

地质学报
Acta Geologica Sinica
ISSN 0001-5717, CN 11-1951/P

《地质学报》网络首发论文

题目：烃源岩生烃潜力及充注方式对致密油差异富集的控制作用——以渤海湾盆地临南洼陷沙河街组三段为例

作者：陈佳玲，陈冬霞，王昱超，荣澜熹，王翘楚，王福伟，杨再权

DOI：10.19762/j.cnki.dizhixuebao.2024359

收稿日期：2024-07-25

网络首发日期：2025-06-16

引用格式：陈佳玲, 陈冬霞, 王昱超, 荣澜熹, 王翘楚, 王福伟, 杨再权. 烃源岩生烃潜力及充注方式对致密油差异富集的控制作用——以渤海湾盆地临南洼陷沙河街组三段为例[J/OL]. 地质学报.
<https://doi.org/10.19762/j.cnki.dizhixuebao.2024359>



网络首发：在编辑部工作流程中，稿件从录用到出版要经历录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿等阶段。录用定稿指内容已经确定，且通过同行评议、主编终审同意刊用的稿件。排版定稿指录用定稿按照期刊特定版式（包括网络呈现版式）排版后的稿件，可暂不确定出版年、卷、期和页码。整期汇编定稿指出版年、卷、期、页码均已确定的印刷或数字出版的整期汇编稿件。录用定稿网络首发稿件内容必须符合《出版管理条例》和《期刊出版管理规定》的有关规定；学术研究成果具有创新性、科学性和先进性，符合编辑部对刊文的录用要求，不存在学术不端行为及其他侵权行为；稿件内容应基本符合国家有关书刊编辑、出版的技术标准，正确使用和统一规范语言文字、符号、数字、外文字符、法定计量单位及地图标注等。为确保录用定稿网络首发的严肃性，录用定稿一经发布，不得修改论文题目、作者、机构名称和学术内容，只可基于编辑规范进行少量文字的修改。

出版确认：纸质期刊编辑部通过与《中国学术期刊（光盘版）》电子杂志社有限公司签约，在《中国学术期刊（网络版）》出版传播平台上创办与纸质期刊内容一致的网络版，以单篇或整期出版形式，在印刷出版之前刊发论文的录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿。因为《中国学术期刊（网络版）》是国家新闻出版广电总局批准的网络连续型出版物（ISSN 2096-4188, CN 11-6037/Z），所以签约期刊的网络版上网络首发论文视为正式出版。

烃源岩生烃潜力及充注方式对致密油差异富集的控制作用

——以渤海湾盆地临南洼陷沙河街组三段为例

陈佳玲^{1,2)}, 陈冬霞^{*1,2)}, 王昱超^{1,2)}, 荣澜熹^{1,2)}, 王翘楚^{1,2)}, 王福伟^{1,2)}, 杨再权^{1,2)}

1) 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京, 102249;

2) 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京, 102249

内容提要:临南洼陷古近系沙河街组是济阳坳陷致密油勘探主要潜力层系之一。目前处于勘探开发初期, 烃源岩分布特征、供烃能力及对储层充注作用尚不明确。结合测井、录井、地球化学分析、流体包裹体分析和高压压汞等分析测试, 并以源、储空间配置关系将研究区沙三段中、下亚段划分为下源上储型、上源下储型和源夹储型源储结构。分析不同源储结构下烃源供烃能力和充注方式差异对含油性影响。研究表明: 沙三段下亚段发育两套富有机质泥页岩层组, 有机质丰度高(上烃源岩 TOC 为 0.41%~7.20%, 下烃源岩 TOC 为 0.13%~4.32%), 类型好(上烃源岩主要为 I~II₁ 型、下烃源岩主要为 II₁~II₂ 型), 为沙三段中、下亚段致密储层提供良好的物质基础。由于生油母质、烃源岩厚度的差异, 沙三段下亚段上烃源岩比下烃源岩具有更优的生排烃能力。不同源储结构内烃源岩充注方式、充注动阻力以及烃源岩本身生烃潜力不同导致致密砂岩油的差异富集。下源上储型储层为上烃源岩底部供烃, 强充注净动力, 发育中厚砂体储层, 含油性最好; 源夹储型为两套烃源岩双向充注, 强充注净动力, 油气充注度高但砂体厚度限制其油气富集程度, 含油性次之。上源下储型为下烃源岩顶部供烃, 中充注净动力, 埋深大孔隙不发育, 尽管发育中厚砂体储层, 但含油性最差。临南洼陷致密油富集控制要素的新认识对推进济阳坳陷致密油勘探实践具有理论指导意义。

关键词:致密砂岩油; 生烃潜力; 充注方式; 充注动力

进入 21 世纪以来, 伴随北美威利斯顿盆地 Bakken、德克萨斯南部 Eagle Ford 致密油的成功突破, 致密油已成为继页岩气之后全球非常规油气勘探的前沿及各油田增储的热点领域(Brown, 2000; 邹才能等, 2012; 张君峰等, 2015)。目前全球约有 66 个盆地赋存有致密油, 致密油资源总储量为 67840×10^8 桶, 技术可采储量为 3362×10^8 桶, 平均采收率为 4.96%(Johnstone, 2007)。我国致密油的有利勘探面积约 $16 \times 10^4 \text{ km}^2$, 估算地质资源量约 $160 \times 10^8 \sim 200 \times 10^8 \text{ t}$ (廉欢, 2018)。在我国准噶尔盆地、鄂尔多斯盆地、松辽盆地、渤海湾盆地等分布广(杨华等, 2013; 付金华等, 2015; 杨智等,

2018)。临南洼陷是渤海湾盆地济阳坳陷惠民凹陷中的主要富烃洼陷, 以往勘探油气主要分布在洼陷南北两侧断裂构造带的常规油气藏(马士忠, 2007; 于铁星等, 2011)。随着济阳坳陷勘探程度不断增加, 临南洼陷常规油气资源勘探进入末期, 致密油等非常规油气将成为未来增储上产的重要领域。研究区生产实践表明, 沙三段中、下亚段致密油单井试油产量不一, 不同致密油区井间产能差异大, 即使在同一区块垂向上不同层位、平面上不同位置的致密油区也可能出现以产油为主、油层和干层交替分布以及油水同层等多种现象。

临南洼陷古近系沙河街组三段下亚段沉积期湖

注: 本文为国家自然科学基金项目(编号 42302141)和中国石油大学(北京)科研基金项目(编号 2462023XKBH001)联合资助的成果。

收稿日期: 2024-07-25; 改回日期: 2024-11-17; 责任编委: 邱楠生; 责任编辑: 周健。

作者简介: 陈佳玲, 女, 2001 年生。硕士研究生, 地质资源与地质工程专业。E-mail: jailing_ch@163.com。

* 通讯作者: 陈冬霞, 女, 1974 年生。教授, 主要从事油气藏形成机理与分布规律方面的教学和科研工作。E-mail: Lindachen@cup.edu.cn。

引用本文: 陈佳玲, 陈冬霞, 王昱超, 荣澜熹, 王翘楚, 王福伟, 杨再权. 2025. 烃源岩生烃潜力及充注方式对致密油差异富集的控制作用——以渤海湾盆地临南洼陷沙河街组三段为例. 地质学报, doi: 10.19762/j.cnki.dizhixuebao.2024359.

Chen Jialing, Chen Dongxia, Wang Yuchao, Rong Lanxi, Wang Qiaochu, Wang Fuwei, Yang Zaiquan. 2025. Differential enrichment of tight oil under control of hydrocarbon generation potential and charging mode of source rocks: A case study of the third Member of the Shahejie Formation in the Linnan sag, Bohai Bay basin. Acta Geologica Sinica.

盆扩张,沉积了一套深湖相暗色泥岩和扇三角洲-深水浊积扇沉积体系(赵密福等,2001)。纵向上,沙三段下亚段自上至下被细分为1~6小层,烃源岩主要分布在1、3小层。沙三段下亚段泥岩、页岩分布广泛,有机质丰度高,热演化程度适中,为沙三段中、下亚段致密储层提供了充足的油气来源(李军亮等,2023;赵兰全,2025)。然而前人对临南洼陷烃源岩研究多集中在沙三段下亚段整体烃源岩生烃能力(朱芒征,2002;郭显令,2009;孔祥赫,2018),对于细分的两套烃源岩的分布发育特征及生烃潜力差异缺乏分析对比,以至于不同生烃潜力下沙三段中、下亚段致密油充注差异刻画不清,需要对致密砂岩中油气的充注过程和富集规律进行深入细致的研究。

前人针对致密砂岩油富集主控因素也进行了相应的探讨(于轶星等,2011;韩载华等,2024)。刘惠民等(2023)根据储集层成岩演化和油气充注关系发现,油气主要在馆陶组沉积期开始充注,此时砂岩储层已趋于致密。致密油藏的富集程度取决于充注动力与致密储集层孔喉阻力的匹配关系(李纯泉等,2013;王翘楚,2023)。针对研究区充注动阻力耦合控制含油性差异缺乏相应的探讨,源储结构中不同充注方式使得致密砂岩含油性特征更加复杂,从而制约了该地区致密砂岩油差异富集的深入认识和下一步油气勘探实践。本文通过测井资料、地球化学分析、流体包裹体分析、压汞实验等手段,总结不同充注方式下烃源岩生烃潜力差异及充注动阻力耦合控制致密砂岩油含油性,以期为临南洼陷非常规油气的勘探开发提供科学依据。

1 区域地质背景

惠民凹陷分布在渤海湾盆地济阳坳陷的西南部(图1),东西长约90 km,南北宽约70 km,面积约6000 km²,是济阳坳陷勘探面积最大的一个次级凹陷,可进一步划分为阳信、临南、滋镇等次级构造单元。临南洼陷是主力生烃洼陷,该洼陷及其周缘为油气分布的主要地区。北界受控于南倾的临商断裂,发育盘河-基山沉积体系,南界受控于北倾的夏口断裂,西段发育双丰沉积体系,东段发育江家店-瓦屋沉积体系(张秋实,2020)。临南洼陷包括中央隆起带、临南洼陷及惠民南斜坡,主体部位面积近1300 km²。

临南洼陷内新生界发育完整,自下而上为古近系孔店组、沙河街组和东营组,新近系馆陶组和明化镇组,第四系平原组。古近系沙河街组三段沉积时

期深湖-半深湖相广布,形成一套深灰色、灰色泥岩、油页岩夹砂岩或与砂岩不等厚互层沉积,厚度一般为300~1200 m。沙三段中亚段沉积期处于深水环境,沉积了一套来自北部埕宁隆起的基山砂体,砂体内部由多旋回砂泥岩互层构成(李阳,2006;操应长等,2017),砂体向洼陷中心物性变差,储层孔隙度10%~12%,洼陷中心以致密储层为主。沙三段下亚段发育4套砂岩层组和2套泥岩层组(图1c),沉积早期为物源来自西北埕宁隆起的三角洲沉积,即6、5和4小层的盘河三角洲沉积砂体,厚度在60~150 m左右。沉积晚期发育来自西北方向的浊积扇,即2小层,累计最大厚度为120 m。沙三段下亚段1、3小层发育深湖、半深湖相泥岩、页岩。沙三段下亚段6、5、4和2小层发育厚度不等的泥岩,以灰色和灰绿色为主,缺乏生烃能力(李军亮等,2023)。沙四段分为下亚段和上亚段:下亚段岩性为紫红色泥岩和粉砂岩互层,不具备生烃能力。上亚段岩性主要为薄层灰色砂泥岩互层,灰色泥岩有机碳TOC平均值为0.67%,S₁+S₂平均值为0.047 mg/g,有机质类型为Ⅱ₂和Ⅲ型干酪根,烃源岩品质较差。沙三段下亚段烃源岩TOC分布在10.07%~5.79%,均值1.3%,S₁+S₂分布在0.07~19.3 mg/g,有机质以Ⅱ型为主,镜质组反射率(R₀)约为0.5%~1.5%,洼陷大部分地区的烃源岩处于生油高峰阶段(孔祥赫,2018;刘飞等,2019;霍智颖等,2020)。沙三段下亚段1小层和3小层为两套富有机质泥岩层组,是沙三段下亚段的主要烃源岩。

2 烃源岩生烃潜力

2.1 地球化学特征

(1)有机质丰度:沙三段下亚段发育两套优质烃源岩,主要由页岩、钙质泥岩和深灰色泥岩组成。沙四段上亚段发育薄层灰色泥岩。沙三段下亚段1小层有机质丰度好于3小层(图2),沙四段上亚段烃源岩有机质丰度最低。沙三段下亚段1小层有机碳含量为0.41%~7.20%,平均值为1.67%,TOC>1.00%的占沙三段下亚段1小层15个样品的53.3%;生烃潜量“S₁+S₂”值为0.62~40.48 mg/g,平均值为8.94 mg/g;氯仿沥青“A”含量为0.0439%~0.3572%,平均值为0.2001%;氢指数平均值为274 mg/g,按照陆相生油岩有机质丰度评价标准(卢双舫,1996),为好烃源岩。沙三段下亚段3小层有机碳含量为0.13%~4.32%,平均值为1.43%,TOC>1.00%样品占沙三段下亚段3小层

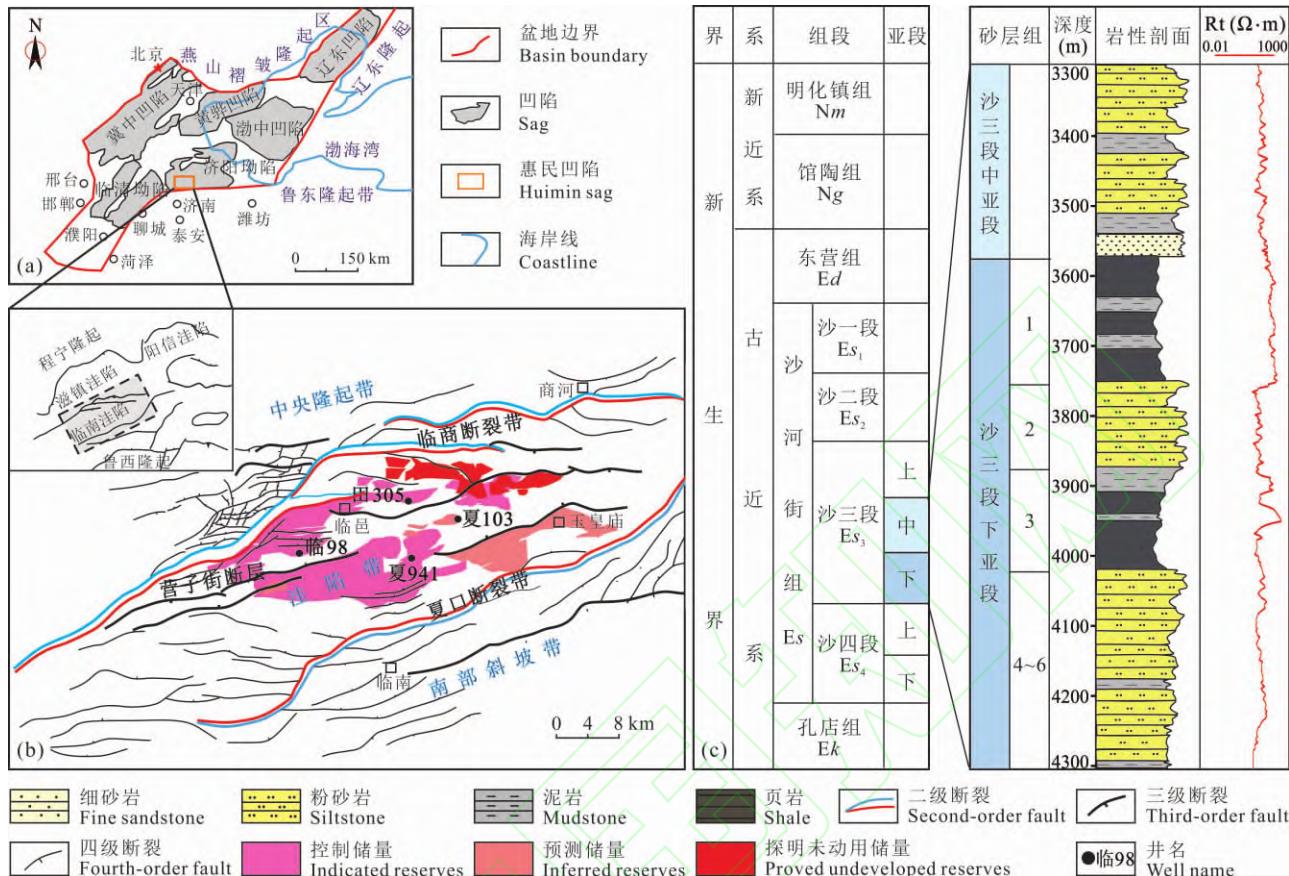


图 1 临南洼陷构造位置与地层特征(据 Feng Dongxiao et al. , 2018 修改)

