

渤海湾盆地东营凹陷古近系页岩油可动性影响因素

包友书¹, 张林晔^{1,2}, 张金功², 李钜源¹, 李政¹

(1. 中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院, 山东 东营, 257015;

2. 西北大学地质学系, 陕西 西安, 710069)

摘要:为探索渤海湾盆地东营凹陷古近系页岩油可动性与页岩演化程度变化关系,分析了东营凹陷古近系页岩主要粘土矿物演化特征、页岩流体压力发育情况、页岩内烃类流体性质演化规律,以显微荧光方法对页岩的可动油进行了观测,并对页岩可动油率进行了模拟实验测定。研究表明:随页岩埋深增加,伊/蒙混层及蒙脱石含量逐步降低,至3 500 m深度时达到平衡点。埋深大于3 500 m粘土矿物水化膨胀性减弱,有利于页岩油储层的压裂和压裂后裂缝的保持。2 800 m以下,页岩普遍发育自源异常高压,为页岩油的产出提供了有利的天然能量。埋深大于3 000 m,由于进入生烃高峰,页岩内一般具有较高的含油饱和度。在埋深小于4 200 m页岩内以油相为主,至4 300 m进入凝析气相阶段。页岩油粘度随深度增加明显降低,在3 500 m左右降至较低数值。显微荧光观测和可动油模拟实验表明:埋深大于3 000 m页岩中均存在可动油,且随深度增加,可动油比例增大。综合粘土矿物演化特征、流体压力发育情况、页岩内流体性质和可动油实验结果,认为东营凹陷大于3 500 m的古近系页岩油具有较好的勘探前景。

关键词:粘土矿物;地层压力;流体性质;可动油;页岩油;东营凹陷;济阳坳陷

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

Factors influencing mobility of Paleogene shale oil in Dongying Sag, Bohai Bay Basin

Bao Youshu¹, Zhang Linye^{1,2}, Zhang Jingong², Li Juyuan¹, Li Zheng¹

(1. Research Institute of Exploration and Development, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015, China;

2. Department of Geology, Northwest University, Xi'an, Shaanxi 710069, China)

Abstract: In order to understand the relationship between mobility of the Paleogene shale oil and thermal evolution degree of the shale in Dongying Sag, Bohai Bay Basin, this paper studied three critical geological factors affecting shale oil's recoverability, including the evolution of predominant clay minerals, abnormal fluid pressure, and the evolution of hydrocarbon fluid characteristics. Furthermore, we observed the movable oil existing in fresh shale by using fluorescence microscopy, and measured movable oil quantity by using a physical simulation method. Results show that both mixed-layer illite/smectite and montmorillonite contents decrease continuously with increasing shale burial depth, and reach equilibrium at about 3 500 m. Therefore, shale below 3 500 m is favorable for fracturing and post-frac maintenance of fractures due to the weakening of hydration expansion ability of clay minerals. The continuous overpressure widely developed in shale deeper than 2 800 m provides natural energy for fluid outflow. Shale enters into oil window at a depth over 3 000 m, thus its oil saturation is generally quite high. Oil phase is predominant in shale with depth ranging from 3 000 m to 4 200 m, while condensate gas dominates in shale at a depth larger than 4 300 m. Shale oil viscosity decreases dramatically with increasing burial depth, and reaches a relatively lower value at depth of about 3 500 m, then decreases slightly with increasing depth. Fluorescence microscopy observations and simulation experiments show that movable oil widely exists in shale deeper than 3 000 m, and the ratio of movable oil increases with increasing shale burial depth. Based on a comprehensive analysis of mineral transformation mechanism, fluid pressure, fluid property in shale, and movable oil experiment results, it is concluded that the Paleogene shale below 3 500 m in Dongying sag has good shale oil exploration prospects.

Key words: clay mineral, formation pressure, fluid property, recoverable oil, shale oil, Dongying Sag, Jiyang Depression

页岩油是一种重要的非常规油气资源^[1-5]。中国广大的陆相盆地存在着丰富的页岩油气^[1,6-8]。渤海湾盆地东营凹陷是中国东部陆相盆地的富油凹陷之一,也具备页岩油气形成的物质基础和地质条

收稿日期:2015-10-20;修订日期:2016-04-15。

第一作者简介:包友书(1972—),男,博士、高级工程师,石油地质与油气地球化学。E-mail:baoyoushu@126.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(41372129,41072096);国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2014CB239101,2014CB239105);中石化科技攻关项目(P11066)。

件^[9-10],并在古近系沙河街组三段下亚段(沙三下亚段)和沙河街组四段上亚段(沙四上亚段)泥页岩中发现了多口工业性油气流井^[11]。但沙三下亚段和沙四上亚段泥页岩致密,制约页岩滞留油可流动性及可开采性的影响因素较多。本文主要从页岩粘土演化特征、压力发育情况及烃类流体性质等方面入手,并结合可动油观测及模拟实验,来探讨东营凹陷古近系页岩演化特征与页岩滞留油可动性关系。

