

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2026.205>



黄骅坳陷上古生界煤系烃源岩生 烃潜力与潜山内幕成藏机理

刘海涛¹, 张立炆², 甘华军^{2*}, 李志胜², 陈智涛², 李宏军³, 卢碧娴²

1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

2. 中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074

3. 中国石油大港油田公司, 天津 300280

摘要: 黄骅坳陷古生界石炭-二叠系煤系烃源岩是潜山内幕油气藏的主要物质基础, 但不同层段生烃差异及其对成藏模式的控制作用尚不明确. 以晚古生界煤系地层为研究对象, 综合煤岩显微组分与有机地球化学分析, 系统对比太原组与山西组生烃特征, 并结合典型潜山解剖与成藏过程分析, 探讨油气富集机理与成藏模式. 结果表明: 两套煤系烃源岩有机质丰度高, 均为好-优质烃源岩; 显微组分以镜质组为主, 干酪根类型主体为 II₂ 型. 相比之下, 太原组镜质组与壳质组含量更高, 是研究区优势供烃层段; 生烃演化整体表现为“早油晚气”特征, 即先生成原油、后生成天然气, 研究区油气成藏经历早白垩世初次充注、晚白垩世破坏、古近纪再成藏及新近纪以来叠加充注的多期演化过程. 油气来源具有多源和多期的特征, 表现为煤系气与古近系油的复合供烃格局. 古近纪以来, 歧北-埕海及乌马营-王官屯地区二次生气强度较高, 是潜山内幕晚期天然气充注的重要物质基础. 在此基础上, 建立了双源晚期成藏、单源晚期成藏、单源两期成藏、双源分期成藏及双源复合成藏五类模式. 黄骅坳陷潜山内幕油气差异富集受源岩质量、生烃强度、复合输导体系及构造活动耦合控制, 其中断裂活动期与有效生排烃期的匹配是多期成藏的关键. 研究成果为煤系油气成藏机制认识及有利区评价提供了地质依据.

关键词: 黄骅坳陷; 上古生界; 煤系烃源岩; 源岩控藏; 潜山内幕成藏; 石油地质学.

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2026)07-2716-15

收稿日期: 2026-03-09

Hydrocarbon Generation Potential of Upper Paleozoic Coal-bearing Source Rocks and Mechanisms of Buried-Hill Hydrocarbon Accumulation in Huanghua Depression

Liu Haitao¹, Zhang Liyang², Gan Huajun^{2*}, Li Zhisheng², Chen Zhitao², Li Hongjun³, Lu Bixian²

1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China

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

3. PetroChina Dagang Oilfield Company, Tianjin 300280, China

基金项目: 国家科技重大专项 (No. 2024ZD14001-06); 国家自然科学基金面上项目 (No. 42072202).

作者简介: 刘海涛 (1978-), 男, 博士, 高级工程师, 主要从事石油地质与油气成藏领域的研究. ORCID: 0009-0000-7238-9084. E-mail: liu_haitao@petrochina.com.cn

*** 通讯作者:** 甘华军, E-mail: hjgan@cug.edu.cn

引用格式: 刘海涛, 张立炆, 甘华军, 李志胜, 陈智涛, 李宏军, 卢碧娴, 2026. 黄骅坳陷上古生界煤系烃源岩生烃潜力与潜山内幕成藏机理. 地球科学, 51(7): 2716-2730.

Citation: Liu Haitao, Zhang Liyang, Gan Huajun, Li Zhisheng, Chen Zhitao, Li Hongjun, Lu Bixian, 2026. Hydrocarbon Generation Potential of Upper Paleozoic Coal-bearing Source Rocks and Mechanisms of Buried-Hill Hydrocarbon Accumulation in Huanghua Depression. *Earth Science*, 51(7): 2716-2730.

Abstract: The Carboniferous-Permian coaly source rocks of the Upper Paleozoic in the Huanghua Depression constitute the principal material basis for hydrocarbon accumulation within buried-hill reservoirs. However, stratigraphic differences in hydrocarbon generation and their control on accumulation patterns remain poorly constrained. Focusing on the Late Paleozoic coal-bearing strata, this study integrates coal maceral analysis, organic geochemistry, and typical buried-hill reservoir dissection to systematically compare the Taiyuan and Shanxi formations. Combined with typical buried-hill reservoir dissection and accumulation process reconstruction, the mechanisms of hydrocarbon enrichment and reservoir formation models are clarified. Results indicate that both formations exhibit high organic matter abundance and are classified as good to excellent source rocks. Vitrinite is the dominant maceral, and kerogen is primarily type II₂. The Taiyuan Formation contains relatively higher proportions of vitrinite and exinite, making it the dominant hydrocarbon-supplying interval in the study area. Hydrocarbon evolution is characterized by an “early oil-late gas” pattern, namely oil generation first and gas generation later. Reservoir formation experienced multiple stages, including initial charging in the Early Cretaceous, partial destruction in the Late Cretaceous, re-accumulation in the Paleogene, and superimposed charging since the Neogene. Hydrocarbon sourcing shows clear differentiation, forming a composite supply system of coal-derived gas and Paleogene oil. Since the Paleogene, the Qibei-Chenghai and Wumaying-Wangguantun areas have developed high secondary gas-generation intensity, which provided an important material basis for late-stage gas charging in buried hills. Five accumulation models are established: (1) dual-source late-stage accumulation; (2) single-source late-stage accumulation; (3) single-source two-stage accumulation; (4) dual-source staged accumulation; and (5) dual-source composite accumulation. Differential enrichment of hydrocarbons within buried hills is jointly controlled by source rock quality, hydrocarbon generation intensity, composite migration systems, and tectonic activities, among which the matching relationship between fault activity and effective hydrocarbon supply is the key to multi-stage accumulation. These results provide a geological basis for understanding coal-related hydrocarbon accumulation mechanisms and for favorable zone evaluation.

Key words: Huanghua Depression; Upper Paleozoic; coaly source rock; source-controlled accumulation; buried-hill reservoir; petroleum geology.

0 引言

煤成烃理论的发展及勘探实践证实,煤系烃源岩具有显著的生烃潜力,既可生成天然气,亦可形成工业性油藏(戴金星,1979;Durand and Paratte, 1983;黄第藩,1996;Wilkins and George, 2002).渤海湾盆地与鄂尔多斯盆地在中生代之前同属华北克拉通,均发育石炭-二叠系煤系地层(黄士鹏等,2014),并形成了以煤系烃源岩为核心的古生界含油气系统.近年来,渤海湾盆地古生界潜山油气藏的不断发现,进一步揭示了煤系烃源岩在该区的重要勘探价值(杨润泽等,2022).

与构造相对稳定的鄂尔多斯盆地不同,渤海湾盆地自印支期以来经历多期强烈构造改造,形成断陷与隆起相间的复杂构造格局,导致古生界地层保存条件与成藏组合发育存在显著差异(周立宏等,2023;Wan *et al.*, 2025).黄骅坳陷位于渤海湾盆地中部,是重要的含油气构造单元.该区在中生代长期处于负向构造背景,煤系烃源岩保存相对完整;但新生代断陷活动强烈,构造破碎,油气运聚与保存条件复杂(朱炎铭等,2006).乌马营(王文庆等,2018;张津宁等,2019;Jin *et al.*, 2019)、王官屯

(Yang *et al.*, 2021)、歧北(陈昭年,2003)、北大港(勾琪玮等,2020;于赞等,2020)等潜山油气藏的相继发现,证实石炭-二叠系煤系烃源岩是古生界油气藏的重要物质基础,并揭示出源内、源下等多类型成藏组合及“早油晚气”的成藏演化特征(杨润泽等,2023).

近年来,围绕黄骅坳陷潜山油气成藏,在潜山结构样式、充注过程和成藏模式等方面已取得较多认识(吕雪莹,2019;蒋有录等,2022;杨润泽等,2022).相关油气藏研究结果表明,断裂输导与多期调整对潜山成藏具有重要控制作用(Jin *et al.*, 2019;Yang *et al.*, 2021;Zhou *et al.*, 2023;魏嘉怡等,2025).然而,现有研究对潜山成藏条件和时间关注较多,而对潜山内幕油气差异富集机理的认识仍显不足.

前人围绕黄骅坳陷上古生界煤系烃源岩分布(徐春光,2014)、生烃潜力(刘海涛等,2022)及成藏模式(吕雪莹,2019;蒋有录等,2022)等方面取得了一系列进展,但对太原组与山西组煤系烃源岩生烃差异及其控制因素的认识仍较薄弱,尤其缺乏从烃源岩生烃过程及其与潜山内幕油气成藏富集时空耦合关系的系统分析.为此,本文以黄骅坳陷晚古生界煤系地层为研究对象,综合

运用煤岩学与有机地球化学测试,分析太原组与山西组煤系烃源岩的生烃潜力差异.进而结合区域构造演化及成藏过程的分析,揭示煤系烃源岩对潜山内幕油气富集的控制作用,以期为深部煤系油气勘探与有利区评价提供科学依据.

