

中-低成熟湖相富有机质泥页岩含油性及其赋存形式

——以渤海湾盆地渤南洼陷罗63井和义21井沙河街组一段为例

李志明^{1,2,3,4}, 钱门辉^{1,2,3,4}, 黎茂稳^{1,2,3,4}, 蒋启贵^{1,2,3,4}, 刘鹏^{1,2,3,4},
芮晓庆^{1,2,3,4}, 曹婷婷^{1,2,3,4}, 潘银华^{1,2,3,4}

(1. 中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所, 江苏无锡 214126; 2. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 江苏无锡 214126; 3. 国家能源页岩油研发中心, 江苏无锡 214126; 4. 中国石化油气成藏重点实验室, 江苏无锡 214126)

摘要:为揭示中-低成熟湖相富有机质泥页岩含油性及其赋存形式,以渤海湾盆地沾化凹陷渤南洼陷罗63井和义21井沙一段取心段为例,采用轻烃校正后的氯仿沥青“A”含量、油饱和指数(OSI)开展了含油性定量评价,采用光薄片和扫描电镜观察以及多温阶热释分析技术,开展了滞留油赋存形式定性、定量研究。结果表明,沙一段富有机质泥页岩含油性较好,经轻烃校正后的氯仿沥青“A”平均含量和油饱和指数(OSI)分别达到1.0%以上和中等含油至油气显示级别,个别层段达到具有页岩油潜力级别;富有机质泥页岩内滞留油除以有机显微组分(沥青质体和层状藻类体等)吸附-互溶态形式赋存外,还赋存于层理缝、构造微裂缝、矿物粒间(晶间)孔隙、粒缘缝以及溶蚀孔隙内。以有机质吸附-互溶态和无机矿物吸附态赋存的重质油占总滞留油的68%~84%(平均达75%),而以游离态赋存的轻质和中质油则占总滞留油的16%~32%(平均25%)。现实可动油量(轻烃校正量与200℃热释轻质油量之和)介于0.62~1.76 mg/g(平均1.12 mg/g),可动油率(现实可动油量与总滞留油量之比)5.39%~9.10%(平均7.06%)。利用200℃时热释放的轻质油量和轻烃校正量之和,可以较合理地评价富有机质泥页岩层系的页岩油资源潜力进行快速评价。

关键词:含油性;中-低成熟;富有机质泥页岩;沙河街组;渤南洼陷;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.1 **文献标识码:**A

Oil content and occurrence in low-medium mature organic-rich lacustrine shales:

A case from the 1st member of the Eocene-Oligocene Shahejie

Formation in Well Luo-63 and Yi-21, Bonan Subbasin, Bohai Bay Basin

Li Zhiming^{1,2,3,4}, Qian Menhui^{1,2,3,4}, Li Maowen^{1,2,3,4}, Jiang Qigui^{1,2,3,4}, Liu Peng^{1,2,3,4},
Rui Xiaoqing^{1,2,3,4}, Cao Tingting^{1,2,3,4}, Pan Yinhua^{1,2,3,4}

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, RIPEP, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China;
2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Wuxi, Jiangsu 214126, China;
3. State Energy Center for Shale Oil Research and Development, Wuxi, Jiangsu 214126, China;
4. SINOPEC Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanisms, Wuxi, Jiangsu 214126, China)

Abstract: This paper studied oil content and occurrence in low to medium mature organic-rich lacustrine shales by taking the cored section of the 1st Member of the Eocene-Oligocene Shahejie Formation in Well Luo63 and Yi21 in Bonan sub-sag, Zhanhua sag, Bohai Bay Basin, as an example. Oil content was evaluated qualitatively by using chloroform bitumen “A” and oil saturation indices (OSI) after light hydrocarbon correction, and oil occurrence was studied both qualitatively and quantitatively through thin section observation, SEM observation, and thermal desorption. The results show that organic-rich shales in the 1st Member of Shahejie Formation (Es₁) contain over 1% chloroform bitumen “A”, whereas the oil saturation indices (OSI) indicate modest oil content to oil show, with a few samples display high potential for shale oil production, after light hydrocarbon correction. Oils retained in the organic-rich shales occur both in association with or-

收稿日期:2016-08-31;修订日期:2017-04-20。

第一作者简介:李志明(1968—),男,研究员,油气地球化学、页岩油气地质。E-mail: lizm.syky@sinopec.com。

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2014CB239101);中国石油化工股份有限公司科技开发部项目(P12012, P14157)。

的页岩油勘探开发评价提供依据与奠定基础。

1 研究区地质背景

渤南洼陷位于渤海湾盆地沾化凹陷中部,古近纪、新近纪期间始终处于凹陷的沉积中心部位,是凹陷主要生油洼陷之一^[8],其为一北陡南缓、东陡西缓的断陷湖盆,北以埕东断裂为界与埕子口凸起相连,西以义东断层为界与义和庄凸起相邻,南部紧靠陈家庄凸起,东侧为孤东断层,与孤北洼陷相连^[9-10](图1)。

