

文章编号: 0253-2697(2019)09-1013-17 DOI:10.7623/syxb201909001

# 断陷湖盆湖相页岩油形成有利条件及富集特征

——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例

赵贤正 周立宏 蒲秀刚 金凤鸣 时战楠 肖敦清 韩文中 姜文亚 张 伟 汪 虎

(中国石油大港油田公司 天津 300280)

**摘要:**有别于北美海相页岩油气,中国湖相页岩油地质特征十分复杂,湖相页岩油是否具备形成的条件、如何寻找富集层段等问题亟待解决。为了探究湖相页岩油形成的有利条件与富集特征,以渤海湾盆地黄骅坳陷沧东凹陷孔店组二段为例,综合利用 G108-8 井、GD12 井和 GD14 井 3 口取心井的 635.8 m 取心资料、12 000 余块次分析化验资料及 20 口井的试油、试采资料,从页岩油形成的烃源岩、沉积组构及热演化等方面,对湖相页岩油成藏机理等进行了系统分析。研究结果发现:广泛分布多类型高丰度有机质、高脆性矿物组成、高密度纹层结构及中等热演化阶段是页岩油形成富集的主要条件;湖相页岩层系可划分为纹层状长英质页岩、纹层状混积质页岩、薄层状含灰白云质页岩及厚层状含灰白云质页岩 4 类组构相,处于中等热演化成熟阶段的纹层状长英质页岩、纹层状混积质页岩组构相为最优组构相类型; $S_1^*/TOC$  值(以单位有机碳的含油量表示)平均大于 135 mg/g、滞留烃含量大于阈值 100 mg/g 的超越效应明显,揭示了“优势组构相-滞留烃超越效应”的页岩油富集特征。采用这一新认识有效指导了页岩油勘探,研究区 GD1702H 井最高产油量达 61 m<sup>3</sup>/d,自喷生产已超 416 d,产量基本稳定在 17 m<sup>3</sup>/d, GD1701H 井、GD1702H 井两口水平井累积产油量超 1.4×10<sup>4</sup> t,证实了中国东部湖相页岩油具备工业性开发的良好潜力。

**关键词:**湖相;页岩油;组构相;超越效应;富集特征;孔店组二段;沧东凹陷

中图分类号:TE122

文献标识码:A

## Favorable formation conditions and enrichment characteristics of lacustrine facies shale oil in faulted lake basin: a case study of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag, Bohai Bay Basin

Zhao Xianzheng Zhou Lihong Pu Xiugang Jin Fengming Shi Zhannan Xiao Dunqing  
Han Wenzhong Jiang Wenya Zhang Wei Wang Hu

(PetroChina Dagang Oilfield Company, Tianjin 300280, China)

**Abstract:** Different from the North American marine facies shale oil, the China lacustrine facies shale oil presents very complex geological characteristics. It is urgently required to find out whether the geological conditions are suitable for the formation of lacustrine facies shale oil, and how to locate the enrichment zones of shale oil. This paper takes the Member 2 of Kongdian Formation of Cangdong sag in the Huanghua depression of Bohai Bay Basin as an example to explore the main controlling factors and enrichment characteristics of lacustrine facies shale oil. Comprehensively using the 635.8 m cores from Well G108-8, GD12 and GD14, analytical test data of more than 12000 pieces of core samples, as well as well testing and pilot production data of 20 wells, the accumulation mechanism of lacustrine facies shale oil have been analyzed in terms of source rock, sedimentary texture and thermal evolution. The study shows that widely distributed, multi-type and high abundance organic matter, composition of highly brittle minerals, high-density laminaed structure and moderate thermal evolution are the main factors for shale oil formation and enrichment. The lacustrine shale strata are classified into four types of tectonic facies, i. e., laminated felsic shale, lamellar diamictic shale, thinly laminated limy dolomite shale and thick laminated limy dolomite shale. It has been confirmed that laminated felsic shale and lamellar diamictic shale in the moderate thermal evolution stage have the best tectonic facies, and the  $S_1^*/TOC$  is greater than 135 mg/g. This has revealed the shale oil enrichment characteristic of “favorable tectonic facies and transcendence effect of retained hydrocarbon”. The new understanding can effectively guide shale oil exploration. Thus, Well GD1702H achieved the highest daily oil production of 61 m<sup>3</sup>; the natural flow well has been producing over 416 days, and the production is basically stabilized at 17 m<sup>3</sup>/d. Two horizontal wells, GD1701H and GD1702H, have a cumulative output exceeding 14 000 tons, proving that the lacustrine facies shale oil in the eastern China has a good potential for industrial development.

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司科技重大专项“大港油田效益增储稳产关键技术研究与应用”(2018E-11)资助。

第一作者及通信作者: 赵贤正,男,1962年10月生,1986年获华东石油学院学士学位,2005年获中国石油大学(北京)博士学位,现为中国石油大港油田公司总经理、教授级高级工程师、李四光地质科学奖及孙越崎能源大奖获得者,主要从事油气勘探与开发研究和管理。Email: xzzhao@petrochina.com.cn

**Key words:** lacustrine facies; shale oil; fabric facies; transcendence effect; enrichment characteristics; Member 2 of Kongdian Formation; Cangdong sag

引用: 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 金凤鸣, 时战楠, 肖敦清, 韩文中, 姜文亚, 张伟, 汪虎. 断陷湖盆湖相页岩油形成有利条件及富集特征——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例[J]. 石油学报, 2019, 40(9): 1013-1029.

Cite: ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, JIN Fengming, SHI Zhannan, XIAO Dunqing, HAN Wenzhong, JIANG Wenya, ZHANG Wei, WANG Hu. Favorable formation conditions and enrichment characteristics of lacustrine facies shale oil in faulted lake basin; a case study of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag, Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(9): 1013-1029.

21 世纪初美国借助页岩油气革命实现了能源独立, 改变了全球能源格局, 并取得了源内找油的重大突破, 其中 Bakken、EagleFord、Permian 及 Niobrara 等地区的海相页岩油产量已占美国总产油量的一半以上, 证实了页岩油是常规油气勘探的重要接替领域之一。但北美海相页岩油与中国湖相页岩油地质特征存在诸多差异, 海相页岩油构造稳定、分布面积大、埋藏浅、岩性变化小; 湖相页岩油地质构造复杂、面积小、埋藏深、非均质性强, 勘探难度大, 无法照搬国外成功的经验和模式。近年来中国湖相页岩油的研究取得了许多进展<sup>[1-19]</sup>, 但目前尚未见到系统总结湖相页岩油形成有利条件和富集特征的相关报道。

渤海湾盆地黄骅拗陷沧东凹陷孔店组二段(孔二段)页岩层系是中国湖相页岩油的典型代表, 钻探的水平井实现了中国湖相页岩油高产、稳产的重大突破, 也标志着湖相页岩油革命取得了标志性成果。一些学者对其基本地质特征、形成条件等进行了探索和研究<sup>[20-30]</sup>, 但仍存在许多尚未解决的问题, 如孔二段页岩油的形成与富集受哪些内在要素控制, 页岩油富集特征如何, 页岩油的甜点如何评价等。

笔者重点以沧东凹陷 G108-8 井、GD12 井和 GD14 井 3 口取心井的 635.8 m 系统取心资料及 12 000 余块次分析化验资料为基础<sup>[24]</sup>, 结合已钻探直井、水平井的试油、试采、地球化学等资料, 对沧东凹陷孔二段页岩油形成、富集有利条件、优势组构相特征、页岩油富集特征及甜点优选方法等进行了系统的分析和总结, 以期为国内外具有相似地质背景的湖相页岩油的研究和勘探提供借鉴。

## 1 页岩油发育地质特征

沧东凹陷为渤海湾盆地黄骅拗陷的一个次级构造单元, 位于沧县隆起、徐黑凸起及孔店凸起之间, 面积约为 1 760 km<sup>2</sup>, 是在早期碟状陷型湖盆的基础上, 经区域性拉张作用转化为拗-断转换型湖盆, 叠合了拗陷与断陷的综合构造特征, 形成了现今南皮斜坡、孔东斜坡、孔西斜坡、孔店构造带及舍女寺断鼻 5 个构造单元有序分布的构造格局<sup>[31-33]</sup>(图 1)。

孔二段沉积期古气候以湿润气候为主、半干旱气候为辅<sup>[24]</sup>, 总体上经历了由半干旱到温暖湿润再到干旱炎热的演化过程, 为淡水—半咸水、偏还原的内陆封闭湖盆。孔二段沉积期多物源联合供给形成了平面上具有环带状、空间上具有 3 层包壳结构的沉积体。其中的内环[图 1(b)和图 1(c)中的 C 区]细粒沉积区厚度达 400~600 m, 自下而上可划分为 4 个四级层序(SQEk<sub>2</sub><sup>4</sup>、SQEk<sub>2</sub><sup>3</sup>、SQEk<sub>2</sub><sup>2</sup>、SQEk<sub>2</sub><sup>1</sup>层序)及 10 个五级层序(Ek<sub>2</sub><sup>4</sup>SQ①—Ek<sub>2</sub><sup>1</sup>SQ⑩层序)<sup>[20,24]</sup>[图 2(b)]。

孔二段页岩油属于典型的湖相环境页岩油, 岩心目测观察、岩石薄片镜下鉴定、AmicScan 矿物成像分析均可见不同尺度的纹层或隐形纹层密集发育<sup>[27]</sup>, 矿物组成以石英、长石、白云石、方解石、黏土为主, 同时含有方沸石、黄铁矿、菱铁矿等, 局部方沸石层状或团块状富集(最高可达 30% 以上)。按照 X 射线衍射(XRD)矿物组分三端元与结构构造相结合的岩性分类方案, 可将孔二段划分为长英质页岩、混合质页岩、含灰白云质页岩三大岩类<sup>[21-22,27]</sup>。孔二段烃源岩有机质丰富、类型多样、演化中等, 总有机碳(TOC)主要为 1.2%~8.4%、最高可达 12.9%, 以 I 型和 II<sub>1</sub> 型有机质为主, 同时发育 II<sub>2</sub> 型及 III 型有机质, 热演化程度中等(R<sub>o</sub> 为 0.6%~1.2%)。储集空间以纳米—微米级有机质孔、粒间孔、晶间孔、溶蚀孔等基质孔隙及层间缝、构造缝、异常压力缝、成岩收缩缝等(微)裂缝为主, 孔隙度多为 0.28%~13.22%、平均为 3.80%, 渗透率主要为 0.03~16.20 mD。滞留的游离烃含量(S<sub>1</sub>)相对较高, S<sub>1</sub> 平均为 3.20 mg/g(轻烃恢复系数按照经验值 1.35 计算, 以下 S<sub>1</sub> 均为轻烃恢复后数值), 其中长英质页岩 S<sub>1</sub> 平均为 3.45 mg/g, 混合质页岩 S<sub>1</sub> 平均为 3.31 mg/g, 含灰白云质页岩 S<sub>1</sub> 平均为 2.47 mg/g。脆性矿物组分含量(石英+碳酸盐矿物)计算的含灰白云质页岩脆性指数平均可达 80%, 混合质页岩脆性指数平均为 62.9%, 长英质页岩平均为 55.7%, 且黏土平均含量均低于 20%, 具有较好的压裂可改造性。页岩层系底界埋深为 3 000~4 500 m, 压力系数主要为 0.96~1.27, 无明显异常高压。

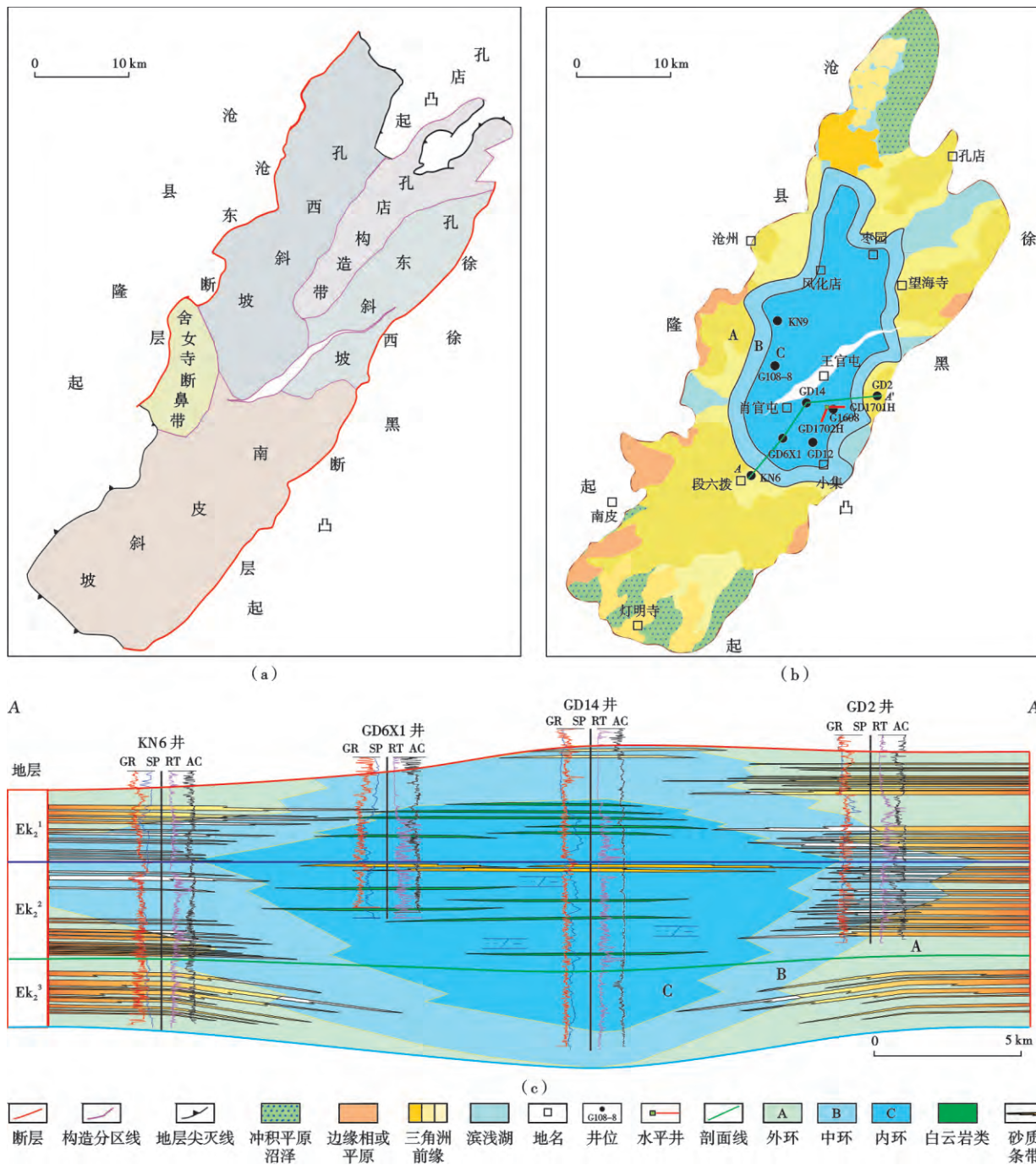


图 1 沧东凹陷孔二段沉积体系与现今构造格局(据文献[27]修改)