1 区域地质背景

黄骅坳陷位于渤海湾盆地中部,是华北克拉通东部重要的负向构造单元之一,整体呈 NE-SW 向展布,面积约 $1.7\times 10^4\text{ km}^2$ (周立宏等, 2023). 坳陷北接燕山褶皱带,西邻沧县隆起,东南与埕宁隆起相连,东部以沙垒田凸起与渤中坳陷过渡,平面上表现为西南收敛、东北展开的纺锤状格局(图 1). 中生代期间,该区总体处于负向构造背景,抬升剥蚀相对较弱,有利于上古生界煤系地层的保存与连续分布(朱炎铭等, 2006).

黄骅坳陷为伸展裂陷作用控制的叠合盆地,断

裂活动强烈且多期性,现今构造格局总体表现为“南北分区、东西分带”.海河-新港断层、扣村南断层等区域性边界断裂控制了坳陷整体格架与沉降中心迁移,内部多条主干断裂将洼陷、次凹与潜山带切割组合,形成断陷与潜山相伴生的构造样式.断裂体系在不同阶段既可沟通深部煤系烃源岩与上覆二叠系/古近系储层,也可能因断裂封闭性影响油气保存与再分配,是潜山内幕成藏的关键输导与控藏要素(李明刚等, 2009; 马天宇等, 2025).

晚石炭世以来,华北克拉通进入坳陷沉降阶段,黄骅坳陷发育上古生界石炭-二叠系海陆过渡相沉积序列.本溪组-太原组沉积期海侵作用增强,形成以煤层、炭质泥岩与暗色泥岩为主并夹薄层碳酸盐岩的煤系地层;山西组沉积期受海退控制,沉积体系向陆相碎屑岩过渡,煤层与暗色泥岩仍较发育(侯中帅等, 2017; Chang *et al.*, 2022). 煤层、炭质泥岩及暗色泥岩共同构成研究

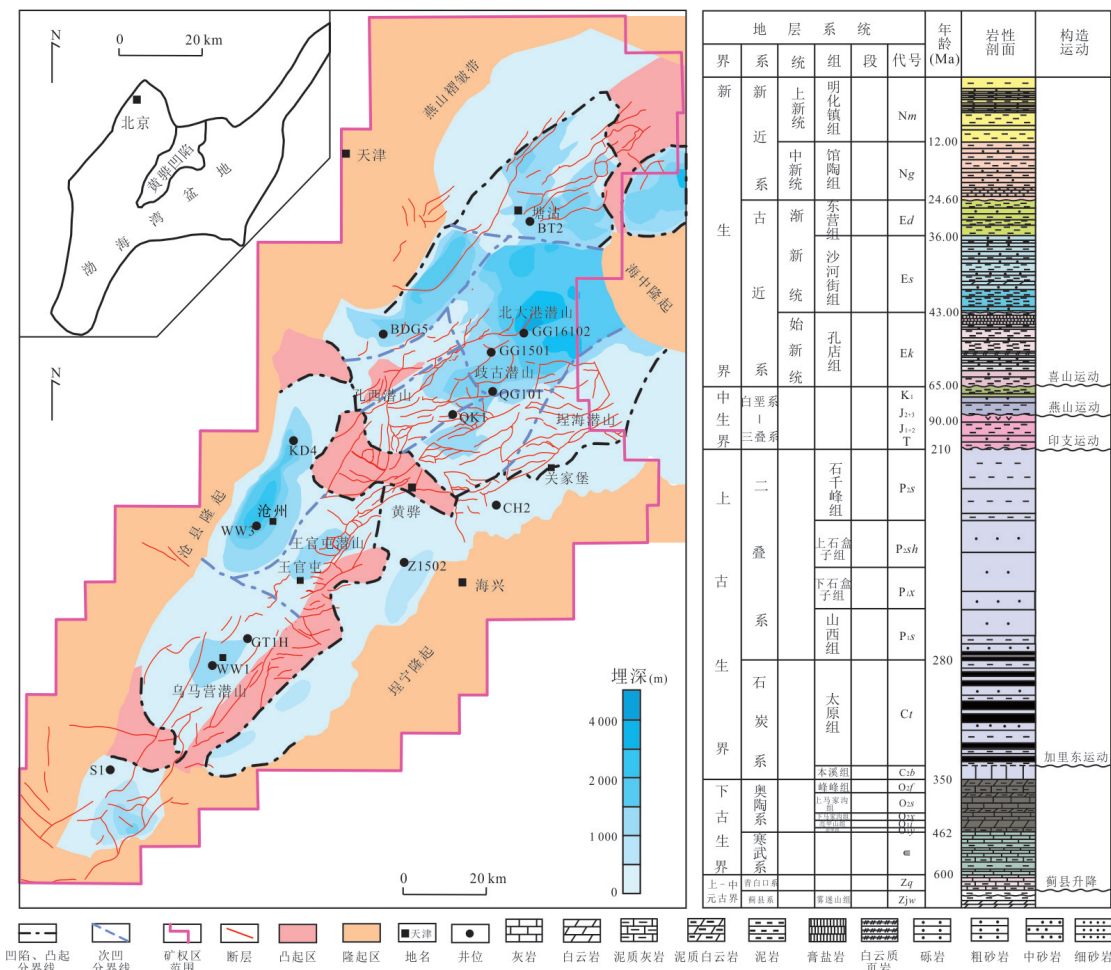


图 1 黄骅坳陷区域构造位置及综合柱状图(据刘海涛等, 2022)

Fig.1 Regional tectonic setting and composite stratigraphic column of the Huanghua Depression (modified from Liu *et al.*(2022))

区主要烃源岩类型,是古生界潜山内幕油气藏的物质基础(刘海涛等,2022;杨润泽等,2022)。

受印支-燕山期构造改造及晚白垩世抬升剥蚀影响,上古生界在局部存在削截与厚度差异,但总体保存条件优于渤海湾盆地其他坳陷。新生代快速沉降使煤系烃源岩再次深埋并持续成熟,进入成熟-高成熟阶段,为“早油晚气”演化及多期充注提供地温场条件,同时也强化了断裂活动对油气运聚、改造与再成藏过程的控制作用(朱炎铭等,2006;张飞鹏等,2019;杨润泽等,2020)。因此,上古生界不同层段煤系烃源岩的地化差异、成熟演化特征及其与断裂-潜山组合关系,构成了潜山内幕油气差异富集与成藏模式分异的基础地质背景。

2 煤系烃源岩地球化学特征

2.1 有机质丰度与评价

对黄骅坳陷山西组和太原组煤系样品的有机碳含量(TOC)分析结果表明,烃源岩TOC分布范围较宽,介于0.03%~73.96%之间,反映了岩性的显著差异(图2)。山西组暗色泥岩TOC为0.07%~9.55%,平均为2.40%;炭质泥岩为10.28%~23.74%,平均为15.36%;煤的TOC最高,可达71.15%。太原组暗色泥岩TOC为0.03%~9.96%,平均为2.49%;炭质泥岩为10.02%~38.25%,平均为19.38%;煤的TOC最高达73.96%。总体而言,煤的有机碳含量最高,炭质泥岩次之,暗色泥岩相对较低;太原组炭质泥岩TOC整体高于山西组,显示出更优越的有机质富集条件。

生烃潜力(S_1+S_2)统计结果显示,研究区样

品介于0.01~191.88 mg/g之间,非均质性较强。山西组暗色泥岩为0.01~61.59 mg/g,平均5.46 mg/g;炭质泥岩为0.09~10.64 mg/g,平均4.27 mg/g;煤为21.78~116.05 mg/g,平均52.38 mg/g。太原组暗色泥岩为0.03~49.02 mg/g,平均4.31 mg/g;炭质泥岩为0.44~116.63 mg/g,平均18.86 mg/g;煤为0.51~191.88 mg/g,平均84.60 mg/g。对比表明,煤的生烃潜力整体最高,炭质泥岩次之,暗色泥岩相对较低;太原组煤与炭质泥岩的生烃潜力均值均高于山西组,进一步印证了其丰度优势。综合评价认为,煤总体为中等-较好烃源岩,暗色泥岩为中等-好烃源岩,部分炭质泥岩生烃潜力偏低,与有机质丰度及岩相组合密切相关。

2.2 有机质类型及成熟度

氢指数(HI)与热解峰温(T_{max})关系图显示(图3),研究区煤系烃源岩有机质类型以Ⅱ₂型为主,Ⅱ₁型次之,少量为Ⅲ型及Ⅰ型。太原组暗色泥岩以Ⅱ₂型为主,少量为Ⅱ₁型和Ⅲ型;山西组暗色泥岩以Ⅲ型为主,兼有Ⅱ₂型,整体有机质类型较太原组偏气倾向更明显。炭质泥岩主要为Ⅱ₂型,少量为Ⅲ型,太原组局部出现Ⅱ₁型。煤样品以Ⅱ₂型和Ⅱ₁型为主,个别样品可达Ⅰ型,显示一定的生油潜力。总体而言,太原组有机质类型更偏向于Ⅱ₁型,表明其有机质类型整体优于山西组,是本区煤系烃源岩的重点生烃层段。

石炭系-二叠系煤系地层有机质成熟度分析结果表明,实测 R_o 总体介于0.55%~3.73%。在垂向上,埋深3 400 m以浅成熟度变化不明显,而3 400 m以深 R_o 与埋深呈明显正相关关系,显示深部热演化程度随埋藏加深而增强。平面上,歧口凹陷、沧东凹陷、乌马营潜山、南皮凹陷及塘深-涧海

