熟度演化的趋势(图 2). $\lambda_{\max}$  与  $QF_{535}$  的对应数值范围列于表 1.

### 3.2 包裹体岩相学观察

弄清各个包裹体宿主矿物间的世代关系可对包裹体测定结果进行不同程度的约束.不同矿物中由于含有不同种类的致色离子,在电子束的照射下

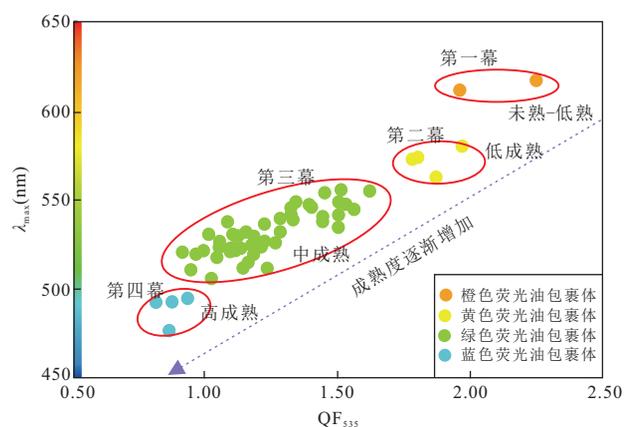


图 2 濮城地区沙河街组油包裹体  $\lambda_{\max}$  和  $QF_{535}$  关系

Fig.2 Relationship between peak wave length ( $\lambda_{\max}$ ) and  $QF_{535}$  of micro-beam fluorescent spectrum of single oil inclusion in the Shahejie Formation in Pucheng area

表 1 各类油包裹体  $\lambda_{max}$  与  $QF_{535}$  的相应范围

Table 1 Corresponding ranges of  $\lambda_{max}$  and  $QF_{535}$  of each type of oil inclusions

荧光颜色	橙色	黄色	绿色	蓝色
$\lambda_{max}(nm)$	612~617	563~580	528~550	477~495
$QF_{535}$	1.96~2.25	1.78~1.97	0.91~1.62	0.81~0.93

会发出不同波长的可见光,因此用阴极发光作为辅助手段来研究储层中的成岩作用.

岩相观察表明储层中的碎屑颗粒在埋藏早期未经历强烈的压实作用.颗粒间多为点、线接触,少数颗粒为凹凸接触.部分石英颗粒周围可见石英加大边,只存在于颗粒边缘局部区域,加大边外缘参差不齐,说明存在溶蚀(图 3g).此后,硬石膏胶结于剩余粒间孔隙中,阻止了进一步埋深后压实作用对储层的改造(图 3a).

划分流体包裹体的产状对确定不同油包裹体

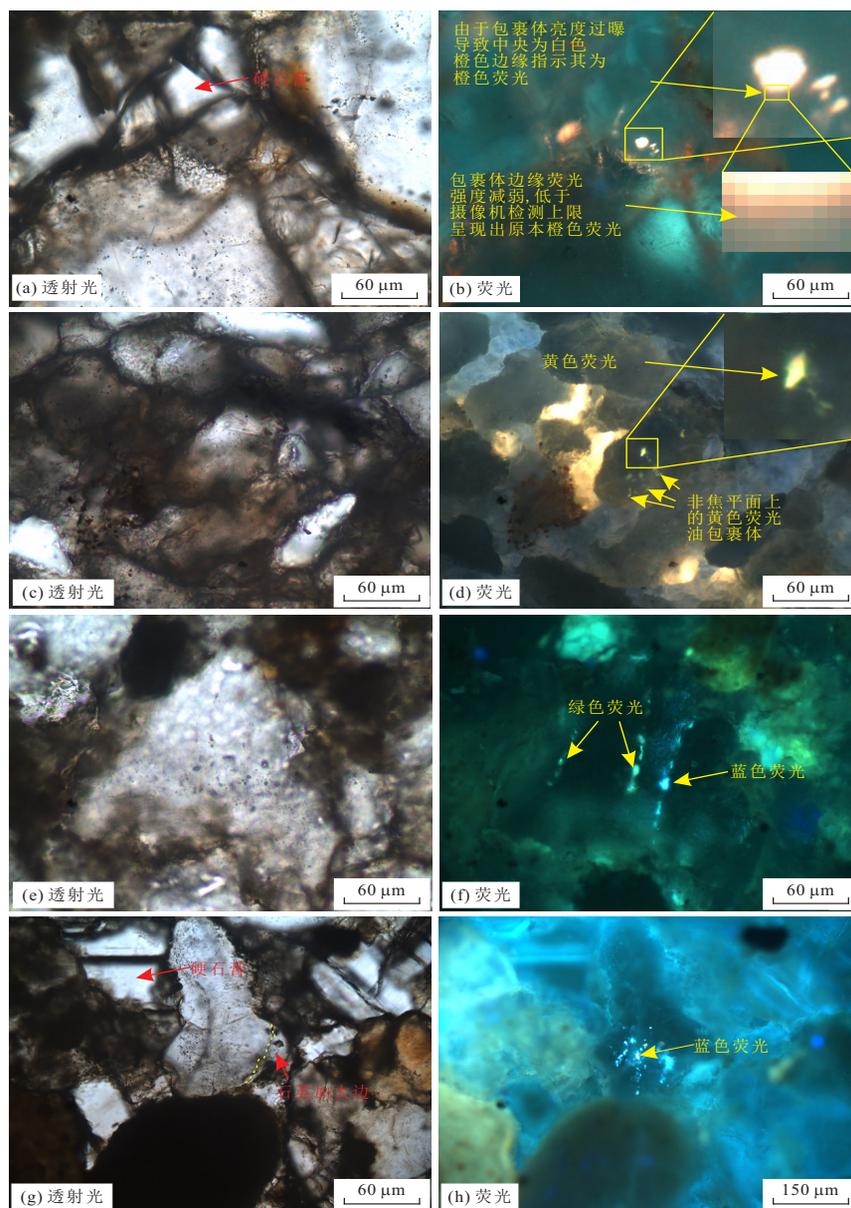


图 3 东濮凹陷濮城地区典型油包裹体显微照片

Fig.3 Typical micrographs showing fluid inclusions in Pucheng area of Dongpu depression