Fig. 1 Sedimentary system and present tectonic outline of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag

## 2 页岩油形成有利条件

### 2.1 广泛分布的多类型高丰度有机质是页岩油富集的基础

#### 2.1.1 广泛分布的暗色页岩

孔二段沉积期,气候潮湿、降水丰富。沧东凹陷为淡水—半咸水坳陷型内陆封闭湖盆,两侧徐黑凸起和沧县隆起向湖盆输入大量碎屑物质、有机质及富营养物质,沉降速率相对较高、保存条件良好。湖盆中部半

深湖—深湖沉积区沉积厚层湖相深灰色、灰黑色长英质页岩、混合质页岩夹少量含灰白云质页岩及粉砂岩等细粒沉积物,主力生烃层系面积达 1 187 km<sup>2</sup>,最大厚度达 360 m,其中厚度大于 50 m 的面积为 1 071 km<sup>2</sup>,厚度在 200 m 以上的面积达 270 km<sup>2</sup> 以上,烃源岩最大厚度区主要分布于湖盆中部 Z45—KN9—G128 井区及 GD13—GD14—GD15 井区,平均厚度在 250 m 以上,面积达 140 km<sup>2</sup>,为页岩油的形成与富集提供了充足的生烃物质[图 2(a)]。

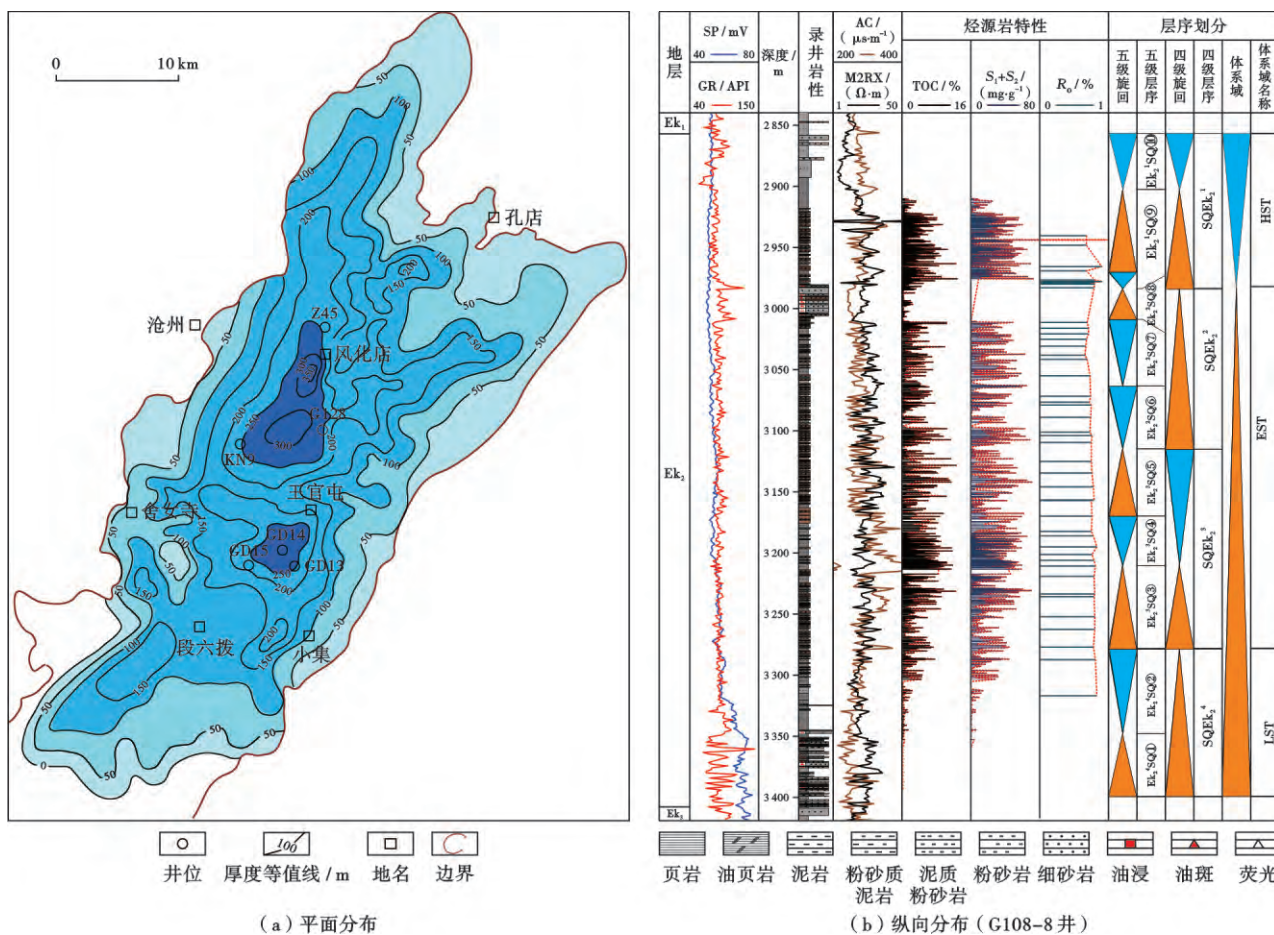


图2 沧东凹陷孔二段优质生烃物质空间分布特征

Fig. 2 Spatial distribution characteristics of high-quality hydrocarbon-generating material of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag

孔二段为一个完整的三级层序,层序的不同发育阶段均存在烃源岩,但非均质性较强,其中以  $Ek_2^3SQ④$ 、 $Ek_2^3SQ⑤$ (稳定湖泛期)及  $Ek_2^1SQ⑨$ (高水位体系域早期)层序优质烃源岩最为发育[图 2(b)],以灰黑色—深灰色纹层状长英质页岩、混合质页岩夹持薄层含灰白云质页岩为主;其次是  $Ek_2^3SQ③$ 、 $Ek_2^2SQ⑥$ 及  $Ek_2^2SQ⑦$ 层序(湖扩体系域早期及中—晚期),以灰黑色—深灰色纹层状长英质页岩、混合质页岩与含灰白云质页岩不同程度的互层为主;下部  $Ek_2^4SQ②$ 层序与顶部  $Ek_2^1SQ⑩$ 层序为浅灰色低有机质丰度泥岩,其具有良好的遮挡封堵作用,为孔二段页岩油良好的顶、底封隔层; $Ek_2^2SQ⑧$ 层序(湖扩体系域晚期)为一套稳定存在的重力流沉积(称为上砂岩段), $Ek_2^4SQ①$ 层序(低水位体系域)以三角洲前缘砂体沉积为主(称为下砂岩段)。

2.1.2 多类型的干酪根

通过对研究区 1200 余块次岩石热解峰温和氢指数关系的综合分析发现[图 3(a)],孔二段页岩层系以 I 型及  $II_1$  型干酪根为主,同时存在一定量  $II_2$  型及 III

型干酪根,其中长英质页岩、混合质页岩主要为 I 型干酪根,发育少量 II 型及 III 型干酪根,含灰白云质页岩中 I 型—III 型干酪根均发育<sup>[27]</sup>。通过对不同类型干酪根在不同热演化阶段的生烃能力研究证实, I 型干酪根的  $R_o$  在 0.6%~1.0%时,单位有机碳生成的滞留烃量比其他类型干酪根高 1 倍以上[图 3(b)]。此外,研究区还存在一定量来源于陆源高等植物的 III 型干酪根,其以生气为主,适量的气体可以提高页岩油中的气油比,有助于稀释页岩油、降低黏度和密度,改善流动性,提高烃类在井筒中的举升能力。

2.1.3 高丰度的有机质

针对 G108-8 井、GD12 井及 GD14 井 3 口取心井 1200 余块次有机碳含量测试结果统计表明:官东地区 GD12 井、GD14 井样品的 TOC 主要为 1.00%~4.00%、平均为 2.46%,TOC>2%(很好烃源岩)的样品分布可达 61.5%,TOC<0.3%(非烃源岩)的样品分布低于 7.4%;官西地区 G108-8 井的 TOC 平均为 3.45%,TOC>2%的样品分布占 60.7%,TOC>4%(富烃源岩)的样品分布占 36.4%,TOC<0.3%的样品平均为

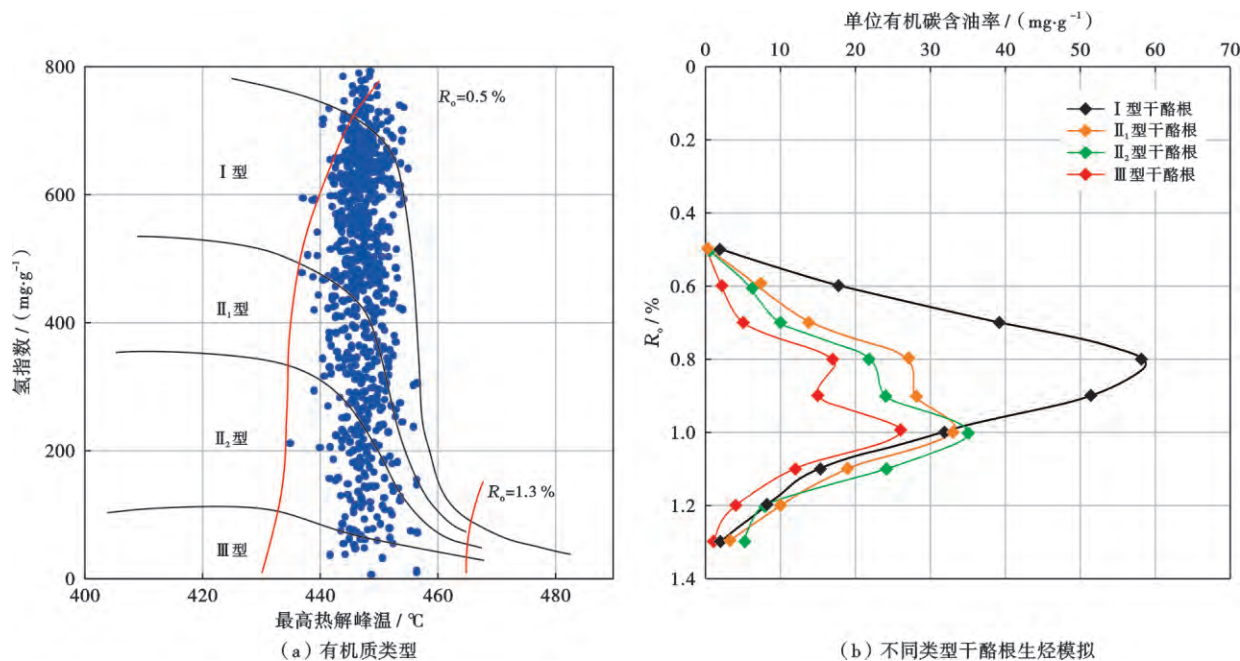


图 3 沧东凹陷孔店二段有机质类型及其对滞留烃量的影响

Fig. 3 Organic matter type and its impact on hydrocarbon retention amount in Member 2 of Kongdian Formation, Cangdong sag

8.1%。初步分析认为,官东地区的 TOC 偏低并非自身有机质丰度低,而是由于生烃转化率高、残余有机碳少造成的,因此可能具备更好的勘探潜力。不同岩类 TOC 统计发现,长英质页岩的 TOC 平均可达 5.41%,其次是混合质页岩,其 TOC 平均为 3.49%,含灰白云质页岩的 TOC 平均也可达 1.89%,证实了孔店段页岩层系整体属于好烃源岩,具备工业性页岩油开采的有机质条件。

