

# 北部湾盆地迈陈凹陷区域探井数模分析与油气勘探方向

张伟<sup>1,2</sup>,何家雄<sup>2</sup>,胡杨<sup>3</sup>,刘菊<sup>4</sup>,李晓唐<sup>2</sup>

(1. 中国科学院广州地球化学研究所 边缘海地质重点实验室,广东 广州 510640; 2. 广州海洋地质调查局,广东 广州 510075; 3. 南华大学,湖南 衡阳 421001; 4. 中国石油南方石油勘探有限责任公司,广东 广州 510290)

**摘要:**在深入分析北部湾盆地迈陈凹陷西南部边缘 Y1 井油气地质资料的基础上,采用 PetroMod 软件开展了该区油气地质及地球化学的数值模拟研究。研究表明,该区仅始新统流沙港组二段暗色泥岩达到较好烃源岩有机质丰度标准,但其成熟度较低,尚未达到成熟生烃门限。迈陈凹陷总体上地温场偏低,综合判识确定其成熟生烃门限为埋深 2 600 m,比涠西南凹陷及乌石凹陷始新统烃源岩成熟生烃门限明显偏深。由于 Y1 井未处在生烃凹陷成熟烃源岩有效生烃灶供给范围内,故其不能获得充足的烃源供给,乃至在其局部构造及圈闭中富集成藏,而最终导致 Y1 井钻探圈闭为无油气聚集的空圈闭。因此,研究区今后应重视寻找古近系烃源岩有效供烃系统之内的有利区带及圈闭目标,以期获得商业性油气勘探的突破。

**关键词:**盆地数值模拟;热演化生烃史;成熟生烃门限;烃源供给系统;迈陈凹陷;北部湾盆地

中图分类号:TE122.1 文献标识码:A

## Numerical simulation research on a regional outpost well and its hint on the future hydrocarbon exploration direction of the Maichen Sag, Beibuwan Basin

Zhang Wei<sup>1,2</sup>, He Jiexiong<sup>2</sup>, Hu Yang<sup>3</sup>, Liu Ju<sup>4</sup>, Li Xiaotang<sup>2</sup>

(1. Key Laboratory of Marginal Sea Geology, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou, Guangdong 510640, China; 2. Guangzhou Marine Geological Survey, Guangzhou, Guangdong 510075, China; 3. Nanhua University, Hengyang, Hunan 421001, China; 4. South Oil Exploration and Development Company, PetroChina, Guangzhou, Guangdong 510290, China)

**Abstract:** Based on the petroleum-geological data of the Y1 well that is located in the southwestern margin of Maichen Sag of the Beibuwan Basin, in this study, the petroleum-geological and geochemical numerical simulation has been conducted using the PetroMod software. The results show that only the dark mudstones in the second section of Eocene Liushagang Group meet the standard of sufficient organic matter abundance to be defined as hydrocarbon source rock, but they have not reached the hydrocarbon generation threshold because of their low maturity. In addition, the geothermal field of the Maichen depression is generally low, and the mature hydrocarbon generation threshold depth, by comprehensive judgment, has been determined as 2 600 m, which is obviously deeper than that of Eocene hydrocarbon source rocks of the Weixinan and Wushi Sags. As Y1 well is out of drainage range of effective hydrocarbon generation, its structure may not have received sufficient hydrocarbon charge, to become a hydrocarbon accumulation in local structures and trap. Thus, this should result in an empty trap where the Y1 well is targeted. Therefore, favorable zones and traps within the effective hydrocarbon drainage zone of Eocene hydrocarbon source rocks should be focused on, in order to achieve a breakthrough of the commercial hydrocarbon exploration.