渤南洼陷接受了巨厚的中、新生代沉积,自下而上发育孔店组、沙河街组、东营组、馆陶组和明化镇组^[9]。烃源岩主要位于沙河街组四段上亚段(沙四上亚段)、沙三下亚段和沙一段,其中形成于盐湖-咸水环境下的沙四上亚段主要分布于渤南洼陷的深部,岩性以含膏泥岩、白云质泥岩和泥质白云岩组成,有机碳含量1.5%~4.0%,多数在2.0%左右,有机质类型为Ⅱ₁型和Ⅱ₂型。沙三下亚段是湖盆发育鼎盛时期的沉积,深湖相沉积持续时间长,钙质页岩、灰质泥岩和钙质泥岩厚度大,有机碳含量2%~8%,有机质类型为Ⅰ型和Ⅱ₁型^[11]。沙一段沉积时期,湖水较深,形成了一套分布广的油页岩、泥质灰岩和钙质泥岩,厚度一般在200~300 m,有机碳含量2.8%~7.5%,多数大于4.0%,有机质类型以Ⅰ-Ⅱ₁型为主,是一套富有机质的优质烃源岩(图2)。渤南凹陷油源对比揭示区内的油藏主要源自沙四上亚段和沙三下亚段2套优质烃源岩^[12],而沙一段至今埋藏深度浅(最大埋深约3 200 m,一般在2 200~2 800 m),埋藏史与热演化史研究认为,其现今主要处于低成熟阶段,为次要烃源岩^[13-14],以形成了一定数量的低成熟原油为主^[11]。不过,研究表明东部富油凹陷优质烃源岩的实测镜质体反射率存在明显的抑制^[15-17],故本文利用目前能有效解决镜质体反射率抑制问题的方法-FAMM(fluorescence alteration of multiple macerals)技术^[18-19],对罗63井和义21井沙一段样品进行了成熟度厘定(表1),显然实测镜质体反射率抑制程度显著,渤南洼陷罗63井和义21井区沙一段成熟度处于中-低热演化阶段,是开展中-低成熟度湖相富有机质泥页岩含油性及其赋存形式研究的理想样品。

2 中-低成熟度富有机质泥页岩含油性特征

2.1 泥页岩含油性表征方法

泥页岩含油性表征方法主要包括有机地球化学方

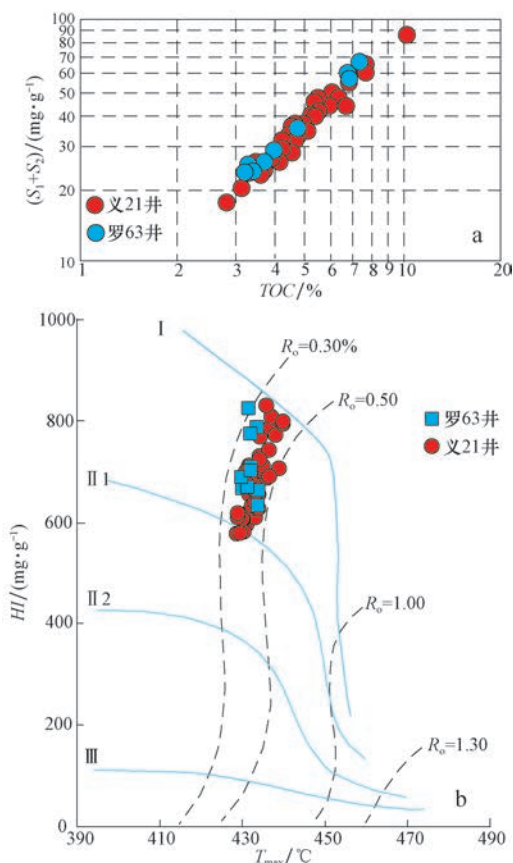


图2 渤南凹陷罗63井和义21井沙一段富有机质泥页岩热解参数图解

Fig. 2 Diagram showing Rock-Eval parameters of organic-rich shales of the 1st member of the Shahejie Formation in Well Luo-63 and Yi-21 in the Bonan Subsag
a. TOC 与 $(S_1 + S_2)$ 图解; b. T_{max} 与 HI 图解

法和岩心物理方法两类。其中有机地球化学表征方法主要是利用测定泥页岩的氯仿沥青“A”含量(%)和热解 S_1 (mg/g)的来实现,但氯仿沥青“A”含量(%)需要进行轻烃补偿校正而热解 S_1 需要进行轻烃、重烃补偿校正,经校正后两者结果基本相当^[20-23]。Jarvie(2012)则直接利用油饱和指数(OSI)-最高热解峰温图解来评价泥页岩的含油级别^[24]。有机地球化学方法既快速又经济,不易遗漏岩石中不连通的封闭孔隙中的烃类^[22],故有机地球化学表征方法是泥页岩含油性表征的最实用方法。本文采用利用轻烃补偿后的氯仿沥青“A”含量(%)、油饱和指数(OSI)-最高热解峰温图解,来评价沾化凹陷渤南洼陷罗63井和义21井沙一段中-低成熟度富有机质泥页岩的含油性特征。

2.2 罗63井和义21井沙一段中-低成熟度富有机质泥页岩含油性特征

氯仿沥青“A”含量的轻烃补偿校正系数受成熟度

表 1 渤南洼陷罗 63 井和义 21 井沙一段富有机质泥页岩镜质体反射率与 FAMM 分析结果

Table 1 Vitrinite reflectance and FAMM of organic-rich shale samples from the 1st member of the Shahejie Formation in Well Luo 63 and Yi 21 in the Bonan Subgas

样品编号	岩性	深度/m	层位	镜质体反射率(R_o) %	等效镜质体反射率(E_{qVR}) %
L63 - 1	灰色灰质泥岩	2 383.9	Es ¹	0.47	0.75
Y21 - 1	褐色灰质页岩	2 681.4	Es ₁	0.50	0.75
Y21 - 12	褐色灰质页岩	2 715.8	Es ¹	0.52	0.78
Y21 - 24	褐色灰质页岩	2 737.0	Es ¹	0.57	0.80
Y21 - 39	灰褐色泥质灰岩	2 771.0	Es ¹	0.56	0.80

和有机质类型双重影响^[20-21]。研究表明,Ⅰ - Ⅱ₁型泥页岩氯仿沥青“A”的轻烃校正系数从镜质体反射率 0.50% 时的 1.09 增高到镜质体反射率 1.20% 时的 1.40,其中镜质体反射率 0.60% 时为 1.12^[23],结合前面罗 63 井和义 21 井成熟度分析结果(表 1),本文对罗 63 井和义 21 井沙一段富有机质泥页岩的实测氯仿沥青“A”含量取 1.10 轻烃补偿校正系数进行了校正,结果如图 3 所示。