Fig. 1 Tectonic location and stratigraphic characteristics of the Linnan sag (modified from Feng Dongxiao et al. , 2018)

(a)—渤海湾盆地;(b)—临南洼陷;(c)—单井岩性柱状图

(a)—Bohai Bay basin; (b)—Linnan sag; (c)—lithological histogram of a single well

32个样品的65.6%;生烃潜力“ $S_1 + S_2$ ”值为0.05~44.08 mg/g,平均值为10.25 mg/g;氯仿沥青“ A ”含量为0.0025%~0.1475%,平均值为0.0906%,为较好—好烃源岩。沙四段上亚段烃源岩有机碳含量为0.08%~1.43%,平均值为0.51%, $TOC > 1.00\%$ 的占沙四段上亚段烃源岩17个样品的11.8%;生烃潜量“ $S_1 + S_2$ ”值为0.03~4.17 mg/g,平均值为0.99 mg/g;氯仿沥青“ A ”含量平均值为0.1557%,为较差烃源岩。

(2)有机质类型:有机质类型决定了烃源岩质量的优劣,是评价有机质生烃潜力最重要的指标。根据烃源岩热解参数、显微组分对有机质类型进行划分。沙三段下亚段1、3小层有机质类型主要以Ⅱ为主,少量Ⅰ~Ⅲ型。其中1小层有机质多为Ⅰ和Ⅱ₁型,3小层以Ⅱ₁和Ⅱ₂型为主。沙四段上亚段烃源岩为Ⅱ₂和Ⅲ型。生物标志物参数显示,沙三段下亚段有机质为混合来源,其中藻类和浮游生物有重要的贡献(图2c);沙四段上亚段有机质为混合来源,陆源高等植物贡献更多。荧光薄片观察到沙三

段下亚段源岩有机质组分以层状藻类为主,角质体、镜质体,角质体附近常见碎屑镜质体(图3)。

(3)有机质成熟度:随着埋深增加,与其相关的系列有机质参数也会发生规律的阶段性变化。基于102组热解数据,利用岩石热解参数、最高热解峰温和镜质组反射率评价研究区有机质热演化成熟度(图4)。其中 T_{max} 易受 TOC 、 S_2 等多种因素影响(白玉彬等,2024;冯家乐等,2024),结合以往研究成果(Peters, 1986),去除 $TOC < 0.5\%$ 且 $S_2 < 0.5\ mg/g$ 数据点,研究区 T_{max} 值集中分布在430~448°C,处于热降解生油气阶段。商741井3348 m处沙三段下亚段黑色泥岩具有较高的 $S_1/(S_1 + S_2)$ (0.67 mg/g)和相对低的 $TOC(0.73\%)$ 值,可能受到运移烃的影响而出现异常低值。通过分析 R_o 、 T_{max} 、 S_1/TOC 随深度的变化趋势发现,总体上研究区烃源岩埋深达2600 m左右开始进入早期低成熟油阶段,对应的 R_o 和 T_{max} 值分别为0.5%和435°C。埋深至3500 m左右,开始进入成熟油大量生成阶段,对应的 R_o 和 T_{max} 值分别为0.85%和

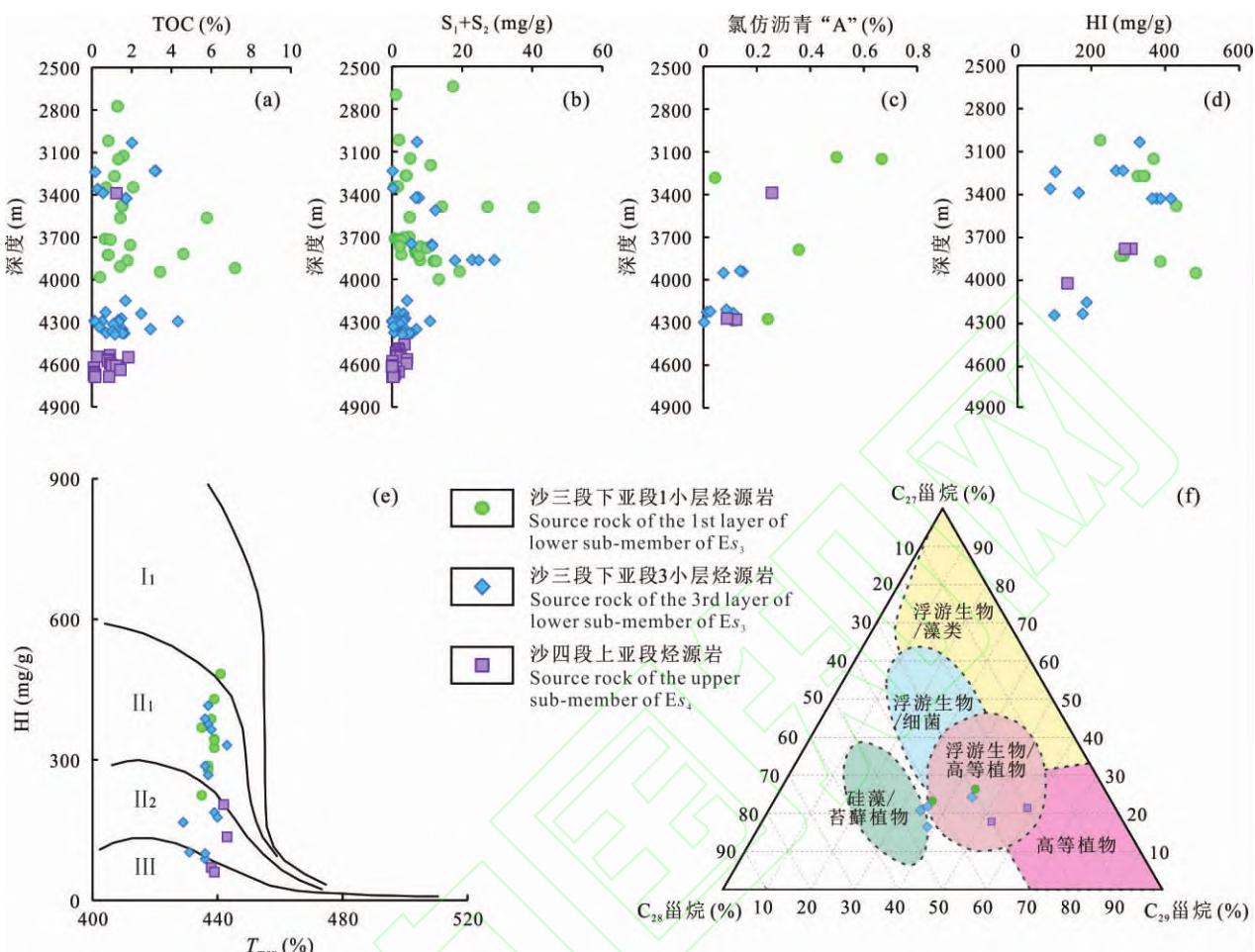


图 2 临南洼陷沙三段下亚段和沙四段上亚段烃源岩地球化学特征综合评价图

Fig. 2 Comprehensive evaluation diagrams of source rock geochemical characteristics in the lower sub-member of Es_3 and upper sub-member of Es_4 in the Linnan sag

(a)~(d)—烃源岩样品地球化学特征(底图据张莉等, 2019 修改); (e)—有机质类型分布图; (f)—有机质来源对比图(底图据 Hakimi et al. , 2016 修改)

(a)~(d)—geochemical characteristics of hydrocarbon source rocks (modified from Zhang Li et al. , 2019); (e)—distribution of organic matter types; (f)—comparison map of organic matter sources (modified from Hakimi et al. , 2016)

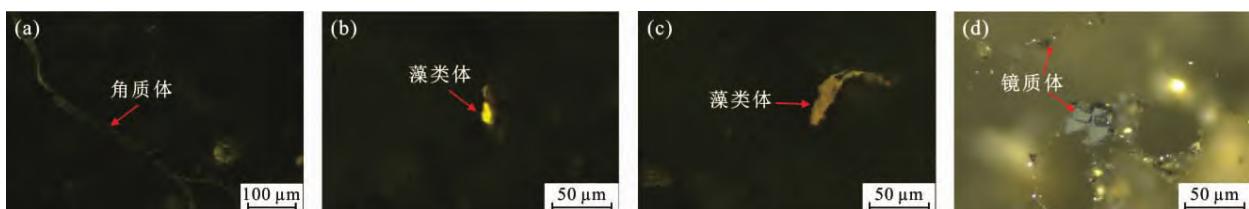


图 3 临南洼陷烃源岩有机质显微组分镜下特征

Fig. 3 Microscopic characteristics of organic matter macerals in source rocks from the Linnan sag

(a)—TX307 井, 4368.2 m, 发育条带状角质体(荧光); (b)—L98 井, 4118.1 m, 发育椭圆状藻类体(荧光); (c)—X105 井, 3669 m, 发育藻类体(荧光); (d)—X105 井, 3669 m, 发育菱形镜质体(透射光)

(a)—well TX307, 4368.2 m, developed banded keratinite (fluorescence); (b)—well L98, 4118.1 m, developed elliptic alga (fluorescence); (c)—well X105, 3669 m, developed alga (fluorescence); (d)—well X105, 3669 m, developed rhombovitriol (transmitted light)

440°C。有机质在 3800 m 进入生烃高峰期。

2.2 油源分析

临南洼陷沙三段中亚段原油姥鲛烷-植烷 Pr/γ

Ph 分布在 0.77~1.42, γ 蜡烷含量较低, Ts/Tm 均值为 1.24, $C_{29}20S/(20S+20R)$ 蜡烷分布在 0.5~0.59, $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 蜡烷分布在 0.46~0.60,

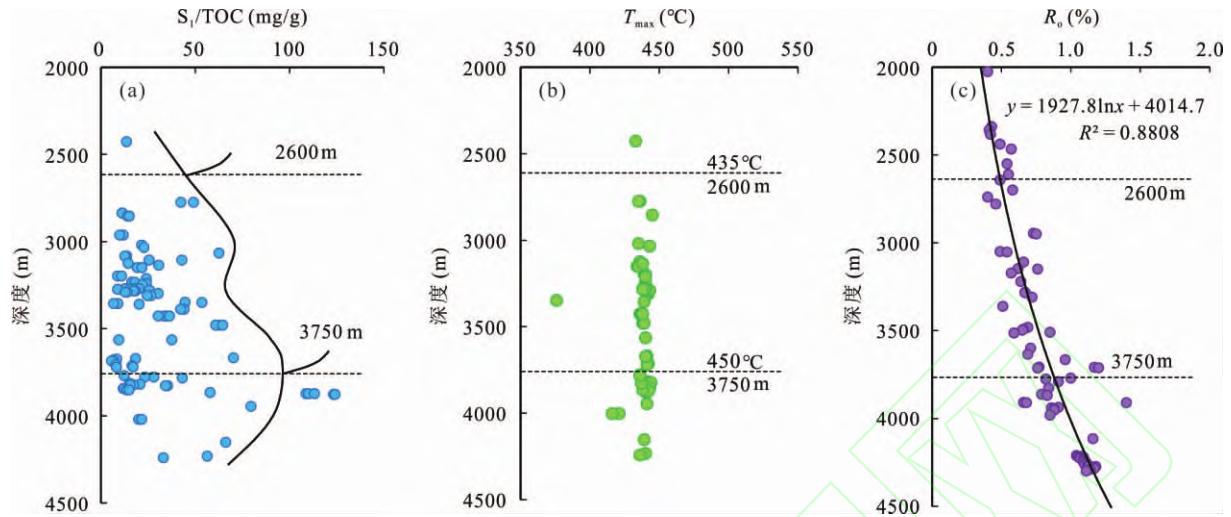


图 4 临南洼陷沙三段烃源岩有机质演化评价图版

Fig. 4 Evolution of organic matter in the source rocks from the third Member of Shahejie Formation in the Linnan sag
(a)— S_1/TOC 随埋深变化图; (b)— T_{max} 随埋深变化图; (c)— R_o 随埋深变化图

(a)— S_1/TOC changes with buried depth; (b)— T_{max} changes with buried depth; (c)— R_o changes with buried depth

表明原油生油母质沉积期为弱还原-弱氧化、低盐度的淡水沉积环境,有机质已进入成熟阶段,由图 5c 可知沙三段中亚段原油为混合有机质来源。沙三段下亚段原油与中亚段原油地化特征大体相同,Pr/Ph 分布在 1.10~1.39, γ 蜡烷含量较低, $T_s/T_m > 1$, $C_{29}20S/(20S+20R)$ 蜡烷为 0.68, $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 蜡烷为 0.60, 表明生油母质沉积期同样为弱氧化-弱还原的淡水沉积环境,有机质进入成熟阶段,下亚段原油为混合有机质来源。两者差异体现在下亚段原油碳同位素更重, $C_{29}20S/(20S+20R)$ 蜡烷和 $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 蜡烷均值相对更大,指示沙三段下亚段原油较中亚段原油成熟度更高。

沙三段下亚段烃源岩与其他层系暗色泥岩沉积环境和沉积母质有明显差异。沙三段上亚段暗色泥岩 Pr/Ph 含量较高, T_s/T_m 含量低, $C_{29}20S/(20S+20R)$ 蜡烷和 $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 蜡烷含量较低, 沉积环境为弱氧化淡水环境,受陆源有机质输入影响大,有机质成熟度相对较低;沙三段中亚段泥岩 Pr/Ph 含量较低, T_s/T_m 、 $C_{29}20S/(20S+20R)$ 蜡烷和 $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 蜡烷含量较高,表明其为弱氧化-弱还原淡水沉积环境,有机质类型以陆源输入为主,有机质进入成熟阶段;沙三段下亚段烃源岩 Pr/Ph、 T_s/T_m 、 $C_{29}20S/(20S+20R)$ 蜡烷和 $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 蜡烷含量较高,表明其沉积期为弱氧化-弱还原的淡水沉积环境,为混源供给,有机质进入成熟阶段;沙四段上亚段泥岩 Pr/Ph 含量低, T_s/T_m 、 $C_{29}20S/(20S+20R)$ 蜡烷和 $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 蜡烷

含量较低,为弱还原的微咸水沉积环境,有机质为混源供给,有机质进入成熟阶段。

从碳同位素特征看,沙三段中亚段和下亚段原油及族组分 $\delta^{13}C$ 较重(图 5b),大多数大于 $-27\text{\textperthousand}$,与沙三段下亚段烃源岩接近。油源对比表明,在临南洼陷采集的沙三段中、下亚段油样在有机质来源、沉积环境方面均表现出与沙三段下亚段烃源岩具有更好的亲缘关系,且沙三段中亚段族组分 $\delta^{13}C$ 及 Pr/nC₁₇-Ph/nC₁₈ 交会图与下亚段 1 小层烃源岩更贴近(图 5b,c),沙三段中亚段受下亚段 1 小层有机质贡献可能性大。结合烃源岩有机质品质和油源对比结果,研究区沙三段下亚段 1 小层和 3 小层为沙三段中亚段、下致密储层主要供给来源,因此本文以沙三段下亚段两套烃源岩为研究对象进行下一步研究。

