

东营凹陷牛庄一六户洼陷沙河街组三段下亚段 烃源岩排烃通道及证据

张俊^{1,2)}, 庞雄奇^{1,2)}, 姜振学^{1,2)}, 陈冬霞^{1,2)}, 杜春国^{1,2)}

1) 中国石油大学教育部石油与天然气成藏机理重点实验室, 北京, 102249

2) 中国石油大学盆地与油藏研究中心, 北京, 102249

内容提要:通过岩心和薄片镜下观测、包裹体荧光分析、扫描电镜、QGF-E 和 X-CT 等技术对东营凹陷牛庄一六户洼陷沙河街组下亚段(简称沙三下)烃源岩的排烃通道进行了判识,结果表明:①源岩内部的裂缝(包括沿层理面的顺层裂缝、与层理面斜交的裂缝和成岩收缩缝)多被固体沥青所充填,且充填裂缝的方解石脉体中存在大量发亮黄色荧光的油包裹体,说明裂缝充当了源岩排烃的有效通道;②牛 24、牛 83 等 4 口井的 73 块与烃源岩互层的薄层砂岩样品的 QGF-E 荧光强度值绝大多数大于 120 pc(约占分析样品总数的 78.6%),仅少数样品的荧光强度小于 40 pc,说明大多数薄层砂岩充当了源岩内部烃类侧向排出的通道;③扫描电镜和高分辨率 X-CT 扫描结果显示, $E_{s_3}^{\text{下}}$ 烃源岩样品中干酪根网络分布连续,按照 Hunt(1967)确定的有机质中烃类含量的下限标准(2.5%~10%),高有机质丰度和转化率的 $E_{s_3}^{\text{下}}$ 烃源岩存在通过干酪根网络的排烃机制。

关键词:初次运移;裂缝;干酪根有机网络;QGF-E;X-CT

源岩排烃因其高度复杂性、实验观察的困难性和其在地下相态的多变性,使其成为油气成藏动力学研究中的难点和最薄弱环节(Leythaeuser et al., 1984;田世澄等,1990;李明诚,1994),有关烃类的排出通道、动力和方式成为石油地质学家长期争论的热点。目前关于烃类初次排放通道的代表性观点概括起来主要包括以下几种:①油气通过泥岩中相互连通的孔隙网络排出(Barker, 1980);②通过油润湿的干酪根三维立体网络以扩散相形式排出(McAuliffe, 1979);③通过源岩自身生烃增压产生的高角度诱导裂缝排出(Snarskii, 1964; Meissner, 1978; Momper, 1978);④沿着泥页岩内部的层理面排出(刘庆等, 2004)。可以说关于初次运移的观点各家说法不一,那么油气究竟是以上述何种机制排出,还是在几种机制共同作用下排出的呢?针对这个问题,本文以东营凹陷牛庄一六户洼陷(简称牛六洼陷)沙三下烃源岩为研究对象,试图通过岩心和薄片镜下观测、包裹体荧光分析、扫描电镜、QGF-E(储层颗粒吸附烃与非烃的定量荧光分析)和 X-CT(高分辨率工业 X-射线断层扫描成像)等手段对泥/

页岩烃源岩的排烃通道进行深入剖析。

1 区域石油地质背景

牛六洼陷是济阳坳陷内的负向二级构造单元,其东部、北部及西部与东营中央背斜带相临,南部与王家岗-陈官庄断裂带相接,形成一个南北界受东西向断裂控制的长约 40 km,宽约 15 km 的似菱形沉积洼陷。烃源岩主要为沙河街组四段上亚段(简称沙四上)和沙三段,以沙四上和沙三下为主力烃源岩。沙四上为半深湖沉积,有机质丰度在 2%~11%之间,干酪根以 I 和 II₁ 型为主;沙三下烃源岩主要以深灰色泥岩、褐灰色油页岩为主,内夹大量的薄层浊积砂的深湖一半深湖沉积,有机质丰度比较高,在 1.5%~19%之间,干酪根以 I 和 II₁ 型为主, $0.36\% < R_o < 0.80\%$;沙三中烃源岩以灰色泥岩为主,有机质丰度多数小于 1%。沙三中及沙三下为主要含油层系,主要储集层为一系列分布于烃源岩中的浊积扇砂体。