东营凹陷是渤海湾盆地济阳凹陷一个次级凹陷,北部近东西向和北东向边界断层断裂活动强,控制了整个凹陷的沉积演化,使其总体上呈现“北断南超、北深南浅”的箕状构造。东营凹陷古近系页岩主要发育在沙四上亚段、沙三下亚段和沙一段。由于沙一段埋深相对较浅,演化程度低,并且东营凹陷已发现油气大都来自于沙四上亚段和沙三下亚段^[12-14],因此本文将沙四上亚段和沙三下亚段作为研究对象。

1 页岩粘土矿物组成与可压裂性

粘土矿物遇水膨胀会影响井壁稳定性以及泥页岩储层的可压裂性。粘土遇水膨胀越明显,泥页岩储层越不稳定,即便压裂形成一定的裂缝网,也会由于粘土矿物的逐渐膨胀而堵塞压裂形成的裂缝。粘土矿物特征是影响页岩膨胀性能的重要因素,粘土中主要的矿物一般包括蒙脱石、伊利石、高岭石和绿泥石等,不同的矿物成分水化膨胀作用强弱顺序为蒙脱石 > 伊利石 > 绿泥石 > 高岭石^[15-17]。

济阳凹陷古近系常见粘土矿物有5种,即蒙脱石、

伊利石、伊/蒙混层、高岭石及绿泥石。粘土矿物组成与埋藏深度的关系见图1,粘土矿物以伊利石、蒙脱石及伊/蒙混层为主,三者相对含量一般为80%左右,绿泥石和高岭石含量较低,并且水化膨胀性较弱,影响泥页岩整体水化膨胀性能主要因素为伊利石、蒙脱石及伊/蒙混层这三者的含量。随埋深的增加,蒙脱石和伊/蒙混层中蒙脱石逐渐向伊利石转变,蒙脱石和伊/蒙混层中蒙脱石含量逐步降低。

在济阳凹陷泥页岩埋深小于2 000 m,粘土矿物的演化缓慢,以伊/蒙混层为主,含量一般在80%以上,伊/蒙混层中蒙脱石含量在80%左右。埋深大于2 000 m,伊/蒙混层迅速转化,伊/蒙混层含量快速降低,由2 000 m的80%左右降至3 000 m的40%左右。伊/蒙混层中蒙脱石含量随埋深增加迅速下降,由2 000 m时80%左右降低到3 000 m时的20%左右,并趋于平稳,而伊利石含量迅速增高。埋深大于3 000 m,伊/蒙混层转化速率减缓,伊/蒙混层蒙脱石含量基本稳定在20%左右,伊利石含量则持续增加。埋深大于3 500 m,蒙脱石、伊/蒙混层和伊利石中,以伊利石为主,伊/蒙混层含量及伊/蒙混层中蒙脱石含量均演化至较低数值且趋于稳定。

从济阳凹陷粘土矿物组成演化剖面 and 不同矿物水化膨胀性能来看,随着深度增加,泥页岩的整体水化膨胀能力减弱。埋深大于3 500 m伊/蒙混层已经向伊利石转化至平衡点。因此,从页岩水化膨胀性方面考虑,埋深大于3 500 m页岩相对更适合于页岩的压裂及压裂后形成的裂缝的保持,即更有利于泥页岩内滞留油气的动用。