2.3 烃源岩发育特征

沙三段下亚段沉积时期为大规模湖泛,洼陷中心为深湖一半深湖相,岩性以暗色泥岩、页岩等深湖相细粒沉积为主。烃源岩主要发育在临南次洼,其中沙三段下亚段 1 小层暗色泥页岩厚度大、分布范围广,中心位于临 98 井田 305 井区。烃源岩厚度自研究区中心向洼陷边缘递减,累计厚 50~140 m(图 6a)。沙三段下亚段 3 小层深色泥岩分布范围较 1 小层局限,集中分布在洼陷中心,累计厚 10~130 m(图 6b)。

2.4 烃源岩生排烃特征

基于研究区烃源岩有机质丰度、类型、热演化程

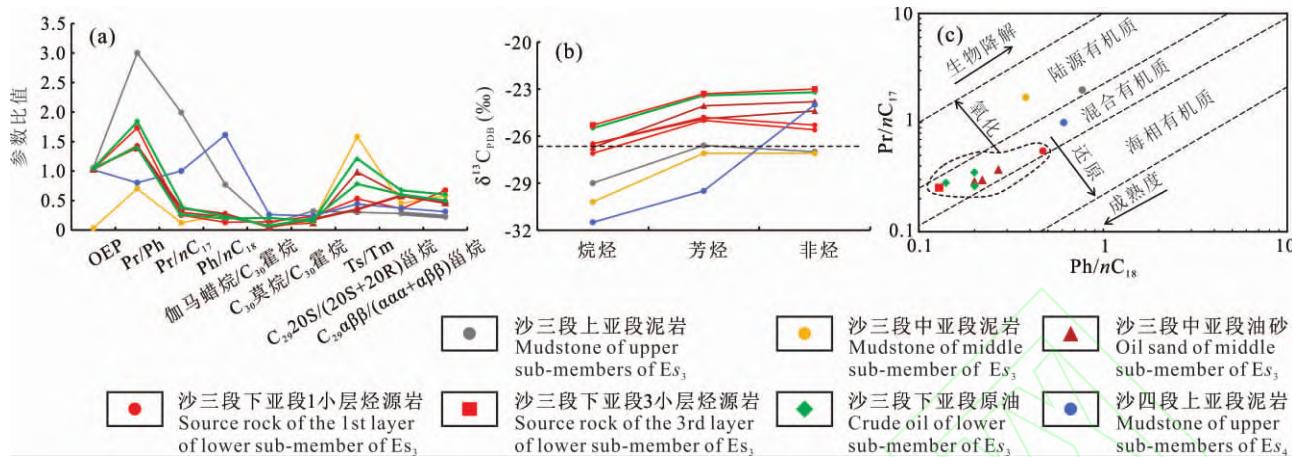


图 5 临南洼陷沙三段中、下亚段原油与不同层位烃源岩生物标志化合物参数对比

Fig. 5 Comparison of biomarker compound parameters between middle-lower sub-members of

(a)—原油、烃源岩生物标志化合物参数对比;(b)—原油、烃源岩生物族组分碳同位素对比;(c)—原油、烃源岩 Pr/nC_{17} 与 Ph/nC_{18} 交会图(a)—comparison of petroleum and source rock biomarker compound parameters; (b)—comparison of carbon isotope ratios of biogenic components in petroleum and source rock; (c)—crossplot of Pr/nC_{17} and Ph/nC_{18} for petroleum and source rock

度研究结果,利用 PetroMod 盆地模拟软件对田 305 井建立热演化史模型(图 7a),并对模拟的地层温度和 R 。进行了校正(图 7b)。本次研究采集了洼陷中心 12 口井的样品,共测定了 110 个流体包裹体均一温度数据,利用峰值温度并结合建立模拟的埋藏史和热史厘定了与烃源岩紧邻各层段储层液态烃包裹体形成的时间和成熟阶段。

临南洼陷沙三段下亚段烃源岩总体上在东营期进入生烃门限(R 。大于 0.5%),东营末期由于惠民凹陷整体遭受抬升剥蚀,生烃作用中止。馆陶期—明化镇期地层再次沉降深埋,洼陷带烃源岩进入成熟阶段,开始大量生烃,烃源岩达到生排烃高峰期,但不同层段烃源岩演化存在差异。沙三段下亚段 3 小层烃源岩埋深大,相较于 1 小层率先开始生烃,自东营期烃源岩 R 。普遍达到 0.6%~0.9%,与其紧邻的沙三段下亚段 4~6 小层和 2 小层先后充注成藏,储层中充注了早期成熟阶段生成的发绿色荧光的低熟油(图 8b、d)。东营晚期沙三段下亚段 1 小层烃源岩 R 。分布在 0.6%~0.8%,上覆沙三段中亚段储层中充注了早期成熟阶段生成的发绿色荧光的低熟油(图 8f)。馆陶期—明化镇期地层再次沉降深埋,沙三段下亚段 1 小层烃源岩 R 。达到 0.95% 左右,沙三段下亚段 3 小层烃源岩 R 。达到 1.0% 左右,洼陷带烃源岩进入成熟阶段,在更高的地温条件下,沙三段中、下亚段储层中充注了高成熟阶段生成的发蓝色荧光的干酪根热降解油(图 8a、c、f)。

笔者采用生烃潜力法(Pang Xiongqi et al., 2005),对烃源岩进行生排烃定量评价。在排烃门限前,烃源岩生烃潜力为原始生烃潜力,当烃源岩达到排烃门限后,烃源岩开始大量排出烃类,生烃潜力指数($S_1 + S_2$)/TOC 开始减小,此时为最大生烃潜力指数。现今测定的残余有机质丰度会导致生排烃量评价结果变小(祝厚勤等,2008),本文通过无效碳守恒原理对实测残余有机质丰度进行校正(郭继刚等,2013),以准确反映烃源岩生烃潜力变化。结合临南洼陷沙三段下亚段烃源岩的热解数据,建立临南洼陷沙三段下亚段烃源岩随 R 。演化的生排烃剖面、生排烃率、排烃速率及排烃效率图版(图 9)。研究表明,临南洼陷沙三段下亚段烃源岩在 R 。为 0.5% 和 0.59% 时分别进入生烃门限和排烃门限,此时烃源岩成熟度 R 。的不断增大,烃源岩生、排烃率呈现规律性变化。随着热演化成熟度不断增大,生烃率和排烃率渐变为缓慢增大。随着演化程度加深,排烃率不断增加,最大可达 800 mg/g,排烃效率平均为 50%。图 10 为临南洼陷沙三段下亚段两套烃源岩现今累积生排烃强度平面等值线图。北部的中央隆起带由于剧烈的抬升剥蚀作用未达到生烃门限或排烃门限,生排烃能力较弱。沙三段下亚段 1 小层发育巨厚优质烃源岩,TOC 值主要分布在 0.41%~7.20% 之间,处于成熟—高成熟热演化阶段,累计厚度 50~140 m,平面上连续分布,累计生烃强度分布在 $50 \times 10^4 \sim 410 \times 10^4 \text{ t/km}^2$,排烃强度主要分布在 $30 \times 10^4 \sim 220 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 。沙三段下亚段 3 小

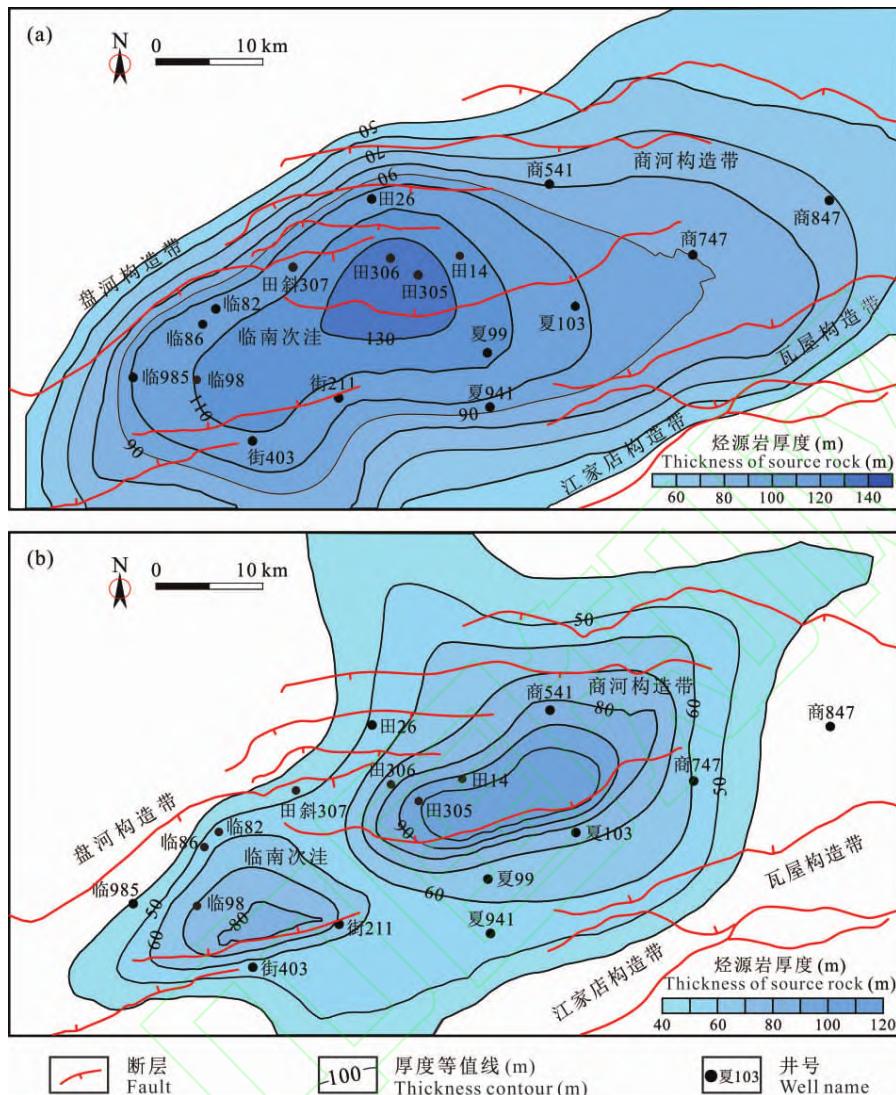


图 6 临南地区沙三段下亚段 1 小层(a)和 3 小层(b)烃源岩厚度展布

Fig. 6 Thickness distribution of source rocks from the first layer (a) and the third layer (b) of the lower sub-member of Es_3 in Linnan area

层烃源岩 TOC 主要分布在 $0.13\% \sim 4.32\%$ ，处于成熟—高成熟热演化阶段，累计厚度 $10 \sim 130$ m，集中分布在洼陷中心。生烃中心累计生烃强度分布在 $50 \times 10^4 \sim 290 \times 10^4$ t/km 2 ，排烃强度为 $50 \times 10^4 \sim 170 \times 10^4$ t/km 2 。同等热演化程度下，沙三段下亚段 1 小层烃源岩生排烃强度优于 3 小层烃源岩，具有更好的生烃潜力。

3 致密油充注方式及含油性差异

临南洼陷致密油源、储时空匹配关系复杂，按照源、储空间配置关系分为下生上储型、上生下储型和源夹储型。结合烃源岩性质及其纵向位置、烃源岩与储层接触方式及致密油富集层等成藏要素，将临南洼陷致密油供烃模式总结为底部充注、顶部充注

和双向充注 3 种（图 11）。不同充注方式控制下致密砂岩油富集程度不一，为了表征致密储层的含油性差异，笔者采用油水层占比、有效充注强度（ I_{OI} ）（姚泾利等，2019）、含油层厚度、含油饱和度（ S_o ）和含油级别。

下源上储型储层为沙三段中亚段三角洲前缘水道、浊积扇砂体，砂体厚度大，基山砂体最大累计砂岩厚度达 160 余米（李阳等，2006）。中间夹有浅灰色泥岩，具有砂包泥特征，结合油源对比结果和源储空间分布特征，油气主要来自底部沙三段下亚段 1 小层烃源岩。供烃研究区勘探实践表明，下源上储对应的底部充注方式最富集致密砂岩油。岩芯样品实测结合油田样品分析测试结果，残余 S_o 主要分布在 $30\% \sim 60\%$ ，均值为 40.48% ； I_{OI} 大于 40% 样

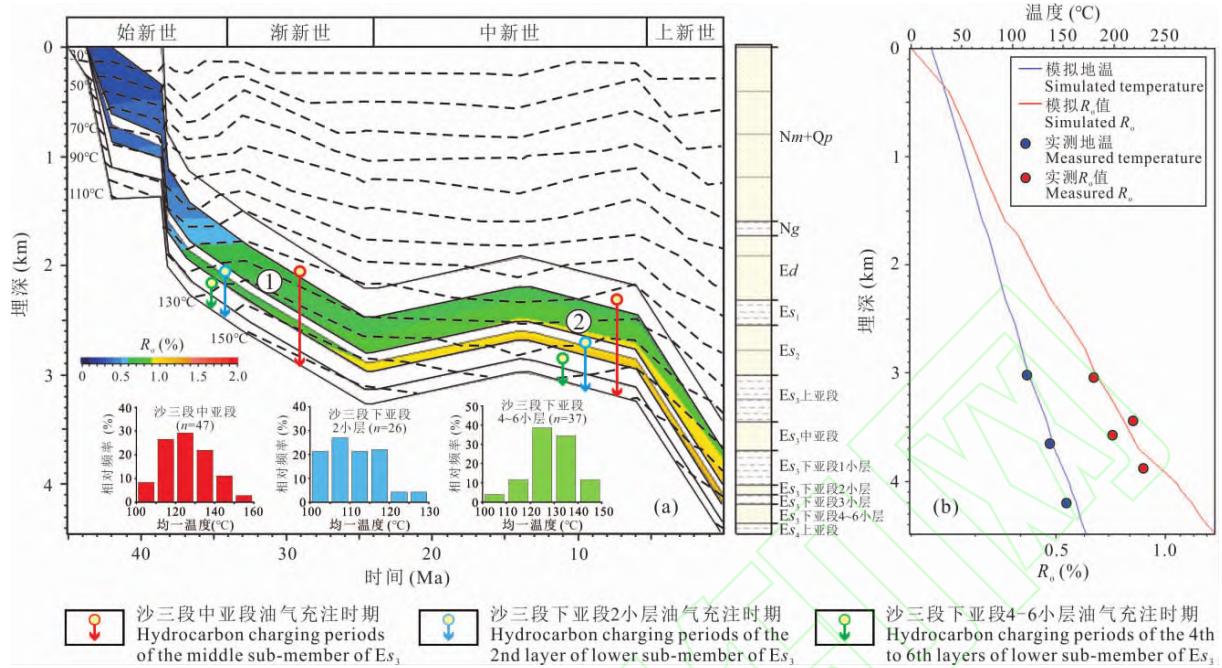
图 7 田 305 井沙三段中、下亚段烃源岩热演化史模拟(a)和 R_o 校正(b)

Fig. 7 Simulation of the thermal evolution history (a) and R_o calibration (b) of source rocks from the middle-lower sub-member of Es_3 in well T305

①—第一成藏期; ②—第二成藏期

①—the first period of oil and gas accumulation; ②—the second period of oil and gas accumulation