**Key words:** numerical simulation of basins, thermal evolution history of hydrocarbon generation, mature hydrocarbon generation threshold, hydrocarbon drainage system, Maichen Sag, Beibuwan Basin

迈陈凹陷位于南海西北部大陆边缘北部湾盆地中南部与海南岛东北缘之间,面积约 2 800 km<sup>2</sup>,属北部

湾盆地南部坳陷带的次一级构造单元,其油气勘探虽然通过多期对外合作勘探和自营勘探活动,但至今尚

收稿日期:2015-07-30;修订日期:2016-12-14。

第一作者简介:张伟(1987—),男,博士,油气与天然气水合物地质。E-mail:zwgmgs@foxmail.com。

通讯作者简介:胡杨(1983—),男,博士,油气勘探与地质。E-mail:120583745@qq.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(41176052);中国科学院战略性先导科技专项(XDA03030301)。

未获得商业性油气的发现,且其油气勘探及油气地质研究程度亦甚低<sup>[1-2]</sup>。迄今为止,先后在迈陈凹陷已钻探乌石(WS)28-1-1、WS29-1A-1及徐闻X1、徐闻X2与和Y1等多口探井。其中,除徐闻X1井发现三层薄油层及荧光,气测显示且测试获低产油流,徐闻X2A井以及迈参2井见油气显示外,其余探井均未见油气显示<sup>[3-5]</sup>。虽然上述探井的油气勘探均未取得预期的勘探效果和油气勘探的重大突破,但通过这些探井的钻探,尚获得了大量的第一手油气地质资料,进而为该区进一步油气勘探及油气地质综合研究等奠定了良好的基础。本文根据迈陈凹陷西南部钻探的Y1井所获地质地球物理资料和钻井样品有机地球化学分析结果,结合区域油气地质条件分析选取相关参数,采用斯伦贝谢公司PetroMod软件开展了单井数值模拟研究,进一步剖析和揭示了该区始新统烃源岩埋藏史、热演化史及生烃演化过程,在此基础上,综合分析评价了其油气成藏地质条件,初步预测了迈陈凹陷西南部油气勘探潜力及有利勘探方向,以期为该区进一步油气勘探部署及钻探目标评价优选等提供参考借鉴和指导。

## 1 区域油气地质概况

迈陈凹陷位于北部湾盆地中南部,其北部与乌石凹陷以流沙凸起相隔,南部与福山凹陷以徐闻隆起/凸起相隔,西部与海头北凹陷相接,东北部则与徐闻隆起/凸起东部及雷东凹陷相邻(图1)。与盆地内其他

凹陷一样,迈陈凹陷亦是在前古近系基底之上发育形成的具有断坳双层结构特征的箕状断陷。该断陷经历了两个主要的成生演化阶段<sup>[6-8]</sup>:早期古近纪多幕裂陷伸展演化及陆相湖盆、河流沼泽相沉积充填过程和晚期新近纪热沉降拗陷及海相滨浅海相沉积充填过程,构成了“下断上坳”海陆相两套地层系统叠置的典型双层结构。迈陈凹陷亦以T<sub>2</sub>地震反射层作为区域角度不整合界面将其断坳双层结构分开,该界面以下的下构造层为断陷/裂陷结构,其箕状断陷结构特征非常明显,构造变形强烈,断裂分割性强且复杂,形成了多凸多凹、凹凸相间的构造格局,沉积充填体系及其展布特征主要受断裂系统控制;该界面以上的上构造层则具有明显的热沉降拗陷结构特点,构造活动及构造变形微弱,断裂活动弱且断裂极少,形成了一个总体向盆地中心微斜的平缓向斜型沉积体系,且其沉积充填体系及展布特征基本上不受断裂系统控制<sup>[9-10]</sup>。

本次单井数值模拟的Y1区域探井位于北部湾盆地迈陈凹陷西南部边缘斜坡的邻昌构造带I号背斜南断块,其钻遇新生界层序及地层岩性特征与北部湾盆地其它凹陷及邻区邻井基本一致<sup>[11-12]</sup>。根据地震及层序地层学解释与地质录井揭示的地层岩性特征和地球物理测井电性特点,结合古生物资料分析,该井钻遇新生界地层系统及地层层序,自下而上分别为古近系古新统长流组(Ech)(未钻穿),始新统流沙港组(Els)二段(一段、三段缺失),渐新统濠洲组(E<sub>3w</sub>)(一段、二段及三段),新近系下中新统下洋组(N<sub>1x</sub>),中中新