由图 3 可见,渤南洼陷处于中 - 低成熟度的义 21 井和罗 63 井沙一段富有机质泥页岩层段含油性均较好,其中罗 63 井沙一段取心段(2 383.60 ~ 2 391.90 m 深度段)富有机质泥页岩的滞留油含量(氯仿沥青“A”含量)介于 0.5% ~ 4.0%,平均 1.3% ($n = 11$),尤其在取心段下部(埋深大于 2 390 m),滞留油含量均在 1.0% 以上,最高值达 4.0%;义 21 井沙一段取心段(2 681.79 ~ 2 771.34 m)富有机质泥页岩的滞留油含量介于 0.2% ~ 2.5%,平均 1.0% ($n = 37$),在 2 710 ~ 2 720 m 深度段各采集样品的滞留油含量均在 1.0% 以上,最高值达 2.5%,同时大于 2 720 m 深度段,近 50% 样品的滞留油含量大于 1.0%。卢双舫等(2012)^[25]研究认为,渤南洼陷沙三段页岩油低效资源与富集资源划分的氯仿沥青“A”含量界限为 1.0%,沙四段页岩油低效资源与富集资源划分的氯仿沥青“A”含量界限为 0.6%。显然,处于中 - 低成熟度的罗 63 井和义 21 井沙一段富有机质泥页岩,其滞留油含量远高于沙四段富有机质泥页岩页岩油富集资源的划分标准,基本与沙三段富有机质泥页岩页岩油富集资源的划分标准相当。

根据罗 63 井和义 21 井沙一段富有机质泥页岩的热解分析结果,结合张林晔(2012)研究认为Ⅰ - Ⅱ₁型中 - 低成熟度富泥页岩热解 S_1 轻烃校正值 = $0.50 \times S_1$ ^[26],利用 Jarvie(2012)提出的油饱和指数(OSI) - 最高热解峰温(T_{max})图解对两口井沙一段泥页岩进行轻烃校正前后的含油级别进行了判识,结果如图 4 所示。由图 4 可见,在对热解 S_1 进行轻烃校正前,罗 63 井和

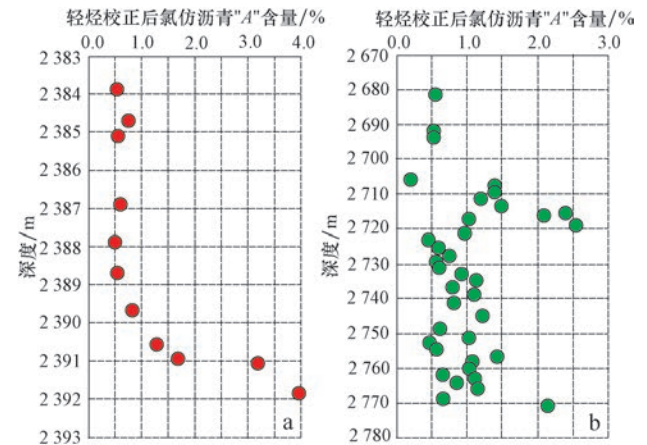


图 3 渤南凹陷罗 63 井(a)和义 21 井(b)沙一段富有机质泥页岩轻烃校正后氯仿沥青“A”含量

Fig. 3 Diagram showing the contents of chloroform bitumen “A” after light hydrocarbon correction of organic-rich shale samples from the 1st member of the Shahejie Formation in Well Luo-63(a) and Yi-21(b) in the Bonan Subgas

义 21 井沙一段大多数富有机质泥页岩样品具有中等程度含油级别,义 21 井少量富有机质泥页岩样品具有高含油级别和低含油级别,罗 63 井沙一段底部两个样品达到具页岩油潜力的含油级别,油饱和指数达到 100 mg/g(图 4a);在对热解 S_1 进行轻烃校正后,义 21 井沙一段富有机质泥页岩主要具有中等 - 高含油级别,部分样品具有油气显示的含油级别,罗 63 井沙一段大多数富有机质泥页岩样品中等 - 高含油级别,底部两个样品达到具页岩油潜力的含油级别,油饱和指数达到 150 mg/g(图 4b)。尽管热解 S_1 轻烃校正值尚有待商榷,但显然轻烃校正后的结果更符合勘探实际。