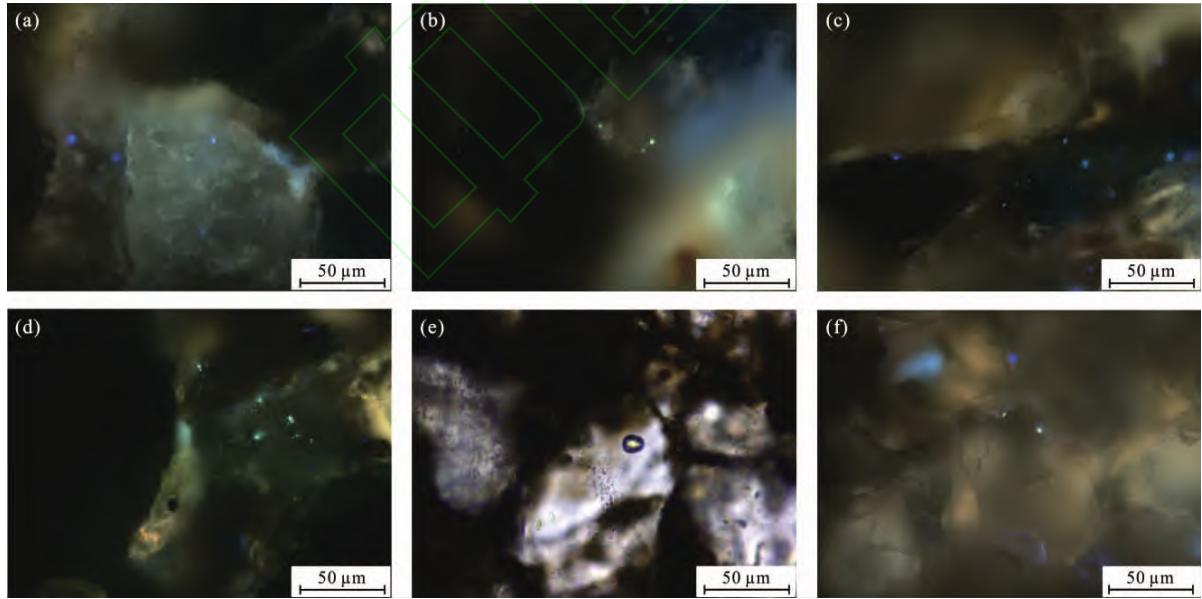


图 8 临南洼陷沙三段中、下亚段储层镜下包裹体

Fig. 8 Microscopic inclusions in reservoirs of the middle and lower sub-members of Es_3 in the Linnan sag

(a)—商 548 井, 3300.57 m, 沙三段中亚段, 蓝色荧光; (b)—夏 103 井, 3564.75 m, 沙三段中亚段, 绿色荧光; (c)—田 305 井, 4057.02 m, 沙三段下亚段 2 小层, 绿色、蓝色荧光; (d)—田 斜 307 井, 4227.1 m, 沙三段下亚段 2 小层, 蓝色荧光; (e)—田 页 1HF 井, 4687.8 m, 沙三段下亚段 4~6 小层, 单偏光; (f)—田 305 井, 4208.5 m, 沙三段下亚段 5 小层, 蓝色、绿色荧光

(a)—well S548, 3300.57 m, middle sub-member of Es_3 , blue fluorescence; (b)—well X103, 3564.75 m, middle sub-member of Es_3 , green fluorescence; (c)—well T305, 4057.02 m, in the second layer of the lower sub-member of Es_3 , green and blue fluorescence; (d)—well T307, 4227.1 m, in the second layer of the lower sub-member of Es_3 , blue fluorescence; (e)—well TY1HF, 4687.8 m, in the fourth to sixth layers of the lower sub-member of Es_3 , single polarized light; (f)—well T305, 4208.5 m, in the fifth layer of the lower sub-member of Es_3 , green and blue fluorescence

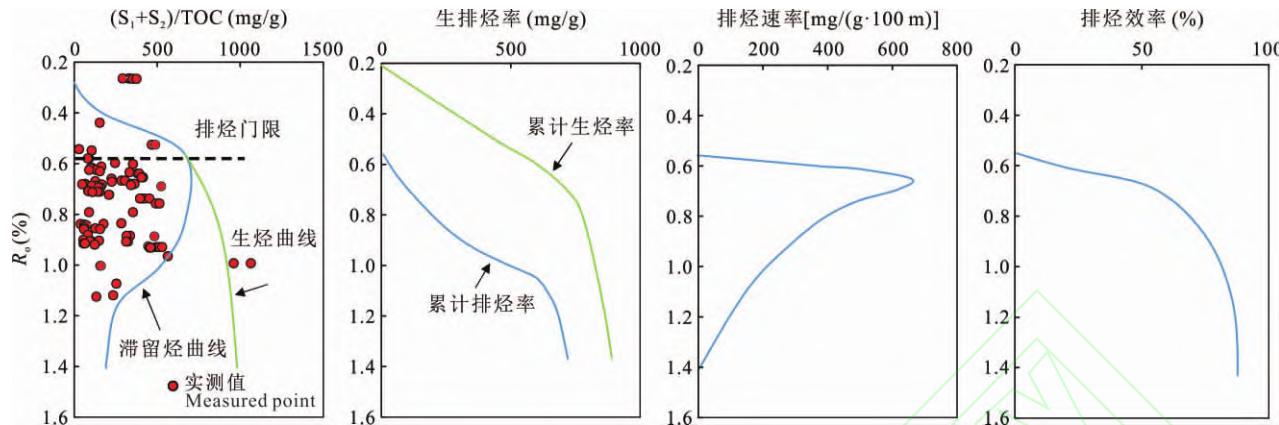


图 9 临南洼陷沙三段下亚段烃源岩排烃模式

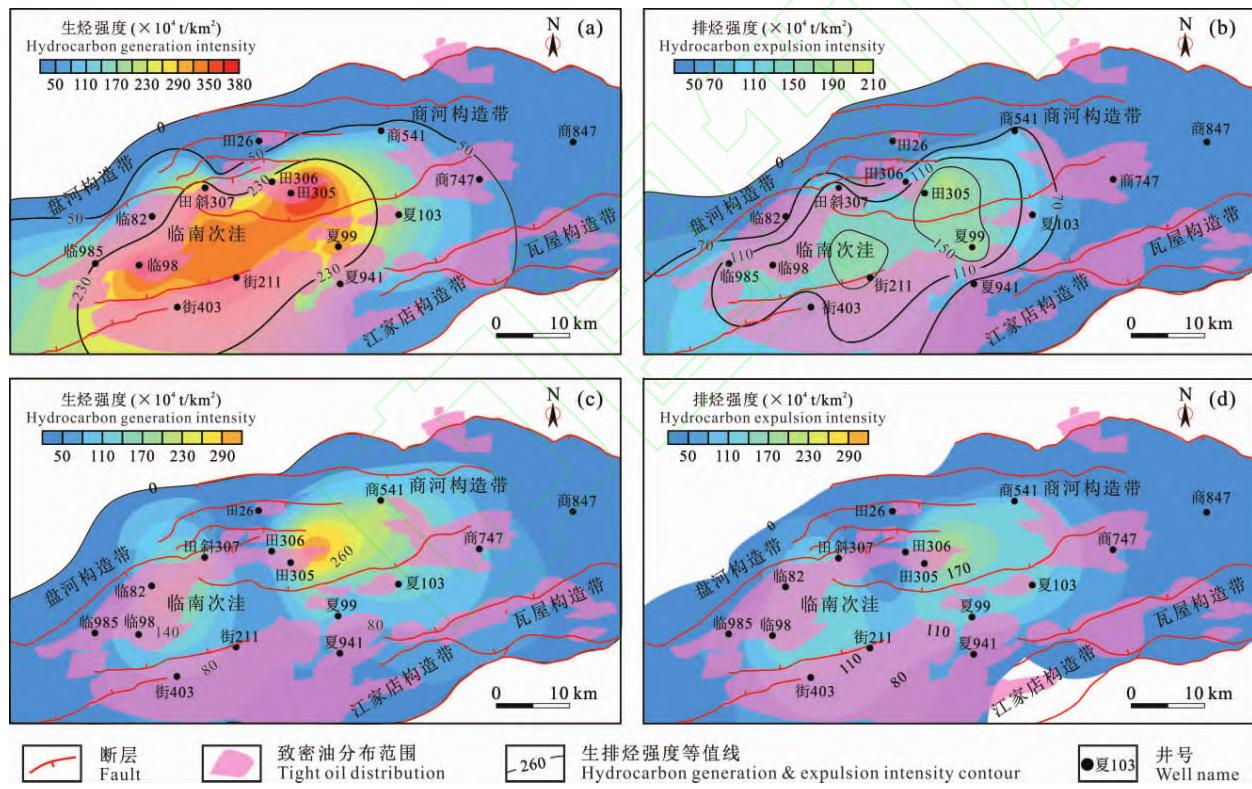
Fig. 9 Hydrocarbon expulsion mode of the source rocks in the lower sub-member of Es_3 , Linnan sag

图 10 临南洼陷沙三段下亚段 1、3 小层烃源岩累积生排烃强度平面等值线图

Fig. 10 Plane contour diagram of the cumulative hydrocarbon generation and expulsion intensity of the 1st and 3rd layers of lower sub-member of Es_3 in the Linnan sag

(a)—1 小层累积生烃强度平面等值线图; (b)—1 小层累积排烃强度平面等值线图; (c)—3 小层累积生烃强度平面等值线图; (d)—3 小层累积排烃强度平面等值线图

(a)—contour of cumulative hydrocarbon generation intensity in the first layer; (b)—contour of cumulative hydrocarbon expulsion intensity in the first layer; (c)—contour of cumulative hydrocarbon generation intensity in the third layer; (d)—contour of cumulative hydrocarbon expulsion intensity in the third layer

品占 42.9%，大于 60% 样品占 14.3%，均值为 45%；含油层厚度为 9.14 m。底部充注储层油层占比相对最高，可达 37%，干层占比与之相当(图 12)。底部充注型含油层厚度大，储层有效充注度强，含油饱和度高，含油级别以油浸、油斑为主。

源夹储型储层为沙三段下亚段 2 小层深水浊积扇，砂体厚度一般 5~20 m，最大厚度超过 30 m，油气来自上、下烃源岩双向供烃。双向充注含油性次之。残余 S_o 分布在 30%~60%，均值为 37.22%； I_{OI} 大于 40% 样品占 28.6%，大于 60% 样品占

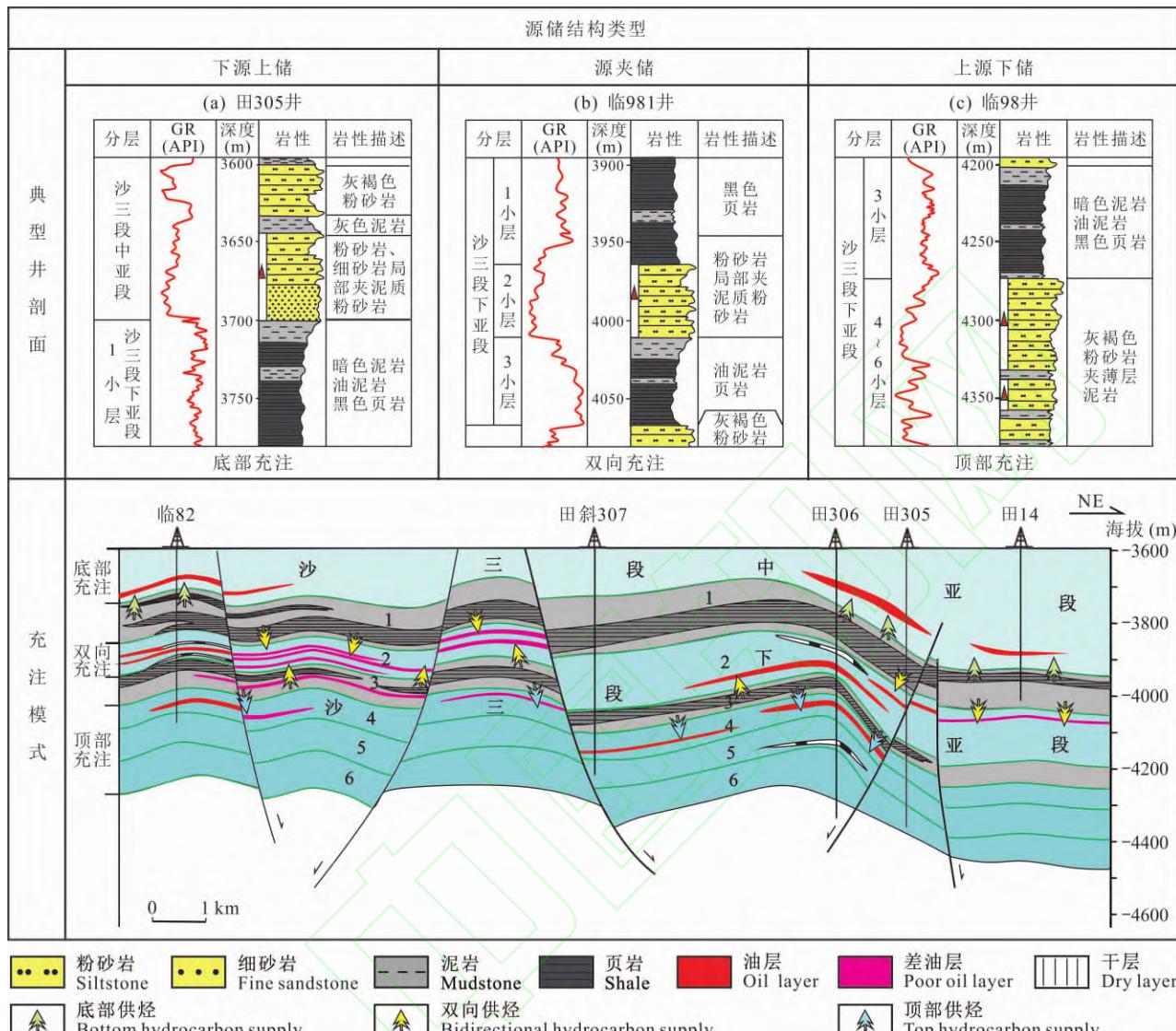


图 11 临南洼陷致密储层充注模式划分

Fig. 11 Classification of tight reservoir charging mode in the Linnan sag

14.3%，均值为34%；含油层厚度均值7.65 m。顶部充注储层油层占比29%，干层占比43%。双向充注型尽管含油藏厚度低，但储层有效充注度强，含油饱和度高，含油级别中油浸、油斑占比高于下源上储型。

上生下储型储层为沙三段下亚段4~6小层三角洲前缘厚层砂体，其间发育厚度不等的泥岩，以灰色和灰绿色为主，缺乏生烃能力，油气主要来自沙三段下亚段3小层烃源岩供给。顶部充注致密储层油气富集程度相对最差。残余S₀分布在20%~50%，均值为33.46%；I₀₁大于40%样品占28.1%，大于60%样品占7.8%，均值为24%；含油层厚度均值8.83 m。顶部充注储层油层占比36%，油水同层和含油水层占比相当，分布为10%和9%。顶部充注型

含油层厚度大，但储层有效充注强度相对差，含油级别中油浸、油斑展布低于双向供烃和底部供烃。

4 不同充注方式动阻力耦合控制下的差异充注

临南洼陷沙三段中、下亚段主要发育致密砂岩储集层，石油的充注与运移均需克服较大的毛细管阻力，仅靠浮力不能满足大规模运移聚集动力需求，生烃增压是排烃和充注的主要动力（王永诗等，2017；肖正录等，2022；王翘楚，2023）。研究区储层在油气主要充注期已致密（刘惠民等，2023），致密油充注能否发生的条件取决于烃源岩的生烃增压与毛细管阻力的相对大小。当石油运移的动力大于阻力时才能突破阻力，发生运移和聚集。因此探讨致密