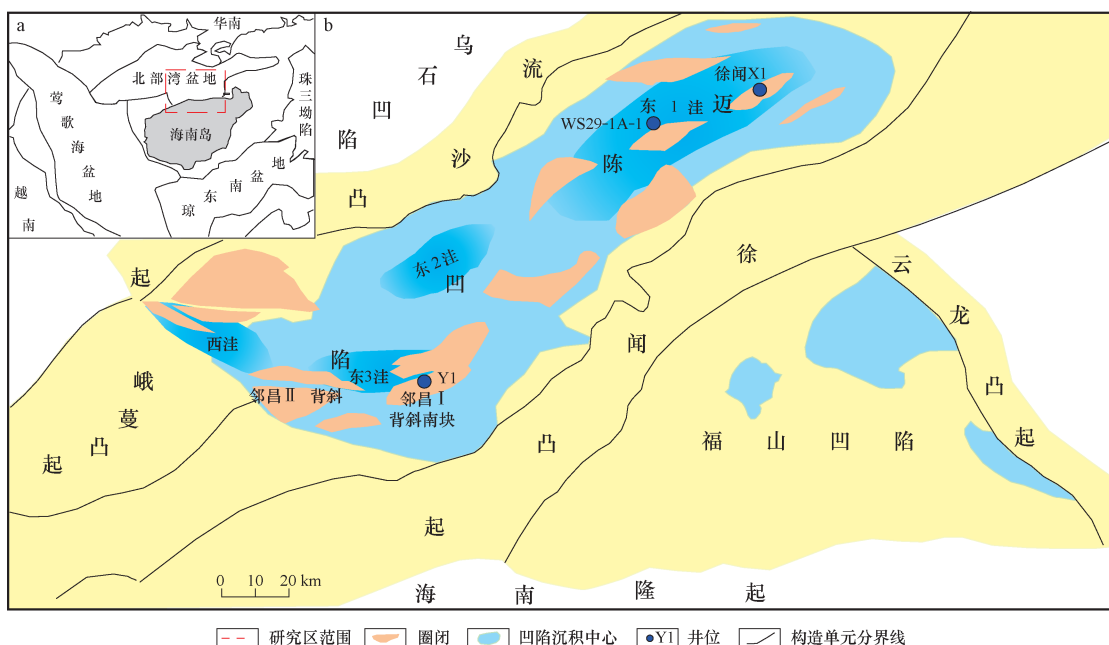


图1 北部湾盆地迈陈凹陷区域地质背景(a)及Y1区域探井位置(b)

Fig.1 Regional geology framework of the Maichen Sag (a) and location of the outpost Well Y1 (b) in the Beibuwan Basin

表 1 迈陈凹陷 Y1 井新生界沉积地层数值模拟参数

Table 1 Numerical simulation parameters of the Cenozoic of Well Y1 in the Maichen Sag

年代	地层及代号	顶深/m	底深/m	厚度/m	沉积开始时间/Ma	沉积结束时间/Ma
上新统	望楼港组(Nwl)	45	250	205	11.6	2
	灯楼角组(Ndl)	250	388	139	23.1	11.6
中新统	角尾组(Njw)	388	528	139	33.9	23.1
	下洋组(Nxy)	528	900	372	37.2	33.9
渐新统	涠洲组一段(Ewz <sup>1</sup> )	900	1 330	430	40.4	37.2
	涠洲组二段(Ewz <sup>2</sup> )	1 330	1 945	615	48.6	40.4
	涠洲组三段(Ewz <sup>3</sup> )	1 945	2 084	138	55.8	48.6
始新统	流沙港组(Els)	2 084	2 652	568	61.1	55.8
古新统	长流组(Ech)	2 652	3 486	834	65.5	61.1