3 中 - 低成熟度富有机质泥页岩滞留油赋存形式与可动性

3.1 富有机质泥页岩滞留油赋存形式

张林晔等(2015)^[27]研究表明,相对于酪根对烃类

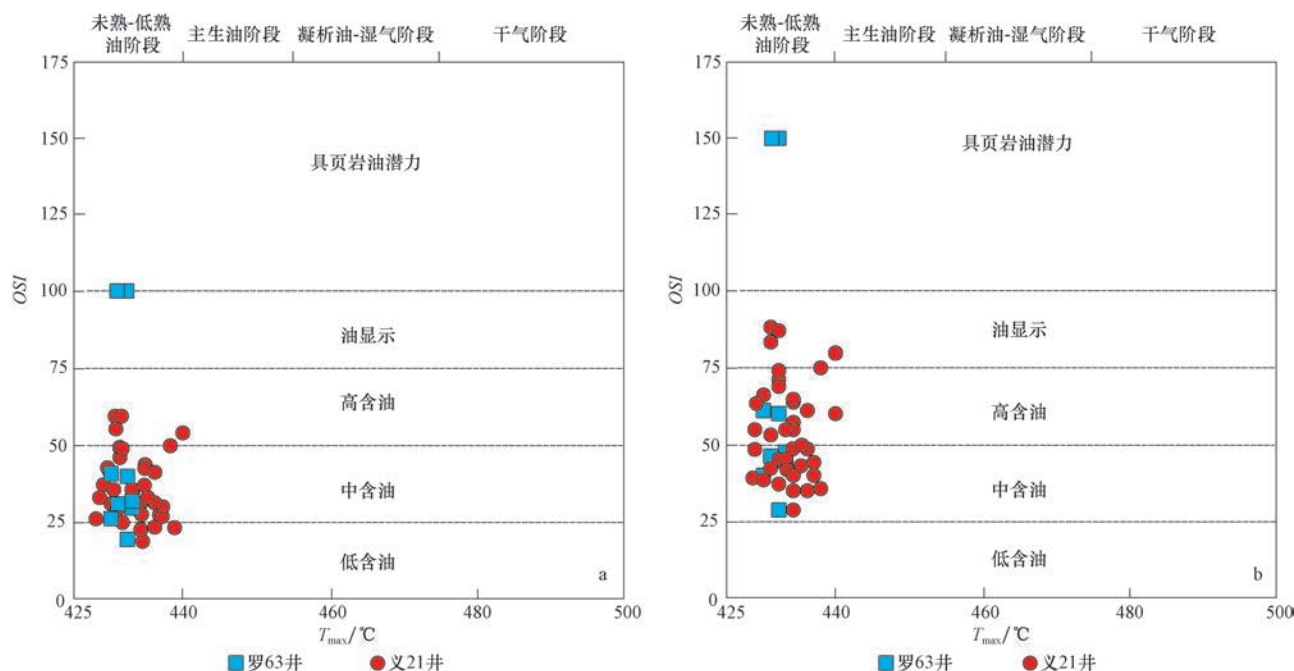


图4 渤南凹陷罗63井和义21井沙一段富有机质泥页岩轻烃校正前(a)、后(b)油饱和指数(OSI)与最高热解峰温($T_{\max}$)图解
(底图据文献[24]修改)

Fig. 4 Diagram showing the OSI- $T_{\max}$ of organic-rich shale samples from the 1st member of the Shahejie Formation in Well Luo-63 and Yi-21 in the Bonan Subsa., before (a) and after (b) light hydrocarbon correction (modified from reference[24])

和原油的吸附滞留能力,矿物对烃类和原油的吸附滞留能力很弱。目前,普遍认为富有机质泥页岩内滞留油主要以吸附态赋存于有机质内部和表面,干酪根吸附作用是油滞留的主要机制,其次则以游离态赋存于泥页岩的孔、缝系统内^[28-30],但最新研究成果^[31-32]认为富有机质泥页岩中液态“吸附烃”主要以干酪根互溶态形式存在。对沾化凹陷渤南洼陷罗63井和义21井沙一段富有机质泥页岩典型样品开展光薄片(透射光、反射光和荧光分析)和氩离子抛光+扫描电镜与能谱分析定性研究发现,滞留油除与有机显微组分(沥青质体和层状藻类体等)吸附-互溶态赋存外,可见其赋存于层理缝(图5a,c,d,e)、构造微裂缝(图5b)、矿物粒间孔隙(图5g)、粒缘缝(图5f)以及溶蚀孔隙内(图4h)。为了实现对不同赋存状态滞留油的定量表征和可动性评价,黎茂稳等通过改进传统Rock-Eval方法,结合热解组分色谱分析和溶剂抽提前后对比分析的验证,建立了不同赋存状态滞留油定量表征技术-即多温阶热释(解)分析技术^①,并已在济阳坳陷等地区进行了较好的应用^{①,②}。技术方法的理论基础是油不同碳数的组分其沸点不同,组分的分子越小,其沸点越低;同时对于滞留于富有机质泥页岩内的油,其尚受赋

存空间大小与连通性以及赋存形式制约,以游离态赋存于大孔、连通孔缝系统中轻质组分可在较低温度下释放出来,反之以吸附-互溶态赋存于有机质以及微孔、不连通孔缝系统的重质组分,其需要在较高的温度下甚至达到有机质裂解温度时才能释放出来。技术方法详细原理详见^①。本文对罗63井和义21井沙一段富有机质泥页岩典型样品开展了多温阶热释分析,结合轻烃恢复结果(方法见前论述),不同赋存状态滞留油定量表征结果如表2和图6所示。

由表2和图6可见,罗63井2个样品的轻质游离油量(轻烃校正后 S_{1-1})分别为0.80 mg/g和0.86 mg/g,轻-中质游离油量(S_{1-2})分别为2.53 mg/g和2.11 mg/g,总游离油量分别3.33 mg/g和2.97 mg/g,与有机质吸附-互溶态和无机矿物吸附态赋存的重油量分别为11.12 mg/g和8.94 mg/g,总滞留油量分别为14.45 mg/g和11.12 mg/g。义21井9个样品的轻质游离油量(轻烃校正后 S_{1-1})介于0.62~1.76 mg/g,平均1.18 mg/g;轻-中质游离油量(S_{1-2})介于1.92~4.68 mg/g,平均2.86 mg/g;总游离油量介于2.54~6.44 mg/g,平均4.04 mg/g;与有机质吸附-互溶态和无机矿物吸附态赋存的重油量(S_{2-1})

① 黎茂稳,李志明,蒋启贵,等. 东部断陷盆地烃源层可动油定量评价方法[R]. 中国石化石油勘探开发研究院,2014.

② 黎茂稳,李志明,李政,等. 陆相页岩油形成演化与赋存机理[R]. 中国石化石油勘探开发研究院,2015.