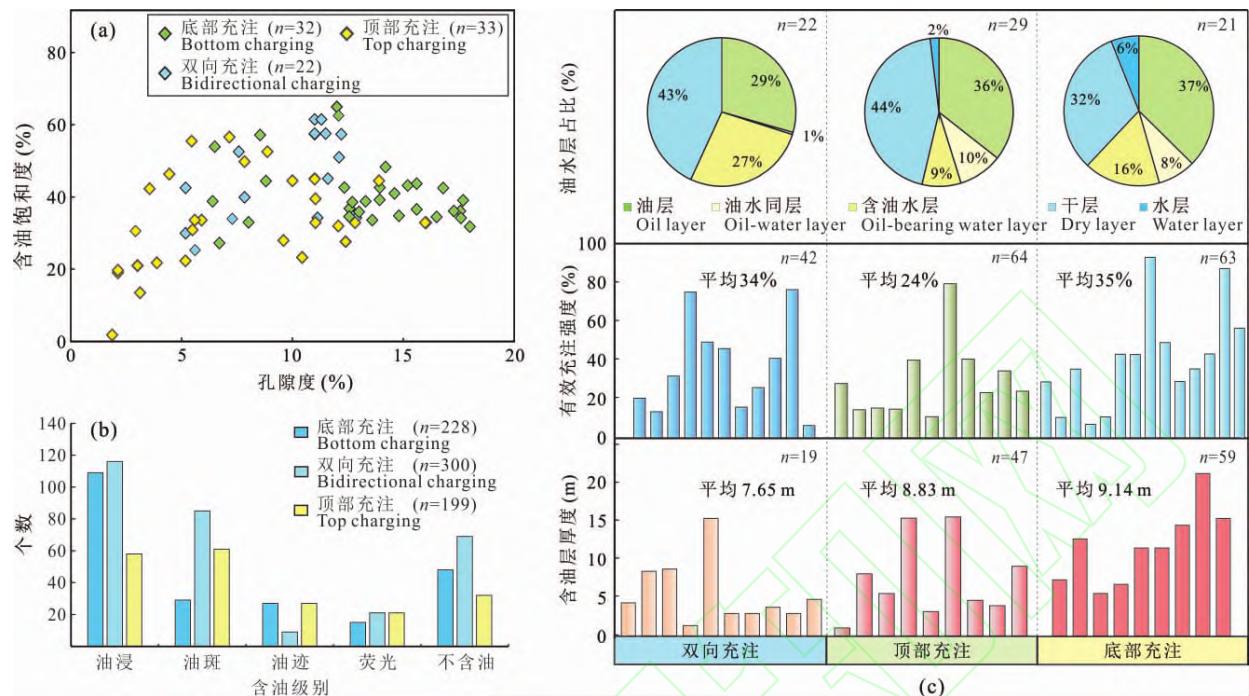


图 12 临南洼陷不同充注方式含油性特征

Fig. 12 Oil-bearing characteristics of different charging methods in the Linnan sag

(a)—不同充注方式孔隙度-含油性相关图;(b)—不同充注方式含油性级别分布;(c)—不同充注方式含油性评价

(a)—porosity-permeability correlation chart for different fluid injection methods; (b)—distribution of oil saturation levels for different fluid injection methods; (c)—evaluation of oil saturation for different fluid injection methods

油成藏动力与阻力有助于分析研究区致密油的聚集规律及分布特征。

4.1 充注动力

临南洼陷沙三段主要的含油气流体活动发生在馆陶期—明化镇期,此时由于地层再次快速沉积,烃源岩进入大规模生排烃阶段,生烃增压作用导致沙三段下亚段烃源岩内部剩余压力持续增加。本次研究综合考虑资料完整程度和方法适配程度,选取郭小文等(2011)的生增压定量计算评价模型对研究区临南洼陷主成藏期的生烃增压作用进行定量评价。

根据生烃增压计算公式(郭小文等,2011),沙三段下亚段1小层烃源岩在主成藏期地层封闭条件较好时,生烃增压量可以达到20.7 MPa左右(表1),

沙三段下亚段3小层烃源岩在地层封闭性较好时,生烃增压量也可以达到19.3 MPa(表1),可见生烃增压作用对研究区的异常高压作出重要的贡献。

4.2 充注阻力

致密储层的毛细管力是油气充注与运移的主要阻力。笔者依据岩样高压压汞实验得到的孔喉半径分布特征,进而分析研究区致密储层的毛细管阻力的特征。由于实验条件和地层条件的差异,需要对实验测得的数据进行换算,利用界面张力和润湿角关系将实验条件下排驱压力转化为实际油-水条件下的储层排驱压力。便于准确分析研究区致密油充注特征。压汞实验条件下的毛细管阻力计算公式(Schowalter,1979):

表 1 临南洼陷烃源岩生烃增压统计数据

Table 1 Hydrocarbon pressurization statistics of source rocks in the Linnan sag

源岩类型	烃源岩参数						
	HI (mg/g)	D_{max} (m)	R_o (%)	F (%)	ρ_o (kg/m ³)	α	ΔP (MPa)
沙三段下亚段 1小层	32~483 (274)	4000	0.8~0.9	73	846	1.0	20.7
	32~483 (274)	4000	0.8~0.9	73	846	0.9	9.0
	32~483 (274)	4000	0.8~0.9	73	846	0.8	3.2
沙三段下亚段 3小层	88~415 (244)	4150	0.8~1.0	75	846	1.0	19.3
	88~415 (244)	4150	0.8~1.0	75	846	0.9	8.2
	88~415 (244)	4150	0.8~1.0	75	846	0.8	2.7

注:括号内的 HI 值为平均值。 D_{max} —烃源岩最大埋藏深度; F—干酪根转化率; ρ_o —原油密度; α —石油残留系数; ΔP —生烃增压值。

$$P_{\text{CHg}} = \frac{2\sigma_{\text{Hg}} \times \cos\theta_{\text{Hg}}}{r} \quad (1)$$

油藏条件下的毛细管阻力计算公式：

$$P_{\text{CO}} = \frac{2\sigma_{\text{OW}} \times \cos\theta_{\text{OW}}}{r} \quad (2)$$

由(1)和(2)联立,得到两者之间的关系：

$$P_{\text{CO}} = P_{\text{CHg}} \times \frac{\sigma_{\text{OW}} \times \cos\theta_{\text{OW}}}{\sigma_{\text{Hg}} \times \cos\theta_{\text{Hg}}} \quad (3)$$

将实验参数代入毛细管力换算公式,即得研究区油藏条件下的毛细管压力关系式：

$$P_{\text{CO}} = 0.05769 \times P_{\text{CHg}} \quad (4)$$

式中, P_{CHg} 为实验条件下毛细管阻力(MPa); P_{CO} 为油藏条件下毛细管阻力(MPa); σ_{Hg} 为实验条件下的汞在进入岩石时形成的界面张力, 取值 480 mN/m; σ_{OW} 为油藏条件下油水的界面张力(mN/m), 根据毕海滨等(1996)建立的济阳坳陷地层条件下油水界面经验公式, 将临南洼陷油水界面张力取值为 30 mN/m; θ_{OW} 为油水润湿接触角(°), 利用 LT/Y2009-005 接触角测量仪, 通过悬滴法对靶区 38 块样品进行测定。临南洼陷沙三段致密储层的润湿角分布范围广, 为 35°~72°, 但集中分布在 30°~40°,

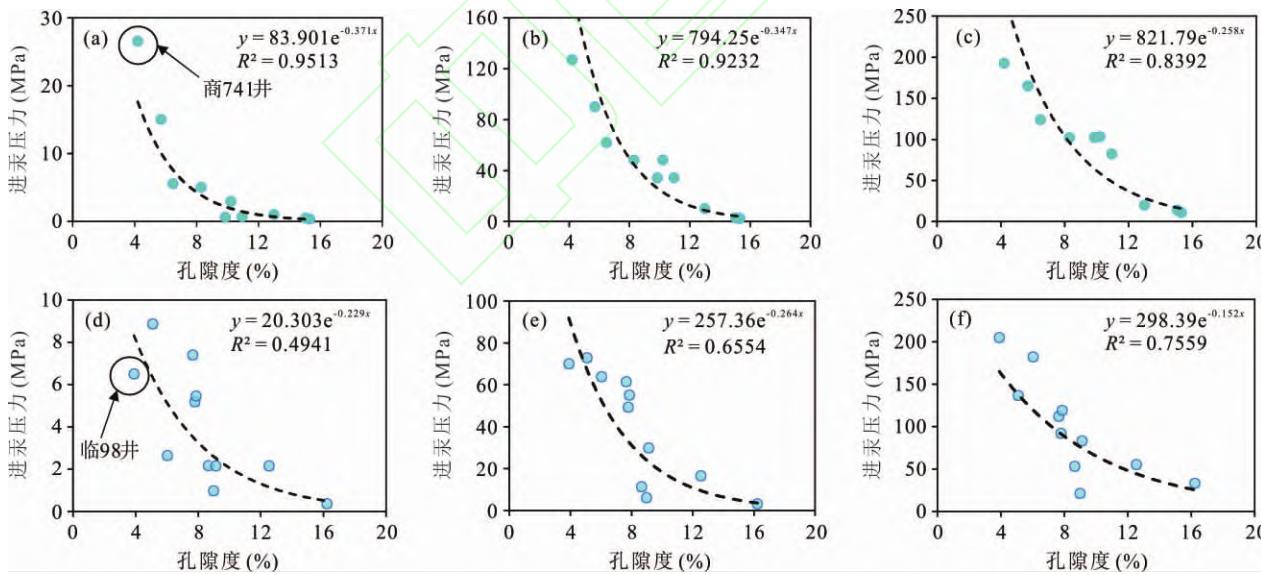


图 13 临南洼陷有效储层充注阻力与孔隙度关系图

Fig. 13 Relationship between effective reservoir filling resistance and porosity in the the Linnan sag

(a)—沙三段中亚段充注阻力(P_d)与孔隙度关系; (b)—沙三段中亚段成藏阻力($S_{\text{Hg}}=40\%$)与孔隙度关系; (c)—沙三段中亚段富集阻力($S_{\text{Hg}}=60\%$)与孔隙度关系; (d)—沙三段下亚段充注阻力(P_d)与孔隙度关系; (e)—沙三段下亚段成藏阻力($S_{\text{Hg}}=40\%$)与孔隙度关系; (f)—沙三段下亚段富集阻力($S_{\text{Hg}}=60\%$)与孔隙度关系

(a)—relationship between filling resistance (P_d) and porosity in the middle sub-member of Es_3 ; (b)—relationship between reservoir formation resistance ($S_{\text{Hg}}=40\%$) and porosity in the middle sub-member of Es_3 ; (c)—relationship between enrichment resistance ($S_{\text{Hg}}=60\%$) and porosity in the middle sub-member of Es_3 ; (d)—relationship between filling resistance (P_d) and porosity in the lower sub-member of Es_3 ; (e)—relationship between reservoir formation resistance ($S_{\text{Hg}}=40\%$) and porosity in the lower sub-member of Es_3 ; (f)—relationship between enrichment resistance ($S_{\text{Hg}}=60\%$) and porosity in the lower sub-member of Es_3

表现出较强的亲水性, 本次润湿角取其平均值 45.13°; θ_{Hg} 为汞与岩石间接触角, 取值为 140°。

针对济阳坳陷致密油特征, 前人对已工业开采的油层含油饱和度和物性进行了大量分析和统计(王永诗等, 2021; 刘惠民等, 2023), 以含油饱和度为 40% 和 60% 作为成藏和富集油气的饱和度下限值。通过对不同孔隙度储层进行岩芯压汞实验, 确定不同物性条件下储层压汞分析获得的毛细管阻力(进汞饱和度>0%)、成藏阻力(进汞饱和度>40%)和富集阻力(进汞饱和度>60%)(图 13), 并对测试数据进行统计和分析, 探究阻力随孔隙度变化规律, 从而计算油藏条件下储层充注阻力(表 2)。压汞数据分析显示, 储层物性越差充注阻力越高。不同充注类型因储层非均质性而呈现不同排驱阻力。岩石薄片观察和扫描电镜表明, 底部充注型致密砂岩储层中孔隙较为发育, 以粒间溶孔、粒内溶孔和微裂缝为主(图 14a、b), 砂岩的实测物性数据表明, 底部充注型储层孔隙最为发育, 孔隙度主要分布在 8%~16%, 渗透率分布于 $0.1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。整体上, 相同孔隙度沙三段中亚段进汞阻力更低, 油气更易进入储层。沙三段中亚段部分井受孔隙结构、

表 2 临南洼陷不同储层实验条件与油藏条件下充注阻力对比

Table 2 Comparison of charging resistance under experimental conditions in different reservoirs and reservoirs in the Linnan sag

层位	充注阻力(P_d)		成藏阻力($S_{Hg} = 40\%$)		富集阻力($S_{Hg} = 60\%$)	
	P_{CHg} (MPa)	P_{CO} (MPa)	P_{CHg} (MPa)	P_{CO} (MPa)	P_{CHg} (MPa)	P_{CO} (MPa)
沙三段中亚段	0.143~7.931	0.008~0.458	2.049~105.138	0.118~6.065	11.312~180.879	0.653~10.435
沙三段下亚段 2 小层	1.274~9.792	0.074~0.565	10.428~116.568	0.602~6.725	47.111~189.124	2.718~10.911
沙三段下亚段 4~6 小层	1.053~11.627	0.061~0.671	8.318~142.844	0.480~8.241	41.364~212.606	2.386~12.265

注: P_{CHg} —实验条件下毛细管阻力; P_{CO} —油藏条件下毛细管阻力。

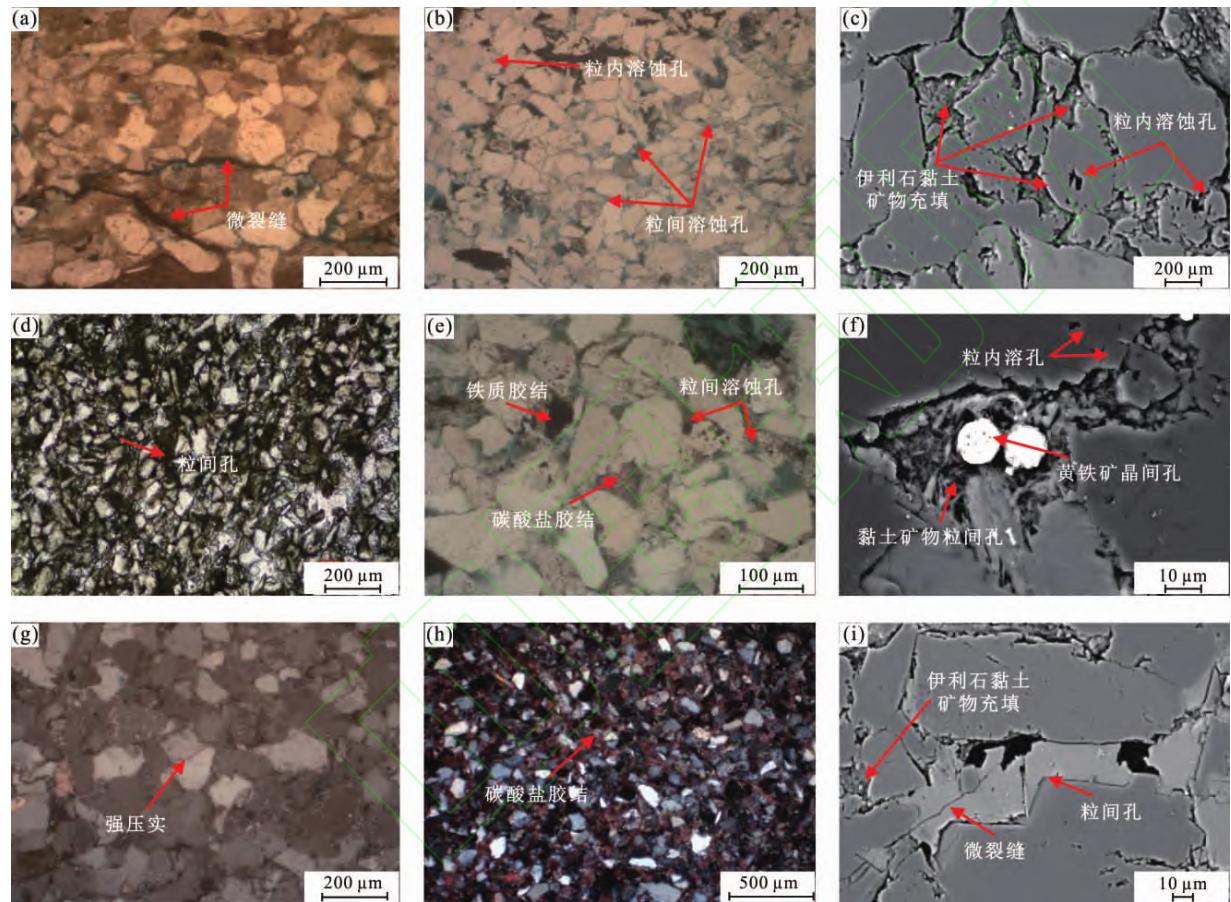


图 14 临南洼陷不同充注方式致密储层的孔隙发育特征

Fig. 14 Pore space characteristics of tight reservoirs with different charging methods in the Linnan sag