统角尾组(Njw),上中新统灯楼角组(Ndl),上新统望楼港组(Nwl)及第四系(Q)所构成。

须强调指出的是,根据迈陈凹陷及邻区的区域地质研究,渐新统涠洲组三段与下伏始新统流沙港组二段呈明显的角度不整合接触,始新统流沙港组二段与下伏古新统长流组也呈角度不整合接触,因此始新统流沙港组缺失一段和三段。由于迈陈凹陷 Y1 井所在构造地理位置处在凹陷西南部边缘邻昌 I 号背斜南断块上,其主要烃源层系始新统流沙港组二段湖相沉积较薄(568.5 m),且流沙港组一段及流沙港组三段均被剥蚀,甚至有可能渐新统涠洲组底部地层亦有所剥蚀,可见其构造活动及抬升剥蚀程度非常大。据唐友军等<sup>[4]</sup>研究,迈陈凹陷东部徐闻 X1 井流沙港组-涠洲组至少剥蚀了 600~1 400 m,结合迈陈凹陷西南部地质条件,估计 Y1 井流沙港组-涠洲组亦至少剥蚀了 600~1 000 m。在建立数值模拟模型时,地层沉积厚度和剥蚀量等数据是建模基础,因此必须考虑地层剥蚀情况。笔者开展 Y1 井埋藏热演化史模拟时,亦考虑了古近系的剥蚀情况。本次实际模拟选取新生代各沉积地层顶底深、沉积厚度以及地层沉积年龄详见表 1。其中,流沙港组二段在古近纪末期因构造抬升发生剥蚀,其剥蚀厚度参考迈陈凹陷东部徐闻 X1 井确定为 1 000 m。

## 2 盆地数值模拟参数

### 2.1 地层岩性特征

北部湾盆地油气勘探及区域地质研究表明<sup>[1-5,13]</sup>,该区新生界地层系统及地层层序组成,主要是在上古生界石炭系-二叠系石灰岩、下古生界变质岩和中生界花岗岩所构成的前古近系多岩性基底上,由古近纪陆相断陷期沉积充填的湖相及河流沼泽相沉积与新生纪及第

四纪海相坳陷沉积叠置覆盖所构成,具有典型的陆相断陷构造层与海相坳陷构造层相互叠置的双层结构特征。

由于新近系不是研究区油气地质研究的重点层位,且其海相沉积特征及地层岩性特点亦较清楚,故此处不详述。据 Y1 井录井岩性资料,该区新近系岩性特征具有如下特点。下中新统下洋组主要以灰色砂砾岩为主,夹不等厚厚层绿灰色泥岩。中中新统角尾组上-中部以中厚层灰色含砾不等粒砂岩为主,夹中-薄层灰绿色泥岩;下部则以厚层灰色含砾不等粒砂岩为主,夹薄层灰绿色泥岩。上中新统灯楼角组以厚层灰绿色泥岩为主,夹不等厚层灰色砾状砂岩、含砾不等粒砂岩。上新统望楼港组以厚层灰绿色泥岩为主,夹中厚层灰色含砾不等粒砂岩,底部为杂色砂砾岩。

古近系为 Y1 井重点研究层位及勘探目的层,广泛开展了各种油气地质的基础分析测试工作(地层古生物分析、岩矿鉴定与地球化学分析等)。Y1 井 41 个井壁取心及岩屑样品的薄片分析鉴定结果表明,Y1 井钻遇古近系碎屑岩储层岩石学具有如下特征。渐新统涠洲组一段至涠洲组三段岩性,主要为泥质粉砂岩和粉砂质泥岩及少量砾岩和含砾砂岩,泥质等杂基填隙物含量偏高,面孔率偏低,孔渗性偏差;始新统流沙港组二段下部碎屑岩储层较发育且以砂岩为主,少量粉砂岩及泥质粉砂岩,但砂岩颗粒分选较差,碎屑成分复杂,泥质含量偏高,面孔率较低,成分成熟度偏低,砂岩成岩演化程度处于早成岩期(A 或 B 阶段);古新统长流组碎屑岩岩性总体上较粗或与流沙港组相当,且以砂岩为主,多为混杂砂岩、岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩等。但由于砂岩颗粒分选差,泥质含量较高,面孔率亦低。砂岩成分成熟度亦偏低,多在低成熟到极低成熟之间,表明具有近物源快速堆积的特点。长流组砂岩成岩演化阶段,根据其岩石学特点判识,大致处在早成岩阶段 B 期至中成岩阶段 A 期,明显比上覆始新统流沙港组成岩演化程度增高。