2 QGF-E、X-CT 技术概述

注:本文为国家自然科学基金项目(编号 40172057)和国家十五科技攻关项目(编号 73-2003-JS-0012)资助成果。

收稿日期:2006-12-14;改回日期:2007-01-10;责任编辑:周健。

作者简介:张俊,女,1978 年生,博士研究生,主要从事油气成藏机理与分布规律研究。通讯地址:102249,北京市昌平区,中国石油大学盆地与油藏研究中心;电话:010-89733768;Email: kitty0304@126.com。

2.1 QGF-E (Quantitative Grain Fluorescence on Extract)

QGF-E 为一种最新开发的主要用于识别油气水界面和古油柱(包括油气运移通道)的技术。储层岩石表面的有机吸附物主要为吸附能力较强的极性化合物、脂肪烃和芳烃等,它们通过物理与化学作用吸附在矿物表面。不同的芳烃与极性化合物具有不同的光谱特征,如四环芳烃的双峰波长分别为 320 nm、365 nm;极性化合物主发射峰波长为 370 nm。稀释原油的主要发射峰波长分别位于 320 nm 和 365 nm 处,代表芳烃和极性馏分(Liu et al., 2005; 李素梅等, 2006)。

QGF-E 分析主要有两个参数,即 QGF-E 强度(1.2 g 样品在 20 mL 二氯甲烷中萃取物的最高荧光强度值)及与之相对应的发射光波长 $\lambda_{\max}$ 。样品 QGF-E 强度的高低是原油/有机化合物浓度的反映。大量的研究表明,现今油层的 QGF-E 值一般为 40~1000 pc,水层样品一般为 4~21 pc,低一个数量级^①。本次主要对牛六洼陷沙三下大套烃源岩内的薄层砂岩进行 QGF-E 检测,判别其是否充当了烃源岩的排烃通道。

2.2 X-CT (X-ray Computed Tomography)

当一束 X-射线穿透一个物体时,透过物体后的 X-射线的强度与该物体的密度有关,所以检测器检测到的 X-射线强度与物体的密度呈线性关系。X-CT 扫描成像技术可以通过岩石内部各成像单元的岩石、油、水和有机质的密度差异,以 256 个灰度等级可视化地将岩石内部的微观结构特征(如孔隙、微裂隙、有机质、岩石的非均质性等)真实地反映出来。由于岩石主要由矿物颗粒($2.9 \text{ g/cm}^3 > \rho_m > 2.3 \text{ g/cm}^3$)和分布在其内部的干酪根($1.4 \text{ g/cm}^3 > \rho_k > 1.0 \text{ g/cm}^3$)以及油($1.0 \text{ g/cm}^3 > \rho_o > 0.8 \text{ g/cm}^3$)、水等($\rho_w = 1.0 \text{ g/cm}^3$)组成,当一系列的 X-射线检测器被安装在被检测物体的周围时,就可以获得来自不同角度的 X-射线强度,X-CT 图像颜色越深,表示密度越小,所以通过处理这一系列的 X-射线资料,即可得到由不同数目像素组成的可反映岩石内部有机质等空间分布特征的 CT 图片(像素数: $5 \times 10^5 \sim 5 \times 10^6$)(孙卫等, 2006)。

3 样品与实验

3.1 样品

分析样品包括 7 口井 34 块样品的铸体薄片鉴定和包裹体荧光分析,1 口井 1 块样品的扫描电镜

及高分辨率照相,主要用于识别泥岩中裂缝和微裂隙的发育及其与油气运移的关系;4 口井 73 块样品的 QGF-E 分析,判别烃源岩中薄层砂岩对油气的输导作用;2 口井 4 块样品的生油岩热解分析,2 口井 4 块样品的干酪根扫描电镜和 1 口井 1 块样品 X-CT 扫描分析,主要用来判识沙三下烃源岩中干酪根网络的存在及其对油气运移的贡献。共取牛六洼陷沙三下样品 117 块,共涉及洼陷内 8 口钻井。下面对 QGF-E 和 X-CT 所需样品的制备与实验过程作简要叙述。