通过对沧东凹陷 3 口关键取心井 G108-8 井<sup>[27]</sup>、GD12 井、GD14 井页岩岩热解游离烃含量  $S_1$  与 TOC 之间的关系研究发现(图 4),二者之间存在明显的相关性,即  $S_1$  随着 TOC 的增大,表现为具有稳定低值、快速上升和稳定高值的“三段性”<sup>[27]</sup>。①稳定低值阶段:TOC 多在 0.5% 以下, $S_1$  一般低于 0.8 mg/g,生成

的烃类相对较少,且多以吸附状态赋存于干酪根网络中,属于难以有效利用的资源类型。②快速上升阶段:TOC 为 0.5%~2.2%,有机质丰度的提高造成生成的烃类增多,在满足干酪根吸附及无机矿物吸附之后开始大量充注储集空间,属于具备一定勘探潜力的资源类型,但还要结合其他地质、工程参数进一步综合评价。③稳定高值阶段:TOC 一般高于 2.2%,该阶段  $S_1$  可以达到 9.6 mg/g 以上,且随着 TOC 的上升, $S_1$  基本趋于稳定,代表了烃类基本满足了页岩层系自身的滞留需求(包括有机质吸附、无机矿物吸附及储集空间充盈),富余的烃类以不同方式向外排出、运移,该阶段烃源岩属于具备较高勘探潜力的资源类型,是当前页岩油勘探的首选。松辽盆地、南襄盆地等地区的  $S_1$  与 TOC 之间也均存在这种“三段性”特征<sup>[8,12-14,34]</sup>。

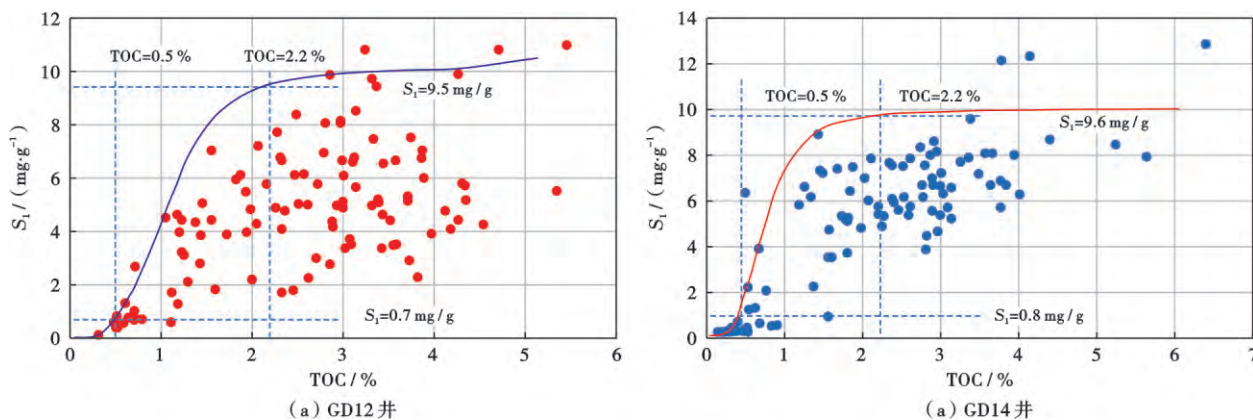


图 4 沧东凹陷孔店二段  $S_1$  随 TOC 的变化关系

Fig. 4 Relationship between  $S_1$  and TOC in Member 2 of Kongdian Formation, Cangdong sag

### 2.1.4 高有机质丰度改善储集性能

页岩油具有典型的“二元一体化结构”,即地层本身既是烃类生成的来源(烃类供体),也是烃类聚集的场所(储集载体),且页岩油储集空间具有“双孔结构”,即干酪根的有机质孔系统和矿物基质的无机质孔系统同时存在。通过对 TOC 与孔隙度之间的相关关系分析发现,无论官东地区还是官西地区,孔隙度随着 TOC 的增大,均呈现先迅速降低,再缓慢变大的趋势(图 5)。其中, GD12 井在 TOC 为 0.25% 时,孔隙度最高达 7.2%,随着 TOC 增大至 2.3%~2.5%,孔隙度迅速降低为 0.6%~1.8%,之后孔隙度随着 TOC 增大逐渐上升; G108-8 井在 TOC 较低时孔隙度最大可达 10.84%,随着 TOC 增大至 2.8%~3.2%,孔隙度迅速降低至 0.35%~2.20%,之后孔隙度随着 TOC 增大呈缓慢增大的趋势。分析认为,有机质丰度较低时,以矿物基质的无机质孔系统为

主,岩性以含灰白云质页岩为主(主要发育晶间孔);当有机质丰度超过一定的临界范围(不同区域临界范围可能存在一定差异),有机质孔系统逐渐占据主导地位,岩性主要为高有机质丰度的长英质页岩和混合质页岩。前人研究也证实,有机质含量为 7% 的烃源岩消耗了 35% 的有机碳,可增加 4.9% 的有机质孔<sup>[35]</sup>。通过大视域高分辨率扫描电镜分析发现,页岩层系中集群式发育微米—纳米级晶间孔、有机质孔、微裂缝,且非均质性较强,多受纹层的横向约束,其中高丰度中—高成熟度页岩顺纹层分布的有机质孔十分发育,局部面孔率达 30% 以上[图 6(a)、图 6(b)],低丰度页岩无机质孔较为发育,局部面孔率可达 15% 以上[图 6(b)—图 6(d)]。这表明页岩层系的有机质丰度不仅决定生烃量的大小,同时对储集空间的发育有着重要影响,并进一步决定了页岩层系滞留烃量的大小。

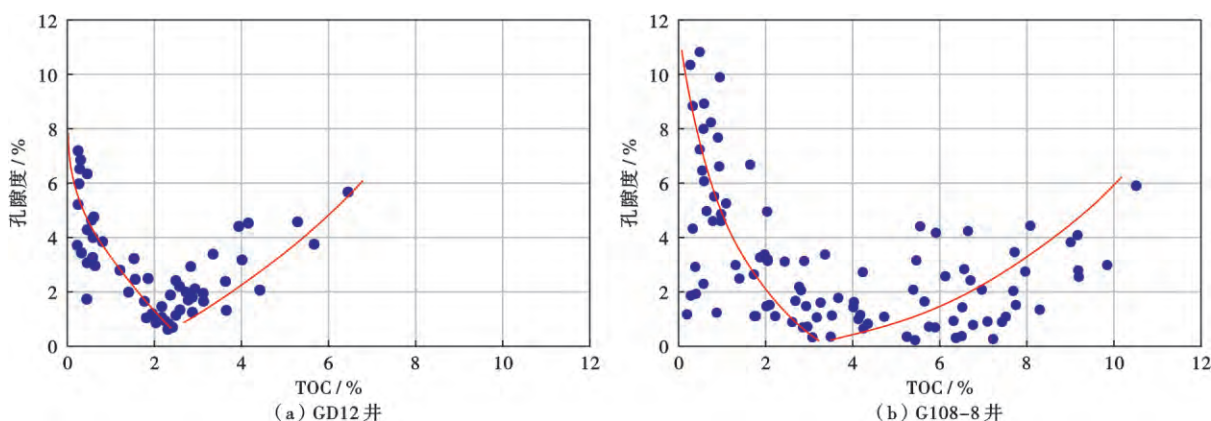


图 5 沧东凹陷孔二段 TOC 与孔隙度的关系

Fig. 5 Relationship between TOC and porosity in Member 2 of Kongdian Formation, Cangdong sag

## 2.2 适中的热演化程度是页岩油富集的核心

### 2.2.1 热演化程度决定游离烃量大小

根据不同类型干酪根热模拟实验证实[图 3(b)],无论是 I 型、II<sub>1</sub> 型、II<sub>2</sub> 型,还是 III 型干酪根,其单位有机碳含油率均随着  $R_o$  的增大呈现先上升后下降的趋势。其中 I 型干酪根在  $R_o$  约为 0.82% 时,单位有机碳含油率达到最大值;其他类型干酪根在  $R_o$  约为 1.05% 时,达到最大单位有机碳含油率。笔者通过 G77 井样品(岩性为长英质页岩, TOC 为 5.24%)常规热压模拟实验及干酪根溶胀实验(图 7),定量刻画了不同热演化阶段吸附油、滞留油及排出油演化曲线。分析发现(表 1),烃源岩中滞留烃在  $R_o$  为 0.82% 时达到最大,占总生烃量的 60%;  $R_o$  为 0.77%~0.92% 时,滞留烃量均能达到总生烃量的 50% 以上,是页岩油最有利的演化范围。孔二段烃源岩的热演化成熟度主要为 0.6%~1.2%,处于主要生油阶段,烃源岩滞留烃量约占总烃量的 15%~60%。通过对 G108-8

井与 GD14 井同一层段、不同岩类的热演化程度和地球化学热解资料分析发现, G108-8 井 Ek<sub>2</sub><sup>1</sup>SQ⑨ 层序处于较低成熟度演化阶段( $R_o$  为 0.68%),有机质孔发育程度较低,三大岩类中含灰白云质页岩赋存的游离烃  $S_1$  最多(含量为 1.1 mg/g); GD14 井 Ek<sub>2</sub><sup>1</sup>SQ⑨ 层序处于较高热演化阶段( $R_o$  为 0.96%),有机质孔更加发育,滞留烃量明显增加,长英质页岩和混合质页岩中的游离烃  $S_1$  高于含灰白云质页岩(平均可达 3.5 mg/g)<sup>[26]</sup>。这进一步揭示了热演化程度对有机质孔的发育程度<sup>[36-38]</sup>及游离烃的富集程度具有明显的控制作用。

### 2.2.2 热演化程度影响页岩油产量

通过对 20 余口直井孔二段试油产量与埋藏深度的分析发现(图 8),埋深在 2700 m 以深有页岩油产出,试油深度段主要集中于 2700~4300 m,且随着深度的增大产量有增加的趋势。试油产量高于 10 t/d 的井段,其深度基本都在 3300 m 以深。直井试油产量

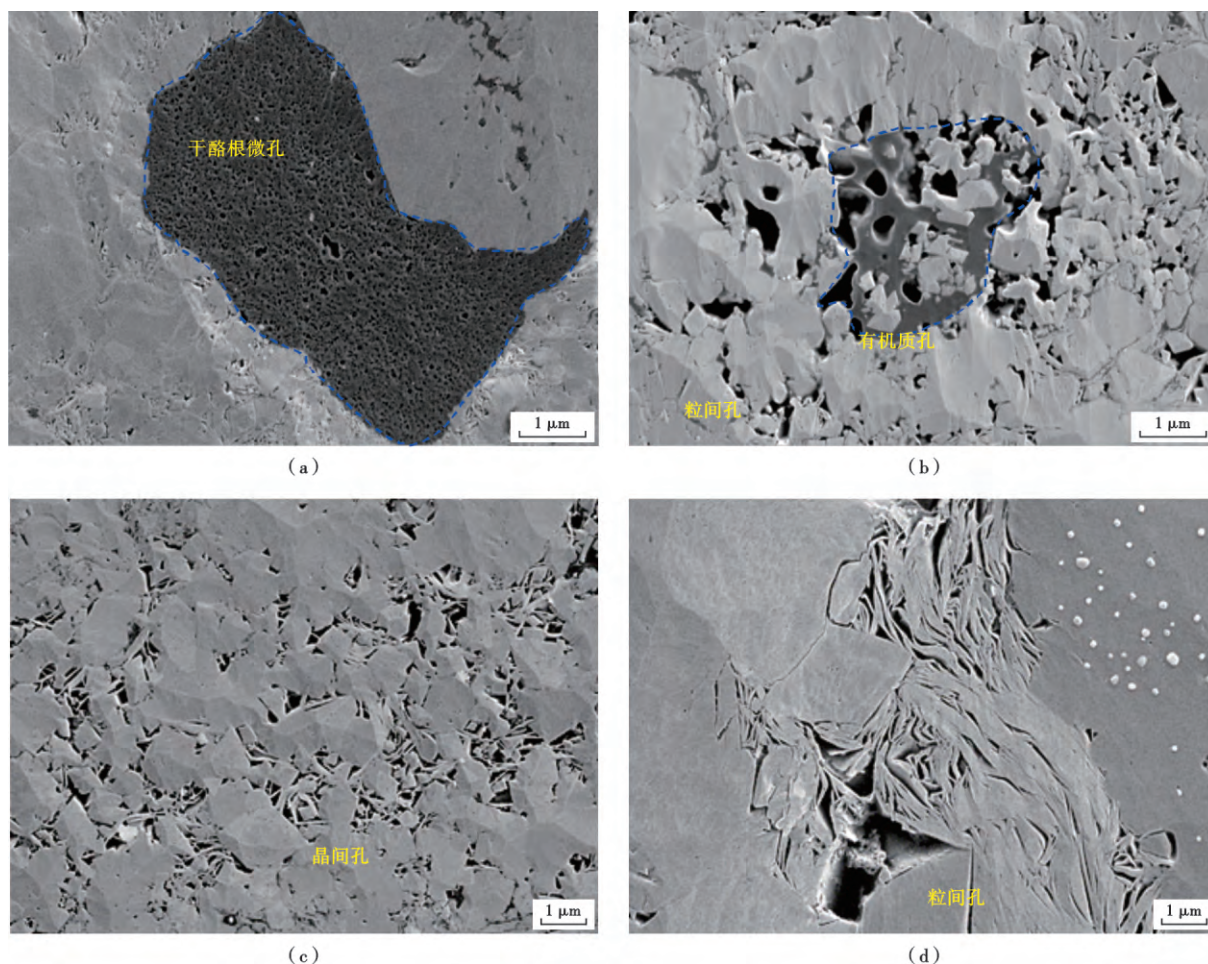


图 6 沧东凹陷孔店二段储集空间特征(大视域高分辨率扫描电镜)