a, b.濮 3-227 井,  $Esh_2^1$ , 埋深 2 447.00 m, 硬石膏晶粒中橙色荧光油包裹体; c, d.濮 6-65 井,  $Esh_4^1$ , 埋深 3 764.07 m, 穿石英颗粒裂纹中黄色荧光油包裹体; e, f.濮 6-65 井,  $Esh_4^1$ , 埋深 3 665.10 m, 穿石英颗粒裂纹中绿色荧光和蓝色荧光油包裹体; g, h.濮 3-227 井,  $Esh_2^1$ , 埋深 2 447.00 m, 穿石英颗粒裂纹中蓝色荧光油包裹体

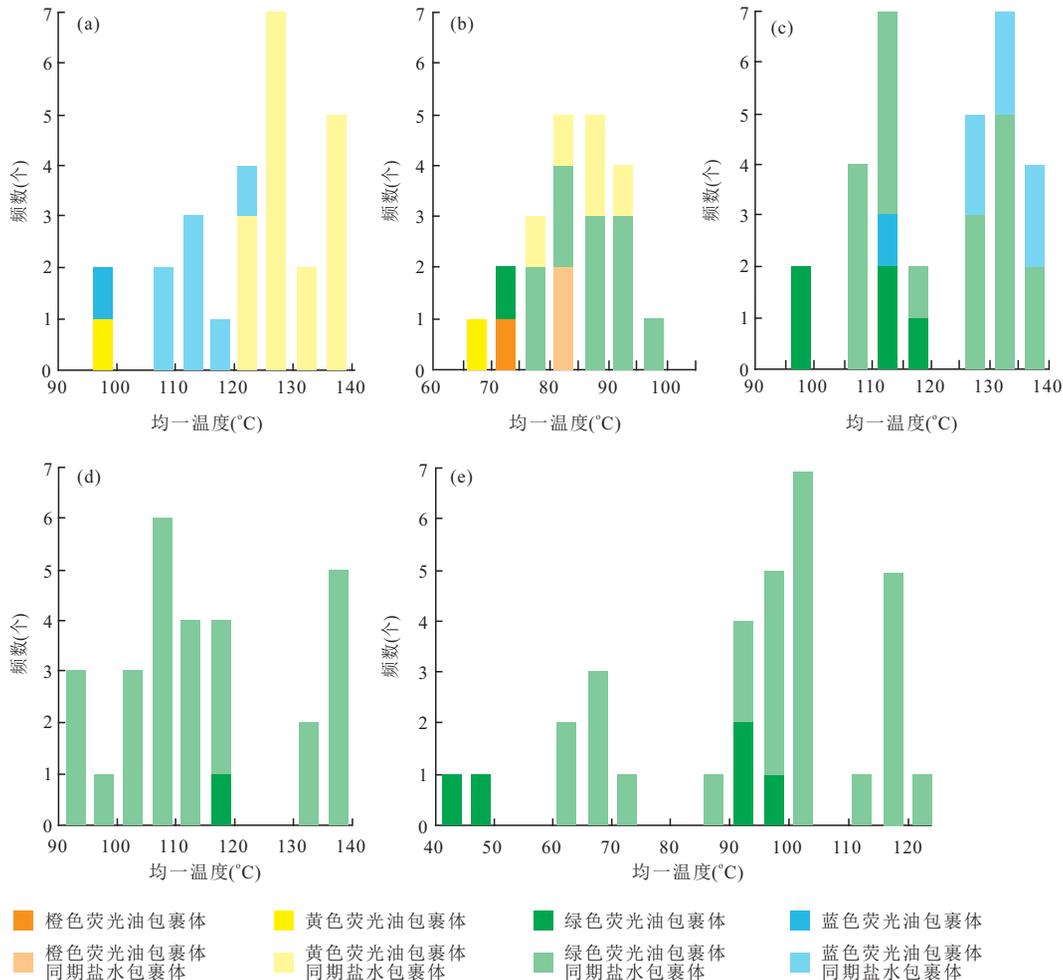


图4 濮城地区沙河街组不同深度包裹体均一温度分布直方图

Fig.4 Homogenization temperature of fluid inclusions of different depths in Shahejie Formation in Pucheng area

a.埋深2 447 m, b.埋深2 868~2 870 m, c.埋深3 568~3 666 m, d.埋深3 372 m, e.埋深3 038~3 092 m. 其中, 橙色荧光油包裹体及其同期盐水包裹体为硬石膏胶结物中, 黄色、绿色、蓝色荧光油包裹体及其同期盐水包裹体均为穿颗粒裂纹中

成藏期次起到了一定的约束作用(吴悠等, 2017). 本次研究中仅在硬石膏胶结物中检测到橙色油包裹体, 代表早期的一幕未熟低熟油充注(图 3a, 3b); 而其他 3 种荧光颜色的油包裹体均在穿石英颗粒裂纹中检测到(图 3c~3h). 这类穿石英颗粒裂纹多终止于颗粒边缘而不同时间切穿多个颗粒及粒间胶结物, 同时由于东濮凹陷经历的多期全盆构造抬升, 因此无法断定穿石英颗粒裂纹出现的相对时间, 进而无法以此来约束各类油包裹体的成藏期次.