3.2 实验方法

QGF-E 的分析方法为:①取少量薄层砂岩心样品研磨过筛,取近 2 g 的 24~80 目粒径的砂粒,用 20 mL 二氯甲烷(DCM)浸泡,用超声波振荡 10 min,倒掉溶剂;②待溶剂挥发干,加 40 mL 浓度为 10% 的双氧水(H_2O_2),超声波振荡 10 min,静置 40 min,再振荡 10 min,用蒸馏水洗净;③加入 40 mL 浓度为 3.6% 的盐酸,放置 10 min,其间不时搅拌,然后用蒸馏水洗净;④干燥器烘干($< 60^\circ\text{C}$),显微镜下观察样品是否为单个粒径适中的颗粒,并进行选择;⑤加入 20 mL 二氯甲烷,超声波振荡 10 min,将溶液部分进行荧光扫描(QGF-E 分析)。

X-CT 的分析方法为:先将岩心处理为实际大小 $3 \text{ mm} \times 4 \text{ mm} \times 5 \text{ mm}$,近似柱体的扫描样品,再将其饱和碘水。实验是将岩心水平固定在 CT 断层扫描仪的扫描腔中,岩心夹持器水平位移由计算机控制,精度为 0.01 mm,纵向位移处于锁定状态。CT 扫描是沿着岩心的径向,从注入端向出口端,共扫描 10 个断切面,断切面厚度 $500 \mu\text{m}$,断面不是物理上真的断面,而是 X-射线穿透的断面,是绝对“平滑”的,扫描分辨率 $20 \mu\text{m}$ 。10 个断面是依次平行的,不同形状是由于岩心柱不规则造成。图像中黑色部分是干酪根或油,暗的条带是裂缝或富含干酪根的泥岩纹层。

4 结果与讨论

4.1 运移通道的类型

4.1.1 裂缝及微裂隙

对东营凹陷牛六洼陷相关岩心和薄片的镜下观察发现,深洼陷生油岩层段中存在大量裂缝和微裂缝,主要以顺层、低角度缝和垂向、高角度缝的形式存在。本文从岩心观察着手,结合荧光显微镜分析技术和测井资料,通过对微裂隙形态、产状、充填物以及纵向上的分布等特征,分析探讨其与烃源岩排

烃的关系。

顺层面分布的裂隙被亮晶方解石脉和固体沥青充填。亮晶方解石见于母岩纹层面上,总体呈现出透镜状至板状的外形,脉的宽度自几十微米到1 cm以上不等(图版 I-1、2)。这些方解石晶体呈梳状对称排列,一般表现为一次充填的现象,应为张裂晚期地层流体充注条件下的缓慢沉淀结晶。在裂隙发育层段,裂隙的丰度非常高,根据粗略估算,部分层段亮晶方解石的总体厚度可占到岩心总厚度的40%以上(张林晔,2003)。在荧光显微镜下观察,方解石晶体边缘和晶体内部有时可见到大量石油包裹体,呈现出亮黄色荧光(图版 I-3),方解石脉边缘的母岩纹层颜色多有所加深,为残留的固体沥青。这些特征均表明沿微裂隙曾经发生过烃类的顺层面运移(王冠民等,2005)。顺层裂缝在沙三下和沙四上亚段优质烃源岩中发育,而沙三中亚段很少发育,且顺层裂缝发育的深度段与烃源岩成熟阶段和大规模生烃阶段基本对应,据此推断微裂隙形成应与生烃超压可能有直接的原因。

此外,区内还存在垂直层面方向或与层面具有较大交角的裂缝,充填物以颗粒状方解石或石膏等次生矿物为主,另外经常为液态烃类浸染或含有固体沥青(图版 I-4)。与顺层微裂隙的发育不同,垂向裂隙的母岩并非局限于优质烃源岩,目前在油页岩、页岩、块状泥岩等各种岩石均有所揭示。根据连续取心观察,发现脆性岩石中出现的机率较塑性岩石更高一些,如钙质页岩含量高于普通页岩,泥灰岩高于普通泥岩;裂隙往往存在分叉、交切现象,有些呈羽状排列,多表现为张性裂隙,在平面上以构造带最为多见,显示其成因与构造活动存在密切相关。对发育裂缝的泥岩样品的物性分析结果显示,当样品中存在裂缝/隙时,它们的渗透率均比与其相邻的不发育裂缝的样品高出1~3个数量级,上述现象说明,裂缝是沙三下烃源岩排烃的重要通道。