总之,碎屑岩储层岩性除部分层位局部层段较粗外,总体上较细,因而储层岩石储集物性总体偏差。根据上述井壁取心及岩屑样品的薄片分析鉴定结果,结合录井岩性数据,统计出用于本次实际数值模拟输入的各地层泥岩百分比依次为:新近纪望楼港组 69.18%,灯楼角组 46.43%,角尾组 50.00%,和下洋组 35.65%,古近纪涠洲组一段 65.12%,涠洲组二段 62.27%,涠洲组三段 64.82%,流沙港组 62.31%和长流组 57.90%。根据这些层位砂泥岩百分比数据,最终给所建模型中沉积地层岩性赋值。

## 2.2 烃源岩特征

Y1 井处在迈陈凹陷西南部边缘斜坡的构造位置,即处于迈陈凹陷主要生油气层系始新统流沙港组之南部边缘区(图 1)。远离迈陈凹陷生烃中心有效烃源供给范围,故 Y1 井钻遇古近系富含有机质的暗色泥页岩分布局限、沉积厚度较薄,展布规模小,且埋藏偏浅,加之迈陈凹陷地温场偏低,故有机质热演化程度较低。因此,该区古近系烃源岩有机质丰度普遍较低,生源母质类型中腐殖型成分较多,生烃潜力较差。根据 Y1 井岩石样品热解分析结果和干酪根显微组分镜检资料与可溶有机质组成分析资料(表 2),渐新统涠洲组泥岩生源母质类型主要为腐泥腐殖型(Ⅲ);始新统流沙港组二段暗色湖相泥岩生源母质类型属偏腐泥的混合型(Ⅱ<sub>1</sub>)和少量腐泥型(Ⅰ);古新统长流组杂色泥岩为含腐泥腐殖型(Ⅲ)和少量偏腐殖的混合型(Ⅱ<sub>2</sub>)。

本次数值模拟研究主要应用了 Y1 井的大量岩屑及少量岩心及井壁取心样品有机碳含量(TOC)、氯仿沥青“A”含量、总烃含量(HC)和岩石热解评价等地球化学分析资料,获取了评价有机质丰度的一系列分析数据和实验结果。Y1 井大量钻井样品的地球化学分

析表明,该井钻遇古近系不同层位泥岩有机质丰度,除始新统流沙港组二段泥页岩有机质丰度较高外,其他层位泥岩有机质丰度均普遍偏低。其中,古新统长流组泥岩有机质丰度较低,TOC 平均为 0.379%,最高达 0.74%,氯仿沥青“A”含量平均为 0.050 2%,岩石热解生烃潜量( $S_1 + S_2$ )平均为 0.974 mg/g,最高达 1.62 mg/g,长流组泥岩氢指数(HI)平均为 271.0 mg/g,依据有机质丰度评价标准,属于较差烃源岩;渐新统涠洲组暗色泥岩有机质丰度偏低,涠一段、涠二段和涠三段 TOC 平均分别为 0.328%,0.340%和 0.105%,氯仿沥青“A”含量分别平均为 0.055 1%,0.051 8%和 0.037 2%, $S_1 + S_2$  分别平均为 0.853,1.318 和 0.605 mg/g,HI 分别平均为 256.8,361.83 和 567.5 mg/g,最大分别可达 374,480 和 714 mg/g,依据有机质丰度评价标准,亦属于较差烃源岩。始新统流沙港组二段暗色泥岩有机质丰度较高,其中 TOC 平均为 0.653%,最高达 1.12%,属于较好烃源岩,部分达到好烃源岩标准;氯仿沥青“A”含量平均为 0.072%,最高可达 0.105 2%,部分达到好烃源岩标准; $S_1 + S_2$  平均为 1.937 mg/g,最高达 5.53 mg/g,HI 在 144 ~ 480 mg/g,平均值为 244.21 mg/g,部分达到中等烃源岩标准。综合以上各项有机质丰度参数综合评定,Y1 井仅始新统流沙港组二段泥岩有机质丰度可达到较好烃源岩的标准。