### 3.3 显微测温

对 5 个不同埋藏深度的样品进行流体包裹体显微测温分析, 并作出油包裹体及其同期盐水包裹体的均一温度分布直方分布图(图 4). (1)埋深为 2 447 m 的样品中黄色荧光油包裹体均一温度为 99.3 °C, 同期盐水包裹体均一温度范围为 124.8~

139.2 °C, 平均为 128.3 °C; 蓝色荧光油包裹体均一温度为 99.7 °C, 同期盐水包裹体均一温度范围为 106.1~121.3 °C, 平均为 113.2 °C(图 4a). (2)埋深为 2 868~2 870 m 的样品中橙色荧光油包裹体均一温度为 73.2 °C, 同期盐水包裹体均一温度范围为 80.3~81.5 °C, 平均为 80.9 °C; 黄色荧光油包裹体均一温度为 67.5 °C, 同期盐水包裹体均一温度范围为 75.1~90.2 °C, 平均为 84.1 °C; 绿色荧光油包裹体均一温度为 70.4 °C, 同期盐水包裹体均一温度范围为 75.1~96.2 °C, 平均为 86.5 °C(图 4b). (3)埋深为 3 038~3 092 m 的样品中绿色荧光油包裹体均一温度范围分别为 43.0~46.0 °C 和 90.1~97.4 °C, 平均值为 44.5 °C 和 94.0 °C, 同期盐水包裹体均一温度范围对应为 63.6~72.5 °C 和 88.2~123.1 °C, 平均值分别为 67.7 °C 和 105.0 °C(图 4e). (4)埋深为 3 372 m 的样

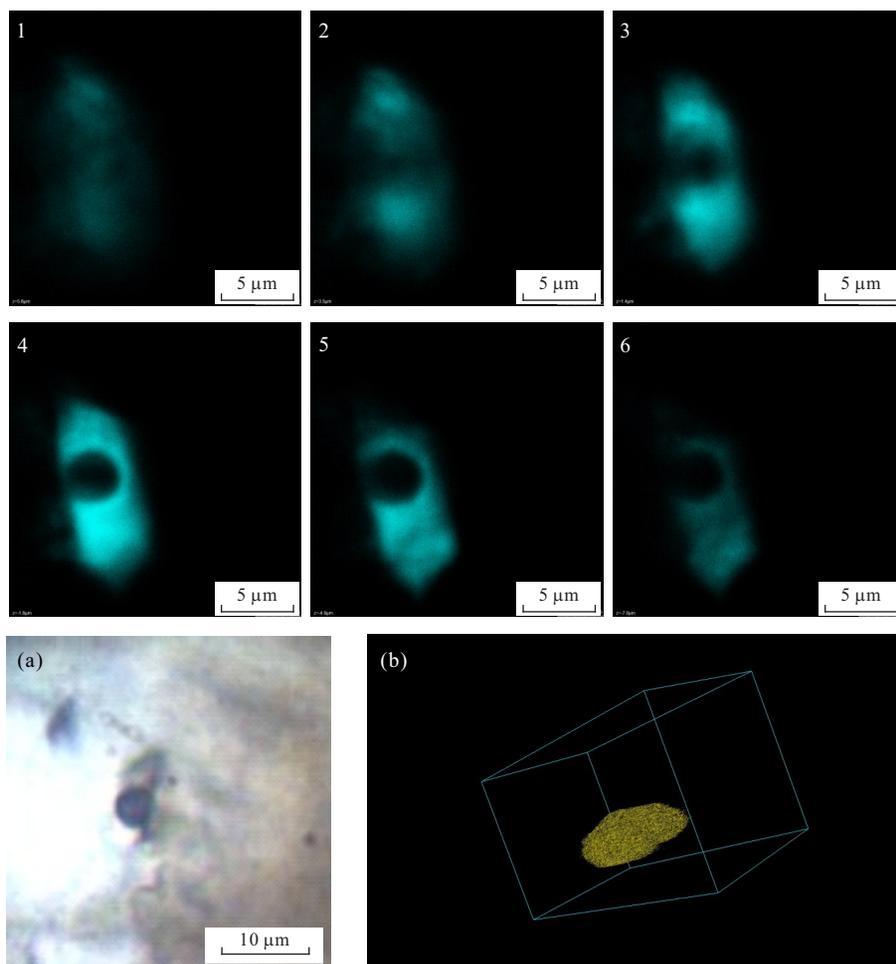


图5 油包裹体激光共聚焦沿 $z$ 轴切片及三维重建

Fig.5 Laser confocal cutting slides along  $z$ -axis and 3D reconstruction of oil inclusion  
1~6. 沿 $z$ 轴30张切片中的6张;a. 透射光下的油包裹体平面形态;b. 三维重建后的油包裹体空间形态

品中绿色荧光油包裹体均一温度为 $115.4\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,同期盐水包裹体均一温度范围为 $134.2\sim 139.7\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,平均为 $136.2\text{ }^{\circ}\text{C}$ (图4d).(5)埋深为 $3\ 567\sim 3\ 666\text{ m}$ 的样品中绿色荧光油包裹体均一温度范围分别为 $96.3\sim 97.4\text{ }^{\circ}\text{C}$ 和 $112.4\sim 118.4\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,平均值对应为 $96.9\text{ }^{\circ}\text{C}$ 和 $114.7\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,同期盐水包裹体均一温度范围对应为 $105.4\sim 117.2\text{ }^{\circ}\text{C}$ 和 $128.9\sim 137.3\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,平均值分别为 $110.0\text{ }^{\circ}\text{C}$ 和 $132.2\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;蓝色荧光油包裹体均一温度为 $113.2\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,同期盐水包裹体均一温度范围为 $127.2\sim 135.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,平均为 $131.7\text{ }^{\circ}\text{C}$ (图4c).