4.1.2 薄层砂岩

东营凹陷沉积物源丰富,沉积时期湖平面频繁波动,湖岸线进退交替变化,导致纵向上砂泥交互沉积,形成了为数众多的砂层组,其中烃源岩中大规模的砂体聚集油气成为透镜体油藏或其他类型的岩性油藏。从地震反演剖面以及综合录井统计数据看,在烃源岩内部发育有大量的横向分布的薄层砂岩,厚度分布在0.5~2.0 m范围内,综合测井解释为干层或含油水层。本次选取的牛24、牛83、牛876和王550等4口井73块样品全部是针对牛六洼陷

沙三下烃源岩内的薄层粉细砂岩。QGF-E实验结果显示,QGF-E值分布范围较大,说明薄层砂岩中原油/有机化合物的浓度变化范围很大。但总体看来,只有7%的个别层段最大荧光强度小于40 pc,表现为水层特征,绝大多数层段采集的样品都可检测到相对较高的荧光,样品总数的78.6%以上QGF-E荧光强度值大于120 pc,某种程度上已达到油层级别,至少表明该类样品处于曾经的/当前的油气运移路径/运载层中(图1)。此外,从薄片镜下观察发现,在薄层粉砂岩与泥岩/页岩接触处,发育细小的沿泥岩纹理分布的收缩缝,缝宽0.01~0.1 mm,应是早成岩阶段晚期随着粘土矿物质点间的失水不均产生。收缩缝沟通砂泥界面,有利于烃源岩中生成的油气渗入薄层砂中运移。

4.1.3 干酪根有机网络

石油可以沿干酪根细脉进行运移的认识,早在1965年Erdman就提出来过;McAuliffe(1979)提出在干酪根中生成的油气达到一定浓度后,就可以沿干酪根网络运移到储集层。Momper(1978)认为生油岩中的有机质不是均匀分散在岩石基质之中,而是沿层面发育呈薄毡状,Lev等(1996)在对烃源岩各项异性的研究中利用电子扫描显微镜向后散射图像观察发现,富含有机质的生油岩中,干酪根沿层理方向富集。

在本区干酪根网络的研究中,首先,利用扫描电镜观察牛六洼陷烃源岩中干酪根的特征。镜下观察发现沙三下黑褐色泥页岩中的干酪根体积大,呈刨花状/片状展布,延伸较长。干酪根的片与片之间贴合紧密,为I型干酪根(图版 I-5)。而观察的沙三中块状泥岩中的干酪根虽然也是I型,但呈絮状附着在镜质体上或呈颗粒状分布,体积小,延伸范围小。

其次,利用高分辨工业X-CT扫描技术,分析牛六洼陷沙三下烃源岩中有机质的分布状态。选取牛876井沙三下深度3375.84 m,有机质含量5%的黑褐色泥岩样品做三维立体扫描。图版 I-6、7分别是断切面1和断切面6的电子显微扫描图像,从图上可以看出干酪根在泥岩基质中遍布整个断面,以1~10 μm 厚的透镜状集合体分散出现,并且在密集区成条带状,平行于层理。每个断切面的黑色部分都比较密集,如果将这些断切面恢复到一个整体,可以想象干酪根的分布状态与前文Lev等(1996)描述的一致,即富含有机质的泥页岩中有机质基本是平行纹理方向呈薄层展布,在富含有机质的泥/页岩