Fig. 6 Reservoir characteristics of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag

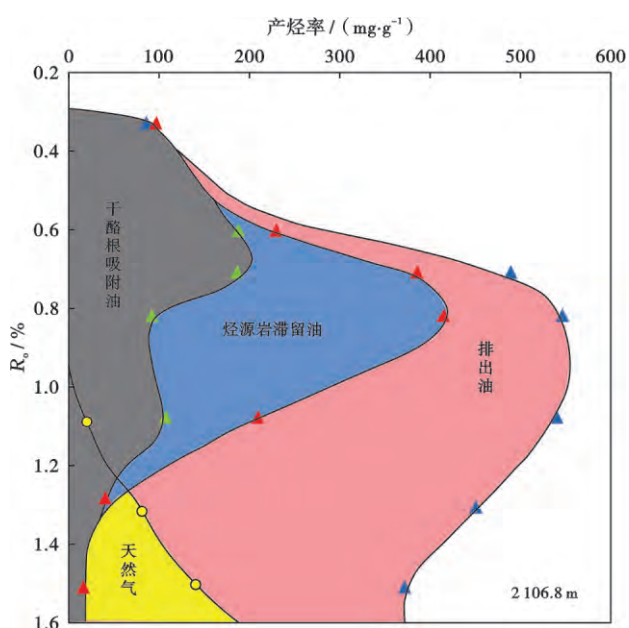


图 7 沧东凹陷孔店二段热演化程度与游离烃的关系(G77 井)  
Fig. 7 Relationship between thermal evolution degree and free hydrocarbon in Well G77 of Member 2 of Kongdian Formation, Cangdong sag

表 1 沧东凹陷孔店二段热演化程度与滞留游离烃定量关系  
Table 1 Quantitative relationship between thermal evolution degree and retention free hydrocarbon in Member 2 of Kongdian Formation, Cangdong sag

$R_o$ /%	源内滞留烃比例/%	干酪根吸附油比例/%	排出油比例/%
0.5	1.9	83.2	14.9
0.6	17.7	58.7	23.6
0.7	39.2	40.2	20.6
0.8	58.2	18.9	22.9
0.9	51.4	16.6	32.0
1.0	31.9	18.6	49.5
1.1	15.3	19.8	64.9
1.2	8.3	13.1	78.6
1.3	2.0	9.0	89.0

最高的井为 G1608 井,试油段深度为 4 100 m,产油量为 47.1 t/d;水平井试油产量最高的井为 GD1701H 井,试油段深度平均为 3 851.53 m(垂深),最高产油量为 66.8 t/d,油气比为 82.27,这是由于随着热演化程度提高,干酪根热降解生成的烃类的分子量不断减小,油气比不断增大,原油密度和黏度不断变小,更利于地层中烃

类的流动。平面上,页岩层系 70 余口见到油气显示的过路井基本都分布于  $R_o > 0.5\%$  的成熟区域(图 9)。可见热演化程度不仅影响页岩层系中滞留烃量,同时对

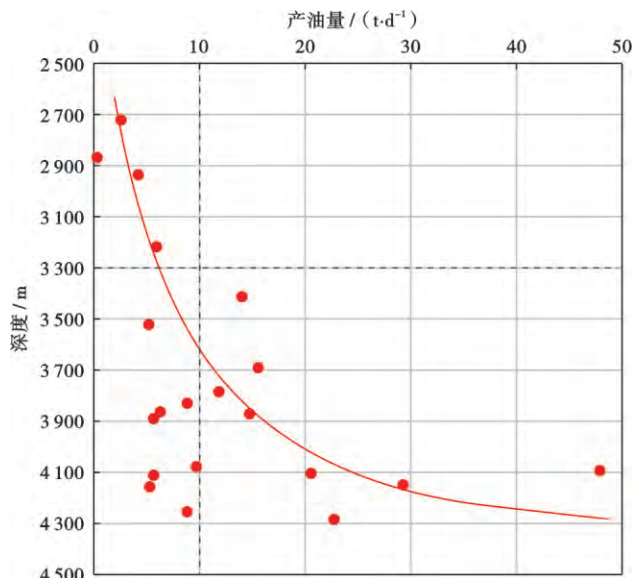


图 8 沧东凹陷孔二段直井试油产量与埋藏深度关系

Fig. 8 Relationship between oil test production of vertical well and burial depth in Member 2 of Kongdian Formation, Cangdong sag

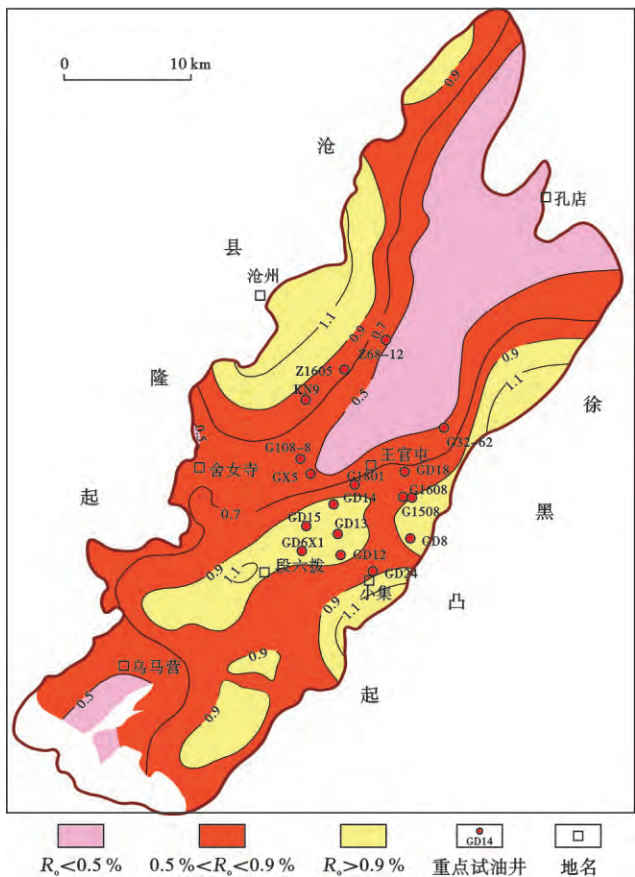


图 9 沧东凹陷孔二段热演化程度

Fig. 9 Thermal evolution degree of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag

滞留烃的相态具有控制作用,适中区间内较高的热演化程度可提高烃类气油比、降低干酪根吸附油量、增强烃类流动性,从而利于提高单井页岩油产量。

### 2.3 高脆性矿物组成与高密度纹层结构是页岩油富集的关键

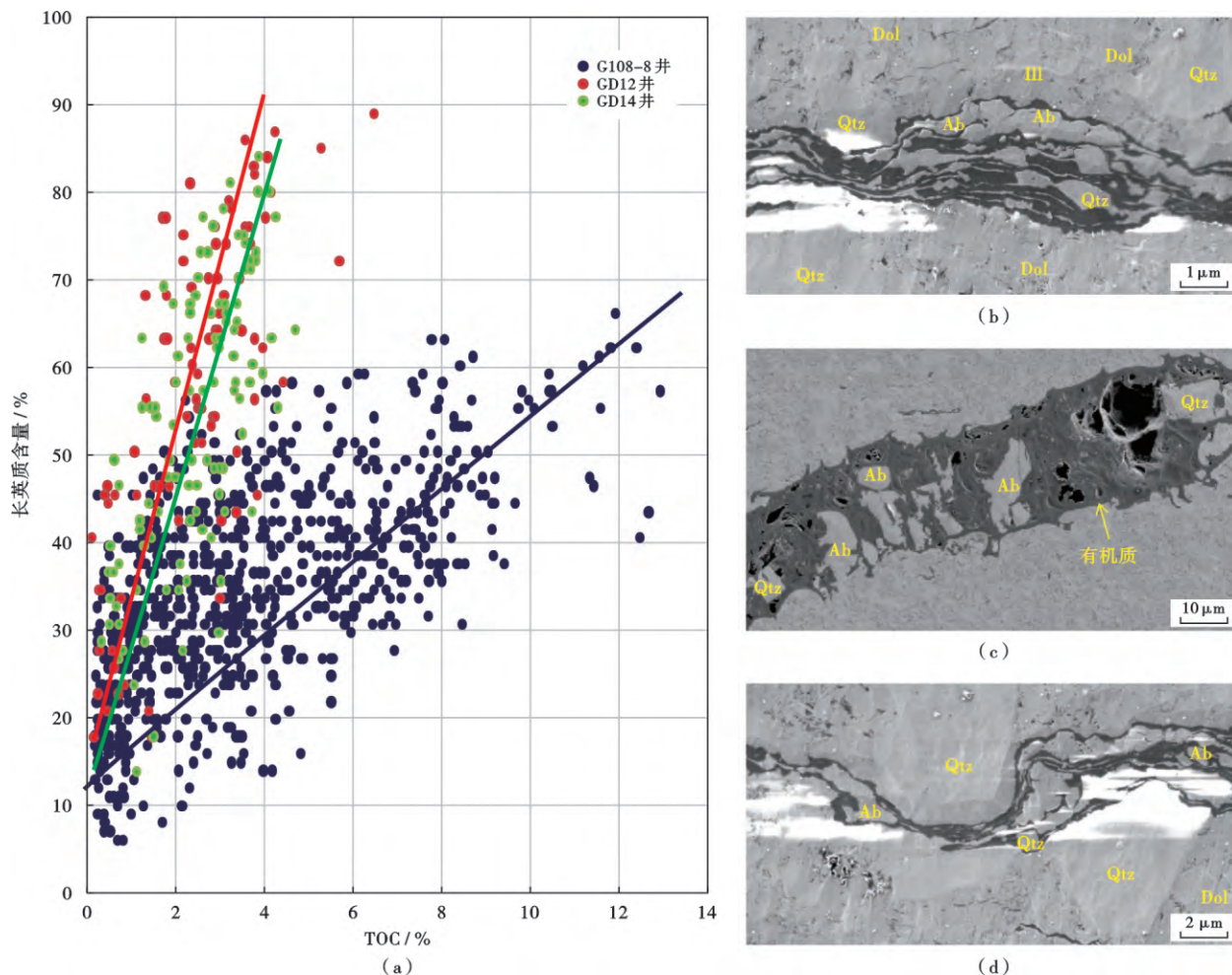
#### 2.3.1 长英质含量与有机质丰度和工程脆性正相关

通过对研究区 1 000 余块次 TOC 与长英质含量(石英与长石)相关关系数据的分析发现,官东地区 GD12 井及 GD14 井样品的 TOC 平均为 2.46%,长英质含量平均为 53.1%;官西地区 G108-8 井样品的 TOC 平均为 3.45%,长英质含量平均为 34.2%。官东地区的有机质丰度略低但长英质含量较高,这是由两个地区物源供应方向、物源供应强度、供应物质组成、热演化程度等多种因素综合影响造成的;两个地区的有机质丰度与长英质含量之间均存在较为明显的正相关关系[图 10(a)]。通过对 G108-8 井岩心开展大视域高分辨率扫描电镜观察及矿物能谱扫描鉴定发现[图 10(b)—图 10(d)],有机质纹层与长英质纹层呈互层分布,顺层分布的有机质条带中常混杂石英、长石等矿物(暗色为顺层分布的有机质条带),这进一步佐证了有机质与长英质矿物之间良好的伴生关系。“高长英质含量、高有机质丰度”良好的耦合关系是沧东凹陷孔二段页岩层系的典型特征,反映了盆外陆源碎屑在输入的同时,携带了大量的营养物质,造成了盆内细菌、藻类等低等生物繁茂,也进一步揭示富含石英、长石矿物的长英质页岩是最为有利的生烃物质。此外,高长英质含量可有效提高压裂改造程度,G108-8 井利用石英+碳酸盐矿物(狭义脆性指数)以及长英质矿物+碳酸盐矿物+方沸石(广义脆性指数)计算的脆性指数分别为 51.4%和 82.0%;GD12 井及 GD14 井利用石英+碳酸盐矿物以及长英质矿物+碳酸盐矿物+方沸石计算的脆性指数分别为 49.6%和 91.4%<sup>[22]</sup>。

#### 2.3.2 纹层结构影响页岩油的储集、流动与保存

基于页岩层系的地质特征,定义岩心尺度上单层厚度小于 1 cm 为纹层,1~10 cm 为薄层,大于 10 cm 为厚层。为明确纹层发育程度与页岩油富集程度之间的关系,以 10 cm 长度为基本统计单元,对 G108-8 井 338.5 m 页岩层系岩心的纹层发育情况进行了精细统计(图 11、图 12)。结果显示,平均单层厚度小于 1 cm 的纹层占比达 70%以上,纹地比(累积纹层厚度/岩心长度)整体可达 72%;纹层密度(纹层数/岩心长度)主要为 10~58 条/dm,最高可达 196 条/dm,平均为 33 条/dm。其中,长英质页岩的纹层密度最大,平均可达 49 条/dm;其次是混合质页岩,纹层密度平均为 38 条/dm;含灰白云质页岩的纹层密度平均为 13 条/dm。研究发