(a)—商 848 井, 埋深 2807.03 m, 底部充注型, 微裂缝, 单偏光; (b)—商 646 井, 埋深 3393.00 m, 底部充注型, 粒间溶孔和粒内溶孔, 单偏光; (c)—商 741 井, 埋深 3087.20 m, 底部充注型, 粒间黏土、方解石填隙物及粒内溶孔, 扫描电镜; (d)—田 26 井, 埋深 3019.80 m, 双向充注型, 细粒砂状结构, 发育粒间孔, 单偏光; (e)—夏 941 井, 埋深 3849.17 m, 双向充注型, 粒间溶蚀孔, 碳酸盐胶结, 单偏光; (f)—田 305 井, 埋深 4107.70 m, 双向充注型, 粒内溶孔和粒间残余孔, 扫描电镜; (g)—田 306 井, 埋深 3946.13 m, 顶部充注型, 强压实作用和碳酸盐胶结, 单偏光; (h)—夏 99 井, 埋深 4132.87 m, 碳酸盐胶结, 顶部充注型, 正交偏光; (i)—临 98 井, 埋深 4294.58 m, 顶部充注型, 粒间黏土矿物填隙物、粒间孔及微裂缝, 扫描电镜

(a)—well S848, depth of burial 2807.03 m, bottom-up filling type, microfractures, single-polarized light; (b)—well S646, depth of burial 3393.00 m, bottom-up filling type, intergranular dissolution pores and intragranular dissolution pores, single-polarized light; (c)—well S741, depth of burial 3087.20 m, bottom-up filling type, intergranular clay, calcite fill pores, and intragranular dissolution pores, scanning electron microscope; (d)—well T26, depth of burial 3019.80 m, dual-phase filling type, fine-grained sand structure, developed intergranular pores, single-polarized light; (e)—well X941, depth of burial 3849.17 m, dual-phase filling type, intergranular dissolution pores, carbonate cementation, single-polarized light; (f)—well T305, depth of burial 4107.70 m, dual-phase filling type, intragranular dissolution pores and intergranular residual pores, scanning electron microscope; (g)—well T306, depth of burial 3946.13 m, top-up filling type, strong compaction and carbonate cementation, single-polarized light; (h)—well X99, depth of burial 4132.87 m, carbonate cementation, top-up filling type, orthogonally polarized light; (i)—well L98, depth of burial 4294.58 m, top-up filling type, intergranular clay mineral fill pores, intergranular pores, and microfractures, scanning electron microscope

黏土矿物、成岩作用影响使得相近孔隙度下,具有高的进汞阻力(图 13a,d)。如商 741 井(图 14c),扫描电镜下石英颗粒、长石颗粒见溶蚀现象,但颗粒间为伊利石黏土填隙物和方解石(浅灰色)填隙物,测得孔隙度为 4.2%。

双向充注型致密砂岩储层中孔隙发育程度较底部充注型次之,发育粒间孔、粒内孔和少量黏土矿物晶间孔(图 14d,f),颗粒间见铁质胶结和碳酸盐胶结(图 14e);顶部充注型致密储层埋深大,孔隙发育程度最差,仅存在少量的粒间孔和微裂缝(图 14i),

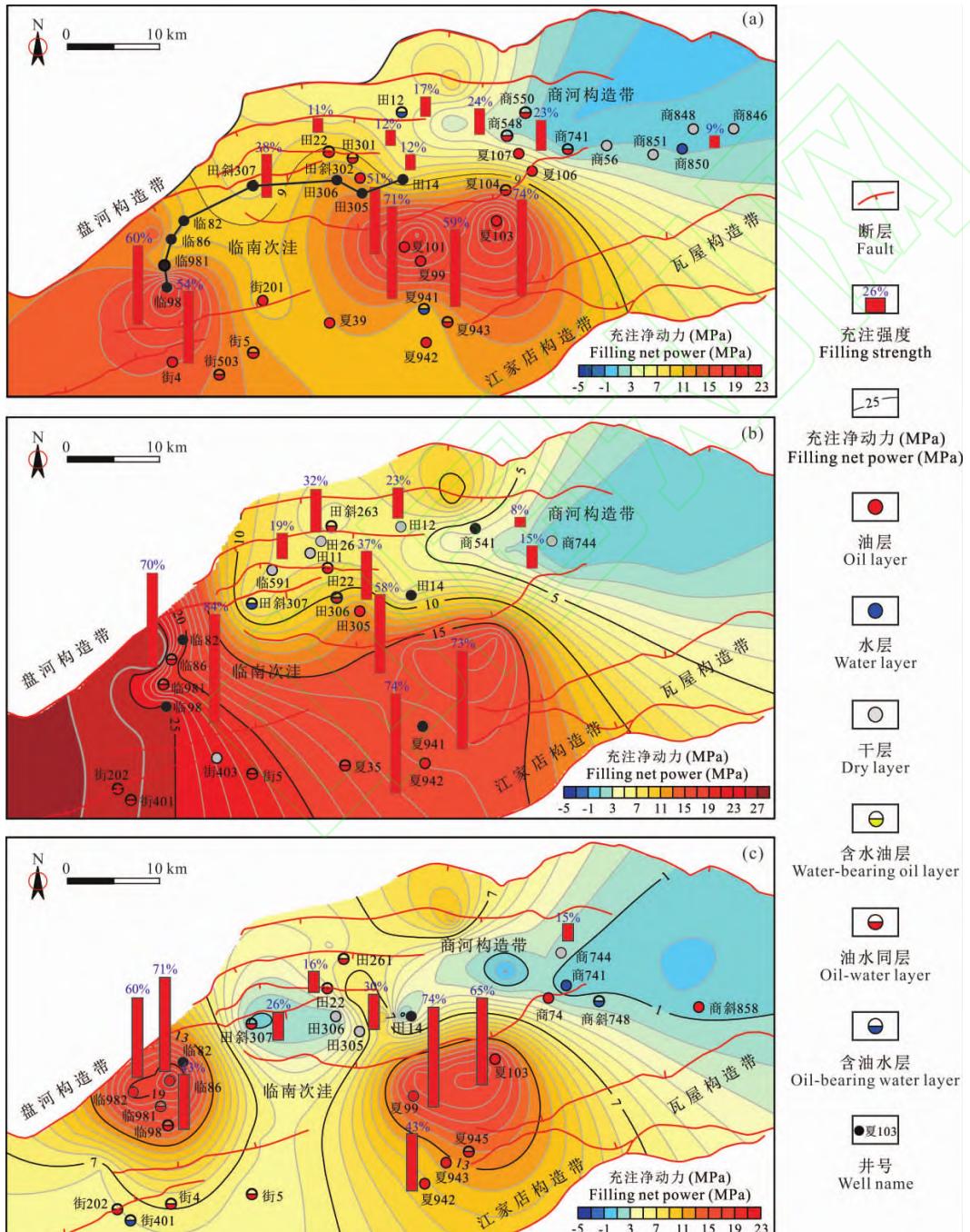


图 15 临南洼陷不同充注方式与充注强度叠合图

Fig. 15 Superposition of different charging methods and charging intensity in the Linnan sag

(a)—底部充注储层充注净动力与充注强度叠合图; (b)—双向充注储层充注净动力与充注强度叠合图; (c)—顶部充注储层充注净动力与充注强度叠合图

(a)—filling net power and filling strength overlay diagram in bottom filling reservoir; (b)—filling net power and filling strength overlay diagram in bidirectional filling reservoir; (c)—filling net power and filling strength overlay diagram in top filling reservoir

镜下见强压实作用和胶结作用(图 14g、h)。沙三段下亚段 2 小层和 4~6 小层孔隙度主要分布在 4%~14%, 渗透率 $0.1 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 相对沙三段中亚段储层, 进汞阻力高, 油气需要更大的充注动力才能克服毛细管力。临 98 井实测孔隙度为 3.9%, 孔隙度较低, 但内部存在微裂缝使得孔喉连通性好, 进汞阻力要低于商 741 井砂体(图 13d)。以上分析表明, 储集层孔隙结构、微裂缝以及成岩作用等决定充注效果。

4.3 充注净动力分布及含油性差异

充注动力需要大于排驱阻力或成藏阻力才能形成有效油层。沙三段下亚段烃源岩充注动力普遍大于充注阻力, 因此笔者采用充注动力与成藏阻力($S_{\text{Hg}}=40\%$)分析不同充注类型充注净动力(充注动力与成藏阻力之差)分布特征。收集压汞、岩芯实测孔隙度数据, 对于缺乏实测孔隙度采用测井孔隙度, 结合前人对孔隙演化过程经验公式对沙三段孔隙度进行压实校正(邱隆伟等, 2016; 石世革等, 2017; 王翘楚, 2023), 进而计算储层充注阻力。结果显示, 充注净动力高值区有效充注强度大, 含油显示级别高(图 12、15)。剖面上洼陷带烃源岩和上下邻近的储集层之间存在较大的压力差, 储层石油充注度强(图 16), 源、储距离<150 m 的储层 S_{c} 主体分布在 30%~50%。源、储距离>250 m 时, 油气充满程度低, S_{c} 小于 30%, 远源储层距离烃源岩远, 充注动力逐渐衰减, 含油饱和度随运移距离增加而

逐渐降低, 源烃源岩与储层距离决定致密油富集程度(图 17)。

底部充注型储层的烃源岩为沙三段下亚段 1 小层厚层优质烃源岩, 该套烃源岩覆盖面积广, 生烃潜力大, 为沙三段中亚段储层提供充足物质基础。致密砂岩储层的优劣对致密油的含油性具有影响, 砂岩的实测物性数据表明, 底部充注型中储层孔隙最为发育, 孔隙度为 8%~16%, 渗透率分布于 $0.1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 为致密-低渗储层。烃源岩和储层质量较好, 具有致密油成藏良好的地质条件。底部供烃强充注净动力为石油的充注、运移和聚集提供充足的动力, 控制致密油宏观分布。在临南次洼充注净动力分布在 5~21 MPa, 使得次洼内储集体油气充注强度整体较高, 北东隆起带充注净动力出现负值, 油气充注强度低, 试油产井为干层、水层和含油水层。

双向充注型储层由沙三段下亚段 1、3 小层烃源岩共同供烃, 沙三段下亚段 1 小层生排烃强度大, 生烃增压大, 油气“倒灌”动力充足。沙三段下亚段 2 小层孔隙度 4%~14%, 以 10%~12% 的特低孔为主, 渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 为致密-低渗储层。沙三段下亚段两套烃源岩共同供烃使得沙三段下亚段 2 小层充注净动力最大, 临南次洼充注净动力分布在 10~27 MPa, 向北部隆起带逐渐降低。有效充注强度与充注净动力具有较高的一致性, 次洼带有效充注强度大, 最高可以达到 80%, 向

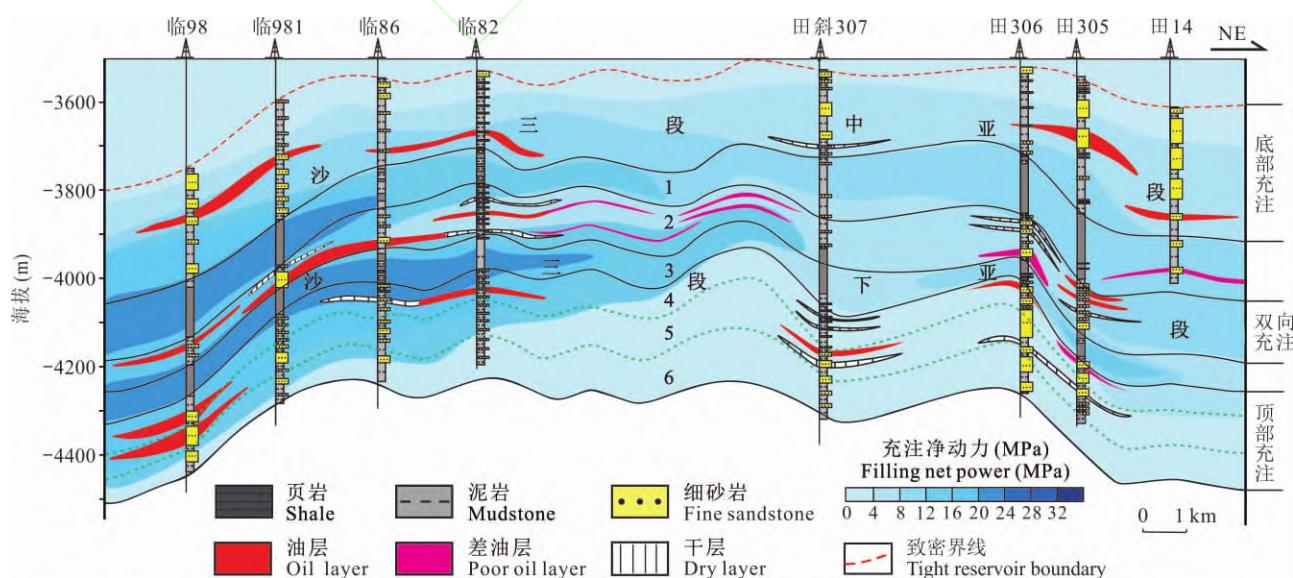


图 16 临南洼陷充注净动力剖面特征及不同源-储结构含油性

Fig. 16 Characteristics of net dynamic profile of charge and oil-bearing properties of different source-reservoir structures in the Linnan sag

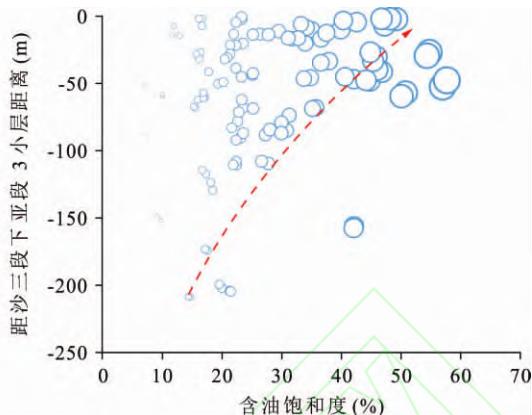
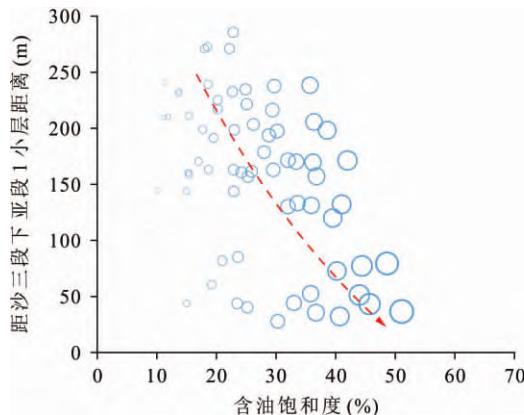