### 3.4 埋藏史及热史模拟

前人已经针对东濮凹陷不同构造带的热史、埋藏史模拟做了大量的研究工作,揭示了东濮凹陷古近纪以来热流值存在2个峰值,分别位于沙三段沉积时期和东营组沉积中晚期,整体上呈降低趋势(左银辉等,2017).由于东濮凹陷北部隆-凹分布复

杂,不同地区的埋藏史演化不尽相同,因此在本次研究中对4口包裹体取样井均作了1-D埋藏史和热史模拟用于均一温度投影,并将结果合并,以供更好地说明问题(图6).

### 3.5 古压力模拟

激光共聚焦显微镜可对发荧光的油包裹体进行垂向层切(图5),通过软件计算每层切片的面积,再积分得到油包裹体在三维空间的体积,并生成包裹体三维形态的可视化图像(图5b).选取气泡区域最大,边界最清晰的一张切片做为过气泡中心的切片,用标尺工具量出气泡直径,气泡体积按照球的体积公式计算得出.

根据油包裹体均一温度、其同期盐水包裹体均一温度和油包裹体的气液比模拟出了各油包裹体的最小捕获压力(表2).

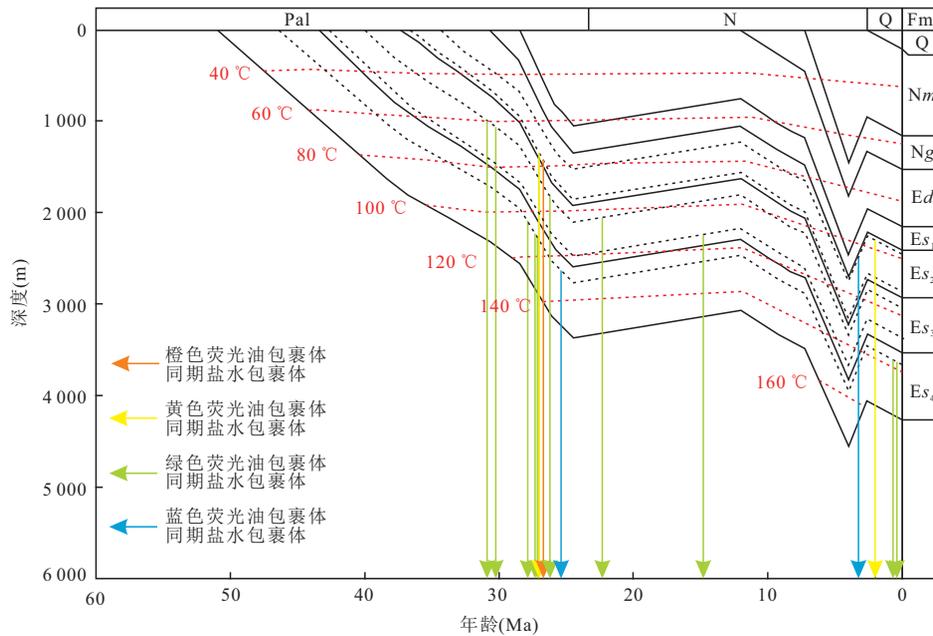


图6 濮城地区埋藏史及沙河街组油气充注时间确定

Fig.6 Burial history and definition of oil charging time of the Shahejie Formation in Pucheng area

表2 濮城地区沙河街组油包裹体最小捕获压力模拟

Table 2 Simulation of the lowest trapping pressure of oil inclusions in Shahejie Formation in Pucheng area

井号	今埋深(m)	捕获年龄(Ma)	$\lambda_{\max}(\text{nm})$	$Th_{\text{oil}}(^{\circ}\text{C})$	$Th_{\text{aqu}}(^{\circ}\text{C})$	气/液比	捕获压力(MPa)	压力系数
P6-65	3 665.10	27.3	549	96.3	111.3	7.89	25.19	1.14
P6-65	3 666.00	27.9	522	97.4	105.4	9.32	25.08	1.19
P63	3 371.93	14.8	542	115.4	134.2	10.19	30.25	1.21
P77	3 646.88	1.6	548	112.4	128.9	14.93	35.68	1.15
P77	3 622.00	1.4	523	118.4	132.7	14.87	34.85	1.12
P6-65	2 868.08	26.7	617	73.2	80.3	4.99	16.69	1.21
P6-65	2 870.08	27.0	581	67.5	75.1	10.39	16.02	1.17
P6-65	2 870.08	27.0	549	70.4	75.1	4.67	14.9	1.09
P6-65	3 038.00	26.2	555	90.1	94.5	10.57	26.02	1.42
P6-65	3 038.00	26.3	554	94.5	95.2	8.63	20.66	1.38
P6-65	3 091.54	30.3	552	43	67.6	1.3	15.05	1.50
P6-65	3 092.44	30.9	556	46	63.6	1.5	11.15	1.06
P6-65	3 092.44	22.3	555	97.4	100.3	15.23	30.09	1.43
P3-227	2 447.00	2.0	580	99.3	124.8	11.44	35.9	1.13