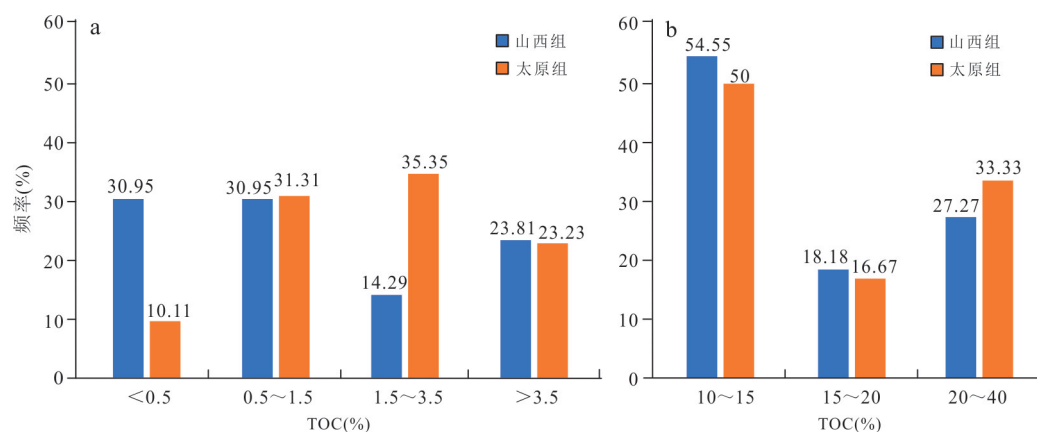


图2 黄骅坳陷煤系烃源岩有机碳含量分布

Fig.2 Distribution of organic carbon content in coal-bearing source rocks of the Huanghua Depression

a. 暗色泥岩, 样品数 141 个; b. 炭质泥岩, 样品数 47 个

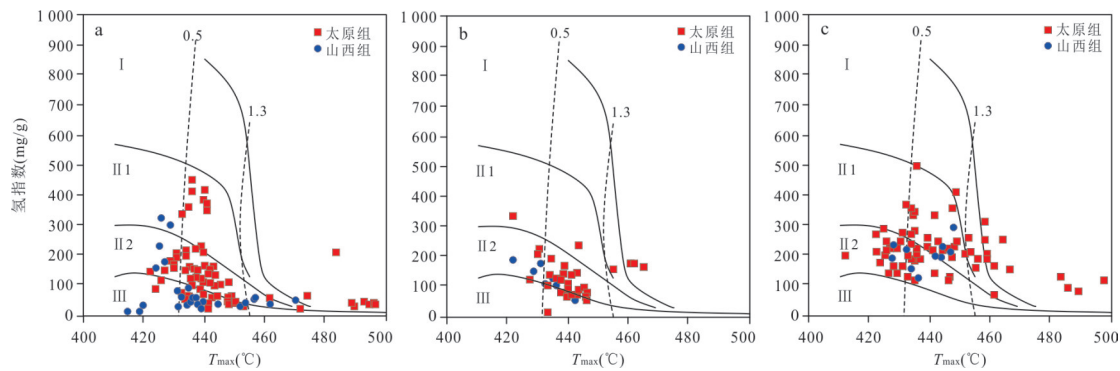


图3 黄骅拗陷石炭-二叠系煤系烃源岩HI与 $T_{\max}$ 关系

Fig.3 Cross plots of HI versus $T_{\max}$ for Carboniferous-Permian coal-bearing source rocks in the Huanghua Depression
a. 暗色泥岩(N=141); b. 炭质泥岩(N=47); c. 煤(N=90)

一带成熟度较高, R_o 多大于 1.2%, 局部可达约 2.1%。沧县隆起南部及东光低凸起区受岩浆侵入影响显著, R_o 普遍大于 1.4%, 局部最高可达 5%, 表明古近纪岩浆活动对煤系烃源岩具有明显热改造作用。相比之下, 埋深大于 3 500 m 区域 R_o 多为 0.8%~1.2%, 而埋深小于 3 500 m 区段 R_o 通常小于 0.8%。总体上, 3 400 m 以深 R_o 随埋深增大而升高, 但局部受岩浆热事件和构造热史影响, 成熟度表现出明显异常, 成熟度的差异性空间分布控制了现今二次生烃区及油气有利分布区的展布范围(刘海涛等, 2022)。

2.3 煤岩学特征及其差异

研究区石炭-二叠系煤系地层中煤岩显微组分以镜质组为主, 惰质组次之, 壳质组含量最低。不同层位显微组分组合存在差异: 太原组镜质组和壳质组相对富集, 山西组惰质组含量偏高, 反映两期成煤环境在沉积稳定性及氧化还原条件方面的差异。

煤岩中主要显微组分为镜质组, 且以基质镜质体为主, 其次为均质镜质体和碎屑镜质体(图 5c)。统计结果显示(表 1), 太原组镜质组含量为 83.90%~99.25%, 平均值 92.47%; 山西组为 80.80%~95.50%, 平均值 90.46%。太原组略占优势, 表明其成煤期凝胶化作用更强、沉积环境相对稳定。惰质组以丝质体、半丝质体及碎屑惰质体为主(图 5a、5b、5d)。山西组惰质组含量为 1.38%~15.00%, 平均值 5.69%; 太原组为 0.20%~16.10%, 平均值 4.64%(表 1), 指示山西组成煤阶段受氧化或环境扰动影响更明显。两个层段中的壳质组含量总体较低, 在荧光显微镜下可识别角质体、孢子体和树脂体(图 5e~5h)。统计显示, 太

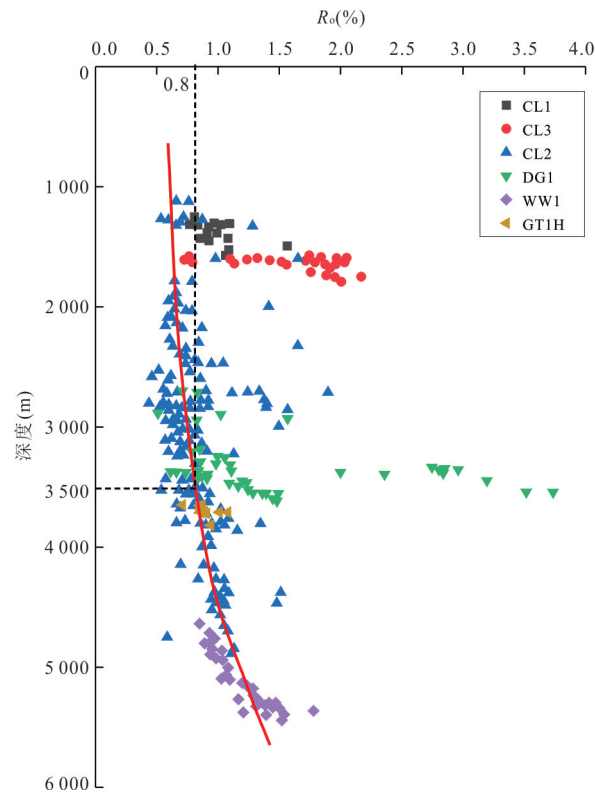


图4 黄骅拗陷石炭-二叠系烃源岩 R_o 与深度关系

Fig.4 Relationship between vitrinite reflectance (R_o) and burial depth for Carboniferous-Permian source rocks in the Huanghua Depression

原组壳质组含量为 0.56%~8.70%, 平均值 3.85%; 山西组为 0~8.80%, 平均值 3.00%(表 1), 反映太原组壳质组整体含量略高于山西组。

总体而言, 研究区煤岩显微组分以镜质组占优势, 太原组成煤环境相对稳定、偏还原; 山西组惰质组含量偏高, 反映氧化作用相对较强, 环境动荡更为明显。

表 1 黄骅坳陷煤系烃源岩显微组分
Table 1 Maceral compositions of coal-bearing source rocks in the Huanghua Depression

层位	井号	深度(m)	显微组分相对含量(%)		
			镜质组	惰质组	壳质组
山西组	CH2	1 598.5	93.85(1)	5.39(1)	0.56(1)
	BDG5	2 184.42	93.77(1)	5.45(1)	0.78(1)
	S1	2 288.94~2 290.3	91.03~95.46(2)	3.92~8.34(2)	0.62~0.63(2)
	GG1501	2 417.55	93.33(1)	1.96(1)	4.71(1)
	GG16102	1 969.5~1 984.46	87.6~95.5(3)	1.6~4.8(3)	2.9~8.7(3)
	GT1H	3 650	81.9(1)	15(1)	3.1(1)
	Z1502	2 636	80.8(1)	11.3(1)	8(1)
	QG101	3 584~3 659	90.09~92.78(4)	1.38~8.97(4)	0.74~7.53(4)
太原组	CH2	1 690	94.85(1)	3.85(1)	1.3(1)
	BDG5	2 224.5	94.87(1)	4.1(1)	1.03(1)
	S1	2 291.6~2 292.9	97.71~99.25(2)	1.06~1.94(2)	0.65~1.23(2)
	GG1501	2 450.6~2 566.05	83.9~92.2(3)	1.3~16.1(3)	0~6.5(3)
	GG16102	2 198.35~2 201.15	88.4~92.7(3)	2.8~5.1(3)	2.2~8.8(3)
	GT1H	3 710~3 711	86.6~94.6(2)	2.1~8.2(2)	3.3~5.2(2)
	Z1502	2 654~2 684	88.1~96.6(1)	0.2~9.9(1)	2.1~3.2(1)
	QG101	3 685~3 701	93.07~95.91(3)	1.59~2.37(3)	2.27~5.34(3)

注:括号里为样品观察个数.