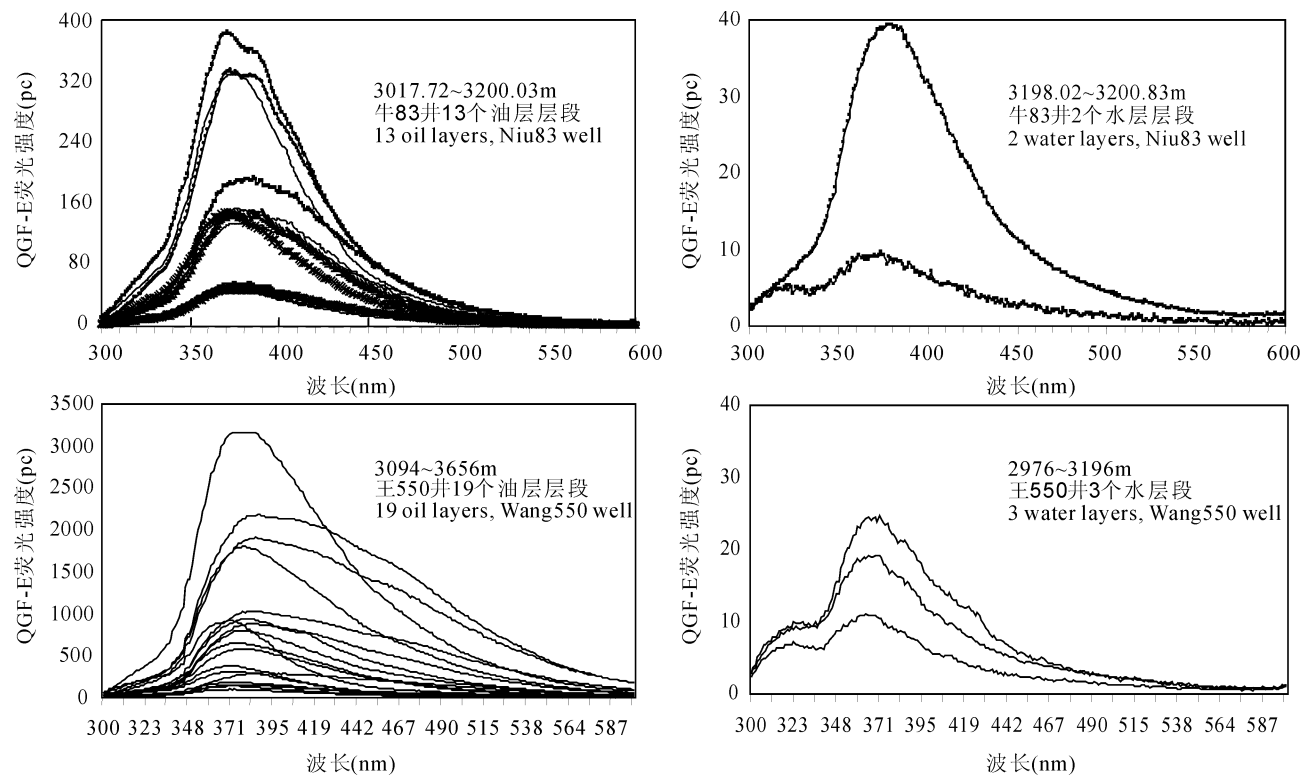


图 1 牛六洼陷牛 83 井及王 550 井薄层砂颗粒 QGF-E 光谱指纹图

Fig. 1 The QGF-E spectral fingerprint figure of thin-bed sandstone grain, Niu 83 well & Wang 550 well

中该网络并不是沿三维立体空间均匀分布,而是在平行层层面方向的二维网络比较完整,而三维空间中相互连接相对较少。

前人的研究成果表明,当有机质中烃含量达到 2.5%~10%时,油就能通过干酪根网络进行运移(Hunt,1967)。按照我国陆相生油岩有机质丰度评价标准(黄第藩等,1990),东营沙三下及沙四上平均总烃转化率至少在 3%以上。牛六洼陷 3000 m 所对应的有机碳中总烃转化率为 3%,大于或超过 3100 m 后增长迅速,在 3300 m 处可达 6%(刘洛夫等,2003)。洼陷内牛 876 井沙三下泥/页岩的岩石热解分析和有机碳分析报告表明,沙三下泥/页岩不但有机质丰度高,而且演化程度及转化率较高,有机质中烃的转化率高达 7.0%~14.0%,也就是说牛六洼陷的优质烃源岩内可以存在干酪根有机网络运移模式。

4.2 讨论

上述沙三下烃源岩中油气初次运移的通道并不是同时产生,而是在不同阶段、不同机制作用下形成。在早成岩阶段晚期随着粘土矿物质点间的失水不均,会产生一些细小的收缩微裂隙,中成岩阶段正