图 17 临南洼陷沙三段下亚段源储距离与储层含油饱和度相关性

Fig. 17 Correlation between source-reservoir distance and oil saturation of the lower sub-member of E_{3} in the Linnan sag

北有效充注强度降低。

顶部充注型储层主要由沙三段下亚段 3 小层优质烃源岩向下供烃, 生烃增压所形成的异常高压是油气发生“倒灌”的主要动力。沙三段下亚段 4~6 小层孔隙度一般小于 12%, 渗透率以 $0.1 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为主。盘河砂体发育两个充注净动力高值区, 分别位于夏 99 井和临 82 井及附近, 其充注净动力分布在 7~19 MPa, 为中—强充注净动力, 北部隆起带出现负值, 油气充注动力不足, 有效充注强度较低。

5 致密油差异富集模式

值得指出的是, 当净动力满足致密油成藏下限时, 仍有部分井区未能形成油气富集。致密油成藏/富集受烃源供给、储层厚度和物性、源储配置关系等多种因素的联合控制, 即使满足充注动力学条件也并不一定能形成有效油层, 如沙三段中亚段储层和下亚段 2 小层北部隆起带田家地区充注动力普遍大于成藏阻力, 但由于烃类供给量达不到资源富集所需, 储层含油性相对低。这说明源储组合中砂体的含油性不仅受到动阻力耦合的控制, 还需要考虑内部烃源岩的生排烃能力。定量分析生烃潜力和充注净动力对致密油含油性影响, 结果表明, 三类充注方式下生烃潜力、充注净动力耦合都与含油饱和度具有较高的相关性(图 18)。

底部充注型是最强富集型, 储层沙三段中亚段发育中—厚层基山砂体, 与沙三段下亚段 1 小层优质烃源岩大面积紧密接触, 烃源岩在生烃增压超压驱动下突破源储界面, 在储层“甜点区”聚集(图 19)。根据定量分析其下限, 底部充注型在生烃强度 $>200 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$, 充注净动力 $>10 \text{ MPa}$ 时, 二者

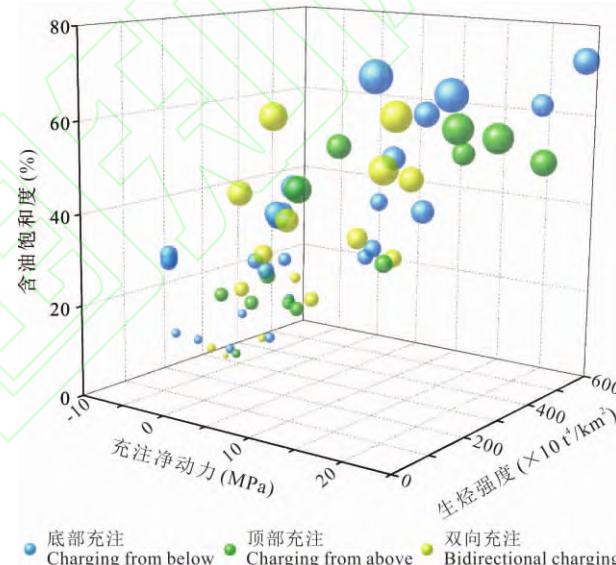


图 18 临南洼陷差异充注致密油 S_o 、充注净动力与生烃强度耦合关系

Fig. 18 Coupling relationship of differential charge tight oil S_o , net charge power and hydrocarbon generation intensity in the Linnan sag

的有利耦合关系使得该源储结构中具有较高且稳定的含油性, 平均含油饱和度大于 40%(图 18)。双向充注型是中—强富集型, 储层沙三段下亚段浊积砂(沙三段下亚段 2 小层)接受来自顶、底烃源岩双向供烃, 生烃净动力相对最强, 靠近烃源岩储层油气充注度高, 但 2 小层主要发育薄层砂岩, 受砂体物性和厚度约束, 导致双向充注中油气含油性差异大, 含油层厚度和油水层占比低于沙三段中亚段致密层段。在烃源岩生烃强度较低时, S_o 随充注净动力的增大增加速度较慢, 而当烃源岩生烃潜力较大时, S_o 随充注净动力的增大增加速度较快。双向充注在生烃强度 $>150 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$, 充注净动力 $>13 \text{ MPa}$ 时,

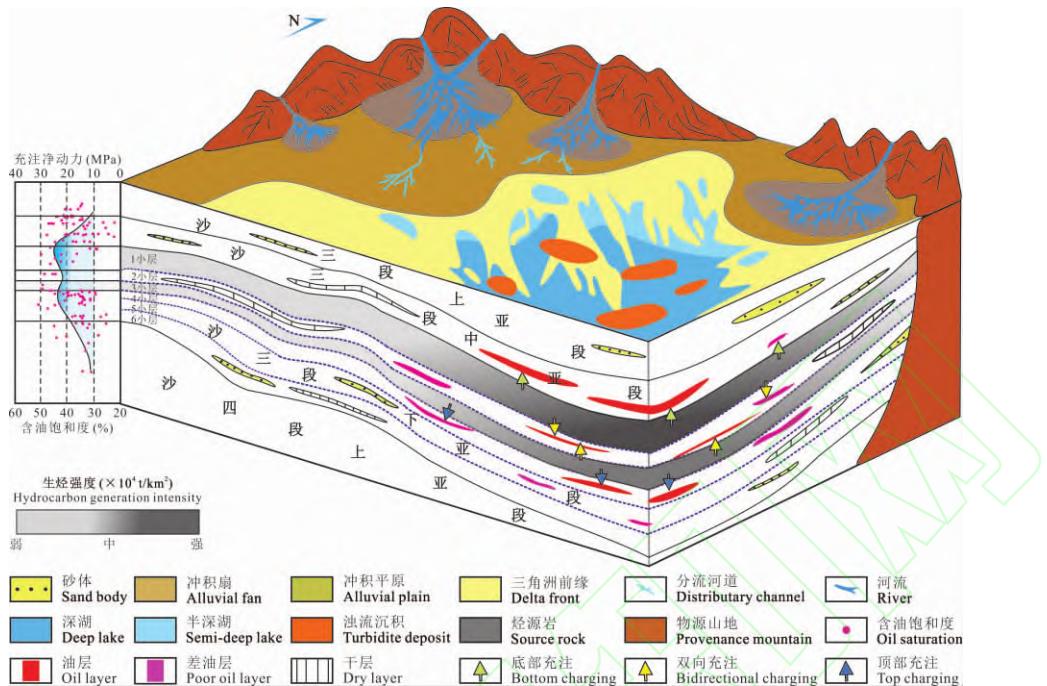


图 19 临南洼陷沙河街组三段中、下亚段致密油差异富集模式

Fig. 19 Differential enrichment model of tight oil in the middle and lower sub-members of 3rd Member of Shahejie Formation in the Linnan sag

平均含油饱和度大于45%。顶部充注型是弱富集型,沙三段下亚段3小层烃源岩与沙三段下亚段中厚层盘河砂体大面积接触,沙三段下亚段3小层生烃潜力弱于1小层,烃源岩需要更大的充注净动力突破源储界面,根据定量分析其下限,顶部充注型早生烃强度 $>230 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$,充注净动力 $>15 \text{ MPa}$ 时,平均含油饱和度大于40%。

6 结论

(1) 临南洼陷沙三段下亚段发育两套烃源岩,沙三段下亚段1小层和3小层,岩性以暗色泥岩、页岩为主。沙三段下亚段烃源岩有机质在R_o为0.5%达到生烃门限。研究区洼陷带是烃源岩生烃、排烃中心,沙三段下亚段1小层现今累计生烃强度为 $50 \times 10^4 \sim 410 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$,排烃强度主要分布在 $30 \times 10^4 \sim 220 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$ 。生烃中心累计生烃强度为 $50 \times 10^4 \sim 290 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$,排烃强度 $50 \times 10^4 \sim 170 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$ 。优质烃源岩为沙三段中亚段下亚段的源储组合的油气生成、成藏提供雄厚的物质基础。

(2) 研究区发育下源上储、上源下储和源夹储三类源储空间配置,致密油成藏含油性强弱表现为:下源上储型>源夹储型>上源下储型。三类源储结构致密油充注成藏与差异富集的根本原因,在于源储空间匹配关系导致充注净动力、充注方式以及烃源

岩本身生烃潜力不同。

(3) 优质烃源岩生烃潜力是致密油源-储界面垂向充注的动力基础,充注动力和不同储层孔喉阻力耦合决定了致密油富集程度。不同源储结构中,烃源岩生烃潜力和充注净动力作用不同,下源上储型沙三段下亚段1小层优质烃源岩生烃与沙三段中亚段致密储层形成了约5~21 MPa充注净动力,促进油气向研究区微纳米孔隙中运移,使甜点段中厚层储集空间含油性最好。沙三段下亚段1小层和3小层烃源岩向沙三段下亚段浊积砂体双向供烃形成了约10~27 MPa充注净动力,有效充注强度高,受储层容量和物性控制,含油层厚度低。沙三段下亚段3小层烃源岩与沙三段下亚段4~6砂体致密储层形成了约7~19 MPa充注净动力,源储结构下的含油性最差。

References

- Bai Yubin, Li Mengyao, Zhu Tao, Zhao Jingzhou, Ren Haijiao, Wu Weitao, Wu Heyuan. 2024. Geochemical characteristics of source rocks and evaluation of shale oil “sweet spots” of Permian Fengcheng Formation in Mahu sag. *Lithologic Reservoirs*, 36 (6): 110 ~ 121 (in Chinese with English abstract).
- Bi Haibin, Wang Yinghui, Lu Guoming. 1996. Empirical statistical method of oil-water interfacial tension. *Xinjiang Petroleum Geology*, (2): 173~176, 205 (in Chinese with English abstract).
- Brown A. 2000. Evaluation of possible gas microseepage mechanisms. *AAPG Bulletin*, 84(11): 1775~1789.

- Cao Yingchang, Wang Sijia, Wang Yanzhong, Yang Tian, Zhang Shaomin, Zhang Huina. 2017. Sedimentary characteristics and depositional model of slumping deep-water gravity flow deposits: A case study from the middle Member 3 of Paleogene Shahejie Formation in Linnan subsag, Bohai Bay basin. *Acta Palaeogeography*, 19(3): 419~432 (in Chinese with English abstract).
- Chen Daizhao, Wang Jianguo, Qing Hairuo, Yan Detian, Li Renwei. 2009. Hydrothermal venting activities in the Early Cambrian, South China: Petrological, geochronological and stable isotopic constraints. *Chemical Geology*, 258: 168~181.
- EIA. 2013. Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States.
- Feng Dongxiao, Fu Ye. 2018. Structure kinematics of a transtensional basin: An example from the Linnan subsag, Bohai Bay basin, eastern China. *Geoscience Frontiers*, 9(3): 918~919.
- Feng Jiale, Yang Shengyu, Hu Qinhong, Ma Binyu, Wen Jiacheng, Wang Xuyang, Pu Xiugang, Han Wenzhong, Zhang Wei. 2024. Hydrocarbon generation and expulsion efficiency and influence on oil bearing property of shale in the second member of Paleogene Kongdian Formation in Cangdongsag. *Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition)*, 48(2): 45~46 (in Chinese with English abstract).
- Fu Jinhua, Yu Jian, Xu Liming, Niu Xiaobing, Feng Shengbin, Wang Xiujuan, You Yuan, Li Tao. 2015. New Progress in exploration and development of tight oil in Ordos basin and main controlling factors of large-scale enrichment and exploitable capacity. *China Petroleum Exploration*, 20(5): 9~19 (in Chinese with English abstract).
- Guo Jigang, Li Jianhua, Pang Xiongqi, Xiang Caifu, Jiang Fujie, Wang Pengwei. 2013. Study on expulsion efficiency of hydrocarbon for the Jurassic source rock in the southern margin of Junggar basin. *Modern Geology*, 27(5): 1081~1088 (in Chinese with English abstract).
- Guo Xianling, Xiong Min, Zhou Qin, Tian Hui, Xiao Xianming. 2009. Petroleum generation and expulsion kinetics: A case study of the Shahejie Formation source rocks from Linnan sag of Huimin depression. *Journal of Sedimentology*, 27(4): 723~731 (in Chinese with English abstract).
- Guo Xiaowen, He Sheng, Zheng Julun, Wu Zhenzhen. 2011. A quantitative model for the overpressure caused by oil generation and its influential factors. *Acta Petrolei Sinica*, 32(4): 637~644 (in Chinese with English abstract).
- Hakimi M H, Abdullah W H, Alqudah M, Makeen Y M, Mustapha K A. 2016. Organic geochemical and petrographic characteristics of the oil shales in the Lajjun area, Central Jordan: Origin of organic matter input and preservation conditions. *Fuel*, 181: 34~45.
- Han Zaihua, Liu Hua, Zhao Lanquan, Liu Jingdong, Yin Lijuan, Li Lei. 2024. Source rock-reservoir assemblage types and differential oil enrichment model in tight (low-permeability) sandstone reservoirs in the Paleocene Shahejie Formation in the Linnan sub-sag, Bohai Bay basin. *Oil & Gas Geology*, 45(3): 722~738 (in Chinese with English abstract).
- Huo Zhiyin, He Sheng, Wang Yongshi, Guo Xiaowen, Zhu Gangtian, Zhao Wen. 2020. Distribution and causes of present-day overpressure of Shahejie Formation in Linnan subsag, Huimin sag, Bohai Bay basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 42(6): 938~945 (in Chinese with English abstract).
- Johnstone B. 2007. Bakken black gold. *Leader-Poster*, 10(6).
- Kong Xianghe. 2021. Distribution of effective hydrocarbon source rocks and hydrocarbon generation and expulsion characteristics of 3rd member Shahejie Formation of Linnan subsag. Master's thesis of China University of Petroleum (Beijing), 12~79 (in Chinese with English abstract).
- Li Chunquan, Liu Huimin. 2013. Abnormal formation pressure and its evolution features of the third Member Shahejie Formation, Linnan sag. *Earth Science (Journal of China University of Geosciences)*, 38(1): 105~111 (in Chinese with English abstract).
- Li Junliang, Wang Xin, Wang Weiqing, Li Bo, Zeng Jianhui, Jia Kunkun, Qiao Juncheng, Wang Kangting. 2023. Influence of sand-mud assemblages in tight sandstones on reservoir storage spaces: A case study of the lower submember of the 3rd member of the Paleogene Shahejie Formation in the Linnan subsag, Bohai Bay basin. *Oil & Gas Geology*, 44(5): 1173~1187 (in Chinese with English abstract).
- Li Yang. 2006. Sandstone diagenesis and its influences on hydrocarbon traps in Jishan sand-body in Humin depression, north China. *Acta Petrologica Sinica*, (8): 2205~2212 (in Chinese with English abstract).
- Lian Huan. 2018. The Accumulation mechanism of tight oil of lucaogou formation in Jimsar depression, Junggar basin. Master's thesis of China University of Petroleum (East China) (in Chinese with English abstract), 1~2.
- Liu Fei, Zhu Gangtian, He Sheng, Wang Yongshi, Liu Qing. 2019. Geochemical characteristics of crude oil and oil-source correlation of Shahejie Formation in Linnan sub-sag, Huimin sag, Bohai Bay basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 41(6): 855~864 (in Chinese with English abstract).
- Liu Huimin, Gao Yang, Qin Feng, Yang Huaiyu. 2023. New fields, new types and resource potential of oil and gas exploration in Jiyang depression in Bohai Bay basin. *Acta Petrolei Sinica*, 44(12): 2141~2159 (in Chinese with English abstract).
- Lu Shuangfang. 1996. Hydrocarbon kinetics theory of organic matter and its application. Beijing: Petroleum Industry Press, 1~130 (in Chinese with English abstract).
- Ma Shizhong. 2007. The study of Paleogene tectonic-sedimentary evolution and hydrocarbon reservoir formation model in Huimin sag. Doctoral dissertation of China University of Geosciences (Beijing), 24~77 (in Chinese with English abstract).
- Pang Xiongqi, Li Maowen, Li Sumei, Jin Zhijun. 2005. Geochemistry of petroleum systems in the Niuzhuang south slope of Bohai Bay basin: Part 3. Estimating hydrocarbon expulsion from the Shahejie Formation. *Organic Geochemistry*, 36(4): 497~510.
- Peters K E. 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 70(3): 318~329.
- Qiu Longwei, Shi Zheng, Fu Dawei, Pan Zehao, Yang Shengchao, Qu Changsheng. 2016. Controlling factors analysis model of Shahejie 3rd sandstone porosity in Linnan sag. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 46(5): 1321~1331 (in Chinese with English abstract).
- Schowalter T T. 1979. Mechanics of secondary hydrocarbon migration and entrapment. *AAPG Bulletin*, 63(5): 723~760.
- Shi Shige, Yang Tian, Cao Yingchang, Zhang Huina, Yuan Guanghui. 2017. Diagenesis and pore evolution of turbidite reservoirs in Linnan depression. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 24(2): 57~62 (in Chinese with English abstract).
- Wang Qiaochu. 2023. Complex fluid pressure distribution, evolution and its effects on hydrocarbon accumulation in the third member of Paleogene Shahejie Formation, Huimin depression. Doctoral dissertation of China University of Petroleum (Beijing), 19~160 (in Chinese with English abstract).
- Wang Yongshi, Qiu Yibo. 2017. Overpressure structure dissimilarity and its controlling factors in the Jiyang depression. *Oil & Gas Geology*, 38(3): 430~437 (in Chinese with English abstract).
- Wang Yongshi, Gao Yang, Fang Zhengwei. 2021. Pore throat structure and classification of Paleogene tight reservoirs in Jiyang depression, Bohai Bay basin, China. *Petroleum Exploration and Development*, 48(2): 266~278 (in Chinese with English abstract).
- Xiao Zhenglu, Li Yong, Zhu Zhiyong, Lu Jungang, Lu Zixing, Li