根据北部湾盆地区域油气地质条件分析及迈陈凹陷部分探井揭示和 Y1 井钻探结果<sup>[3-4,14]</sup>,结合以上烃源岩地球化学分析实验结果,本次模拟先将渐新统涠洲组二段、涠洲组三段和始新统流沙港组作为潜在或可能的烃源岩,其他层段为储集层和盖层。涠洲组二段烃源岩 TOC 为 0.34%,HI 为 361.83 mg/g;涠洲组三段 TOC 为 0.105%,HI 为 567.5 mg/g;流沙港组二段 TOC 为 0.653%,HI 为 244.21 mg/g。实际数

表 2 迈陈凹陷 Y1 井古近纪不同层位潜在/可能烃源岩地球化学特征及生烃潜力综合评价

Table 2 Geochemical characteristics and hydrocarbon potential of possible source rocks in different Eocene strata of Well Y1 in the Maichen Sag

地层	有机质丰度			生源母质类型			有机质成熟度			生烃潜能及烃转化率			烃源岩综合评价			
	TOC	热解评价	DCMA	热解评价	可溶有机质	不溶有机质	镜质体反射率/%	可溶有机质	热解峰温/℃	( $S_1 + S_2$ )/ (mg·g <sup>-1</sup> )	HI	(“A”/TOC)/%	丰度	类型	成熟度	生烃潜力
涠洲组一段	差	较差	较差	I - II			<0.4	未熟	<435	0.85	256.8		差	Ⅲ	未熟	较差
涠洲组二段	差	较差	较差	I - II			<0.4	未熟	<435	1.32	361.8	18.64	差	Ⅲ	未熟	较差
涠洲组三段	差	较差	差	I			<0.4	未熟	<435	0.61	567.5		差	Ⅲ	未熟	较差
流沙港组二段	较好	较差	较好	I - II	Ⅱ	I - II	0.4 ~ 0.6	低熟/成熟	≤435	1.94	244.2	11.03	较好	Ⅱ	低熟/成熟	较好
长流组	差	较差	较差	I - II	Ⅱ - Ⅲ	Ⅱ	>0.6	成熟	≤435	1.07	271.0	13.25	差	Ⅲ	成熟	较差

值模拟过程中有机质生烃模式采用 PetroMod 软件中 Tissot\_in\_Waples(1992)\_TII\_Crack 模型。

### 2.3 古地表温度、古水深与古热流

通过北部湾盆地沉积构造发育史以及热史分析<sup>[15-16]</sup>,结合已钻徐闻 X1 井,WS29-1A-1 井,WS29-5-1A 井与 WS35-2-1 井实测地温、地温梯度与古地表温度,古水深等资料<sup>[5]</sup>,并根据 Y1 井实际录井地温数据并计算各层位地温梯度(图 2),推测迈陈凹陷西南部 Y1 井区古地表温度与古水深等参数(表 3)。古热流值参考郭飞飞等研究迈陈凹陷西北部邻区成熟探区涠西南凹陷古热流结果<sup>[17]</sup>。迈陈凹陷涠西南凹陷发展的裂陷阶段初期热流值较

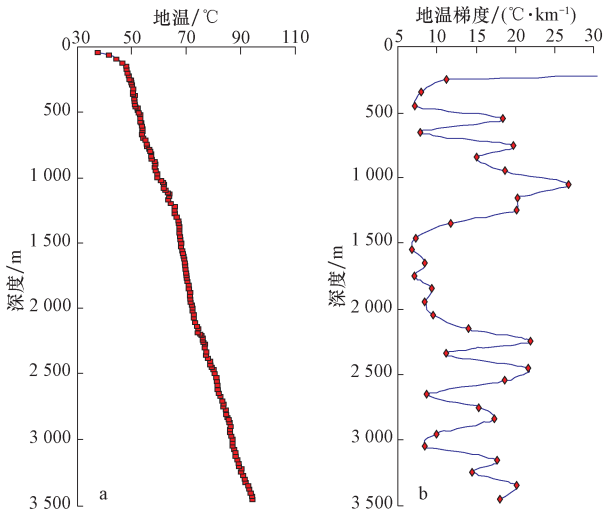


图 2 迈陈凹陷 Y1 井地层温度(a)与地温梯度(b)随深度变化特征

Fig. 2 Temperature(a) and geothermal gradient(b) of Well Y1 in the Maichen Sag

表 3 迈陈凹陷 Y1 井所处区域古水深及古热流值  
Table 3 Paleo-water depth and palaeo-heat flow of Well Y1 in the Maichen Sag