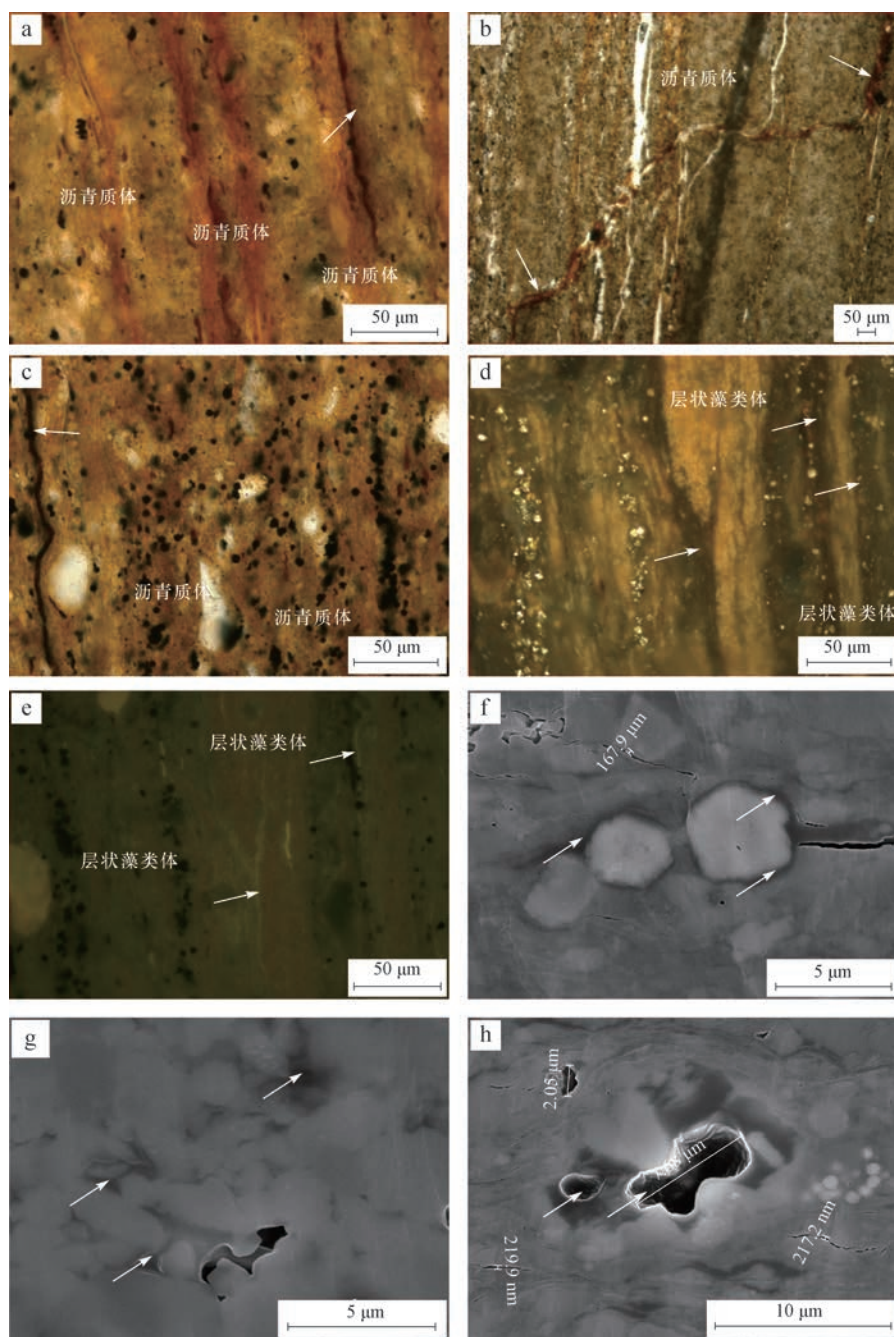


图5 渤南凹陷罗63井和义21井沙一段富有机质泥页岩滞留油赋存形式微观显微照片

Fig. 5 Photomicrographs showing occurrence of retained oil in organic-rich shale samples from the 1st

member of the Shahejie Formation in Well Luo-63 and Yi-21 in the Bonan Subsag

a. 罗63井,埋深2 384.7 m,固体沥青沿层理缝充填(透射光);b. 义21井,埋深2 725 m,固体沥青沿构造微裂缝充填的痕迹(透射光);c. 义21井,埋深2 760.3 m,固体沥青沿层理缝充填(透射光);d. 义21井,埋深2 763.3 m,固体沥青沿层理缝充填(反射光);e. 义21井,埋深2 763.3 m,固体沥青(浅黄绿色)沿层理缝充填(荧光);f. 义21井,埋深2 745 m,球状黄铁矿周围被有机质包裹;g. 义21井,埋深2 745 m,方解石粒间孔隙被油全或充填;h. 义21井,埋深2 715.6 m,溶蚀孔可见油膜状有机质(见白色箭头标注处)

介于7.72~19.75 mg/g,平均12.17 mg/g;总滞留油量介于10.26~23.38 mg/g,平均16.17 mg/g。很显然,在中-低成熟富有机质泥页岩层内,滞留油主要为与有机质吸附-互溶态和无机矿物吸附态赋存

的重质油,其占总滞留油的68%~84%,平均达75%(图6f),游离油则占总滞留油的16%~32%,平均25%(图6e),并且游离油又以轻-中质油为主(表2)。

表 2 渤南凹陷罗 63 井和义 21 井沙一段富有机质泥页岩不同赋存形式滞留油定量表征结果

Table 2 Quantitative estimations of contents of retained oil in different occurrences for organic-rich shale samples from the 1st member of the Shahejie Formation in Well Luo-63 and Yi-21 the in Bonan Subsag