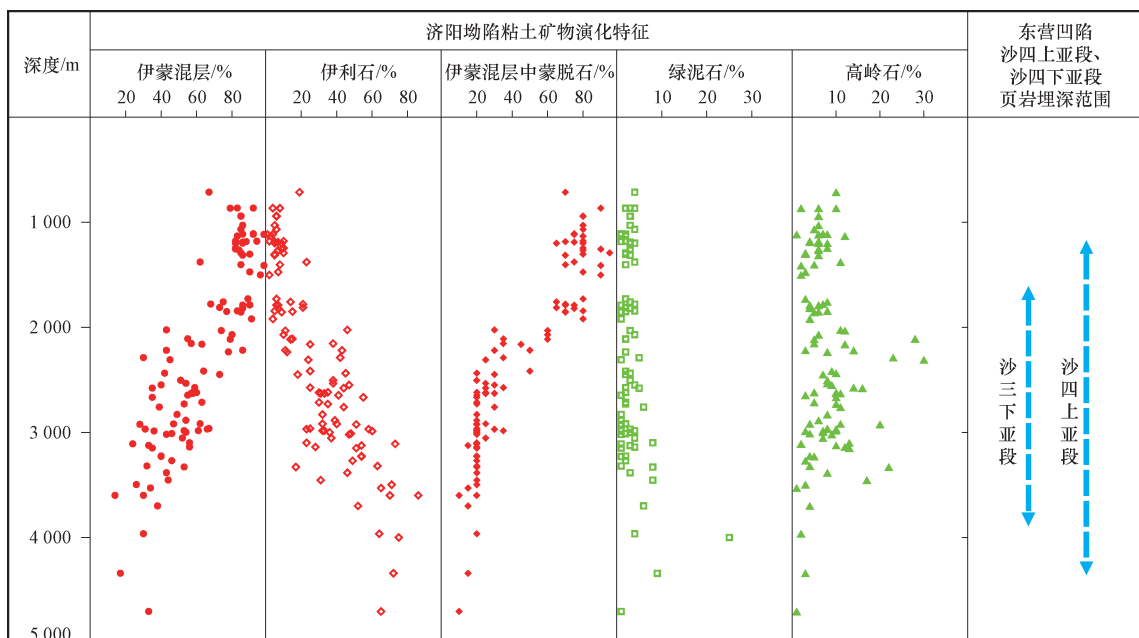


图1 济阳凹陷泥页岩粘土矿物组成与深度关系

Fig. 1 Clay mineral components vs. shale burial depth in Jiyang Depression

2 页岩压力条件

流体压力条件是影响泥页岩内油气流动性及产能的重要因素。东营凹陷普遍发育异常高压,由于泥页岩较为致密,难以直接测定地层压力数据,而在常规储层中经常遇到并测试到异常高压。东营凹陷储层的异常高压有两种成因:一种为储层具有较好的封堵性,并连通深部烃源岩层,烃源岩生烃增压传递至浅部储层而引起的“它源超压”;另一种成因为发育在成熟烃源岩内的砂体,直接接受烃源岩生烃增压而排出的高压流体形成高压,为“自源超压”^[18-19]。“它源超压”主要分布在埋深小于2 800 m 储层中,自源超压主要分布在埋深大于2 800 m 地层中。“它源超压”不能反映其周围泥页岩的压力情况,而“自源超压”储层的压力能够代表其围岩的压力发育情况,可用其研究泥页岩内流体压力发育规律。东营凹陷泥页岩内超压主要发育在埋深大于2 800 m 地层中(图2),压力系数大多为1.0~1.85,剩余压力(流体压力-静水压力)最高可达35 MPa,并且总体上随深度增加而增大,3 000 m 以下流体压力增加更为明显。

从泥页岩内流体压力情况方面来看,3 000 m 以下的异常高压为页岩内滞留流体流动提供了有利的能量条件,若发育有利的储集条件及充足的烃类流体,异常压力的存在有利于泥页岩内滞留油气的流动及产出。

3 页岩滞留油特征及可动性

页岩滞留油的可流动性除了与页岩的孔渗特征有关之外^[20-21],还与页岩内滞留原油的性质有关,

包括岩石含油饱和度、原油组成、原油相态及地层条件下原油粘度等。

3.1 页岩含油饱和度变化规律

对于页岩中的总含油量,目前还没有系统的测试方法。而氯仿抽提法主要测定出 C_{15} 以上的组分,轻质烃部分在样品处理过程中已损失。为能够确定页岩中轻质烃比例,本次利用新鲜的页岩,将样品分为两份,一份用氟利昂抽提方法测定出页岩中的轻质烃(C_5-C_{14})含量;另一份利用氯仿抽提法测定出页岩中氯仿沥青“A”含量。对不同深度的页岩样品分别测试轻质烃(C_5-C_{14})含量和氯仿沥青“A”含量,根据不同深度段轻质烃含量与氯仿沥青“A”含量的关系,确定出氯仿沥青“A”的总烃恢复系数[恢复系数 $K_a = (C_{5-14} + C_{15+})/C_{15+}$]纵向变化规律。再对以往页岩氯仿沥青“A”数据进行轻质烃补偿计算,结合孔隙度数据计算出含油饱和度变化剖面(图3)。

古近系沙三下亚段和沙四上亚段页岩含油饱和度总体变化在1%~80%,含油饱和度变化与深度密切相关,其总体趋势为:在早期阶段,随深度增加,含油饱和度增高,但演化到一定深度时,含油饱和度达到最大值,随埋深继续增加,饱和度具有明显的下降趋势,最大含油饱和度对应着页岩的生烃高峰。沙三下亚段页岩含油饱和度变化剖面与沙四上亚段存在较大差异:沙四上亚段页岩含油饱和度具有两个高值区间,对应着两个生烃高峰(2 200~2 800 m 和 3 000~3 800 m),即未熟-低熟油生烃高峰和成熟油生烃高峰;沙三下亚段含油饱和度仅有一个高值区间(3 000~3 700 m)。含油饱和度峰值区间差异,主要与生烃母质有关:沙四上亚段页岩沉积于咸水-盐湖相强还原沉积环境,更有利于有机质的保存,沉积了大量未熟-低熟