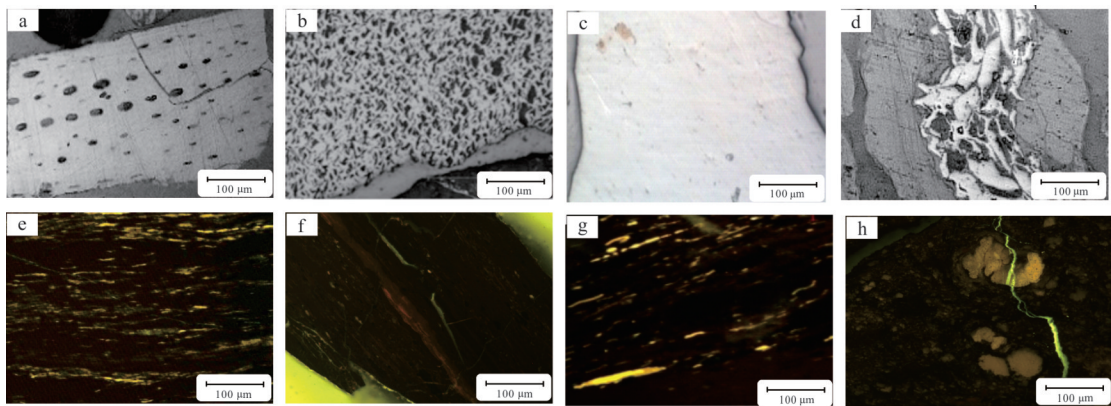


图 5 黄骅坳陷上古生界煤岩典型显微组分照片

Fig.5 Photomicrographs of representative macerals in Upper Paleozoic coals from the Huanghua Depression
a. 丝质体, S1 井; b. 半丝质体, CH2 井; c. 均质镜质体, CH2 井; d. 碎屑惰质组, BDG5 井; e. 孢子体, CH2 井; f. 角质体, S1 井; g. 角质体, S1 井; h. 树脂体, CH2 井

3 油气成藏控制因素

3.1 烃源岩生烃潜力

黄骅坳陷潜山内幕油气富集首先受烃源岩质量及生烃强度控制.上古生界石炭—二叠系煤系烃源岩是本区潜山油气成藏的主要物质基础,不同层段烃源岩在有机质丰度、有机质类型及成烃倾向上的差异,直接制约了油气供给能力及成藏规模(徐春光, 2014; Yang *et al.*, 2020; 刘海涛等, 2022; 尹嘉等, 2025).其中,太原组煤系烃源岩有机质丰度较高,富

氢组分相对发育,整体生烃潜力优于山西组,是研究区更有利的供烃层段;山西组煤系烃源岩以腐殖型有机质为主,主要表现为气源岩特征.海侵作用控制下沉积有机相的差异,是造成太原组与山西组成烃倾向分异的重要原因,整体表现为太原组倾油、山西组倾气(侯中帅等, 2017; 杨润泽等, 2020).
平面上,已发现含油气井主要分布于生烃强度较大的区域,远离生烃中心的圈闭油气聚集规模明显偏小,表明油气富集受煤系烃源岩生烃中心的控制显著(Yang *et al.*, 2020; 刘海涛等, 2022).纵向

炎铭等, 2006; 张飞鹏等, 2019; 马天宇等, 2025). 油气成藏不仅受烃源岩生排烃的影响, 关键在于断裂活动期与有效供烃期是否在时空上耦合 (Yang *et al.*, 2021; Zhou *et al.*, 2023). 当烃源岩处于主排烃阶段且断裂活动强烈时, 油气可沿活动断裂运移至潜山圈闭并形成规模性油气藏; 断裂活动减弱后, 输导能力降低, 则利于已成藏油气的保存 (Jin *et al.*, 2019; Yang *et al.*, 2021).

4 典型潜山成藏过程解剖: 以王官屯潜山为例

4.1 盆地埋藏史恢复

WW3 井位于王官屯地区, 钻遇古生界奥陶系地层, 完井深度约 5 000 m. 单井模拟结果表明, 现今地温梯度及成熟度 (R_o) 计算曲线与实测数据吻合较好, 说明所采用的地质参数与建立的地质模型能够较可靠地反映该井实际埋藏-热演化过程.

埋藏史与热史模拟 (图 7) 显示, WW3 井区在地质历史时期经历了多期区域构造抬升与剥蚀, 共识别四次主要事件: 印支期 (三叠纪末)、燕山期 (侏罗纪末与晚白垩世) 以及喜马拉雅期 (古近纪沙河街组末). 剥蚀厚度依据油田资料约束, 其中三叠纪末和白垩纪末的剥蚀幅度相对更大, 对后期埋藏与热演化过程具有显著影响.

模拟结果显示, WW3 井烃源岩进入热演化门

限的埋深约为 2 500 m, 对应门限温度约 94 °C. 本文所用 Easy% R_o 为基于热史模拟计算得到的等效镜质体反射率, 用于表征烃源岩热演化程度. 现今石炭-二叠系烃源岩整体演化程度较高, 进入过成熟阶段: 下部的奥陶系 Easy% R_o 约为 2.0%. 石炭系煤系烃源岩 Easy% R_o 为 1.25%~1.40%, 对应地温为 160~167 °C; 二叠系下段煤系烃源岩 Easy% R_o 为 1.20%~1.25%, 对应地温为 158~160 °C (图 8). 生烃史表明, WW3 井石炭-二叠系烃源岩自早侏罗世晚期 (约 180 Ma) 开始进入生油阶段, 随持续埋藏增温逐步向气窗演化, 目前已进入干气生成阶段.

4.2 油气充注期次

王官屯潜山经历了多期油气充注与改造, 流体包裹体特征及沥青提供了直接证据. 镜下可见低熟黄色液态烃包裹体 (图 8d) 及炭质沥青, 指示早期原油充注后曾遭受破坏, 并发生裂解改造. 结合区域构造演化背景, 晚白垩世渤海湾盆地整体处于挤压隆升环境 (张飞鹏等, 2019), 导致早期油藏遭受破坏, 推断第一期油气充注成藏发生于晚白垩世之前 (Zhou *et al.*, 2023).

埋藏史与热史恢复结果表明, 第一期油气充注发生于早白垩世, 对应盐水包裹体均一温度为 100~115 °C (图 9). 该阶段石炭-二叠系煤系烃源岩进入主生油期, 生成的低熟-成熟原油沿断裂运移至储层, 形成初始油藏. 晚白垩世的抬升剥蚀使油藏遭受破坏, 部分原油转化为炭质沥青.

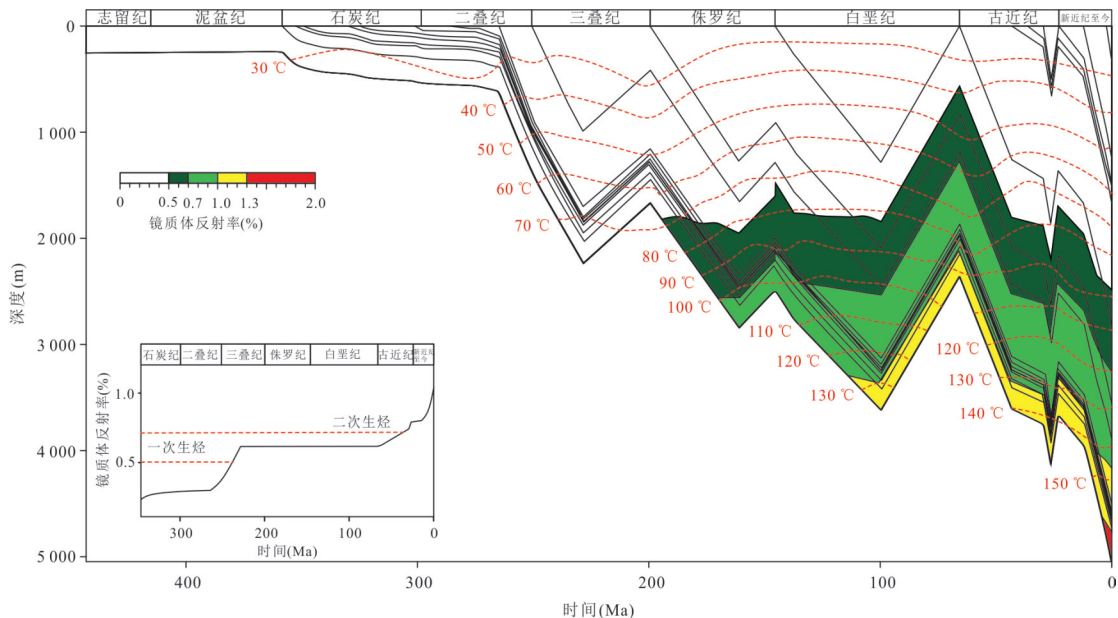


图 7 WW3 井埋藏史-热史-生烃演化

Fig.7 Burial history, thermal history, and hydrocarbon generation evolution of Well WW3