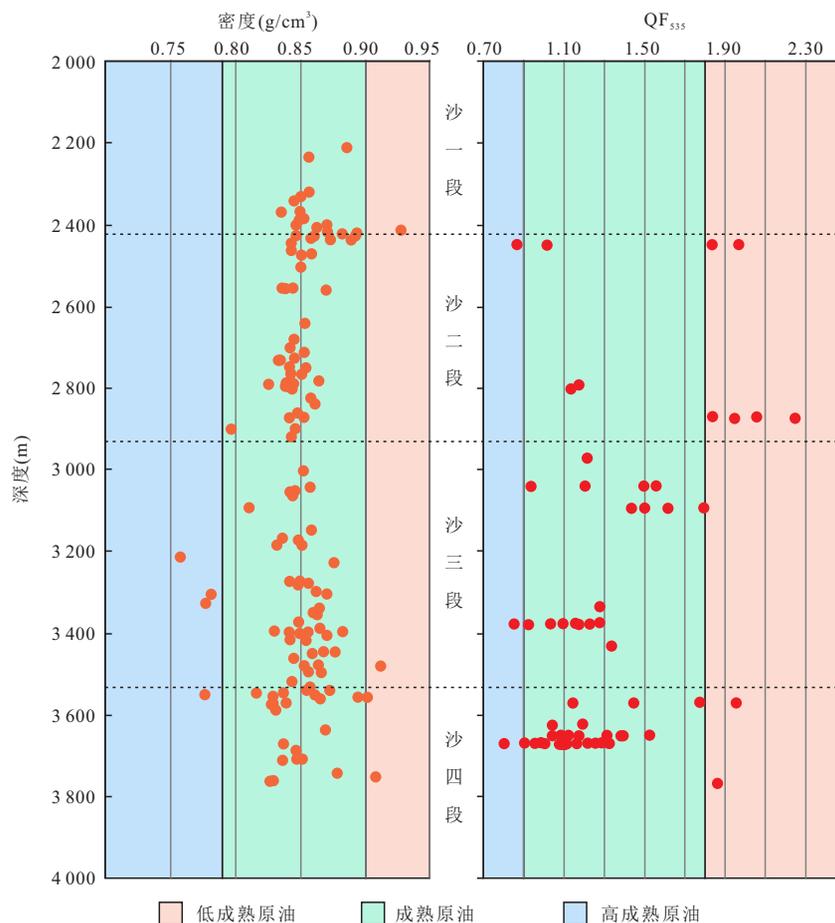
## 4 讨论

### 4.1 成藏期次划分及成藏时间确定

与油包裹体同期的盐水包裹体均一温度可以近似看作烃类流体的最低捕获温度,而在后期发生再平衡作用会使其均一温度升高,因此选取油包裹体同期盐水包裹体的最低均一温度进行投影(图6).

均一温度投影结果表明濮城地区沙河街组经

历了三期油成藏.第一期成藏发生在沙二段沉积末期至东营组沉积中—晚期,约30.9~25.3 Ma;第二期成藏发生在东营运动造成的抬升剥蚀阶段,约22.3~14.8 Ma;第三期成藏发生在明化镇组抬升剥蚀之后的第四纪持续沉降阶段,约3.2~1.4 Ma(图6).其中,第一期成藏检测到的油包裹体最多,因此将第一期定为濮城地区沙河街组的主成藏期.

图7 濮城地区沙河街组原油密度及 $QF_{535}$ 和深度关系图Fig.7 Oil density and  $QF_{535}$  vs. depth

#### 4.1 沙河街组的成藏特征

从同一层位上看,濮城地区沙四段、沙三段、沙二段均只有两期成藏,它们相互补充共同形成了沙河街组的三期成藏(图6)。第一期成藏阶段,沙二段充注橙色荧光和黄色荧光的低熟原油,沙三段充注绿色荧光的成熟原油,沙四段充注绿色荧光的成熟原油和蓝色荧光的高熟原油;第二期成藏仅在沙三段充注绿色荧光的成熟原油;第三期成藏阶段,沙二段充注黄色荧光的低熟原油和蓝色荧光的高熟原油,沙四段充注绿色荧光的成熟原油。濮城地区沙河街组存在不同成熟度原油同期成藏和在同一层位不同成熟度原油共存的特征。

#### 4.2 多套烃源岩联合生烃控制原油成熟度垂向分布

东濮凹陷沙河街组发育多套烃源岩,包括沙四段烃源岩、沙三段烃源岩、沙一段烃源岩,但优质烃源岩主要集中在沙四上亚段和沙三下亚段(王金萍等,2018)。东营组沉积末期,沙三中一下亚段烃源岩已进入成熟阶段(薛国刚等,2014),其上部烃源岩

尚处在低成熟阶段,其下部烃源岩部分已进入高成熟阶段,生成的低成熟、成熟以及高成熟油沿着横向及垂向断裂运移成藏,因此在濮城地区沙河街组第一期成藏中同时出现低成熟、成熟及高成熟油;此外,同一层位的烃源岩在持续埋深过程中经历低熟—成熟—高熟的演化,随时间生成低熟—成熟—高熟的原油,也使得同层位出现不同成熟度的原油。理论上,东营组沉积末期的构造抬升运动使烃源岩生烃中断,此时,大量横向和垂向断裂开启,沟通下部及上部储层,使得储层中先前的原油可沿断裂带二次运移形成第二期成藏。由于此时生烃作用停止,储层中数量上占据优势的成熟原油更易于远距离运移。本次研究中第二期成藏也仅检测到了成熟原油。随着馆陶、明化镇组继续沉积,烃源岩再次深埋,不同深度烃源岩的成熟度继续升高,垂向上不同成熟度烃源岩二次生烃形成了第三期成藏。此时,沙二段检测到了低成熟和高成熟原油。其中,低成熟原油应为浅部低成熟烃源岩生成,而高成熟原