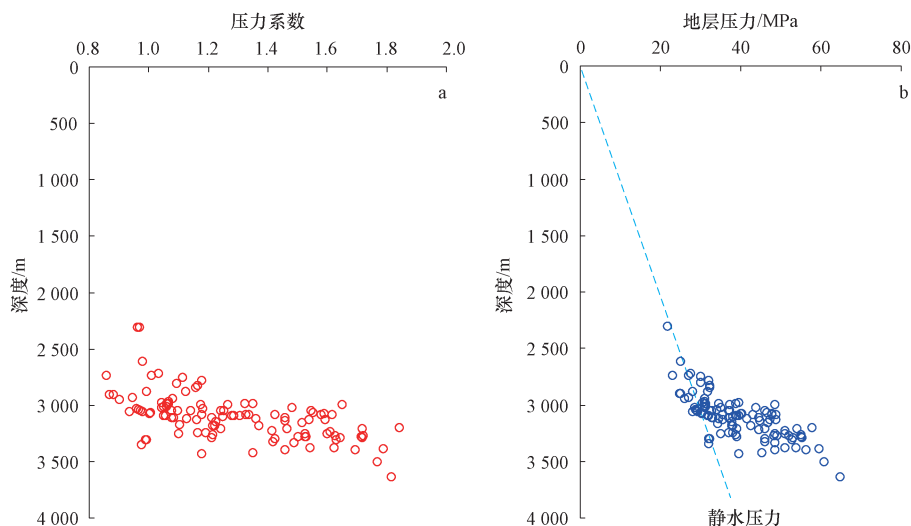


图2 东营凹陷牛庄洼陷地层压力剖面

Fig. 2 Formation pressure profile of Niuzhuang Sub-Sag, Dongying Sag

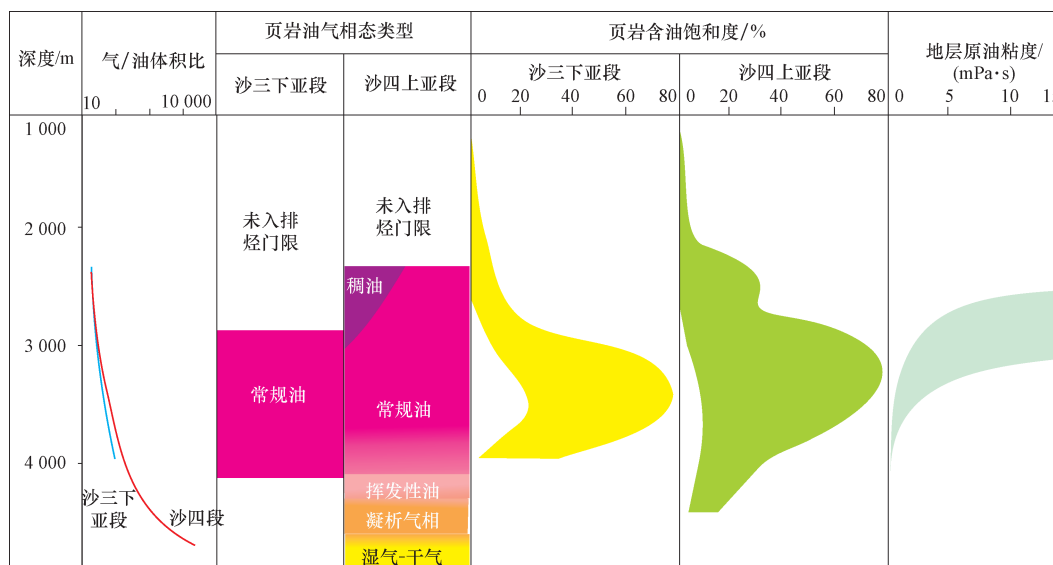


图3 东营凹陷页岩内烃类流体特征与深度关系

Fig. 3 Hydrocarbon fluid characteristics vs. shale burial depth in Dongying Sag

油生烃母质;而沙三下亚段沉积水体相对淡化,为微咸-半咸水沉积环境,未熟-低熟生烃母质数量相对较少,因而大量生烃区间更为集中。而同样深度段含油饱和度数值存在一定的差异,可能与湖相页岩的强烈的非均质性有关^[12-14,22]。湖相页岩沉积过程中,受气候、水体及有机生产力等方面波动的影响,有机质丰度必然存在较大差异。

3.2 烃类流体相态变化规律

利用高温高压生排烃模拟实验,对页岩内烃类组成及相态进行研究,即对低成熟页岩进行生排烃系列模拟实验,以特定演化阶段生烃模产物组分近似代表该阶段泥页岩内烃类流体组成。一般认为,在排烃过程中,由于地层的色层效应等作用,较低分子量的烃类更容易排出,烃源岩滞留烃类流体中具有更高含量的大分子烃及非烃组分。但笔者认为,烃源岩内的微小孔隙中也会残存大量的吸附态气体和低分子量烃类,这些微小孔隙内的吸附态气体和低分子量烃类则不易排出。并且,在地下较高的温度及压力下,源岩较大孔隙内的烃类流体一般呈均一相存在,幕式排烃也会大大减弱烃类排出的地色层效应。据此认为可用烃源岩即时生成烃类流体的组成来推测烃源岩内滞留烃类流体的组成。

对生烃产物进行全组分分析,并根据PR方程计算并绘制其 $p-T$ 相图^[23-27]。根据模拟实测镜质体反射率(R_o)值结合 R_o 与深度关系剖面推测其埋藏深度,再结合该演化阶段烃源岩体系的温度和压力,即可确定该演化阶段页岩内油气流体相态。