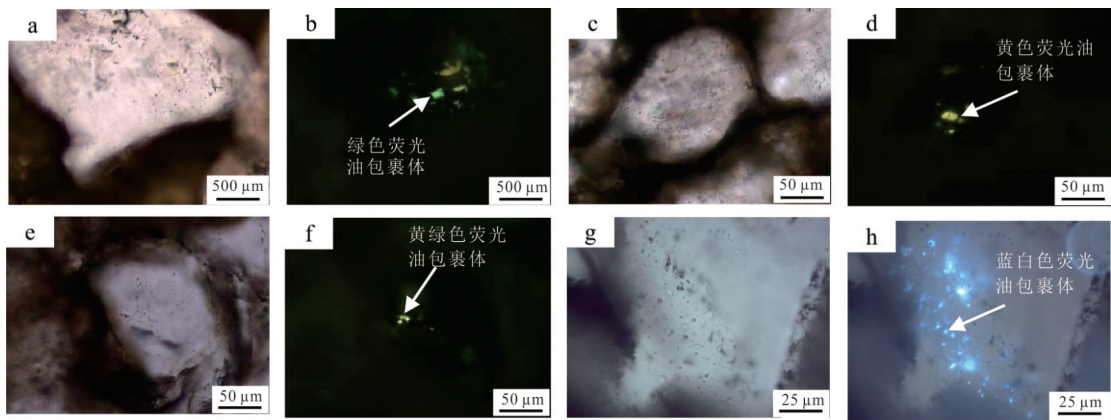


图 8 王官屯潜山二叠系储层包裹体照片
Fig.8 Photomicrographs of fluid inclusions in Permian reservoirs of the Wangguantun buried hill

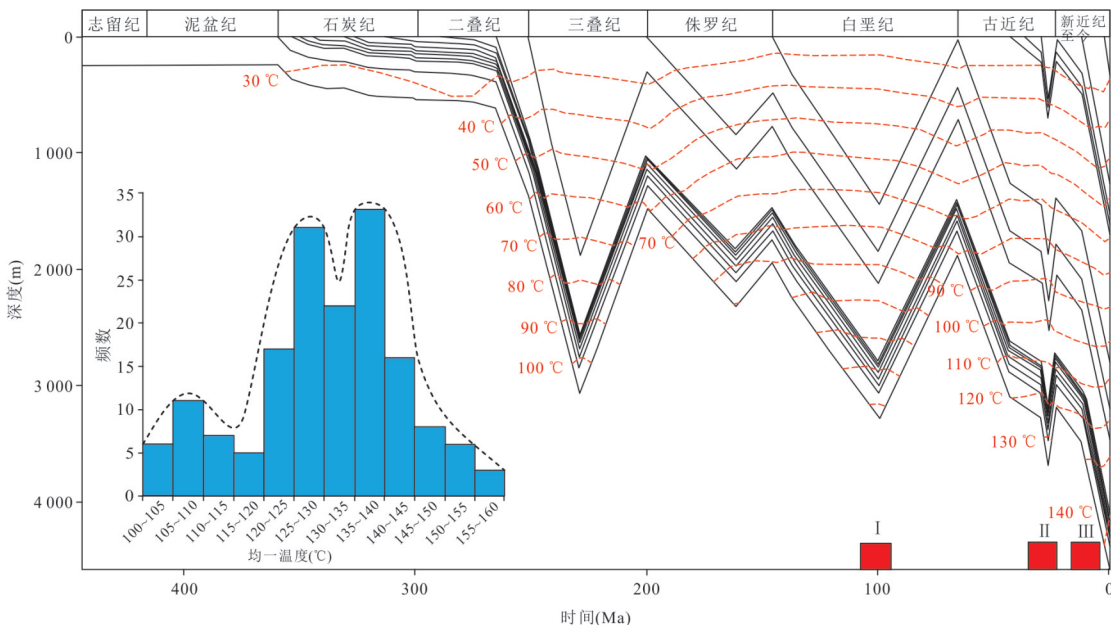


图 9 黄骅坳陷王官屯地区油气藏原油荧光特征及成藏期次
Fig.9 Fluorescence characteristics of crude oil and reservoir charging stages in the Wangguantun area , Huanghua Depression

进入古近系后,盆地重新进入断陷演化阶段.古近纪中晚期,快速埋藏导致煤系烃源岩成熟度进一步提高,持续排烃.储层中发育黄绿色及绿色油包裹体(图 8b、8f),指示第二期油气充注发生于该时期,对应盐水包裹体均一温度为 115~130 °C(图 9).

新近纪晚期至第四纪,构造活动增强,断裂体系重新激活,油气沿断裂大规模运移充注.储层中发育蓝白色油包裹体及大量气态烃包裹体(图 8h),对应第三期油气充注,盐水包裹体均一温度为 130~160 °C(图 9).

综上,王官屯潜山油气成藏具有明显的三期充注特征:早白垩世初次成藏,晚白垩世遭受破坏;古近纪中晚期再次充注;新近纪晚期至第四纪

高成熟油气叠加充注.构造演化与烃源岩生排烃过程的有效匹配是控制油气成藏的关键因素.

4.3 油气源对比

研究表明,王官屯地区 GG1601 井原油中甾烷分布以 C29 为优势,指示陆源有机质输入为主;综合所有生标参数判断,以该井为代表的王官屯地区原油主要来源于古近系孔二段烃源岩,属于“新生古储”型油藏(张津宁等, 2019; 刘海涛等, 2022; Xu *et al.*, 2024).

本研究选取不同潜山带具有代表性井位的天然气样品,进行组分分析及碳、氢同位素测试,并结合天然气成因判别图版综合判识(图 10).结果表明,古-中生界潜山气藏的天然气主要分布于高成

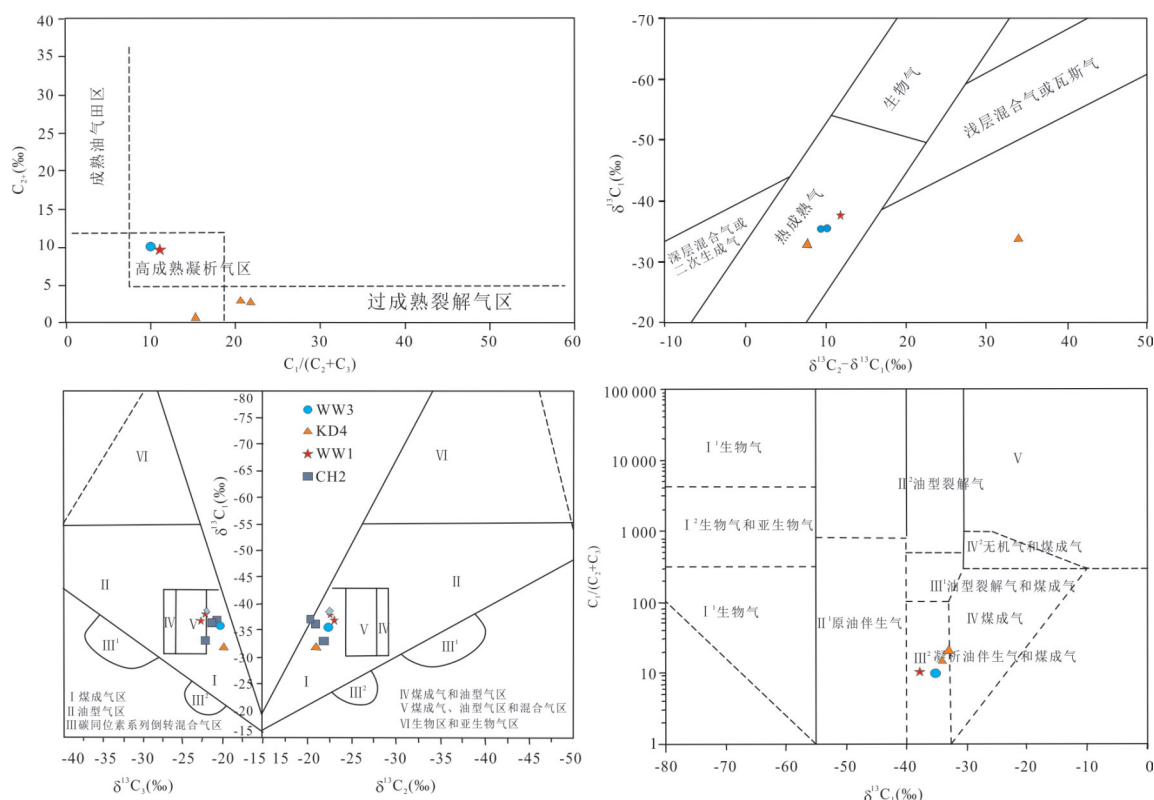


图10 黄骅坳陷王官屯地区潜山天然气成因及气源判别

Fig.10 Natural gas genesis and source identification in buried hills of the Wangguantun area, Huanghua Depression