注:Qtz—石英;Ab—钠长石;Dol—白云石;Ill—伊利石。(a)TOC 与长英质含量呈良好的正相关性;(b)、(c)、(d)显示了有机质与长英质矿物伴生关系,G108-8 井大视域高分辨率扫描电镜。

图 10 沧东凹陷孔店二段重点取心井有机质与长英质相关关系

Fig. 10 Relationship between organic matter and felsic of key cored well in Member 2 of Kongdian Formation, Cangdong sag

现,纹层密度与长英质含量及 TOC 均呈明显的正相关性,纹层发育程度越高(纹地比及纹层密度越大),长英质含量及 TOC 均越大。

为精细刻画微观尺度的纹层发育特征,对 G108-8 井深度为 3115.90~3115.97 m 的岩心进行了二维 X 射线荧光光谱(XRF)元素扫描和连续岩石薄片的磨制与拼接(图 13)。该段岩心长 7 cm,岩性为长英质页岩,长英质含量平均为 58.4%,TOC 平均为 7.4%,二维 XRF 元素扫描可清晰地反映出 Ca、K 等元素的含量在纹层中的微观差异变化[图 13(b)]。通过磨制的 7 张岩石薄片,拼接成 100 个视域,将 7 cm 长度岩心完整的镜下特征展现出来,镜下统计出共 780 余条纹层,纹层密度达 1110 条/dm[图 13(c)]。荧光岩石薄片的镜下观察发现,油质沥青顺层分布特征清晰,常发蓝白色中—亮光[图 13(d)]。对比 G108-8 井 3338.02 m 处矿物组成相似、但呈块状构造的泥岩,其长英质含量平

均为 60.2%,TOC 含量平均仅为 0.54%,整体发微弱深褐色荧光甚至无荧光[图 13(e)],由此可见纹层的发育特征对页岩油的富集具有重要的影响。

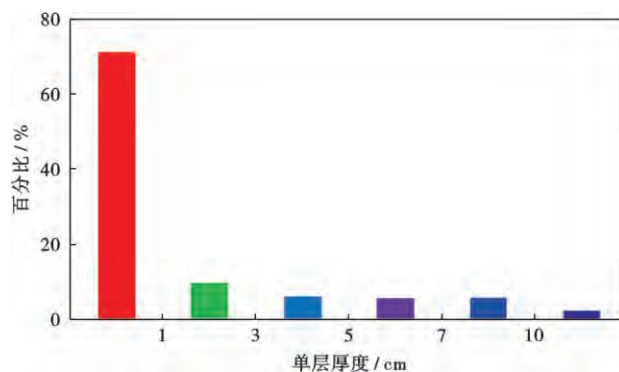


图 11 沧东凹陷孔店二段 G108-8 井岩心纹层统计

Fig. 11 Statistics of core lamina in Well G108-8 of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag

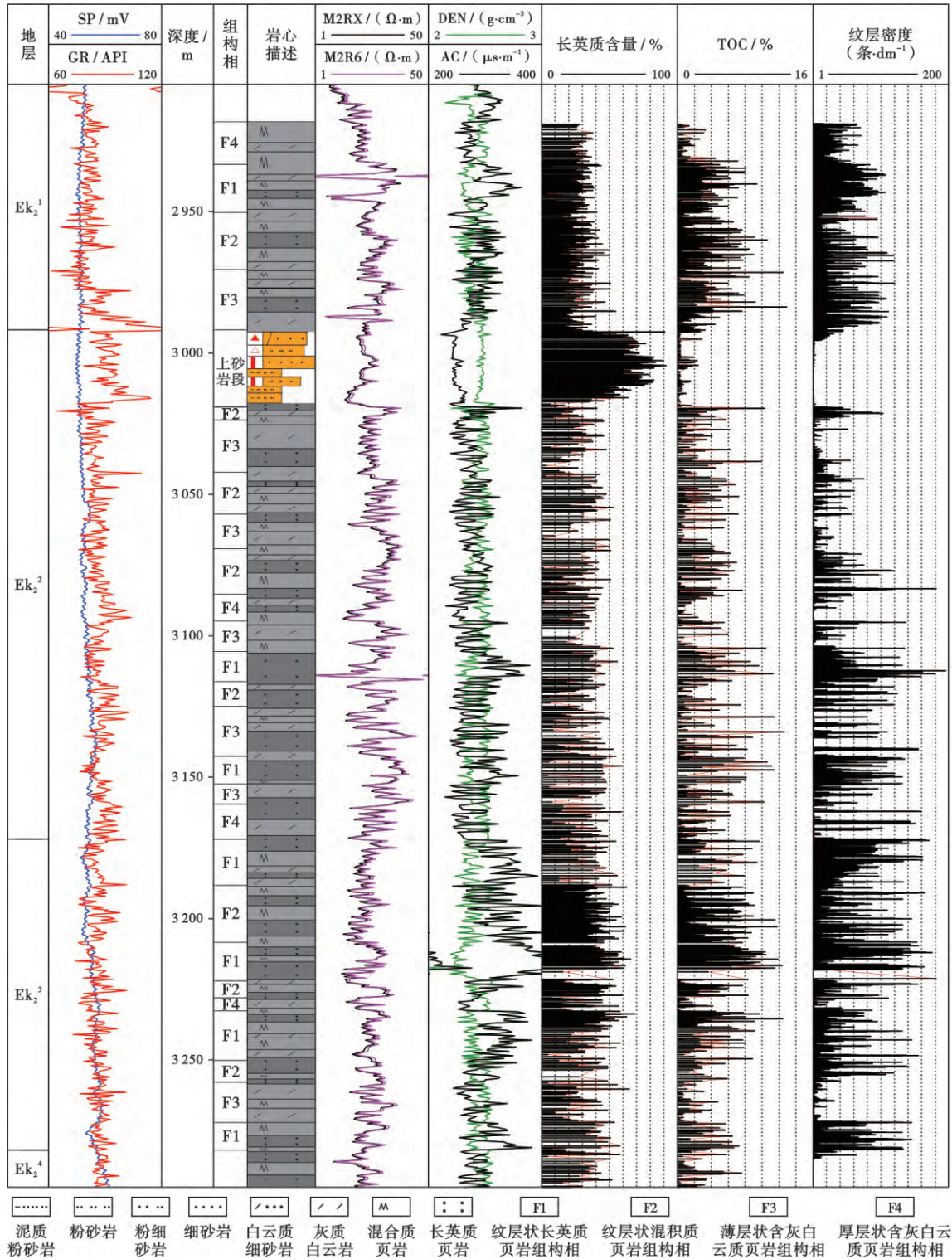


图 12 沧东凹陷孔二段 G108-8 井地层综合柱状图

Fig. 12 Comprehensive stratigraphic column of Well G108-8 in Member 2 of Kongdian Formation, Cangdong sag

纹层的发育程度对页岩油富集的影响主要体现在两个方面:①影响有机质的赋存方式。纹层比较发育的地层,有机质顺层富集,有机质孔顺层集中,同时生烃过程中形成的酸性流体对上、下紧邻长英质或碳酸盐纹层的溶蚀改造规模大,易于形成顺层密集的溶蚀孔隙,更

有利于油气聚集和运移。②顺层有机质与岩层之间的结合力相对薄弱,生烃增压过程中易于形成大量层理缝,与顺层发育的大量有机质孔及无机质孔等构成优势缝-孔系统,有利于页岩油的储集、渗流及保存。这种优势缝-孔的耦合控制了页岩油的富集与流动。

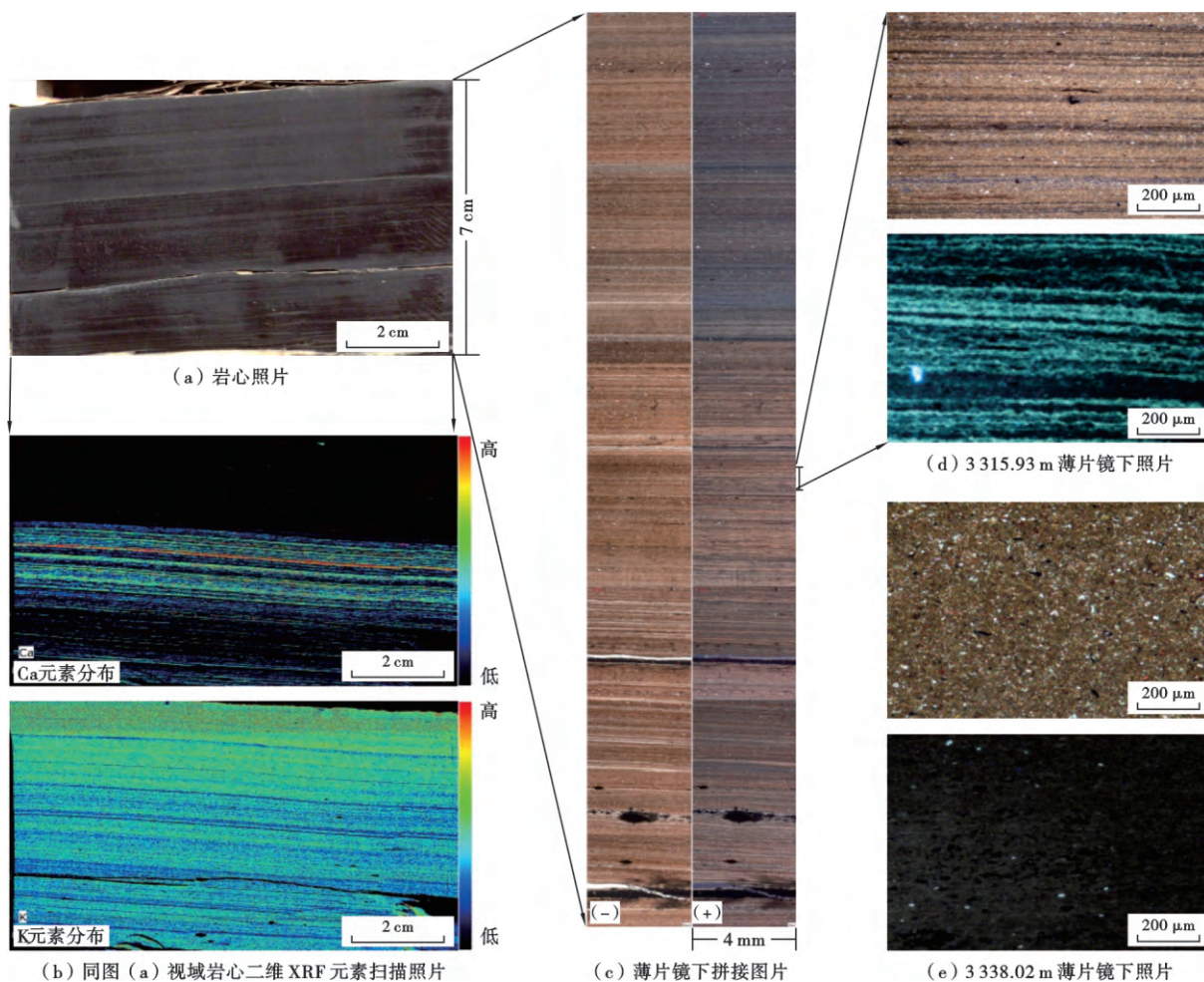


图 13 沧东凹陷孔店二段 G108-8 井岩心及岩石薄片纹层发育特征

Fig. 13 Development characteristics of lamina for core and rock thin section in Well G108-8 of Member 2 of Kongdian Formation, Cangdong sag

### 3 湖相页岩油富集特征

通过对沧东凹陷孔店二段页岩油的形成与富集条件开展综合分析,目前初步发现“高三一中”,即“高丰度多类型有机质、高长英质含量(低黏土矿物含量)、高密度纹层、中等热演化程度”是湖相页岩油富集有利条件,但随着研究工作的不断深入,新的认识还将出现。

矿物成分、有机质及其空间的组合排列形式(即纹层发育特征)是页岩层系从根本上控制页岩油形成的基础静态要素,可用组构相来表征;热演化程度与吸附烃量是决定页岩油游离烃量多少的关键动态要素,可用超越效应来表征。

#### 3.1 页岩油组构相类型及特征

基于矿物组分、纹层发育程度、不同岩性纵向叠置关系及电测井曲线的特征,孔店二段页岩层系可定量划分出 4 种不同类型的组构相:纹层状长英质页岩组构相(F1)、纹层状混积质页岩组构相(F2)、薄层

状含灰白云质页岩组构相(F3)及厚层状含灰白云质页岩组构相(F4)(图 14)。通过对 G108-8 井页岩层系组构相划分与地质参数统计分析(图 14、表 2),纹层状长英质页岩组构相(F1)的长英质含量最高、纹层发育程度最大、TOC 平均值最高;储集空间以有机质孔、粒间孔、层理缝及微裂缝为主;FMI 成像测井可见纹层密集发育,电测井曲线成刺刀状频繁变化,具有高电阻率、中—高声波时差、低密度测井值的特征,处于中等热演化程度时,页岩油最为富集。次有利的组构相类型为纹层状混积质页岩组构相(F2),具有相对较高的长英质含量、纹层发育程度及有机质丰度,页岩油富集。薄层状含灰白云质页岩组构相(F3)具有中等长英质含量、纹层发育程度及有机质丰度,但储集物性及脆性矿物含量较高,页岩油较为富集。厚层状含灰白云质页岩组构相(F4)长英质含量、纹层发育程度及有机质丰度均较低,页岩油富集程度一般(表 2)。