东营凹陷沙四段页岩生烃演化过程中的烃类流体相态可总结为:埋深小于4 200 m页岩生成的油为常规油相,天然气主要溶解于油中,而在埋深小于2 900

m,局部页岩生成的烃类流体为稠油相态;埋深大于4 300 m页岩生成的烃类流体呈凝析气相,油溶解于气相中;4 200~4 300 m的页岩生成的烃类流体相态为常规油相和凝析气相的过渡阶段(图3)。沙三下亚段烃源岩在整个东营凹陷的埋深均小于4 000 m,与沙四段烃源岩相比,其生烃时间短,埋藏浅,热演化程度低,其生成产物气油比小于 $150 \text{ m}^3/\text{m}^3$,因此,在其整个热演化过程中,生成的天然气在页岩内溶解于油气中,呈单一油相。

3.3 地层原油粘度变化规律

由于难以直接分离并获得页岩全部烃类流体进行地层条件下的粘度测试。在济阳坳陷发育大量的源内泥页岩裂缝油气藏,部分泥页岩油气井已见产能。这些泥页岩裂缝油藏产出原油的物性特征可以近似代表其围岩泥页岩内烃类流体的物性特征。因此,本次用济阳坳陷全部泥页岩裂缝油藏流体的高压物性分析数据来分析页岩内烃类流体粘度的变化规律。对于部分没有高压物性分析数据的样品,根据地表原油密度与地下原油粘度的总体关系进行计算。

东营凹陷页岩内地层原油粘度变化如图3所示。泥页岩裂缝油藏大多发育于埋深大于2 500 m地层中。页岩内原油粘度随埋深增加而降低,且变化较为明显,可由2 500 m的 $20 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 变至3 800 m的 $0.5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。并在3 000~3 500 m深度段内原油粘度变化最为迅速。影响原油粘度的因素包括地层温度、烃类流体组成等,而从原油的粘度-温度曲线来看,由3 000 m变至3 800 m的温度变化对粘度的影响不大,据此认为随埋深增加,演化程度增高,生成烃类流体组成的变化是导致地层原油粘度变化的主要原因。

4 页岩中滞留油可动性观测与实验

4.1 滞留油可动性显微荧光观测

对于页岩中滞留油的性质、赋存形式及可动性,可以通过荧光显微镜直接观测。不同性质的原油及有机质,由于其所含芳烃成分不同而产生的荧光颜色不同^[28-29]。因此,可利用不同颜色荧光原油发育特点及其在泥页岩内产状特征等,分析烃类流体性质及可流动性。为观测页岩内滞留油的流动性,选取刚刚取出的新鲜页岩样品进行荧光观测。井口取出的样品,迅速冷冻保存。将冷冻样品迅速切割出平面,再进行快速打磨、抛光,然后在荧光显微镜下观测。样品未做制片、磨片等过程,最大限度地防止了样品中油的散失,并保证其原始的产状特征。

从东营凹陷大部分页岩样品的显微荧光照片上可以看出基质内原油的荧光一般为黄色-褐色(图4a—d)。有机质富集层内荧光为黄色-褐色-黑褐色(图4a,b)。浸染了油或者含油的碳酸盐矿物的颜色一般为黄色及褐色,但和整体背景及有机质富集层等相比,相对较亮,这是因为碳酸盐矿物相对透明,紫外光照射到的一定深度范围内物质所发射的荧光均能透过来,

容易观察到。而泥质及富集有机质一般不透明,紫外光所能照射入的深度较浅,且所在表面层以下一定深度所激发出的荧光也不容易透射出来。开启裂缝中荧光一般表现为黄绿色-绿色-蓝绿色-绿白色(图4c,d)。页岩内荧光颜色的差异反映出不同赋存形式或不同产状的原油组分的差异。有机质富集层褐色-黑褐色荧光表明其生烃母质含量较高或者多环芳烃比例偏大,油质整体相对较重。裂缝中黄绿色-绿色-蓝绿色荧光表明其多环芳烃浓度偏低,而低环数芳烃比例相对较高,油质整体偏轻。

在图4c和图4d中,由基质、小裂缝、较大裂缝荧光颜色由褐色、黄色、绿色(绿白色)变化,也表明了烃类流体由基质、小裂缝、较大裂缝流动过程及组成变化特点:流动过程中,由含较高多环芳烃逐步转变为较少的多环芳烃(低环芳烃相对比例增加),油质变轻。可以认为这些发育在裂缝内的绿色荧光原油的存在,并且存在由基质、微小裂缝、较大裂缝荧光颜色的明显变化规律,也表明该页岩中发生了(或正发生着)油的流动过程,说明该页岩基质中含有一定量的可动油。通过新鲜样品的显微荧光观测发现,东营凹陷沙四段埋深大于3 000 m 存在开启裂缝的页岩样品中,大多可以观测到可动油的存在。