熟凝析气区和过成熟裂解气区,为典型热解成因气。其碳同位素组成及干燥系数特征显示以煤型气为主,气源主要来自石炭-二叠系煤系烃源岩。

综合油气源对比结果,王官屯潜山油气来源呈现明显分异特征:天然气主要来源于石炭-二叠系煤系烃源岩,原油主要来源于古近系孔二段烃源岩,形成“古生界供气、古近系供油”的复合供烃格局。该分异主要受控于源-储空间配置及输导体系的差异。一方面,古近纪断陷作用促使古近系烃源岩与二叠系储层发生对接,有利于古近系原油向潜山储层充注;另一方面,断层、不整合面及砂体构成的复合输导体系,为深部煤系烃源岩所生油气向潜山内幕运移提供了有效通道(侯中帅等,2017;勾琪玮等,2020;Yang *et al.*, 2021)。

4.4 油气成藏过程

早白垩世,黄骅坳陷断陷作用强烈,地层持续沉降,石炭-二叠系煤系烃源岩 R_o 值达到 0.7%~1.0%,进入主生油阶段。断陷活动形成沟通煤系烃源岩与二叠系储层的断裂体系,低成熟-成熟原油沿断层向上运移并充注于二叠系储层,形成第一期规模成藏。该期油气充注温度为 100~115 °C,对应时间为 135~100 Ma。

晚白垩世,区域整体抬升剥蚀,埋深减小,早期油藏遭受破坏,部分原油裂解转化为炭质沥青。

古近纪,郯庐断裂带活动增强,差异断陷作用形成王官屯背斜潜山。断陷作用促使古近系烃源岩与二叠系储层发生对接(图 11),在快速埋藏背景下,古近系及煤系烃源岩持续排烃。同时,研究区二叠系砂岩及潜山内幕裂缝-孔洞型储层为油气聚集提供了有效储集空间,上覆泥岩及局部煤层、炭质泥岩构成区域封盖条件,使得经断裂输导进入潜山内幕的油气得以保存和再分配(王清斌等,2025)。油气沿断裂输导或通过源储对接进入储层,形成第二期充注。该期含烃流体温度为 115~130 °C,对应成藏时间为 45~33 Ma。

新近纪至第四纪,盆地进入热沉降阶段,烃源岩进一步成熟并持续生排烃。新构造运动激活断裂体系,高成熟原油及高-过成熟煤成气沿断裂再次充注储层。储层中发育蓝白色油浸染及气态烃包裹体,标志第三期充注,充注流体温度为 130~160 °C,充注时间为 12~0 Ma。

综上所述,研究区油气成藏经历了早白垩世初期成藏、晚白垩世破坏改造、古近纪再成藏以及新近纪以来高成熟油气叠加充注的演化过程,表现出

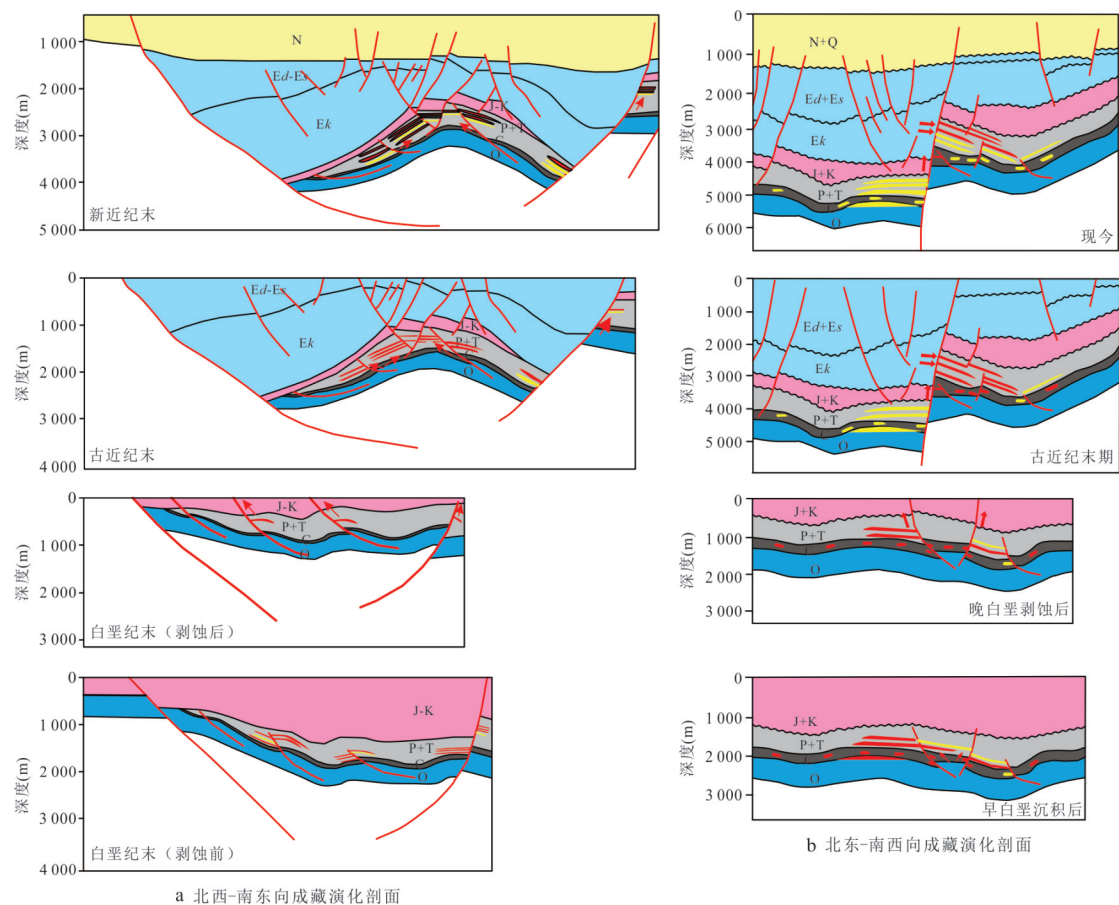


图 11 王官屯潜山成藏演化剖面
Fig.11 Reservoir accumulation evolution profile of the Wangguantun buried-hill

多期叠加、持续调整的特征。成藏的关键在于断裂活动与供烃期次的有效匹配：早白垩世，煤系烃源岩主生油期与强烈断陷作用匹配，形成了连通源-储的断裂体系，促进早期原油充注；古近纪中晚期，断陷作用增强，古近系烃源岩达到排烃门限并与二叠系储层对接，油气沿断裂或通过源储对接进入储层；新近纪晚期以来，新构造运动使断裂体系重新活化，深层烃源岩持续排出高成熟油气，二者再次时空匹配，形成晚期叠加充注。由此可见，王官屯潜山多期成藏并非简单的多次充注叠加，而是不同构造活动阶段与不同层系烃源岩供烃过程阶段性耦合的结果。

5 潜山内幕油气成藏模式

基于烃源岩生烃演化与油气聚集史，结合油气来源、充注期次及储集层组合特征，研究区可划分为五种典型成藏模式，不同模式反映了源岩供烃差异与多期构造活动的耦合控制作用(图 12)。

- (1)双源晚期成藏模式。油源来自孔店组烃源岩，气源来自石炭-二叠系煤系烃源岩，表现为不同层系烃源的混合充注。油气主要在二叠纪末、沙河街组末、东营组末及新近纪以来持续充注，形成古生古储(气)与新生古储(油)并存的组合类型。该模式体现了深部煤系晚期强烈生气与新生界油气叠加充注的特征。
- (2)单源晚期成藏模式。油气均来源于煤系烃源岩，属单一源岩控制。主要经历古近纪两期生排烃，并在新近纪以来持续充注，形成以古生古储(油、气)为主的油气藏类型。该模式反映煤系烃源岩持续供烃与晚期构造输导体系的共同作用。
- (3)单源两期成藏模式。油气来源于煤系烃源岩，但存在明显两期充注：奥陶系储层在古近纪和新近纪均发生充注，二叠系储层则在中-晚二叠纪及新近纪再次充注，形成新生古储与古生古储叠加(油、气)的复合型成藏特征。该模式反映煤系烃源岩多阶段生烃与多次充注的特征。