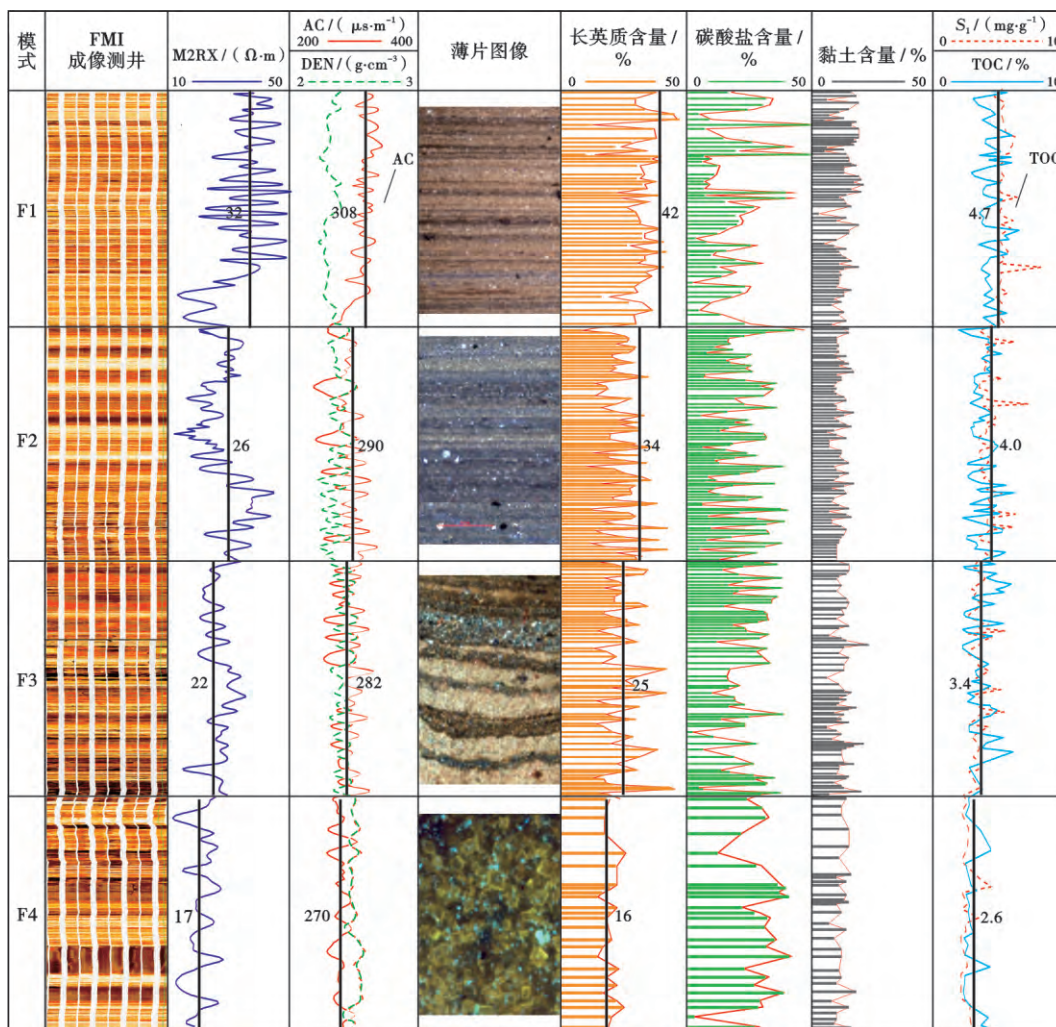


图 14 沧东凹陷孔二段组相模式

Fig. 14 Fabric facies model of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag

表 2 沧东凹陷孔二段湖相页岩油组相地质参数统计

Table 2 Geological parameter statistics of fabric facies for lacustrine shale oil of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag

组相	岩性	长英质含量/%	纹层比/%	纹层密度/(条·dm <sup>-1</sup> )	TOC/%	储集空间类型	孔隙度/%	广义脆性指数/%	FMI成像测井	电阻率/(Ω·m)	声波时差/(μs·m <sup>-1</sup> )	DEN/(g·cm <sup>-3</sup> )
纹层状长英质页岩组相(F1)	长英质页岩及混合质页岩为主,夹少量薄层含灰白云质页岩	42	91	41	4.7	以有机质孔、粒间孔及层理缝为主	3.5	78	纹层密集发育	32	308	2.35
纹层状混积质页岩组相(F2)	长英质页岩、混合质页岩与含灰白云质页岩频繁互层	34	76	34	4.0	有机质孔、晶间孔、溶蚀孔及层理缝为主	4.5	82	纹层较为密集	26	290	2.40
薄层状含灰白云质页岩组相(F3)	以薄层状含灰白云质页岩为主,夹长英质页岩、混合质页岩	25	62	24	3.4	以晶间孔、溶蚀孔及微裂缝为主	6.0	86	纹层、薄层状地层互层式发育	22	282	2.43
厚层状含灰白云质页岩组相(F4)	以厚层状含灰白云质页岩为主,夹少量纹层状长英质页岩及混合质页岩	16	48	18	2.6	以晶间孔、溶蚀孔及微裂缝为主	7.0	85	层状地层为主,夹少量纹层状地层	17	270	2.47

3.2 超越效应与游离烃量分析

过去多以 S<sub>1</sub> 或氯仿沥青“A”的大小来定量表征地层残留烃的总量,但这种方法忽略了页岩层系具有有机质易于吸附烃类物质的特性,影响了内部可动烃量的准确评价。页岩油中滞留烃主要包括游离和吸附两种赋存状态,其中游离烃主要分布于基质孔隙、有

机质孔及各类裂缝中,是当前技术条件下可开采利用的部分;吸附烃主要存在于干酪根表面或内部,少量吸附于矿物颗粒表面(仅为干酪根吸附量的 1/20~1/10,本文中忽略不计),属于当前技术条件下无法有效利用的资源,因此评价页岩层系甜点层段及有效资源的关键是明确游离烃量。国内外大量研究及勘探实践证明,

对于非裂缝性、致密的低孔渗泥页岩来说,  $S_1^*/TOC$  是表征泥页岩层系是否具有较高游离烃量的关键参数<sup>[39-40]</sup>, 该地球化学比率将地层总含油量(可动烃+吸附烃, 以  $S_1^*$  表示)与 TOC 归一化, 降低了热演化程度及有机质吸附效应等, 可有效表征页岩层系流动烃类量的大小, 并指示潜在可采油量。

由于干酪根与烃类的某些组分, 尤其是大分子化合物的极性相近, 因相似相容原理, 会呈现互溶的溶剂化现象, 同时干酪根中的有机质孔也会滞留吸附生成的烃类, 但这种溶剂化和吸附过程不易区分, 所以本文中统称为吸附<sup>[39]</sup>。当干酪根满足自身吸附以后才能进行排烃, 因此认为干酪根最大吸附量小于排烃门限时的含油量。以排烃门限对应的含烃量来确定干酪根最大吸附量是合理的。

研究证实, 沧东凹陷孔店二段排烃门限深度为 2900 m, 热演化成熟度为 0.5% [图 15(a)]。由  $S_1^*/TOC$  与深度的变化关系可以看出 [图 15(b)], 处于 2900 m

以浅, 在排烃门限之前, 除局部区域存在早生早排现象以外(火山烘烤所致),  $S_1^*/TOC$  曲线整体变化平缓; 进入排烃门限以后, 呈快速上升的趋势, 此时, 排烃门限对应的  $S_1^*/TOC$  值处于拐点位置, 其值约为 70 mg/g, 按照平均轻烃恢复系数为 1.35~1.50, 门限深度对应的  $S_1^*/TOC$  约为 100 mg/g(即每 1 g 有机质吸附约 0.1 g 烃类, 下同), 以 100 mg/g 为吸附临界值(阈值), 在超过吸附临界值之前, 原油流动会遇到阻力, 因此将这种超过有机质自身吸附量(超越阈值)的烃类才具备流动的特性称为超越效应,  $S_1^*/TOC$  值越大, 可流动的烃类含量越高, 为更加清晰地表示这种超越效应, 一般将  $S_1^*$  与 TOC 同数值范围刻度(与单位无关), 如果  $S_1^*$  数值大于 TOC 数值, 则表示出现超越效应。北美地区 Eagle Ford、Marcellus 等地区页岩油资料显示, 高  $S_1^*/TOC$  是具有产能的页岩油资源的重要特征, 当  $S_1^*/TOC > 100$  mg/g 时地层具有良好的产油能力<sup>[39]</sup>。

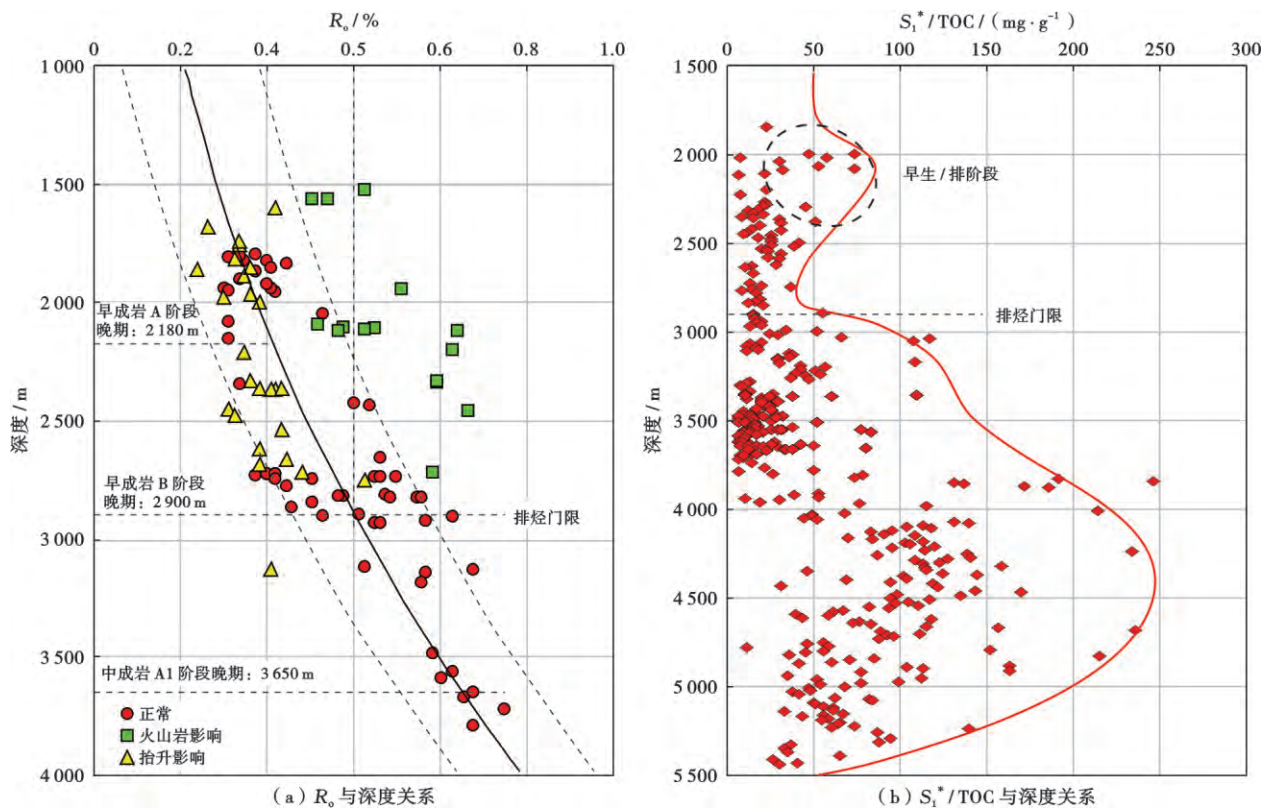


图 15 沧东凹陷孔店二段页岩吸附烃量的确定

Fig. 15 Determination of adsorption hydrocarbon content of shale in Member 2 of Kongdian Formation, Cangdong sag

### 3.3 湖相页岩油“优势组构相-滞留烃超越效应”富集模式

通过对 10 余口处于大量生油阶段( $R_o$  为 0.68%~1.02%)的单井组构相划分与  $S_1^*/TOC$  的统计分析, 建立了湖相页岩油“优势组构相-滞留烃超越效应”富集模式(图 16、表 3), 其中纹层状长英质页岩组构

相(F1)的长英质含量平均超过 40%, 岩心尺度纹层比达到 90%以上, 纹层密度平均为 40 条/dm 以上,  $S_1^*/TOC$  平均可达 180 mg/g 以上, 游离烃含量最高、超越效应最为明显, 是当前页岩油勘探的首选目标层系; 其次是纹层状混积质页岩组构相(F2), 长英质含量平均在 30%~40%, 岩心尺度纹层比主要为 75%~90%, 纹

层密度集中于 30~40 条/dm,  $S_1^*/TOC$  平均可达 135 mg/g 以上, 游离烃含量高、超越效应显著, 是页岩油勘探的重要层系; 薄层状含灰白云质页岩组构相(F3)的长英质含量平均在 20%~30%, 岩心尺度纹层比多为 60%~75%, 纹层密度主要为 20~30 条/dm,  $S_1^*/TOC$