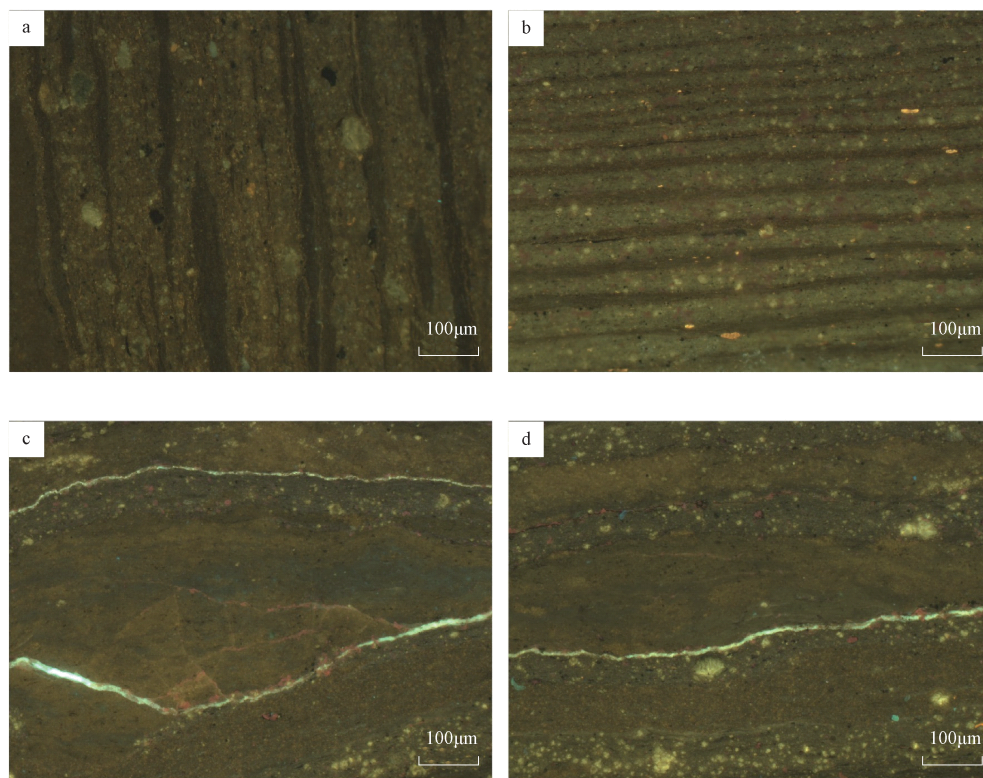


图4 东营凹陷页岩显微荧光照片

Fig. 4 Fluorescence micrograph of shale in Dongying Sag

a. 樊页1井,沙三下亚段,埋深3 073.2 m; b. 牛页1井,沙四上亚段,埋深3 417.5 m;
c. 利页1井,沙三下亚段,埋深3 580.62 m; d. 利页1井,沙三下亚段,埋深3 580.62 m

4.2 可动油实验

由于页岩油研究起步较晚,对于页岩滞留油中可动油量的测定,目前无成熟的研究方法,本次利用高温高压釜模拟装置,对页岩可动油量进行分析,其装置见文献^[11]。通过控制模拟地下温度、压力及流体介质条件,来确定页岩油的最大可动量。其总体过程为:经过多次重复地施加压力—释放压力—收集流体—施加压力的循环过程后,定量收集总流出油量。实验结束后,取出釜内泥页岩样品做进一步的分析测试。

在页岩可动油模拟实验中,采用3种方法计算可动油量及比例:①以模拟前后热解参数 S_1 (游离烃)的变化来计量可动油量及比例;②以收集产物量及原始氯仿沥青“A”含量计算可动油量及比例;③利用核磁共振岩心分析仪测定模拟前后含油量来确定比例。3种方法确定的东营凹陷泥页岩可动油比例与深度关系见图5。

3种计量方法确定的可动油比例总体上可动油比例为8%~38%,总体上随深度的变化关系基本一致。随深度增加,可动油比例增大,埋深大于3600 m变化更明显。但不同方法之间也存在一定的差异。可动油比例随深度的明显变化规律可能与原油流体性质有关,随深度增加原油轻质组分比例增加,密度粘度降低,页岩油更容易流动。

5 结论

1) 东营凹陷古近系页岩随埋深增加,主要粘土矿物转化作用增强,蒙脱石含量和伊/蒙混层含量逐步降低,至3500 m左右转化至平衡点。粘土矿物的转化会减弱页岩的水化膨胀性,更利于页岩储层的压裂及压裂后裂缝的保持。