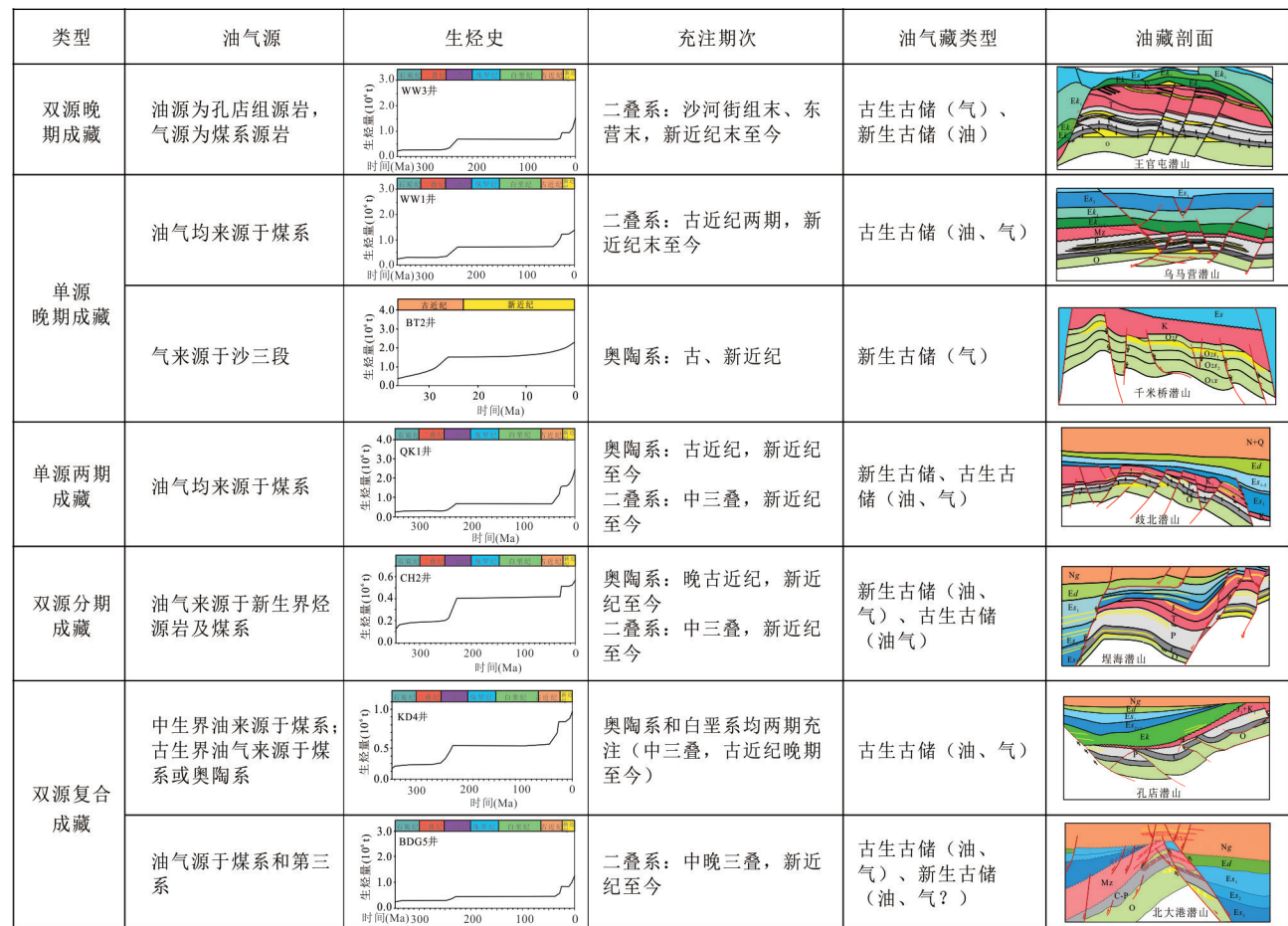


图 12 黄骅坳陷潜山内幕油气藏模式

Fig.12 Hydrocarbon accumulation models of buried-hill reservoirs in the Huanghua Depression

(4)双源分期成藏模式. 油气分别来自新生界烃源岩和煤系烃源岩, 不同来源油气在不同阶段分期充注. 奥陶系储层主要在晚古近纪和新近纪充注, 二叠系储层则在中-晚二叠纪及新近纪再次充注, 形成新生古储与古生古储并存(油、气)的成藏模式. 该模式反映了不同层系烃源岩分期供烃与多套储层差异响应的特点.

(5)双源复合成藏模式. 油气来源复杂: 中生界储层中的原油主要来源于煤系烃源岩, 古生界油气源于煤系或奥陶系烃源岩, 表现为多源混合供烃. 奥陶系和白垩系均经历两期充注(中二叠纪及古近纪晚期-新近纪以来), 形成以古生古储(油、气)为主的多期叠加型油气藏. 该模式反映多源供烃与长期构造活动共同控制的复合成藏过程.

6 结论

(1)黄骅坳陷石炭-二叠系煤系烃源岩有机质丰度高, 生烃潜力良好. 两套煤系烃源岩均以Ⅱ₂型干酪

根为主, 有机质成熟度总体处于成熟-高成熟阶段; 其中, 太原组综合生烃潜力优于山西组, 煤平均生烃潜量达 84.60 mg/g, 高于山西组的 52.38 mg/g, 是研究区更有利的供烃层系. 古近纪以来, 歧北-埕海及乌马营-王官屯地区二次生气强度最高, 表明二次生烃是潜山内幕晚期天然气充注的重要物质基础.

(2)黄骅坳陷潜山内幕油气差异富集受源岩质量、生烃强度、复合输导体系及构造活动耦合控制. 优质煤系烃源岩及二次生烃中心决定供烃能力和近源富集格局; 断层-不整合-砂体复合输导体系控制油气运移效率; 断裂活动期与有效生排烃期的匹配是多期成藏的关键.

(3)研究区可识别出 5 类典型模式: 双源晚期成藏、单源晚期成藏、单源两期成藏、双源分期成藏及双源复合成藏. 以王官屯潜山为例, 其油气成藏经历了早白垩世、古近纪中晚期和新近纪晚期-第四纪三期充注, 反映了多源供烃与多期构造活动耦合作用下潜山内幕成藏的差异响应.

References

- Chang, J., Chen, S. Y., Liu, K. Y., et al., 2022. Sedimentary Characteristics and Evolution of Shallow Water Delta Systems of the Lower Permian Shanxi Formation in the Bohai Bay Basin Region. *Arabian Journal of Geosciences*, 15(1): 99.
- Chen, Z. N., 2003. Formation and Evolution of the Qianmiqiao Buried Hill and Hydrocarbon Accumulation History in Huanghua Depression (Dissertation). China University of Geosciences, Beijing (in Chinese with English abstract).
- Dai, J. X., 1979. Natural Gas and Petroleum Formed during Coalification. *Petroleum Exploration and Development*, 6(3): 10–17 (in Chinese).
- Durand, B., Paratte, M., 1983. Oil Potential of Coals: A Geochemical Approach. *Geological Society, London, Special Publications*, 12(1): 255–265. <https://doi.org/10.1144/gsl.sp.1983.012.01.26>
- Gou, Q. W., Jiang, Y. L., Liu, J. D., et al., 2020. Hydrocarbon Accumulation Conditions and Patterns of the Mesozoic and Paleozoic in Wangguantun Area of Huanghua Depression. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 27(6): 57–64 (in Chinese with English abstract).
- Hou, Z. S., Chen, S. Y., Yan, J. H., et al., 2017. Sedimentary Characteristics and Control Factors of Upper Palaeozoic in Dagang Exploration Area. *Earth Science*, 42(11): 2055–2068 (in Chinese with English abstract).
- Huang, D. F., 1996. Advances in Hydrocarbon Generation Theory—(II) Oils from Coal and Its Primary Migration Model. *Advance in Earth Sciences*, 11(5): 432–438 (in Chinese with English abstract).
- Huang, S. P., Gong, D. Y., Yu, C., et al., 2014. Geochemical Characteristics of the Gases Sourced from the Carboniferous-Permian Coal Measures: A Case Study of Ordos and Bohai Bay Basins, China. *Natural Gas Geoscience*, 25(1): 98–108 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, Y. L., Liu, J., Su, S. M., et al., 2022. Discussion on Preservation Conditions of Buried Hill Oil and Gas Reservoirs in Bohai Bay Basin. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 46(4): 1–11 (in Chinese with English abstract).
- Jin, F. M., Wang, X., Li, H. J., et al., 2019. Formation of the Primary Petroleum Reservoir in Wumaying Inner Buried Hill of Huanghua Depression, Bohai Bay Basin, China. *Petroleum Exploration and Development*, 46(3): 543–552. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(19\)60034-0](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60034-0)
- Li, M. G., Qi, J. F., Yang, Q., et al., 2009. Cenozoic Structure Features of Huanghua Depression and Its Structure Dynamics Model. *Acta Geoscientia Sinica*, 30(2): 201–209 (in Chinese with English abstract).
- Liu, H. T., Gan, H. J., Li, H. J., et al., 2022. Geological Characteristics and Exploration Potential of Upper Paleozoic Oil and Gas Reservoirs in Northern Bohai Bay Basin. *Journal of China Coal Society*, 47(5): 2041–2056 (in Chinese with English abstract).
- Lü, X. Y., 2019. Oil and Gas Filling Mechanism and Reservoir-Forming Model of Mesozoic-Paleozoic in Huanghua Depression (Dissertation). China University of Petroleum (East China), Qingdao (in Chinese with English abstract).
- Ma, T. Y., Cai, Y. T., Yan, Z. H., et al., 2025. Characteristics of Mesozoic-Cenozoic Structural Deformation in Huanghua Depression and Its Influence on Buried Hill Oil and Gas Accumulation. *Journal of Shijiazhuang University of Economics*, 48(3): 43–53 (in Chinese with English abstract).
- Wan, Y. P., Wang, Z. C., Cui, M. R., et al., 2025. Evaluation of Upper Paleozoic Source Rocks in the Southeastern Margin of the Ordos Basin. *Frontiers in Earth Science*, 12: 1508427. <https://doi.org/10.3389/feart.2024.1508427>
- Wang, Q. B., Liu, X. J., Ye, T., et al., 2025. Analysis of the Main Controlling Factors of the Fractured Reservoirs Development in the Buried Hills of the Archean Metamorphic Rocks in the Bohai Sea Area. *Earth Science*, 50(2): 453–465 (in Chinese with English abstract).
- Wang, W. Q., Li, Y. H., Lu, G. C., et al., 2018. Integrated Seismic and Geological Interpretation for Complicated Buried Hills: An Example of Wumaying Buried Hills, Huanghua Depression. *Oil Geophysical Prospecting*, 53(S1): 242–248 (in Chinese with English abstract).
- Wei, J. Y., Zhang, L., Wang, H. W., et al., 2025. Geological Characteristics of Paleozoic Reservoirs in the Southern Part of the Western Margin of Ordos Basin and Their Coupling Relationship between Structural Evolution and Reservoir Formation. *Earth Science*, 50(5): 1933–1952 (in Chinese with English abstract).
- Wilkins, R. W. T., George, S. C., 2002. Coal as a Source Rock for Oil: A Review. *International Journal of Coal Geology*, 50(1–4): 317–361. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(02\)00134-9](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(02)00134-9)
- Xu, C. G., 2014. Hydrocarbon Generation Characteristics of Upper Paleozoic Coal and Coal-Measure Source Rocks in Huanghua Depression (Dissertation). China University