地层	沉积时间/ Ma	古水深/ m	古地表温度/ ℃	古热流值/ (mw·m <sup>-2</sup> )
第四纪	0	1	18	50
望楼港组	11.6	10	20	54
灯楼角组	23.1	15	21	54
角尾组	33.9	20	21	55
下洋组	37.2	30	20	55
涠洲组一段	40.4	40	22	56
涠洲组二段	48.6	10	23	58
涠洲组三段	55.8	10	22	61
流沙港组	61.1	15	20	65
长流组	65.5	20	21	77

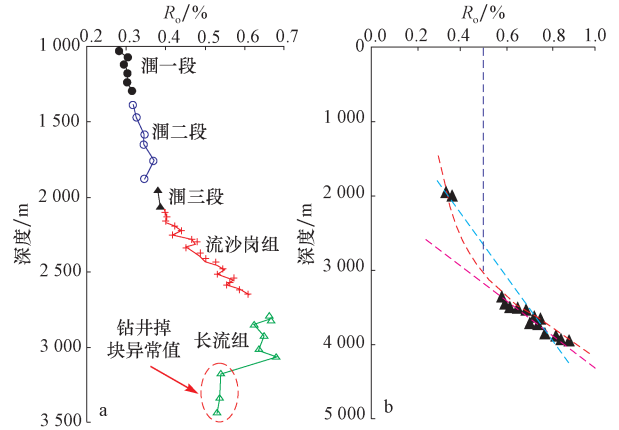


图 3 迈陈凹陷 Y1 井(a)与徐闻 X1 井(b)镜质体反射率( $R_o$ )随深度变化特征

Fig. 3 Vitrinite reflectance ( $R_o$ ) vs depth of Well Y1 (a) and Xuwen X1 (b) in Maichen Sag

高,最大值约为  $77\text{mW}/\text{m}^2$ ,其后热流值逐渐减小,现今热流值约为  $54\text{mW}/\text{m}^2$ ,而经研究证实,Y1 井地温场较邻区明显偏低<sup>[16-17]</sup>,故初步推测 Y1 井区古热流值随时间变化情况如表 3,后期实际模拟结果过程中进行了反复调整,以使建立的模型尽量接近实际地质情况。

### 2.4 镜质体反射率变化特征

成熟度指标的可靠性与烃源岩成熟度镜质体反射率( $R_o$ )是迄今衡量烃源岩有机质成熟度的最有效指标。数值模拟分析时要尽可能用已有的  $R_o$  测试数据约束成熟度进行模拟分析,以保证重建的地层埋藏-有机质热演化史符合实际地质过程。徐闻 X1 井的烃源岩主要是古近纪以来的沉积物,富含均质镜质体,因此所获的镜质体反射率数据十分可靠<sup>[3-4]</sup>。对比参考徐闻 X1 井有机质成熟度随深度变化特征,结合 Y1 井实测烃源岩镜质体反射率随深度变化特征(图 3),可知二者烃源岩镜质体反射率随深度加深有相似的变化规律,说明 Y1 井实测镜质体反射率数值可靠,可作为模拟约束边界条件。

## 3 数值模拟结果与生烃条件

### 3.1 埋藏史与热史

结合单井一维数值模拟方法,用 PetroMod1D 盆地模拟软件,依据地质基础数据,输入上述各个模拟参数以及边界条件,重建 Y1 井地层埋藏-热演化史(图 4)。