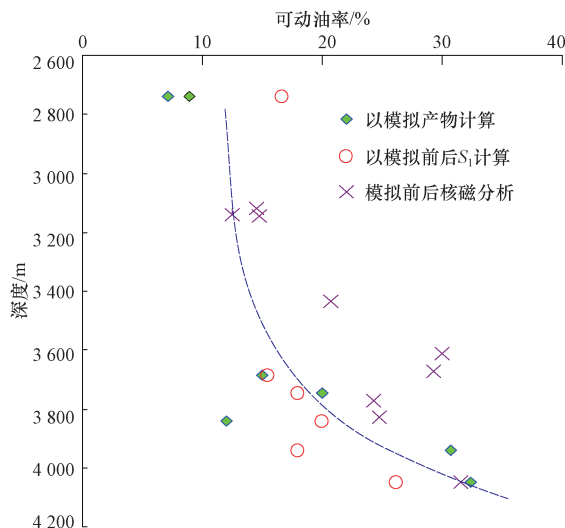


图5 东营凹陷页岩可动油比例与深度关系

Fig.5 Movable oil ratio vs. burial depth of shale in Dongying Sag

2) 在埋深大于2800 m的地层超压主要为“自源超压”,页岩内广泛发育的自源异常高压使得页岩滞留油具有较高的天然能量,更有利于流动及产出。

3) 东营凹陷埋深大于3000 m页岩具有较高的含油饱和度,在埋深小于4200 m的油为常规油相,天然气主要溶解于油中。埋深大于4300 m为呈凝析气相,油溶解于气相中。4200~4300 m为常规油相和凝析气相的过渡阶段。页岩内原油粘度随深度增加降低明显,可动流动性增加,在3500 m左右降至较低数值,较低的粘度有利于滞留油的流动及产出。

4) 可动油观测及模拟实验表明埋深大于3000 m页岩滞留油中均存在一定比例的可动油,并且随埋深增加,可动油比例变大。结合泥土矿物转化特征、自源超压发育情况、页岩含油量及烃类流体性质变化规律。综合分析认为埋深大于3500 m的古近系页岩具有较好的页岩油勘探前景。

参 考 文 献

- [1] 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 nonmarine shale oil in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40 (1): 14-26.
- [2] Hill R J, Jarvie D M, Zumberge J, et al. Oil and gas geochemistry and petroleum systems of the Fort Worth Basin [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 445-473.
- [3] Lucas W B, Larkin S D, Lattibeaudiere M G. Improving production in the Eagle Ford Shale with fracture modeling, increased conductivity and optimized stage and cluster spacing along the horizontal wellbore [C]. Tight Gas Completions Conference; San Antonio, Texas, USA, 2010.
- [4] 柳波,吕延防,冉清昌,等.松辽盆地北部青山口组页岩油形成地质条件及勘探潜力[J].石油与天然气地质,2014,35(2):280-285.
Liu Bo, Lü Yanfang, Ran Qingchang, et al. Geological conditions and exploration potential of shale oil in Qingshankou Formation, Northern Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(2): 280-285.
- [5] 宋国奇,徐兴友,李政,等.济阳拗陷古近系陆相页岩油产量的影响因素[J].石油与天然气地质,2015,36(3):463-471.
Song Guoqi, Xu Xingyou, Li Zheng, et al. Factors controlling oil production from Paleogene shale in Jiyang depression [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(3): 463-471.
- [6] 张金川,林腊梅,李玉喜,等.页岩油分类与评价[J].地学前缘,2012,19(5):322-331.
Zhang Jinchuan, Lin Lamei, Li Yuxi, Classification and evaluation of shale oil [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(5): 322-331.
- [7] 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.
- [8] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景