样品编号	岩性	井号	井深/m	地质年代	轻烃校正后	$S_{1-2}/$	$S_{2-1}/$	总滞留油量/ ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)
					$S_{1-1}/(\text{mg} \cdot \text{g}^{-1})$	($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	
L63-2	灰色灰质页岩	罗 63	2 384.7	E_s^1	0.80	2.53	11.12	14.45
L63-4	灰色泥灰岩	罗 63	2 386.9	E_s^1	0.86	2.11	8.94	11.91
Y21-1	褐色灰质泥岩	义 21	2 681.4	E_s^1	0.62	1.92	7.72	10.26
Y21-9	褐色灰质泥岩	义 21	2 709.8	E_s^1	0.84	2.12	11.53	14.49
Y21-20	灰褐色灰质泥岩	义 21	2 729.6	E_s^1	0.68	1.92	9.15	11.75
Y21-29	灰褐色泥灰岩岩	义 21	2 751.0	E_s^1	0.97	2.62	9.66	13.25
Y21-31	灰褐色泥灰岩	义 21	2 756.8	E_s^1	1.52	3.95	12.92	18.39
Y21-32	灰褐色泥灰岩	义 21	2 758.3	E_s^1	1.44	3.24	12.96	17.30
Y21-37	灰褐色泥灰岩	义 21	2 766.4	E_s^1	1.76	4.68	13.49	19.93
Y21-38	灰褐色泥灰岩	义 21	2 769.0	E_s^1	1.53	2.89	12.39	16.81
Y21-39	灰褐色泥灰岩	义 21	2 771.0	E_s^1	1.26	2.37	19.75	23.38

注:表中轻烃校正后 S_{1-1} 是指 200 ℃ 时热释放的轻质油和轻烃校正量之和,该值也代表了现实可动油量,其以游离态赋存; S_{1-2} 是指 200 ~ 350 ℃ 热释放出的轻-中质油量,其以游离态赋存;轻烃校正后 S_{1-1} 和 S_{1-2} 之和为总游离油; S_{2-1} 是指 350 ~ 450 ℃ 热释放出的重油(含高分子烃与非烃、沥青质),其以有机质吸附-互溶态和无机矿物吸附态赋存;总滞留油 = 轻烃校正后 $S_{1-1} + S_{1-2} + S_{2-1}$ 。

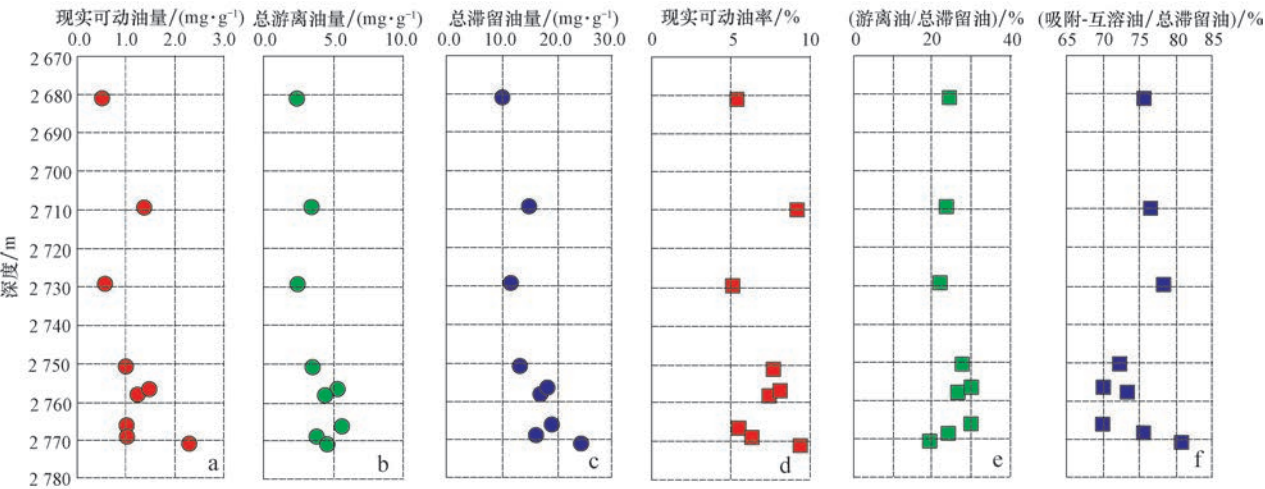


图 6 渤南凹陷义 21 井沙一段富有机质泥页岩不同赋存状态滞留油含量与相对百分率

Fig. 6 Contents and relative percentages of retained oils in different occurrences for organic-rich shale samples from the 1st member of the Shahejie Formation in Well Yi-21 in the Bonan Subsag

a. 现实可动油量与深度关系;b. 总游离油量与深度关系;c. 总滞留油量与深度关系;d. 现实可动油率与深度关系;e. 游离油/总滞留油与深度关系;f. 吸附-互溶油/总滞留油与深度关系

3.2 富有机质泥页岩滞留油可动量

所谓页岩油是指赋存在富有机质页岩(泥岩)或与之密切共生的贫有机质岩相如碳酸盐岩、粉砂岩或砂岩薄层内、通过非常规技术可采出的石油资源^[31]。因此,不能将泥页岩层内的滞留油视同为页岩油。研究表明赋存于干酪根中的滞留油其运移方式主要靠扩散作用而不是经典的达西渗流作用,即使在人工压裂情况下对生产能力的影

响很小^[29],这说明与有机质吸附-互溶态赋存的滞留油即使通过非常规技术也难以有效动用。实际上,目前国外取得商业开发的页岩油均为油质很轻的轻质油甚至凝析油,即使在 Williston 盆地 Bakken 组混合型页岩油系统中,真正可动用的油(可有效采出的油)主要为碳数低于 15 的轻烃部分^[32]。所以,对于处于中-低成熟的沾化凹陷渤南洼陷沙一段富有机质泥页岩而言,与有机质吸附-互溶态赋存的约 75% 左右的重质油仅靠压裂改造技术显然是难以动用的。不仅如此,以游离态赋存的轻质油和中质油,其可动性与其赋存空间(微裂缝、层理缝、粒间与晶间孔以及溶蚀孔等)大小与连通性密切相关。