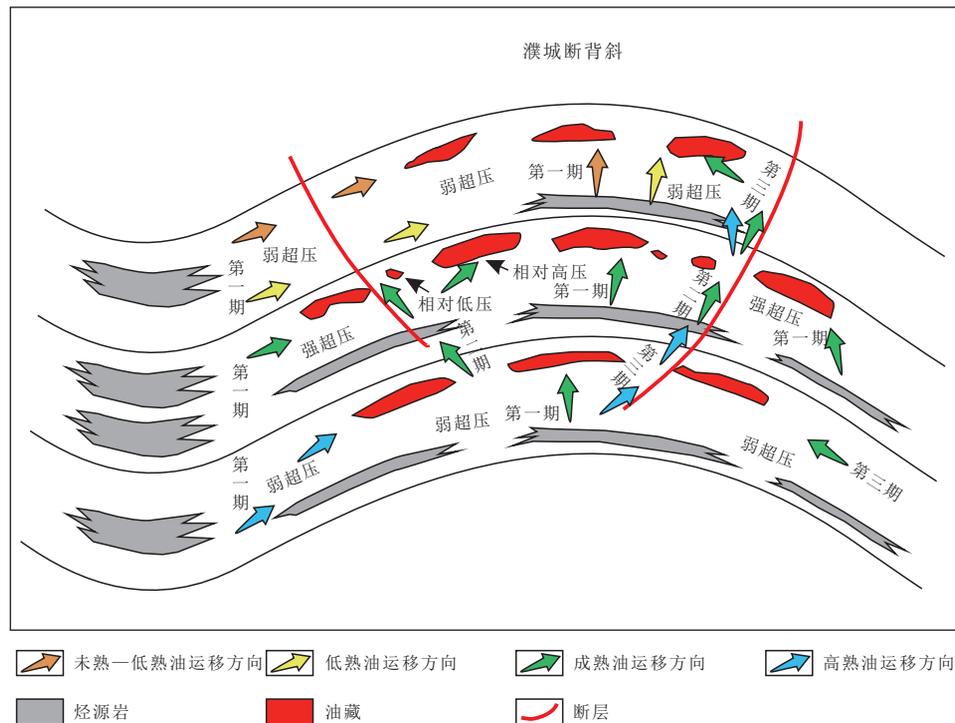


图 8 濮城地区沙河街组成藏模式

Fig.8 Reservoiring model of the Shahejie Formation in Pucheng area

油应为深部高成熟烃源岩生成沿垂向断裂向上运移而来.此外,沙四段也检测到了成熟原油,应为洼陷中成熟烃源岩沿横向断裂运移而来.

前人研究中,荧光光谱主峰波长为 549~563 nm 的原油对应的密度范围为 0.78~0.84 g/cm<sup>3</sup> (张学军, 2016). 低成熟原油密度在 0.95 g/cm<sup>3</sup> 左右, 成熟原油密度在 0.85 g/cm<sup>3</sup> 左右, 高成熟原油密度在 0.79~0.76 g/cm<sup>3</sup> 左右 (刘德汉等, 2016). 综合原油成熟度与密度的关系, 将濮城地区的原油密度及油包裹体 QF<sub>535</sub> 数据按深度作图 (图 7). 可看出, 密度分布结果与 QF<sub>535</sub> 分布结果较为一致, 沙四段至沙一段储层中的原油和油包裹体均包含多种成熟度. 其中, 以绿色荧光的成熟油居多, 低成熟油和高成熟油仅占一小部分, 表明沙四段至沙一段均接受了不同成熟度烃源岩的联合供烃, 形成不同成熟度原油的混合成藏. 这与包裹体分析的成藏结果相吻合.

#### 4.3 古压力演化及其与成藏的耦合

用模拟出的古压力比上深度, 得到各油包裹体捕获时的压力系数. 第一期成藏时, 沙四段压力系数为 1.14~1.19, 平均为 1.17; 沙三段压力系数为 1.06~1.50, 平均为 1.34; 沙二段压力系数为 1.17~1.21, 平均为 1.19. 第二期成藏时, 沙三段压力系数为 1.21~1.43, 平均为 1.32. 第三期成藏时, 沙四段压

力系数为 1.12~1.15, 平均为 1.14; 沙二段压力系数为 1.13 (表 2). 可以看出, 第一期成藏时, 沙四段和沙二段的压力相近, 远低于沙三段的压力; 第二期成藏时, 沙三段压力随时间推移有降低趋势; 第三期成藏时, 沙四段和沙二段压力相近, 同时也分别与第一期成藏时沙四段和沙二段相近. 前人研究表明东营组沉积末期抬升剥蚀以前为超压原始积累阶段, 东营运动期间为超压释放阶段, 其后为超压重新积累阶段 (孙波等, 2013). 本次研究中各成藏期压力模拟结果与此三个阶段相一致, 压力系数最高值形成时间与主成藏期对应. 可见, 第一期和第三期成藏是在生烃增压的驱动下完成的, 第二期成藏是压力释放下完成的. 然而, 第一期成藏时期, 垂向上压力分布并不均匀, 一方面是因为东濮凹陷北部沙河街组泥岩、盐岩与砂岩在垂向上互层沉积, 导致储层非均质性强, 孔喉半径大的区域由于排替压力小而易于形成超压; 孔喉半径小的地方由于存在极大的排替压力, 使得其外部存在超压, 而进入其中的原油实际上处于一个压力相对较低的环境. 另一方面, 盐岩的流动性及其较强的封盖能力在一定程度上阻止了烃类的向上运移, 这也造成了各段之间的压力分异. 此外, 垂向上不同成熟度的烃源岩在同一时期的生烃强度是不同的, 成熟度高的烃源