处于牛六洼陷东营期构造运动活动期,在断裂活动影响范围内的泥岩中可形成各种微裂(隙)缝,尤其是垂向或大角度缝;到晚成岩阶段油气大量生成,一方面形成输导油气运移的干酪根有机网络,一方面由于产生异常高压使顺层微裂缝开启。这些在泥/页岩大量生烃之前或之时形成的裂缝、薄层砂以及干酪根有机网络等都可以成为油气大量排出的通道。

相对于其他类型,烃源岩内部发育的裂缝及微裂隙的输导效率最高,它与薄层砂一起构成了烃源岩内部无机的油气运移网络;而干酪根在二维空间构成了烃源岩内部的有机网络,小断层、裂缝等成为干酪根有机网络的有效接点。因此连续的干酪根网络与裂缝/隙和薄层砂岩的有机组合便形成了烃源岩的有效排烃体系,这个系统可以提供烃侧向运移的途径,使烃运移到更高级别的输导通道;也可以近距离输导油气,充注至邻近的大孔渗储集体中,形成油气藏。可以说有机网络和无机网络通道一起共同组成了烃源岩内油气运移的三维网络,把油气运移到储集层中去。

5 结论

无论油气以何种相态运移,其均以运移通道的存在为前提。当然泥岩中少量连通孔隙的存在对初次排烃的作用也不容忽视,本文重点讨论了裂缝和微裂隙、薄层砂及干酪根网络在对油气初次运移中所起的作用,后三者应为初次运移的主要通道,薄片镜下鉴定、包裹体荧光分析、扫描电镜、QGF-E、X-CT 等技术为其提供了很好的佐证。裂缝/隙、薄层砂岩、有机网络等隐蔽运移通道的存在对牛六洼陷沙三中、沙三下岩性圈闭成藏和其所生成烃类的排出具有重要意义。

致谢:本文的铸体薄片、扫描电镜分析以及烃源岩热解分析等是由中国石油勘探开发研究院石油地质实验中心完成,包裹体荧光分析和 QGF-E 分析是由中国石油大学石油天然气成藏机理教育部重点实验室完成,X-CT 分析是由北京大学信息科学技术学院完成,在此笔者表示衷心感谢!

注 释

① Liu Keyu. 2002. Quantitative grain fluorescence on extract (QGF-E), a technique to detect current and residual oil zones, principles and applications. CSIRO Confidential report.

参 考 文 献

胡见义,黄第藩,等. 1991. 中国陆相石油地质理论基础. 北京:石油工业出版社.

李明诚. 1994. 石油与天然气运移. 北京:石油工业出版社, 32~89.

李素梅,庞雄奇,刘可禹,等. 2006. 东营凹陷原油、储层吸附烃全扫描荧光特征与应用. 地质学报,80(3):439~445.

刘洛夫,张守春,高岗,等. 2003. 油气生排机理与模式. 见:金之钧,张一伟主编. 油气成藏机理研究系列丛书. 北京:石油工业出版社, 83~90.

刘庆,张林晔,沈忠民,等. 2004. 东营凹陷富有机质烃源岩顺层微裂隙的发育与油气运移. 地质论评,50(6):593~599.

孙卫,史成恩,赵惊蛰,等. 2006. X-CT 扫描成像技术在特低渗透储层微观孔隙结构及渗透机理研究中的应用. 地质学报,80(5):775~778.

田世澄,孙尚如. 1990. 油气初次运移的地球化学效应及排烃类型. 地球科学—中国地质大学学报, 15(1):75~86.

王冠民,任拥军,钟建华,等. 2005. 济阳坳陷古近系黑色页岩中纹层状方解石的成因探讨. 地质学报,79(6):834~838.

张林晔. 2004. 东营凹陷成烃与成藏关系研究. 中国石化胜利油田博士后研究报告,139~142.

Barker C. 1980. Primary migration—the importance of water-mineral-organic matter interactions in the source rock. AAPG, studies in geology,10.

Erdman J G 1965. Petroleum—its origin in the earth. In: Fluid in Subsurface Environments. AAPG Mem. 4,20~22.