- Chengshan. 2022. Influence of source-reservoir contact conditions on the enrichment of near-source tight oil: Taking Chang 8, reservoir in the Longdong area of Ordos basin as an example. *Petroleum Geology & Experiment*, 44(5): 825~834 (in Chinese with English abstract).
- Yang Hua, Li Shixiang, Liu Xianyang. 2013. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos basin. *Acta Petrolei Sinica*, 34(1): 1~11 (in Chinese with English abstract).
- Yang Zhi, Hou Lianhua, Lin Senghu, Luo Xia, Zhang Lijun, Cui Jingwei. 2018. Geologic characteristics and exploration potential of tight oil and shale oil in Lucaogou Formation in Jimsar sag. *China Petroleum Exploration*, 23(4): 76~85 (in Chinese with English abstract).
- Yao Jingli, Zeng Jianhui, Luo Anxiang, Yang Zhifeng, Deng Xiuqin. 2019. Controlling effect of source-reservoir structure in tight reservoir on oil-bearing property—A case study of Chang-6-Chang-8 members in Heshui area of Ordos basin, China. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 41(3): 267~280 (in Chinese with English abstract).
- Yu Yixing, Pang Xiongqi, Chen Dongxia, Liu Huimin. 2011. Characteristics and main controlling factors about hydrocarbon accumulation and distribution in the Linnan sag. *Science & Technology Review*, 29(4): 30~33 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Junfeng, Bi Haibin, Xu Hao, Zhao Junlong, Yu Tingxu. 2015. New progress and reference significance of overseas tight oil exploration and development. *Acta Petrolei Sinica*, 36(2): 127~137 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Li, Lei Zhenyu, Xu Hong, Luo Shuaibing, Qian Xing. 2019. Sedimentary features and geological conditions for hydrocarbon generation and accumulation in Taixi basin. *Oil & Gas Geology*, 40(1): 152~161 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Qiushi. 2020. Quantitative characterization of the coupling relationship between transtensional faults and sedimentation in Huimin sag. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 27(5): 556~560 (in Chinese with English abstract).
- Zhao Guoxin, Zhu Jiajun, Guan Li. 2008. Method of applying capillary pressure data to calculate initial oil saturation. *Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition)*, (4): 38~41.
- Zhao Lanquan. 2025. Logging evaluation of w(TOC) of source rock in southern Jiyang depression and its application in tight oil accumulation. *Petroleum Geology & Development in Daqing*, 44(1): 142~150 (in Chinese with English abstract).
- Zhao Mifu, Xin Quanlin, Liu Zerong. 2001. Distribution rule and its controlling factors of slump turbidite of Linnan subsag in Huimin sag. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, (5): 14~17 (in Chinese with English abstract).
- Zhu Houqin, Liu Pinglan, Pang Xiongqi, Jiang Zhenxue. 2008. Principle of hydrocarbon-generation potential method studying hydrocarbon expulsion characteristics of source rocks and its application. *China Petroleum Exploration*, (3): 5~9 (in Chinese with English abstract).
- Zhu Mangzheng, Chen Jianyu. 2002. Hydrocarbon generating threshold of the source rocks in Palaeogene of Linnan subsag in Huimin sag. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, (2): 35~37, 3 (in Chinese with English abstract).
- Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, Yang Zhi, Tao Shizhen. 2012. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance. *Acta Petrolei Sinica*, 33(2): 173~187 (in Chinese with English abstract).
- 石油地质, (2): 173~176, 205.
- 操应长, 王思佳, 王艳忠, 杨田, 张少敏, 张会娜. 2017. 滑塌型深水重力流沉积特征及沉积模式: 以渤海湾盆地临南洼陷古近系沙三中亚段为例. *古地理学报*, 19(3): 419~432.
- 冯家乐, 杨升宇, 胡钦红, 马斌玉, 文家成, 王旭阳, 蒲秀刚, 韩文中, 张伟. 2024. 沧东凹陷孔二段页岩生排烃效率及对含油性的影响. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 48(2): 45~56.
- 付金华, 喻建, 徐黎明, 牛小兵, 冯胜斌, 王秀娟, 尤源, 李涛. 2015. 鄂尔多斯盆地致密油勘探开发新进展及规模富集可开发主控因素. *中国石油勘探*, 20(5): 9~19.
- 郭继刚, 李建华, 庞雄奇, 向才富, 姜福杰, 王鹏威. 2013. 准噶尔盆地南缘侏罗系烃源岩排烃效率研究. *现代地质*, 27(5): 1081~1088.
- 郭显令, 熊敏, 周秦, 田辉, 肖贤明. 2009. 烃源岩生排烃动力学研究——以惠民凹陷临南洼陷沙河街组烃源岩为例. *沉积学报*, 27(4): 723~731.
- 郭小文, 何生, 郑伦举, 吴珍珍等. 2011. 生油增压定量模型及影响因素. *石油学报*, 32(4): 637~644.
- 韩载华, 刘华, 赵兰全, 刘景东, 尹丽娟, 李磊. 2024. 渤海湾盆地临南洼陷古近系沙河街组源-储组合类型与致密(低渗)砂岩油差异富集模式. *石油与天然气地质*, 45(3): 722~738.
- 霍智颖, 何生, 王永诗, 郭小文, 朱钢添, 赵文等. 2020. 渤海湾盆地惠民凹陷临南洼陷沙河街组现今超压分布特征及成因. *石油实验地质*, 42(6): 938~945.
- 孔祥赫. 2018. 临南洼陷沙三段有效烃源岩分布及生排烃特征研究. *中国石油大学(北京)硕士学位论文*, 12~79.
- 李纯泉, 刘惠民. 2013. 临南洼陷沙三段异常地层压力及其演化特征. *地球科学(中国地质大学学报)*, 38(1): 105~111.
- 李军亮, 王伟庆, 李博, 曾溅辉, 贾昆昆, 乔俊程, 王康亭. 2023. 致密砂岩砂-泥结构发育特征及其对储集空间的控制作用——以渤海湾盆地临南洼陷古近系沙河街组三段下亚段为例. *石油与天然气地质*, 44(5): 1173~1187.
- 李阳. 2006. 惠民凹陷基山砂体成岩作用及对油气圈闭的影响. *岩石学报*, (8): 2205~2212.
- 廉欢. 2018. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油聚集机理研究. *中国石油大学(华东)硕士学位论文*, 1~10.
- 刘飞, 朱钢添, 何生, 王永诗, 刘庆. 2019. 渤海湾盆地惠民凹陷临南洼陷沙河街组原油地球化学特征及油源对比. *石油实验地质*, 41(6): 855~864.
- 刘惠民, 高阳, 秦峰, 杨怀宇. 2023. 渤海湾盆地济阳坳陷油气勘探新领域、新类型及资源潜力. *石油学报*, 44(12): 2141~2159.
- 卢双筋. 1996. 有机质成烃动力学理论及其应用. 北京: 石油工业出版社, 1~130.
- 马士忠. 2007. 惠民凹陷古近纪构造与沉积演化及油气成藏模式. *中国地质大学(北京)博士学位论文*, 24~77.
- 邱隆伟, 师政, 付大巍, 潘泽浩, 杨生超, 曲长胜. 2016. 临南洼陷沙三段孔隙度控制因素分析与定量模型. *吉林大学学报(地球科学版)*, 46(5): 1321~1331.
- 石世革, 杨田, 操应长, 张会娜, 远光辉. 2017. 临南洼陷浊积岩储层成岩作用与孔隙演化. *特种油气藏*, 24(2): 57~62.
- 王翘楚. 2023. 惠民凹陷沙三段复杂压力特征、演化与成藏效应. *中国石油大学(北京)博士学位论文*, 19~160.
- 王永诗, 邱贻博. 2017. 济阳坳陷超压结构差异性及其控制因素. *石油与天然气地质*, 38(3): 430~437.
- 王永诗, 高阳, 方正伟. 2021. 济阳坳陷古近系致密储集层孔喉结构特征与分类评价. *石油勘探与开发*, 48(2): 266~278.
- 肖正录, 李勇, 朱志勇, 路俊刚, 卢子兴, 李程善. 2022. 原储接触关系及其对近源致密油富集的影响——以鄂尔多斯盆地陇东地区长 81 油藏为例. *石油实验地质*, 44(5): 825~834.
- 杨华, 李士祥, 刘显阳. 2013. 鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力. *石油学报*, 34(1): 1~11.
- 杨智, 侯连华, 林森虎, 罗霞, 张丽君, 吴松涛, 崔景伟等. 2018. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油、页岩油地质特征与勘探潜力. *中国石油勘探*, 23(4): 76~85.
- 姚泾利, 曾溅辉, 罗安湘, 杨智峰, 邓秀芹. 2019. 致密储层源储结构对储层含油性的控制作用——以鄂尔多斯盆地合水地区长 6—长 8 段为例. *地球科学与环境学报*, 41(3): 267~280.
- 于轶星, 庞雄奇, 陈冬霞, 刘惠民. 2011. 临南洼陷油气藏分布特征

参 考 文 献

- 白玉彬, 李梦瑶, 朱涛, 赵靖舟, 任海娇, 吴伟涛, 吴和源. 2024. 玛湖凹陷二叠系风城组烃源岩地球化学特征及页岩油“甜点”评价. *岩性油气藏*, 36(6): 110~121.
- 毕海滨, 王颖惠, 鲁国明. 1996. 油水界面张力的经验统计法. *新疆*

- 与油气富集主控因素分析. 科技导报, 29(4):30~33.
- 张君峰, 毕海滨, 许浩, 毕海滨, 许浩, 赵俊龙, 喻廷旭, 赵达, 耿昀光. 2015. 国外致密油勘探开发新进展及借鉴意义. 石油学报, 36(2):127~137.
- 张莉, 雷振宇, 许红, 师伟, 骆帅兵, 钱星. 2019. 台西盆地地层沉积特征与成烃-成藏地质条件. 石油与天然气地质, 40(1):152~161.
- 张秋实. 2020. 惠民凹陷扭张断裂与沉积耦合关系的量化表征. 断块油气田, 27(5):556~560.
- 赵兰全. 2025. 济阳坳陷南部烃源岩总有机碳含量测井评价及其在致密油成藏中的应用. 大庆石油地质与开发, 44(1): 142~150.
- 赵密福, 信荃麟, 刘泽容. 2001. 惠民凹陷临南洼陷滑塌浊积岩分布规律及其控制因素. 油气地质与采收率, (5):14~17.
- 朱芒征, 陈建渝. 2002. 惠民凹陷临南洼陷下第三系烃源岩生烃门限. 油气地质与采收率, (2):35~37, 3.
- 祝厚勤, 刘平兰, 庞雄奇, 姜振学. 2008. 生烃潜力法研究烃源岩排烃特征的原理及应用. 中国石油勘探, (3):5~9.
- 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 杨智, 陶士振. 2012. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例. 石油学报, 33(2):173~187.

Differential enrichment of tight oil under control of hydrocarbon generation potential and charging mode of source rocks: A case study of the third Member of the Shahejie Formation in the Linnan sag, Bohai Bay basin

CHEN Jialing^{1,2)}, CHEN Dongxia^{*1,2)}, WANG Yuchao^{1,2)}, RONG Lanxi^{1,2)},
WANG Qiaochu^{1,2)}, WANG Fuwei^{1,2)}, YANG Zaiquan^{1,2)}

1) State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

2) College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

* Corresponding author: Lindachen@cup.edu.cn

Abstract

The Paleogene Shahejie Formation in Linnan sag is one of the main potential strata for tight oil exploration in Jiyang depression. At present, it is in the early stage of exploration and development, and the distribution characteristics of source rocks, hydrocarbon supply capacity and reservoir charging are still unclear. Based on the logging, core observation, geochemical analysis, fluid inclusion analysis and high-pressure mercury injection, the middle and lower sub-members of Es₃ in the study area were divided into lower source and upper reservoir type, upper source and lower reservoir type and source sandwich reservoir type according to the spatial configuration relationship between source and reservoir. The effects of the differences in hydrocarbon supply capacity and charging methods on the oiliness of hydrocarbon sources under different source-reservoir structures were analyzed. The results show that two sets of organic-rich shale formations are developed in the lower sub-member of Es₃, with high abundance of organic matter (TOC of upper source rocks is 0.41%~7.20%, and TOC of lower source rocks is 0.13%~4.32%), and good types (the upper source rocks are mainly I-II₁ type, and the lower source rocks are mainly II₁~II₂ types), which provide a good material basis for the tight reservoirs in the middle and lower sub-members of Es₃. Due to the difference in the thickness of the parent material and the source rock, the upper source rocks of the lower sub-member of Es₃ have better hydrocarbon generation and expulsion capacity than the lower source rocks. The lower source upper reservoir type reservoir is the hydrocarbon supply at the bottom of the upper source rock, with strong net charging power, and the medium and thick sand body reservoir is developed, and the oily content is the best. The source and reservoir type is two sets of two-way charging of source rocks, with strong net charging power, high oil and gas filling degree, but the thickness of the sand body limits the degree of oil and gas enrichment, followed by oil content. The upper source and lower reservoir type is the hydrocarbon supply to the top of the lower source rock, the net power is filled in the middle, and the buried deep and large pores are not developed, and although the medium and thick sand body reservoirs are developed, the oil content is the worst. The new understanding of the control factors of tight oil enrichment in the Linnan sag has theoretical guiding significance for promoting the practice of tight oil exploration in the Jiyang sag.

Key words: tight sandstone oil reservoir; hydrocarbon generation potential; filling method; filling power