- [J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-136.
- Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.
- [9] 张林晔, 李政, 朱日房, 等. 济阳坳陷古近系存在页岩气资源的可能性[J]. 天然气工业, 2008, 28(12): 26-29.
- Zhang Linye, Li Zheng, Zhu Rifang, et al. Resource potential of shale gas in Paleogene in Jiyang Depression [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(12): 26-29.
- [10] 张林晔, 李政, 李钜源, 等. 东营凹陷古近系泥页岩中存在可供开采的油气资源[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(1): 1-13.
- Zhang Lingye, Li Zheng, Li Juyuan, et al. Feasibility analysis of existing recoverable oil and gas resource in the Palaeogene shale of Dongying Depression [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(1): 1-13.
- [11] 李钜源. 东营利津洼陷沙四段页岩含油气量及可动油率分析与研究[J]. 石油实验地质, 2014, 36(3): 365-369.
- Li Juyuan. Oil and gas contents and movable oil amounts of shales in 4th member of Shahejie Formation, Lijin sub-Sag, Dongying Sag [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(3): 365-369.
- [12] 张林晔, 孔祥星, 张春荣, 等. 济阳坳陷下第三系优质烃源岩的发育及其意义[J]. 地球化学, 2003, 32(1): 35-41.
- Zhang Linye, Kong Xiang, Zhang Chunrong, et al. High quality oil prone source rocks in Jiyang Depression [J]. Geochemica, 2003, 32(1): 35-41.
- [13] Zhang Linye, Song Yitao, Wang Guangli, et al. Organic compositions of lacustrine source rocks in Jiyang super-depression and its implication to petroleum geology [J]. Chinese Science Bulletin, 2006, 51(5): 573-584.
- [14] 张林晔, 徐兴友, 刘庆, 等. 济阳坳陷古近系深层成烃与成藏[J]. 石油勘探与开发, 2011, 530-537.
- Zhang Linye, Xu Xingyou, Liu Qing, et al. Hydrocarbon formation and accumulation of the deep Palaeogene of the Jiyang Depression [J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 530-537.
- [15] 沈守文. 下二门油田储层粘土矿物及地层损害分析[J]. 钻井液与完井液, 1994, 11(3): 50-53.
- Shen Shouwen, Analysis of clay mineral sand formation damage of Xiaermen Oil field reservoir [J]. Drilling Fluid and Completion fluid, 1994, 11(3): 50-53.
- [16] 缪颖, 蒋裕强. 河包场地区须二段气藏储层水敏性研究[J]. 西部探矿工程, 2008, 11(3): 73-75.
- Miao Hao, Jiang Yuqiang. Water sensitivity of gas reservoir of Xuer Formation, Hebaochang Area [J]. West-China Exploration Engineering, 2008, 11(3): 73-75.
- [17] 庞毅力, 毛歆燕. 膨胀型软岩性质初探 [J]. 甘肃科技, 2007, 23(2): 92-93.
- Pang Yili, Mao Xinyan. Discussion on swelling property of soft rock [J]. Gansu Science and Technology, 2007, 23(2): 92-93.
- [18] 包友书, 张林晔, 李钜源, 等. 济阳坳陷古近系超高压成因探讨[J]. 新疆石油地质, 2012, 33(1): 17-21.
- Bao Youshu, Zhang Linye, Li Juyuan, et al. Approach to Paleogene overpressure origin in Jiyang Depression [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012, 33(1): 17-21.
- [19] 包友书, 张林晔, 张守春, 等. 东营凹陷深部异常高压与岩性油气藏的形成[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(5): 585-587.
- Bao Youshu, Zhang Linye, Zhang Shouchun, et al. The deep abnormal pressure and the formation of lithologic reservoir in Dongying Sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(5): 585-587.
- [20] 王香增, 范柏江, 张丽霞, 等. 陆相页岩气的储集空间特征及赋存过程——以鄂尔多斯盆地陕北斜坡构造带延长探区延长组7段为例[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(4): 651-658.
- Wang Xiangzeng, Fan Bojiang, Zhang Lixia, et al. Reservoir space characteristics and charging process of Lacustrine shale gas—a case study of the Chang 7 member in Yanchang Block in Shanbei slope of Erdos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(4): 651-658.
- [21] 张琴, 刘畅, 梅啸寒, 等. 页岩气储层微观储集空间研究现状及展望[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(4): 666-674.
- Zhang Qin, Liu Chang, Mei Xiaohan, et al. Status and prospect of research on microscopic shale gas reservoir space [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(4): 666-674.
- [22] 张林晔, 刘庆, 张春荣, 等. 东营凹陷成烃与成藏关系研究 [M]. 北京: 地质出版社, 2005, 116-118.
- Zhang Linye, Liu Qing, Zhang Chunrong, et al. Study on the genetic relationships between hydrocarbon occurrence and pools formation in Dongying Depression [M]. Beijing: the Geological Publishing House, 2005, 116-118.
- [23] 黄汝昌, 王铁冠, 王廷栋, 等. 中国低熟油及凝析气藏形成规律 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 180-196.
- Huang Ruchang, Wang Tieguan, Wang Tingdong, et al. The mechanisms of immature oil and condensate gas reservoirs forming [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 180-196.
- [24] 陈义才, 李延军, 张茂林. 应用热压模拟实验资料研究油气生成相态[J]. 西南石油学院学报, 1999, 21(3): 11-14.
- Chen Yicai, Li Yanjun, Zhang Maolin. Research on hydrocarbon generation phase behavior by using the data of high temperature and pressure simulation experiment [J]. Journal of South West Petroleum Institute, 1999, 21(3): 11-14.
- [25] 包友书. 东营凹陷南部油型气相态及干燥系数变化规律[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(6): 744-746.
- Bao Youshu. The change rules of existing phase and drying coefficient of petroliferous gas in southern Dongying Sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(6): 744-746.
- [26] 包友书, 张林晔, 张守春, 等. 东营凹陷油气资源相态类型分布规律[J]. 石油学报, 2009, 30(4): 530-535.
- Bao Youshu, Zhang Linye, Zhang Shouchun, et al. Distribution of phase type of hydrocarbon resources in Dongying Depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 530-535.
- [27] 包友书, 蒋有录, 张林晔, 等. 饱和压力法确定成藏期问题探讨 [J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(3): 379-384.
- Bao Youshu, Zhang Linye, Li Juyuan, et al. Approach to Paleogene overpressure origin in Jiyang Depression [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012, 33(1): 17-21.
- [28] 尚慧芸, 李晋超, 郭舜玲. 石油地质勘探技术培训教材—有机地球化学和荧光显微镜技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1990, 251-257.
- Shang Huiyun, Li Jinchao, Guo Shunling. Petroleum geology and exploration training book: geochemistry and fluorescence microscope technology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1990, 251-257.
- [29] 秦秋寒. 大庆探区海拉盆地轻质油储层综合判识评价方法 [D]. 大庆石油学院, 2004: 17-18.
- Qin Qiuhuan. A comprehensive method for identifying light oil reservoir in Haila'er basin of Daqing Exploratory Area [D]. Daqing Petroleum Institute, 2004: 17-18.