平均在 105 mg/g 以上, 具备一定的游离烃含量, 超越效应较好, 是页岩油勘探的潜力层段; 厚层状含灰白云质页岩组构相(F4)的长英质含量多为 10%~20%, 岩心尺度纹层比为 45%~60%, 纹层密度多为 10~20 条/dm,  $S_1^*/TOC$  平均在 75 mg/g 以上, 超越效应相对一般。

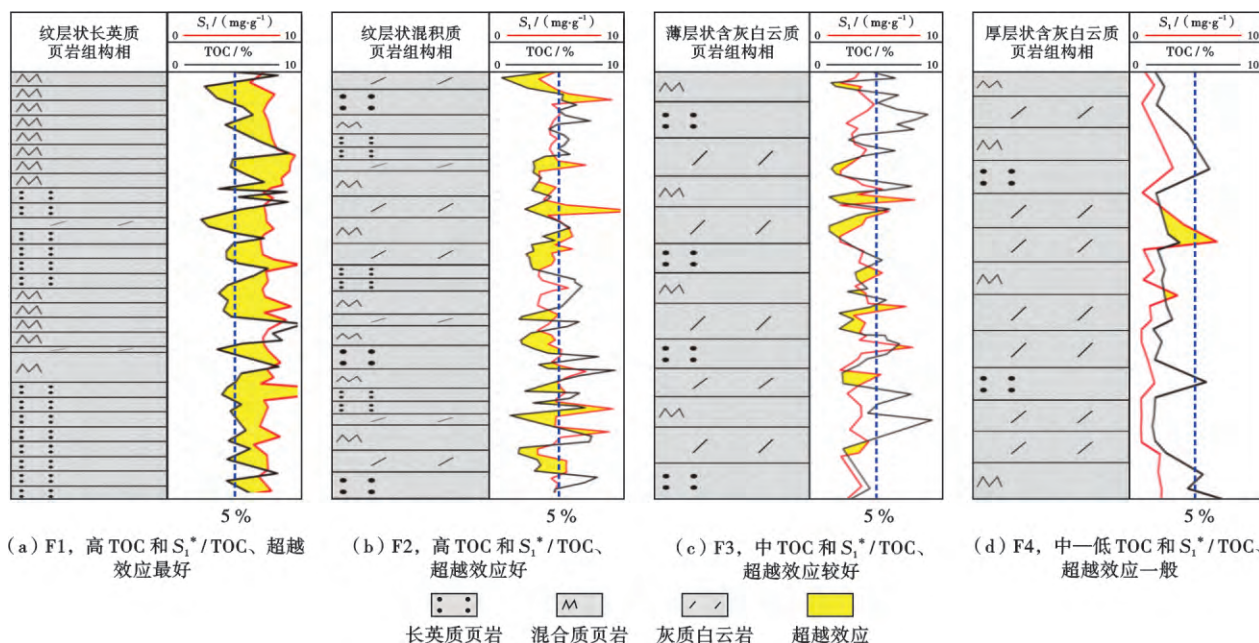


图 16 沧东凹陷孔二段湖相页岩油“优势组构相-滞留烃超越效应”富集模式

Fig. 16 Enrichment pattern of “transcendence effect of dominant fabric facies-retention hydrocarbon” for lacustrine shale oil of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag

表 3 沧东凹陷孔二段湖相页岩油“优势组构相-滞留烃超越效应”富集模式统计

Table 3 Enrichment pattern statistics of “transcendence effect of dominant fabric facies-retention hydrocarbon” for lacustrine shale oil of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag

组构相	长英质含量/%	纹层比/%	纹层密度/(条·dm <sup>-1</sup> )	$S_1^*/TOC/(mg·g^{-1})$	超越效应特征
F1	>40	>90	>40	>180	非常显著
F2	30~40	75~90	30~40	>135	显著
F3	20~30	60~75	20~30	>105	较好
F4	10~20	45~60	10~20	>75	一般

受基准面旋回变化影响, 4 类优势组构相纵向呈规律性变化。湖扩体系域中、晚期—高水位体系域早、中期, 陆源碎屑供应能力强, 湖盆水域面积较大, 水体分层现象明显, 易于形成富含长英质矿物的高密度纹层, 主要发育纹层状长英质页岩组构相(F1), 其次为纹层状混积质页岩组构相(F2), 页岩油超越效应最好。湖扩体系域早、中期—高水位体系域中、晚期, 陆源碎屑供应能力相对偏弱, 湖盆水域面积偏小, 水体相对清澈, 易于形成碳酸盐纹层, 以薄层状含灰白云质页岩组构相(F3)及厚层状含灰白云质页岩组构相(F4)为主, 页岩油超越效应一般(图 17)。由此可见, 湖扩体系域中、晚期—高水位体系域早、中期的沉积体系是寻找湖相页岩油甜点的重要位置。

## 4 勘探实施效果

采用湖相页岩油富集特征及模式指导水平井勘探, 使研究区获得了高产、稳产重大突破。

GD1701H 井水平压裂段以纹层状长英质页岩组构相(F1)及纹层状混积质页岩组构相(F2)为主, 总长度为 941.3 m,  $S_1^*/TOC$  值平均为 175.0 mg/g, 共 16 段/54 簇点, 总液量为 34 288 m<sup>3</sup>, 总砂量为 1 388 m<sup>3</sup>。初期采用 12 mm 油嘴放喷, 最高产油量达 75.9 m<sup>3</sup>/d, 同时产气量达 5 200 m<sup>3</sup>。截至 2019 年 7 月 24 日放喷 200 d, 下泵 197 d, 产出残液量为 3.2 m<sup>3</sup>/d, 产油量基本稳定在 13.34 m<sup>3</sup>/d, 产气量为 950 m<sup>3</sup>/d, 累积产出残液量为 14 855.7 m<sup>3</sup>, 累积产油量为 6 736.73 m<sup>3</sup>, 返排率为 43.3%。

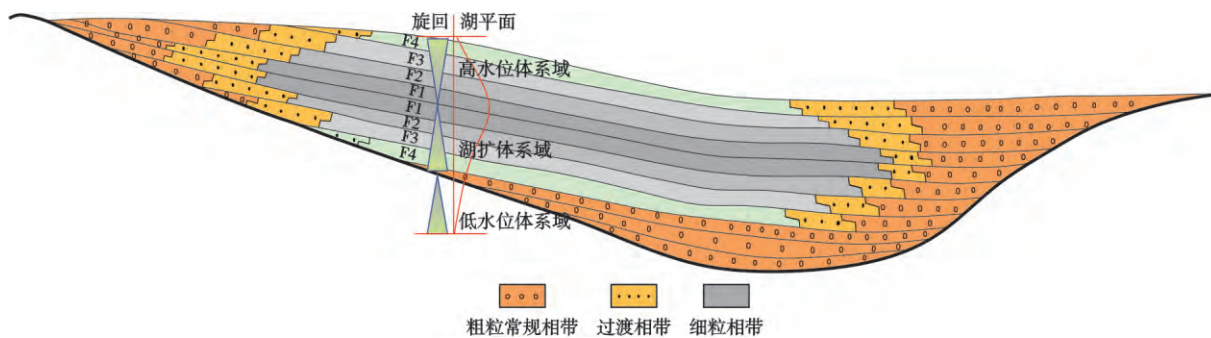


图 17 沧东凹陷孔店二段湖相页岩油优势组相在层序格架中的分布模式

Fig. 17 Distribution model in sequence framework for dominant fabric facies of lacustrine shale oil in Member 2 of Kongdian Formation, Cangdong sag

GD1702H 井水平压裂段主要为纹层状长英质页岩组相(F1)及纹层状混积质页岩组相(F2),含部分厚层状含灰白云质页岩组相(F4),总长度为1283.4m,  $S_1^*/TOC$  值平均为152.0mg/g,共21段/66簇,总液量为41099m<sup>3</sup>,总砂量为1343m<sup>3</sup>。初期采用12mm油嘴放喷,最高产油量为61m<sup>3</sup>/d,产气量为5947m<sup>3</sup>/d。截至2019年7月24日系统放喷416d,目前采用6mm油嘴放喷进地罐,产油量基本稳定在17m<sup>3</sup>/d,产气量

为228m<sup>3</sup>/d,累积产出残液量为16186m<sup>3</sup>,累积产油量为8385.08m<sup>3</sup>,返排率为39.4%(图18)。

直井勘探部署也获得了良好的效果,共20口直井进行了压裂改造,有17口井产油量超过5t/d,其中G1608井、GD24井、GD6X1井等8口井产油量均在10t/d以上(图8),且获得高产的井段均以纹层状长英质页岩组相、纹层状混积质页岩组相或二者兼有为主。

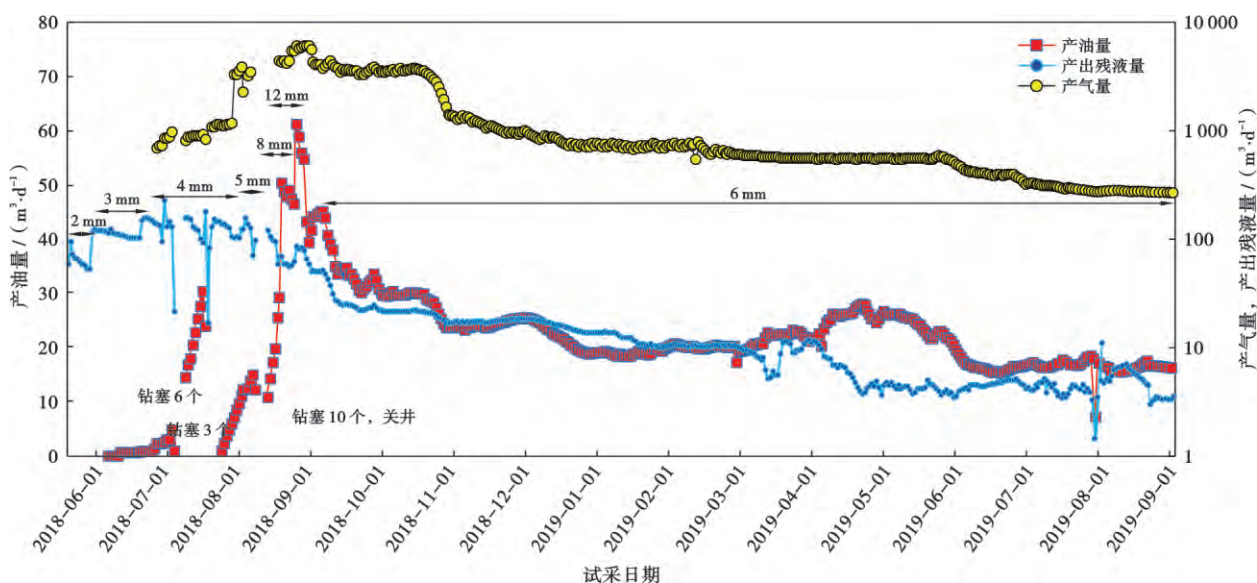


图 18 GD1702H 井试采曲线

Fig. 18 Test production curve of Well GD1702H

## 5 结论

(1) 沧东凹陷孔店二段页岩油的形成与富集主要受多类型高丰度有机质、高密度的纹层结构及中等热演化条件3大因素控制,页岩油富集段具有“高长英质(低黏土)、高TOC、高密度纹层、中等热演化”的典型“三高一中”特征。

(2) 沧东凹陷孔店二段湖相页岩层系可划分为纹层状长英质(F1)、纹层状混积质(F2)、薄层状含灰白云质(F3)及厚层状含灰白云质(F4)4种页岩组相类

型。处于适中热演化阶段( $R_o$ 为0.6%~1.2%)、富长英质组分及高频纹层结构的纹层状长英质页岩(F1)与纹层状混积质页岩组相(F2)滞留烃超越效应最为明显、页岩油最为富集。组相能够综合表征页岩油的富集程度、富集特征及勘探潜力,这是对原来只拘泥于地质参数单因素分析的进一步提炼与完善。