相对赋存于连通性好的微裂缝、层理缝和大孔隙中的游离油,赋存在连通性差甚至不连通的微孔甚至纳米孔隙内的游离油其可动性偏低,并且在非常规技术改造作用下也未必能实现有效连通。所以,即使以游离态赋存的轻质油和中质油,其也未必能全能实现有效动用。张林晔等(2014)^[33]从地层能量角度,结合物性特征、力学性质及含油性等,分析了东营凹陷处于主生油窗内(埋深2 800~4 000 m)的沙三下亚段和沙四上亚段两套富有机质泥页岩的可动油率分别为8%~28%和9%~30%。既然页岩油勘探实践表明只有轻质油甚至凝析油才能从富有机质泥页岩有效开采出来,那么对于沾化凹陷渤南洼陷处于中-低成熟度的沙一段富有机质泥页岩而言,其滞留油可动部分应主要以游离态赋存于连通性好的微裂缝等和大孔隙中的轻质油为主,故其现实可动油量可以用200℃时热释放的轻质油量和轻烃校正量之和来衡量。由表2和图6a、图6d可见,中-低成熟度的沙一段富有机质泥页岩内,其现实可动油量介于0.62~1.76 mg/g,平均1.12 mg/g,可动油率(现实可动油量与总滞留油量之百分率)介于5.39%~9.10%,平均7.06%,该结果与张林晔等(2014)^[33]研究的低值略低(埋深在2 800 m左右),这与本次研究样品的埋藏深度均低于2 800 m,热演化程度相对偏低相吻合。因此,利用200℃时热释放的轻质油量和轻烃校正量之和来评价中-低成熟富有机质泥页岩滞留油的可动量是可行的,并且该方法快速简便,适合用于对富有机质泥页岩层系页岩油资源潜力进行快速评价。

4 结论

1) 渤海湾盆地济阳坳陷沾化凹陷渤南洼陷罗63井和义21井沙一段富有机质泥页岩有机质类型以I-II₁型为主,目前处于中-低热演化阶段,其含油性较好,轻烃校正后的氯仿沥青“A”含量平均达到1.0%以上,基本与沙三段富有机质泥页岩页岩油富集资源的划分标准相当,轻烃校正后的油饱和指数OSI主要介于中等含油级别至油气显示级别,个别层段达到具有页岩油潜力级别。

2) 沙一段富有机质泥页岩内滞留油除以与有机显微组分(沥青质体和层状藻类体等)吸附-互溶态赋存外,尚以游离态赋存于层理缝、构造微裂缝、矿物粒间(晶间)孔隙、粒缘缝以及溶蚀孔隙内;以与有机质吸附-互溶态和无机矿物吸附态赋存的重质油,其占总滞留油的68%~84%,平均达75%,以游离态赋

存的轻质和中质油则占总滞留油的16%~32%,平均25%。

3) 沙一段富有机质泥页岩内,其现实可动油量介于0.62~1.76 mg/g,平均1.12 mg/g,可动油率介于5.39%~9.10%,平均7.06%。利用200℃时热释放的轻质油量和轻烃校正量之和,可以较合理对富有机质泥页岩层系页岩油资源潜力进行快速评价。

参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] 李志明,郑伦举,马中良,等.烃源岩有限空间油气生排模拟及其意义[J].石油实验地质,2011,33(5):447-459.
Li Zhiming, Zheng Lunju, Ma Zhongliang, et al. Simulation of source rock for hydrocarbon generation and expulsion in finite space and its significance [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(5): 447-459.
- [3] 张守春,张林晔,查明.湖相烃源岩排烃差异性模拟研究-以东营凹陷古近系沙三段为例[J].油气地质与采收率,2009,16(6):32-35.
Zhang Shouchun, Zhang Linye, Zha Ming. Research on simulation of hydrocarbon expulsion difference in lacustrine source rocks-a case study of Paleogene Es3 member in Dongying depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(6): 32-35.
- [4] 陈建平,孙永革,钟宁宁,等.地质条件下湖相烃源岩生排烃效率与模式[J].地质学报,2014,88(11):2005-2032.
Chen Jianping, Sun Yongge, Zhong Ningning, et al. The efficiency and model of petroleum expulsion from the lacustrine source rocks within geological frame [J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(11): 2005-2032.
- [5] 蔡希源.湖相烃源岩生排烃机制及生排烃效率差异性-以渤海湾盆地东营凹陷为例[J].石油与天然气地质,2012,33(3):329-334.
Cai Xiyuan. Hydrocarbon generation-expulsion mechanisms and efficiencies of lacustrine source rocks: a case study from the Dongying sag, Bohai Bay basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 329-334.
- [6] 王永诗,李政,巩建强,等.济阳坳陷页岩油气评价方法-以沾化凹陷罗家地区为例[J].石油学报,2013,34(1):83-91.
Wang Yongshi, Li Zheng, Gong Jianqiang, et al. Discussion on an evaluation method of shale oil and gas in Jiyang depression: a case study on Luoia area in Zhanhua sag [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 83-91.
- [7] 朱德顺,王勇,朱德燕,等.渤南洼陷沙一段夹层型页岩油界定标准及富集主控因素[J].油气地质与采收率,2015,22(5):15-20.