Hurt J M 1967. The origin of petroleum in carbonate rocks. In: Chilingar G V et al., eds. Carbonate Rocks. New York: Elsevier,225~251.

Lev Vernik, Charles Landis. 1996. Elastic anisotropy of source rocks : implications for hydrocarbon generation and primary migration. AAPG Bulletin, 80: 531~544.

Leythaeuser D, Mackenzie A, Schaefer R G, et al. 1984. A novel approach for recognition and quantification of hydrocarbon migration effects in shale-sand stone sequences. AAPG Bulletin, 68 (2):196~219.

Liu K, Fenton S, Bastow T, Van Aarssen, Eadington P. 2005. Geochemical evidence of multiple hydrocarbon charge sand long distance oil migration in the Vulcan Sub-basin, Timor Sea. APPEA Journal, 1~17.

Meissner F F 1978. Petroleum geology of the Bakken Formation, Williston basin, North Dakota and Montana. In: The economic geology of the Williston basin, Montana Geological Society, 1978 Williston Basin Symposium,207~227.

Momper J A 1978. Oil migration limitations suggested by geological and geochemical considerations. AAPG Course Note Series 8, B1~B60.

Snarskii A N 1964. Relationship between primary migration and compaction of rocks. Petroleum Geology,(5):362~364.

图 版 说 明

- 1. 牛 876 井顺层微裂缝,方解石、固体沥青充填,深度 3376.0 m, Es₃^F 亚段,手标本。
- 2. 牛 876 井顺层微裂缝,方解石、固体沥青充填,深度 3375.84 m, Es₃^F 亚段,手标本。
- 3. 2 中方解石脉中发育串珠状包裹体,荧光显示为淡黄色,×100。
- 4. 牛 872 井,埋深 3074 m,泥岩,裂缝发育,多数含油,少部分不含油,未充填,4×10。
- 5. 牛 876 井干酪根呈片状展布,3398.64 m,Es₃^F 亚段,扫描电镜,×10000。
- 6,7. 牛 876 井(3375.84 m),样品断切面 1 和断切面 6 的 X-CT 扫描图像,实物大小 3×4×5 mm,近似柱体,分辨率 20 μm,断层厚度 500 μm。

Primary Hydrocarbon Migration Paths and Evidence in Lower Es₃ Source Rock, Niuzhuang-Liuhu Sag, Dongying Depression, China

ZHANG Jun^{1, 2)}, PANG Xiongqi^{1, 2)}, JIANG Zhenxue^{1, 2)}, CHENG Dongxia^{1, 2)}, DU Chunguo^{1, 2)}

1) Key Laboratory for Hydrocarbon Accumulation, Ministry of Education, Changping, Beijing, 102249

2) Basin & Reservoir Research Center, China University of Petroleum, Beijing, 102249

Abstract

We use thin section microscope observation, fluorescence analysis in fluid inclusions, the scanning electron microscope (SEM), quantitative grain fluorescence on extract (QGF-E), and X-ray computed tomography (X-CT) to identify and estimate the hydrocarbon primary migration paths in the lower Es₃ source rock within the Niuzhuang-Liuhu sag, Dongying Depression, China. The microfractures in the oil source rock, including the microfractures paralleled layers and vertical or almost vertical microfissures are mostly filled with solid bitumen and calcite veins, and a lot of oil fluid inclusions with light-yellow fluorescence discovered in calcite veins. The QGF-E fluorescence intensity of the samples collected from Niu 24, Niu 83 in 4 wells, which are folium sandstones within lower Es₃ source rock, is almost much more than 120 pc and a few less than 40 pc. The result of SEM and X-CT indicates that the kerogen network in the lower Es₃ source rock is continuous. According to the lower threshold of hydrocarbon in the organic matter (2.5%~10%), the hydrocarbon expelled from the kerogen network existed in the lower Es₃ source rock. Abundant evidence indicates that the subtle migration paths, for example fracture and microfracture, folium sandstone and the organic kerogen network, are the main route for a great deal hydrocarbon expulsion.

Key words: primary migration; fracture and microfracture; kerogen organic network; QGF-E; X-CT