(3) “优势组相-滞留烃超越效应”湖相页岩油富集特征将页岩层系组相与游离烃含量有机结合,在指导水平井体积压裂改造方面具有良好的应用效果。

## 参 考 文 献

- [1] 邹才能,陶士振,侯连华,等.非常规油气地质[M].2版.北京:地质出版社,2013:1-372.  
ZOU Caineng,TAO Shizhen,HOU Lianhua,et al.Unconventional petroleum geology[M].2nd ed.Beijing:Geological Publishing House,2013:1-372.
- [2] 陈祥,王敏,严永新,等.陆相页岩油勘探[M].北京:石油工业出版社,2015:1-238.  
CHEN Xiang,WANG Min,YAN Yongxin,et al.Continental shale oil exploration[M].Beijing:Petroleum Industry Press,2015:1-238.
- [3] 张林晔,李钜源,李政,等.陆相盆地页岩油气地质研究与实践[M].北京:石油工业出版社,2017:1-327.  
ZHANG Linye,LI Juyuan,LI Zheng,et al.Geological research and practice of shale oil and gas in continental Basin[M].Beijing:Petroleum Industry Press,2017:1-327.
- [4] 刘成林,李冰,吴林强,等.松辽盆地上白垩统页岩油地质条件评价[M].北京:地质出版社,2016:1-203.  
LIU Chenglin,LI Bing,WU Linqiang,et al.Evaluation on Cretaceous geological conditions of oil shale in Songliao Basin[M].Beijing:Geological Publishing House,2016:1-203.
- [5] 陈祥,王敏,严永新,等.泌阳凹陷陆相页岩油气成藏条件[J].石油与天然气地质,2011,32(4):568-576.  
CHEN Xiang,WANG Min,YAN Yongxin,et al.Accumulation conditions for continental shale oil and gas in the Biyang depression[J].Oil & Gas Geology,2011,32(4):568-576.
- [6] 梁世君,黄志龙,柳波,等.马朗凹陷芦草沟组页岩油形成机理与富集条件[J].石油学报,2012,33(4):588-594.  
LIANG Shijun,HUANG Zhilong,LIU Bo,et al.Formation mechanism and enrichment conditions of Lucaogou Formation shale oil from Malang sag,Santanghu Basin[J].Acta Petrolei Sinica,2012,33(4):588-594.
- [7] 柳波,吕延防,赵荣,等.三塘湖盆地马朗凹陷芦草沟组页岩油系统地层超压与页岩油富集机理[J].石油勘探与开发,2012,39(6):699-705.  
LIU Bo,LÜ Yanfang,ZHAO Rong,et al.Formation overpressure and shale oil enrichment in the shale system of Lucaogou Formation,Malang sag,Santanghu Basin,NW China[J].Petroleum Exploration and Development,2012,39(6):699-705.
- [8] 卢双舫,黄文彪,陈方文,等.页岩油气资源分级评价标准探讨[J].石油勘探与开发,2012,39(2):249-256.  
LU Shuangfang,HUANG Wenbiao,CHEN Fangwen,et al.Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources:discussion and application[J].Petroleum Exploration and Development,2012,39(2):249-256.
- [9] 张善文,王永诗,张林晔,等.济阳拗陷渤南洼陷页岩油气形成条件研究[J].中国工程科学,2012,14(6):49-55.  
ZHANG Shanwen,WANG Yongshi,ZHANG Linye,et al.Formation conditions of shale oil and gas in Bonan sub-sag,Jiyang depression[J].Engineering Sciences,2012,14(6):49-55.
- [10] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等.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[J].石油学报,2012,33(2):173-187.  
ZOU Caineng,ZHU Rukai,WU Songtao,et al.Types,characteristics,genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations:taking tight oil and tight gas in China as an instance[J].Acta Petrolei Sinica,2012,33(2):173-187.
- [11] 邹才能,杨智,崔景伟,等.页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J].石油勘探与开发,2013,40(1):14-26.  
ZOU Caineng,YANG Zhi,CUI Jingwei,et al.Formation mechanism,geological characteristics and development strategy of non-marine shale oil in China[J].Petroleum Exploration and Development,2013,40(1):14-26.
- [12] 李吉君,史颖琳,章新文,等.页岩油富集可采主控因素分析:以泌阳凹陷为例[J].地球科学-中国地质大学学报,2014,39(7):848-857.  
LI Jijun,SHI Yinglin,ZHANG Xinwen,et al.Control Factors of enrichment and producibility of shale oil;a case study of Biyang depression[J].Earth Science-Journal of China University of Geosciences,2014,39(7):848-857.
- [13] 姜在兴,张文昭,梁超,等.页岩油储层基本特征及评价要素[J].石油学报,2014,35(1):184-196.  
JIANG Zaixing,ZHANG Wenzhao,LIANG Chao,et al.Characteristics and evaluation elements of shale oil reservoir[J].Acta Petrolei Sinica,2014,35(1):184-196.
- [14] 黄文彪,邓守伟,卢双舫,等.泥页岩有机非均质性评价及其在页岩油资源评价中的应用——以松辽盆地南部青山口组为例[J].石油与天然气地质,2014,35(5):704-711.  
HUANG Wenbiao,DENG Shouwei,LU Shuangfang,et al.Shale organic heterogeneity evaluation method and its application to shale oil resource evaluation;a case study from Qingshankou Formation,southern Songliao Basin[J].Oil & Gas Geology,2014,35(5):704-711.
- [15] 卢双舫,陈国辉,王民,等.辽河拗陷大民屯凹陷沙河街组四段页岩油富集资源潜力评价[J].石油与天然气地质,2016,37(1):8-14.  
LU Shuangfang,CHEN Guohui,WANG Min,et al.Potential evaluation of enriched shale oil resource of Member 4 of the Shahejie Formation in the Damintun sag,Liaohede depression[J].Oil & Gas Geology,2016,37(1):8-14.
- [16] 李志明,刘鹏,钱门辉,等.湖相泥页岩不同赋存状态油定量对比——以渤海湾盆地东营凹陷页岩油探井取心段为例[J].中国矿业大学学报,2018,47(6):1252-1263.  
LI Zhiming,LIU Peng,QIAN Menhui,et al.Quantitative comparison of different occurrence oil for lacustrine shale;a case from cored interval of shale oil special drilling wells in Dongying depression,Bohai Bay Basin[J].Journal of China University of Mining & Technology,2018,47(6):1252-1263.
- [17] 宁方兴,王学军,郝雪峰,等.济阳拗陷不同岩相页岩油赋存机理[J].石油学报,2017,38(2):185-195.  
NING Fangxing,WANG Xuejun,HAO Xuefeng,et al.Occurrence mechanism of shale oil with different lithofacies in Jiyang depression[J].Acta Petrolei Sinica,2017,38(2):185-195.
- [18] 王勇,刘惠民,宋国奇,等.湖相泥页岩中碳酸盐成因及页岩油气地质意义——以东营凹陷沙河街组四段上亚段—沙河街组三段下亚段烃源岩为例[J].石油学报,2017,38(12):1390-1400.  
WANG Yong,LIU Huimin,SONG Guoqi,et al.Carbonate genesis and geological significance of shale hydrocarbon in lacustrine facies mud shale;a case study of source rocks in the upper submember of Member 4 and lower submember of Member 3 of Shahejie Formation,Dongying sag[J].Acta Petrolei Sinica,2017,38(12):1390-1400.
- [19] 张顺,刘惠民,王敏,等.东营凹陷页岩油储层孔隙演化[J].石油学报,2018,39(7):754-766.  
ZHANG Shun,LIU Huimin,WANG Min,et al.Pore evolution of shale oil reservoirs in Dongying sag[J].Acta Petrolei Sinica,2018,39(7):754-766.
- [20] 蒲秀刚,韩文中,周立宏,等.黄骅拗陷沧东凹陷孔二段高位体系域细粒相区岩性特征及地质意义[J].中国石油勘探,2015,20(5):30-40.  
PU Xiugang,HAN Wenzhong,ZHOU Lihong,et al.Lithologic characteristics and geological implication of fine-grained sedimentation in Ek2 high stand system tract of Cangdong sag,Huanghua depression[J].China Petroleum Exploration,2015,20(5):30-40.



- [21] 鄢继华,蒲秀刚,周立宏,等.基于X射线衍射数据的细粒沉积岩岩石定名方法与应用[J].中国石油勘探,2015,20(1):48-54.  
YAN Jihua, PU Xiugang, ZHOU Lihong, et al. Naming method of fine-grained sedimentary rocks on basis of X-ray diffraction data[J]. China Petroleum Exploration, 2015, 20(1): 48-54.
- [22] 周立宏,蒲秀刚,邓远,等.细粒沉积岩研究中几个值得关注的问题[J].岩性油气藏,2016,28(1):6-15.  
ZHOU Lihong, PU Xiugang, DENG Yuan, et al. Several issues in studies on fine-grained sedimentary rocks[J]. Lithologic Reservoirs, 2016, 28(1): 6-15.
- [23] 蒲秀刚,周立宏,韩文中,等.细粒相沉积地质特征与致密油勘探——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例[J].石油勘探与开发,2016,43(1):24-33.  
PU Xiugang, ZHOU Lihong, HAN Wenzhong, et al. Geologic features of fine-grained facies sedimentation and tight oil exploration: a case from the second Member of Paleogene Kongdian Formation of Cangdong sag, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(1): 24-33.
- [24] 赵贤正,蒲秀刚,韩文中,等.细粒沉积岩性识别新方法 with 储集层甜点分析——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例[J].石油勘探与开发,2017,44(4):492-502.  
ZHAO Xianzheng, PU Xiugang, HAN Wenzhong, et al. A new method for lithology identification of fine grained deposits and reservoir sweet spot analysis: a case study of Kong 2 Member in Cangdong sag, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(4): 492-502.
- [25] 鄢继华,邓远,蒲秀刚,等.渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段细粒混合沉积岩特征及控制因素[J].石油与天然气地质,2017,38(1):98-109.  
YAN Jihua, DENG Yuan, PU Xiugang, et al. Characteristics and controlling factors of fine-grained mixed sedimentary rocks from the 2nd Member of Kongdian Formation in the Cangdong sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(1): 98-109.
- [26] 赵贤正,周立宏,蒲秀刚,等.陆相湖盆页岩层系基本地质特征与页岩油勘探突破——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段一亚段为例[J].石油勘探与开发,2018,45(3):361-372.  
ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Geological characteristics of shale rock system and shale oil exploration breakthrough in a Lacustrine Basin: a case study from the Paleogene 1st sub-member of Kong 2 Member in Cangdong sag, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 361-372.
- [27] 蒲秀刚,时战楠,韩文中,等.陆相湖盆细粒沉积区页岩层系石油地质特征与油气发现——以黄骅坳陷沧东凹陷孔店组二段为例[J].油气地质与采收率,2019,26(1):46-58.  
PU Xiugang, SHI Zhannan, HAN Wenzhong, et al. Petroleum geological characteristics and hydrocarbon discovery of shale system in fine-grained sedimentary area of Lacustrine Basin: a case study of Kong 2 Member in Cangdong sag, Huanghua depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 46-58.
- [28] ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. The sedimentary structure and petroleum geologic significance of the ring belt of the closed lake basin: an integrated interpretation of well and seismic data of the Kong2 Member in Cangdong sag, Central Bohai Bay Basin, China [J]. Interpretation, 2018, 6(2): T283-T298.
- [29] ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Exploration breakthroughs and geological characteristics of continental shale oil: a case study of the Kongdian Formation in the Cangdong sag, China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 102: 544-556.
- [30] 蒲秀刚,金凤鸣,韩文中,等.陆相页岩油甜点地质特征与勘探关键技术——以沧东凹陷孔店组二段为例[J].石油学报,2019,40(8):997-1012.  
PU Xiugang, JIN Fengming, HAN Wenzhong, et al. Sweets pots geological characteristics and key exploration technologies of continental shale oil: a case study of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(8): 997-1012.
- [31] 李三忠,索艳慧,周立宏,等.华北克拉通内部的拉分盆地:渤海湾盆地黄骅坳陷结构构造与演化[J].吉林大学学报:地球科学版,2011,41(5):1362-1379.  
LI Sanzhong, SUO Yanhui, ZHOU Lihong, et al. Pull-apart basins within the north China craton: structural pattern and evolution of Huanghua depression in Bohai Bay Basin[J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2011, 41(5): 1362-1379.
- [32] 任建业,廖前进,卢刚臣,等.黄骅坳陷构造变形格局与演化过程分析[J].大地构造与成矿学,2010,34(4):461-472.  
REN Jianye, LIAO Qianjin, LU Gangchen, et al. Deformation framework and evolution of the Huanghua depression, Bohai Gulf[J]. Geotectonica et Metallogenia, 2010, 34(4): 461-472.
- [33] 李明刚,杨桥,张健.黄骅坳陷新生代构造样式及其演化[J].西南石油大学学报:自然科学版,2011,33(1):71-77.  
LI Minggang, YANG Qiao, ZHANG Jian. The Cenozoic structural style and its evolution in Huanghua depression[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2011, 33(1): 71-77.
- [34] 刘招君,孙平昌,柳蓉,等.页岩能源共生矿产成矿(藏)地质条件研究——以松辽盆地上白垩统青山口组为例[J].沉积学报,2014,32(3):593-600.  
LIU Zhaojun, SUN Pingchang, LIU Rong, et al. Research on geological conditions of shale coexistent energy mineralization (accumulation): take the Qingshankou Formation in Upper Cretaceous, Songliao Basin for example[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(3): 593-600.
- [35] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconventional shale-gas systems: the Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.
- [36] 湛卓恒,黎茂稳,姜春庆,等.页岩油的资源潜力及流动性评价方法——以西加拿大盆地上泥盆统 Duvernay 页岩为例[J].石油与天然气地质,2019,40(3):459-468.  
CHEN Zhuoheng, LI Maowen, JIANG Chunqing, et al. Shale oil resource potential and its mobility assessment: a case study of Upper Devonian Duvernay shale in Western Canada Sedimentary Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 459-468.
- [37] CHALMERS G R L, BUSTIN R M. Low Cretaceous gas shales in northeastern British Columbia, Part II: evaluation of regional potential gas resource[J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2008, 56(1): 22-61.
- [38] ROSS D J K, BUSTIN R M. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs [J]. Marine and Petroleum Geology, 2009, 26(6): 916-927.
- [39] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas: Part 2—Shale-oil resource systems[M]//BREYER J A. Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century. Tulsa: AAPG, 2012: 89-119.
- [40] 薛海涛,田善思,卢双舫,等.页岩油资源定量评价中关键参数的选取与校正——以松辽盆地北部青山口组为例[J].矿物岩石地球化学通报,2015,34(1):70-78.  
XUE Haitao, TIAN Shansi, LU Shuangfang, et al. Selection and verification of key parameters in the quantitative evaluation of shale oil: a case study at the Qingshankou Formation, Northern Songliao Basin [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2015, 34(1): 70-78.