- of Mining and Technology, Beijing (in Chinese with English abstract).
- Xu, J. J., Cheng, X. G., Peng, S. N., et al., 2024. Differences and Identification on Multi-Time Hydrocarbon Generation of Carboniferous-Permian Coaly Source Rocks in the Huanghua Depression, Bohai Bay Basin. *Petroleum Science*, 21(2): 765—776. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.11.011>
- Yang, R., Zhao, X., Li, H., et al., 2020. Evolution Characteristics of the Upper Paleozoic Source Kitchen and Its Controlling Effects on Hydrocarbon Accumulation in the Paleozoic Petroleum System in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193: 107415.
- Yang, R. Z., Liu, H. T., Li, H. J., et al., 2022. Accumulation Mechanism and Model of Coal Measure Derived Oil and Gas in the Deep Reservoir of Huanghua Depression, Bohai Bay Basin. *Natural Gas Geoscience*, 33(7): 1074—1090 (in Chinese with English abstract).
- Yang, R. Z., Zhao, X. Z., Li, H. J., et al., 2020. Hydrocarbon Expulsion Characteristics and Hydrocarbon Supply Model of the Upper Paleozoic Source Kitchen in Huanghua Depression. *Journal of China University of Mining & Technology*, 49(2): 367—380 (in Chinese with English abstract).
- Yang, R. Z., Zhao, X. Z., Liu, H. T., et al., 2021. Hydrocarbon Charging and Accumulation in the Permian Reservoir of Wangguantun Buried Hill in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 199: 108297. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108297>
- Yang, R. Z., Zhao, X. Z., Liu, H. T., et al., 2023. Hydrocarbon Accumulation Characteristics and Favorable Zones Prediction in and under Source of Paleozoic in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin. *Lithologic Reservoirs*, 35(3): 110—125 (in Chinese with English abstract).
- Yin, J., Zou, C. N., Wu, S. T., et al., 2025. Development Mechanism of High-Quality Source Rock and Enrichment Processes of Shale Oil in Saline Lacustrine Basin: A Case Study of Upper Member of Lower Ganchaigou Formation, Qaidam Basin. *Earth Science*, 50(7): 2875—2898 (in Chinese with English abstract).
- Yu, Y., Sun, J. C., Yu, Z. L., et al., 2020. Geochemical Characteristics and Oil-Source Correlation of Paleozoic Crude Oil in the Beidagang Buried Hill, Huanghua Depression. *Inner Mongolia Petrochemical Industry*, 46(4): 112—115 (in Chinese).
- Zhang, F. P., Wu, Z. P., Li, W., et al., 2019. Structural Characteristics and Its Tectonic Evolution of Huanghua Depression during the Indosinian-Yanshanian. *Journal of China University of Mining & Technology*, 48(4): 842—857 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, J. N., Fu, L. X., Zhou, J. S., et al., 2019. Macroscopic Distribution Characteristics and Evolution Process of Buried Hill in the Huanghua Depression, Bohai Bay Basin. *Acta Geologica Sinica*, 93(3): 585—596 (in Chinese with English abstract).
- Zhou, L. H., Chen, C. W., Cui, Y., et al., 2023. New Fields, New Types and Resource Potential of Oil and Gas Exploration in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 44(12): 2160—2178 (in Chinese with English abstract).
- Zhou, L. H., Li, Y., Jin, F. M., et al., 2023. Decipher Hydrocarbon Generation and Accumulation Based on Fluid Inclusion and Chronology: A Case Study from the Upper Paleozoic Buried-Hills in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin. *Petroleum Science*, 20(4): 1998—2008. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.03.010>
- Zhu, Y. M., Qin, Y., Wang, M., et al., 2006. Tectonic Control on the Hydrocarbon-Generation Evolution of Permo-Carboniferous Coal in Huanghua Depression. *Journal of China University of Mining & Technology*, 35(3): 283—287 (in Chinese with English abstract).

中文参考文献

- 陈昭年, 2003. 黄骅坳陷千米桥潜山形成演化与油气成藏史 (博士学位论文). 北京: 中国地质大学(北京).
- 戴金星, 1979. 成煤作用中形成的天然气和石油. 石油勘探与开发, 6(3): 10—17.
- 勾琪玮, 蒋有录, 刘景东, 等, 2020. 黄骅坳陷王官屯地区中-古生界油气成藏条件与成藏模式. 油气地质与采收率, 27(6): 57—64.
- 侯中帅, 陈世悦, 鄢继华, 等, 2017. 大港探区上古生界沉积特征与控制因素. 地球科学, 42(11): 2055—2068.
- 黄第藩, 1996. 成烃理论的发展——(II)煤成油及其初次运移模式. 地球科学进展, 11(5): 432—438.
- 黄士鹏, 龚德瑜, 于聪, 等, 2014. 石炭系-二叠系煤成气地球化学特征——以鄂尔多斯盆地和渤海湾盆地为例. 天然气地球科学, 25(1): 98—108.
- 蒋有录, 刘佳, 苏圣民, 等, 2022. 渤海湾盆地潜山油气藏保存条件探讨. 中国石油大学学报(自然科学版), 46(4): 1—11.
- 李明刚, 漆家福, 杨桥, 等, 2009. 渤海湾盆地黄骅坳陷新生代结构特征及构造动力学模式. 地球学报, 30(2): 201—209.

- 刘海涛,甘华军,李宏军,等,2022. 渤海湾盆地北部上古生界油气藏地质特征及勘探潜力. 煤炭学报, 47(5): 2041—2056.
- 吕雪莹,2019. 黄骅坳陷中-古生界油气充注机理及成藏模式(博士学位论文). 青岛:中国石油大学(华东).
- 马天宇,蔡银涛,阎振华,等,2025. 黄骅坳陷中-新生代构造变形特征及对潜山油气成藏的影响. 河北地质大学学报, 48(3): 43—53.
- 王清斌,刘晓健,叶涛,等,2025. 渤海海域太古界变质岩潜山裂缝型储层发育主控因素分析. 地球科学, 50(2): 453—465.
- 王文庆,李玉海,卢刚臣,等,2018. 地震地质一体化解释技术在复杂潜山勘探中的应用——以黄骅坳陷乌马营潜山带为例. 石油地球物理勘探, 53(S1): 242—248.
- 魏嘉怡,张雷,王红伟,等,2025. 鄂尔多斯盆地西缘南段古生界油藏地质特征及其构造演化与成藏耦合关系. 地球科学, 50(5): 1933—1952.
- 徐春光,2014. 黄骅坳陷上古生界煤和煤系烃源岩生烃特性研究(博士学位论文). 北京:中国矿业大学.
- 杨润泽,刘海涛,李宏军,等,2022. 渤海湾盆地黄骅坳陷深部煤系地层油气成藏机理与模式. 天然气地球科学, 33(7): 1074—1090.
- 杨润泽,赵贤正,李宏军,等,2020. 黄骅坳陷上古生界烃源灶排烃特征及供烃模式. 中国矿业大学学报, 49(2): 367—380.
- 杨润泽,赵贤正,刘海涛,等,2023. 渤海湾盆地黄骅坳陷古生界源内和源下油气成藏特征及有利区预测. 岩性油气藏, 35(3): 110—125.
- 尹嘉,邹才能,吴松涛,等,2025. 咸化湖盆优质烃源岩发育机制与页岩油富集过程:以柴达木盆地地下干柴沟组上段为例. 地球科学, 50(7): 2875—2898.
- 于赞,孙佳成,于兆林,等,2020. 黄骅坳陷北大港潜山古生界原油地球化学特征及油源对比. 内蒙古石油化工, 46(4): 112—115.
- 张飞鹏,吴智平,李伟,等,2019. 黄骅坳陷印支-燕山期构造特征及其演化过程. 中国矿业大学学报, 48(4): 842—857.
- 张津宁,付立新,周建生,等,2019. 渤海湾盆地黄骅坳陷古潜山的宏观展布特征与演化过程. 地质学报, 93(3): 585—596.
- 周立宏,陈长伟,崔宇,等,2023. 渤海湾盆地黄骅坳陷油气勘探新领域、新类型及资源潜力. 石油学报, 44(12): 2160—2178.
- 朱炎铭,秦勇,王猛,等,2006. 黄骅坳陷石炭-二叠纪煤成烃演化的构造控制. 中国矿业大学学报, 35(3): 283—287.