岩生烃强度相对较大,成熟度低的烃源岩则反之,各段接受生烃强度不同的烃源岩供烃,同样是各段之间压力不同的原因。

#### 4.4 濮城地区的成藏模式

根据以上分析,总结出了东濮凹陷濮城地区沙河街组的成藏模式(图8)。即第一期成藏时,垂向上不同埋深的烃源岩处于不同的成熟度,生成不同成熟度的原油。有的顺层运移成藏,有的自生自储,使得不同成熟度原油同期成藏,其中以成熟原油居多。该期生烃强度大,形成油藏多为超压。但由于储藏非均质性较大,在孔喉细小处形成了相对低的压力,而孔喉粗大处依然保持超压,加上多层盐岩阻隔,不利于垂向疏导,导致了各段之间包括段内的压力不均。紧随其后的抬升剥蚀导致了压力释放,大量成熟原油随着泄压沿断裂二次运移成藏。第三期成藏在二次埋深后的抬升及后续深埋阶段,结合了第一期和第二期的特点,既有二次生烃,也具有抬升剥蚀打开的运移通道,最典型的的就是沙二段高成熟原油与低成熟原油同时出现,指示高熟原油为沿断裂从深层运移而至。

## 5 结论

(1)濮城地区沙河街组存在三期成藏。第一期为沙二段沉积末期至东营组沉积中—晚期,约30.9~25.3 Ma;第二期为东营运动造成的抬升剥蚀阶段,约22.3~14.8 Ma;第三期为明化镇组抬升剥蚀之后的第四纪持续沉降阶段,约3.2~1.4 Ma。不同成熟度原油在沙河街组各段均有分布,且以成熟原油居多。

(2)垂向上多套烃源岩同一时期处于不同的成熟度,排出不同成熟度的原油,使各期成藏中不同成熟度的原油混合分布。同一层位烃源岩随时间推移排出低熟到高熟原油也使得同层原油出现不同成熟度的混合。

(3)古压力模拟结果表明第一期成藏处于超压原始累积阶段,生成的烃类难以垂向疏导形成超压;第二期成藏处于超压释放阶段,先前生成的原油在压力差的驱动下发生二次运移,且以成熟油居多;第三期成藏整体上处于超压再次累积阶,由烃源岩二次生烃导致,但仍伴随着抬升剥蚀,其兼具前两期的组合特征,生成的原油就地成藏或沿断裂运移成藏。同段之内压力不均均为储层非均质性导致,不同段之间压力不均均为不同烃源岩生烃强度不同及各段之间连通性差导致。

## References

Chen, H. H., Dong, W. L., Zhang, S. L., et al., 2002. Applica-

tion of Fluid Inclusion in Palaeopressure Modelling Research. *Oil & Gas Geology*, 23(3): 207—211(in Chinese with English abstract).

Chen, H. H., Zhang, Q. M., Shi, J. X., 1997. Evidence of Fluid Inclusion of Movements of Hydrocarbon Bearing Fluids in Qiongdongnan Basin. *Science in China(Ser. D)*, 27(4): 343—348(in Chinese).

Chen, S. P., Zou, Y. X., Han, X., et al., 2015. Relationship Between the Formation and Development of Fault Propagation Folds and Oil and Gas in Pucheng Dongpu Depression. *Oil Geophysical Prospecting*, 50(3): 536—541(in Chinese with English abstract).

Feng, Z. D., Cheng, X. S., Fu, X. L., et al., 2014. Neotectonic Movements in the Dongpu Depression and Their Controls on Hydrocarbon Accumulation in Shallow Reservoirs. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 34(1): 8—13(in Chinese with English abstract).

Goldstein, R. H., Reynolds, T. J., 1994. Systematics of Fluid Inclusions in Diagenetic Minerals. SEM Short Course 31. Society of Sedimentary Geology (SEPM), Tulsa.

Jiang, Y. L., Fang, L., Tan, Y. M., et al., 2015. Differences and Main Controlling Factors of Accumulation Periods in Dongpu Sag, Bohai Bay Basin. *Geological Review*, 61(6): 1321—1331(in Chinese with English abstract).

Li, C. Q., Chen, H. H., Liu, H. M., 2010. Identification of Hydrocarbon Charging Events by Using Micro-Beam Fluorescence Spectra of Petroleum Inclusions. *Earth Science*, 35(4): 657—662(in Chinese with English abstract).

Liu, D. H., Xiao, X. M., Cheng, P., et al., 2016. Study of Genetic Evolution of Oil Inclusion and Density of Surface Oil by Measurement of Fluorescence Lifetime of Crude Oil and Oil Inclusion. *Science China: Earth Sciences*, 46(12): 1626—1632(in Chinese).

Ping, H. W., Chen, H. H., Song, G. Q., et al., 2012. Accumulation History of the Deeply Buried Condensate Reservoir in Minfeng Sag of the Northern Dongying Depression and Its Exploration Significance. *Acta Petrolei Sinica*, 33(6): 970—977(in Chinese with English abstract).

Shan, X. Q., Li, J., Hu, G. Y., et al., 2007. Analysis and Calculation of Hydrocarbon Accumulation History and Paleocurrent Potential by Studying Fluid Inclusions: An Example from the Upper Paleozoic in Yulin, Ordos Basin. *Oil & Gas Geology*, 28(2): 159—165(in Chinese with English abstract).

Su, A., Chen, H. H., Wu, Y., et al., 2017. Characteristics, Genesis and Geological Significance of Natural Hydrocarbon Immiscible Inclusions in Sandstone Reservoirs. *Acta Petrolei Sinica*, 38(7): 763—776(in Chinese with English abstract).