- Zhu Deshun, Wang Yong, Zhu Deyan, et al. Analysis on recognition criteria and enrichment factors of interlayer shale oil of Es₁ in Bonan subsag [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(5): 15–20.
- [8] 侯读杰, 张善文, 肖建新, 等. 陆相断陷湖盆优质烃源岩形成机制与成藏贡献—以济阳坳陷为例[M]. 北京: 地质出版社, 2008, 134–138.
- Hou Doujie, Zhang Shanwen, Xiao Jianxin, et al. The forming mechanism and contribution to reservoirs of high grade source rocks in continental fault depression with lacustrine sedimentation: a case study of Jiyang depression [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2008, 134–138.
- [9] 宋国奇, 刘华, 蒋有录, 等. 沾化凹陷渤南洼陷沙河街组原油成因类型及分布特征[J]. *石油实验地质*, 2014, 36(1): 33–38, 45.
- Song Guoqi, Liu Hua, Jiang Youlu, et al. Genetic types and distribution characteristics of crude oils from Shahejie formation in Bonan subsag, Jiyang depression [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2014, 36(1): 33–38, 45.
- [10] 刘华, 蒋有录, 谷国翠, 等. 沾化凹陷渤南洼陷古近系压力特征及成因机制[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2013, 37(4): 46–51.
- Liu Hua, Jiang Youlu, Gu Guocui, et al. Pressure characteristics and formation mechanisms of paleogene in Bonan sag, Zhanhua depression [J]. *Journal of China University of Petroleum*, 2013, 37(4): 46–51.
- [11] 朱光有, 金强, 郭长春, 等. 渤海湾盆地东营—沾化凹陷油气聚集的差异性及控制因素[J]. *石油实验地质*, 2003, 25(4): 353–356.
- Zhu Guangyou, Jin Qiang, Guo Changchun, et al. Differences of hydrocarbon accumulations in the Dongying and the Zhanhua depressions of the Bohaiwan basin and their control factors [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2003, 25(4): 353–356.
- [12] 张枝焕, 曾艳涛, 张学军, 等. 渤海湾盆地沾化凹陷渤南洼陷原油地球化学特征及成藏期分析[J]. *石油实验地质*, 2006, 28(1): 54–58.
- Zhang Zhihuan, Zeng Yantao, Zhang Xuejun, et al. The geochemistry characteristics and accumulation history of crude oil in the Bonan sub-sag of the the Zhanhua sag, Bohai Bay basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2006, 28(1): 54–58.
- [13] 罗胜元. 沾化凹陷渤南洼陷超压系统与油气成藏研究[D]. 中国地质大学(武汉), 2014, 20–42.
- Luo Shengyuan. Study on the overpressure characteristic and hydrocarbon accumulation in Bonan depression, Zhanhua subbasin [D]. China University of Geosciences(Wuhan), 2014, 20–42.
- [14] 卢浩, 蒋有录, 刘华, 等. 沾化凹陷渤南洼陷油气成藏期分析[J]. *油气地质与采收率*, 2012, 19(2): 5–8.
- Lu Hao, Jiang Youlu, Liu Hua, et al. Study on formation stages of oil-gas reservoirs in Bonan sub-sag, Zhanhua sag [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19(2): 5–8.
- [15] 张美珍, 李志明, 秦建中, 等. 东营凹陷有效烃源岩成熟度评价[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2008, 23(3): 12–16.
- Zhang Meizhen, Li Zhiming, Qin Jianzhong, et al. Assessment of the thermal maturity of the effective hydrocarbon source rocks in Dongying depression [J]. *Journal of Xi'an Shiyu University (Natural Science Edition)*, 2008, 23(3): 12–16.
- [16] 李志明, 秦建中, 徐旭辉, 等. 镜质体反射率抑制与烃源岩质量关系—以渤海湾盆地东营凹陷烃源岩为例[J]. *石油实验地质*, 2008, 30(3): 276–280.
- Li Zhiming, Qin Jianzhong, Xu Xuhui, et al. The relationship between vitrinite reflectance suppression and source rock quality—A case study on source rocks from the Dongying sag, Bohai bay basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2008, 30(3): 276–280.
- [17] 李志明, 张隽, 余晓露, 等. 南襄盆地泌阳凹陷烃源岩成熟度厘定及其意义[J]. *石油实验地质*, 2013, 35(1): 76–80.
- Li Zhiming, Zhang Jun, Yu Xiaolu, et al. Determination of maturity for source rocks in Biyang sag of Nanxiang basin and its significance [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2013, 35(1): 76–80.
- [18] Wilkins R W T, Wilmshurst J R, Russell N J, et al. Fluorescence alteration and the suppression of vitrinite reflectance [J]. *Organic Geochemistry*, 1992, 18: 629–640.
- [19] Wilkins R W T, Wilmshurst J R, Hladky G, et al. Should fluorescence alteration replace vitrinite reflectance as a major tool for thermal maturity determination in oil exploration? [J]. *Organic Geochemistry*, 1995, 22: 191–209.
- [20] 薛海涛, 田善思, 王伟明, 等. 页岩油资源评价关键参数—含油率的校正[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(1): 15–22.
- Xue Haitao, Tian Shansi, Wang Weiming, et al. Correction of oil content-one key parameter in shale oil resource assessment [J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(1): 15–22.
- [21] 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.
- [22] 郭小波, 黄志龙, 陈旋, 等. 马郎凹陷芦草沟组页岩储层含油性特征与评价[J]. *沉积学报*, 2014, 32(1): 166–173.
- Guo Xiaobo, Huang Zhilong, Chen Xuan, et al. The oil-bearing property characteristics and evaluation of Lucaogou formation shale reservoirs in Malang sag [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2014, 32(1): 166–173.
- [23] 朱日房, 张林晔, 李钜源, 等. 页岩滞留液态烃的定量评价[J]. *石油学报*, 2015, 36(1): 13–18.
- Zhu Rifang, Zhang Linye, Li Juyuan, et al. Quantitative evaluation of residual liquid hydrocarbons in shale [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(1): 13–18.
- [24] Jarvie D M. Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource system [C] // Li M W. Abstract of International Symposium on Shale Oil Technologies. Sinopec Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanisms, Wuxi: 2012, 8–9.