- abstract).
- Sun, B., Jiang, Y. L., Shi, X. H., et al., 2013. Pressure Evolution and Formation Mechanism of Overpressure in Dongpu Depression, Bohaiwan Basin. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 37(2):28–35(in Chinese with English abstract).
- Wang, J. P., Huang, Z. G., Zhang, Y. X., et al., 2018. Lithological Characteristics and Macroscopic Distribution Rule of High-Quality Hydrocarbon Source Rocks in Dongpu Depression. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 25(5):549–554 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Q. R., Chen, H. H., Zhao, Y. T., et al., 2018. Differences of Hydrocarbon Accumulation Periods in Silurian of Tazhong Northern Slope, Tarim Basin. *Earth Science*, 43(2):577–593(in Chinese with English abstract).
- Wu, Y., Chen, H. H., Zhao, Y. T., et al., 2017. Evidences and Controlling Factors of Hydrocarbon Charging in the Late Silurian in the North Slope of the Tazhong Uplift, Tarim Basin. *Oil & Gas Geology*, 38(2):292–301(in Chinese with English abstract).
- Xu, C. Q., Jiang, Y. L., Cheng, Q., et al., 2010. Study on the Formation Stages of Oil-Gas Reservoirs in Puwei Sub-sag, Dongpu Sag. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 32(3):257–262(in Chinese with English abstract).
- Xu, T. W., Zhang, H. A., Li, J. D., et al., 2019. Characters of Hydrocarbon Generation and Accumulation of Salt-Lake Facies in Dongpu Sag, Bohai Bay Basin. *Oil & Gas Geology*, 40(2):248–261(in Chinese with English abstract).
- Xue, G. G., Gao, J. Z., 2014. The Formation Mechanism of Abnormal High Pressure Reservoirs in Dongpu Sag, Bohai Bay Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 35(2):149–152 (in Chinese with English abstract).
- Yu, H. B., Cheng, X. S., Qi, J. F., et al., 2018. Effects of Paleogene Faulting on the Sub-sag Evolution and Hydrocarbon Generation in Dongpu Sag. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 25(6):24–31(in Chinese with English abstract).
- Zhang, X. J., 2016. Fluorescence Spectra Analyzing Method and Its Application in the Oil Inclusions of the Tight Reservoirs. *Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing*, 35(3):49–53(in Chinese with English abstract).
- Zuo, Y. H., Tang, S. L., Zhang, W., et al., 2017. Cenozoic Thermal History of the Dongpu Sag, Bohai Bay Basin. *Earth Science Frontiers*, 24(3):149–156(in Chinese with English abstract).
- 陈红汉,董伟良,张树林,等,2002. 流体包裹体在古压力模拟研究中的应用. *石油与天然气地质*, 23(3):207–211.
- 陈红汉,张启明,施继锡,1997. 琼东南盆地含烃热流体活动的流体包裹体证据. *中国科学(D辑)*, 27(4):343–348.
- 陈书平,邹宇轩,韩煦,等,2015. 东濮凹陷濮城断展褶皱形成演化及与油气关系. *石油地球物理勘探*, 50(3):536–541.
- 冯阵东,程秀申,付晓龙,等,2014. 东濮凹陷构造演化对浅层油气成藏的影响. *沉积与特提斯地质*, 34(1):8–13.
- 蒋有录,房磊,谈玉明,等,2015. 渤海湾盆地东濮凹陷不同区带油气成藏期差异性及其主控因素. *地质论评*, 61(6):1321–1331.
- 李纯泉,陈红汉,刘惠民,2010. 利用油包裹体微束荧光光谱判识油气充注期次. *地球科学*, 35(4):657–662.
- 刘德汉,肖贤明,程鹏,等,2016. 应用原油和石油包裹体荧光寿命研究石油包裹体的成因演化和对应地面原油的密度. *中国科学:地球科学*, 46(12):1626–1632.
- 平宏伟,陈红汉,宋国奇,等,2012. 东营凹陷北带民丰洼陷深层凝析油藏成藏史及其勘探意义. *石油学报*, 33(6):970–977.
- 单秀琴,李剑,胡国艺,等,2007. 利用流体包裹体分析和计算油气的充注史和古流体势. *石油与天然气地质*, 28(2):159–165.
- 苏奥,陈红汉,吴悠,等,2017. 砂岩储层烃类不混溶包裹体特征、成因及地质意义. *石油学报*, 38(7):763–776.
- 孙波,蒋有录,石小虎,等,2013. 渤海湾盆地东濮凹陷压力演化与超压形成机制. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 37(2):28–35.
- 王金萍,黄泽贵,张云献,等,2018. 东濮凹陷优质烃源岩的岩性特征及宏观展布规律. *断块油气田*, 25(5):549–554.
- 王倩茹,陈红汉,赵玉涛,等,2018. 塔中北坡顺托果勒地区志留系油气成藏期差异性分析. *地球科学*, 43(2):577–593.
- 吴悠,陈红汉,赵玉涛,等,2017. 塔中地区北坡志留系晚期油气充注证据及控制因素. *石油与天然气地质*, 38(2):292–301.
- 徐春强,蒋有录,程奇,等,2010. 东濮凹陷濮卫洼陷油气成藏期分析. *地球科学与环境学报*, 32(3):257–262.
- 徐田武,张洪安,李继东,等,2019. 渤海湾盆地东濮凹陷盐湖相成烃成藏特征. *石油与天然气地质*, 40(2):248–261.
- 薛国刚,高渐珍,2014. 东濮凹陷异常高压油气藏形成机理. *新疆石油地质*, 35(2):149–152.
- 余海波,程秀申,漆家福,等,2018. 东濮凹陷古近纪断层活动性对洼陷演化及生烃的影响. *油气地质与采收率*, 25(6):24–31.
- 张学军,2016. 致密储层油包裹体荧光光谱分析方法及其应用. *大庆石油地质与开发*, 35(3):49–53.
- 左银辉,唐世林,张旺,等,2017. 东濮凹陷新生代构造——热历史研究. *地学前缘*, 24(3):149–156.

#### 附中文参考文献

陈红汉,董伟良,张树林,等,2002. 流体包裹体在古压力模拟