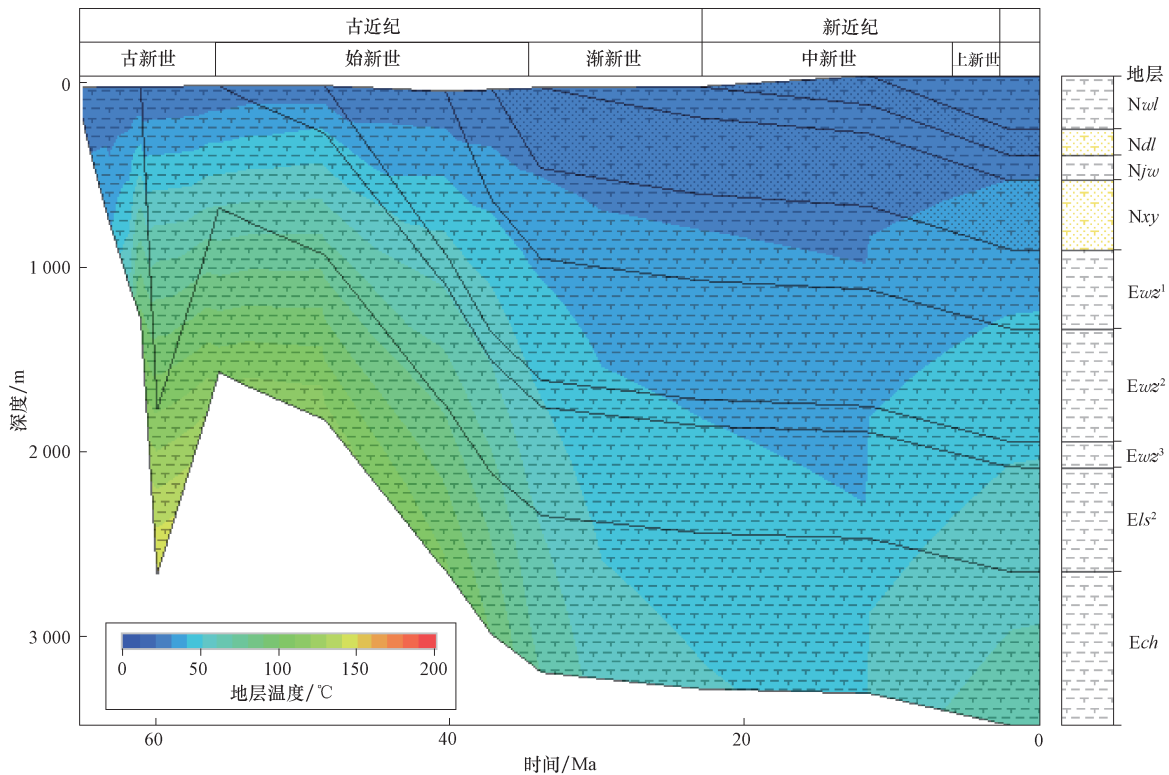


图4 迈陈凹陷Y1井地层埋藏史与地层温度叠加图

Fig. 4 Burial history and temperature of Well Y1 in the Maichen Sag

从图4可以看出,Y1井温度模拟结果与实际录井温度符合性较好,地层温度为20~120℃,古新统长流组仅部分层段温度超过120℃,而其它层段基本在100℃以下,这是由于古近纪早始新世和晚始新世发生构造抬升时,造成地温明显升高异常<sup>[18]</sup>;始新统流沙港组二段地层温度也基本在100℃以下,而渐新统濠洲组及其以上地层地温则更低,由此可见,Y1井区地温场总体偏低,这对后期流沙港组与濠洲组潜在烃源岩的成熟演化有重要影响。钻井及油气地质研究也证实,迈陈凹陷的地温场及大地热流总体偏低,其地温梯度一般不超过32℃/km,如迈陈凹陷中东部WS29-1A-1井,其古近系地层地温梯度为31.9℃/km<sup>[5]</sup>;而处在迈陈凹陷西南部的Y1井古近系地层地温梯度更低,其平均最高不超过22℃/km,且凹陷大部分区域的地温梯度均小于30℃/100m(图2)。很显然,迈陈凹陷地温场及地温梯度偏低,直接导致该区烃源岩有机质热演化程度偏低,因而生烃成油能力有限。

受同生断裂的控制和影响,古近系沉积充填较厚,但由于早始新世和晚始新世区域构造运动的影响,断陷整体抬升遭受剥蚀,导致在断陷边缘斜坡等构造较高部位始新统流沙港组三段和流沙港组一段及渐新统濠洲组底部,均遭受了一定程度的剥蚀而缺失其沉积。

即便如此,该区仍然保留了较厚的流沙港组二段湖相沉积,其沉积充填厚度达568.5m,且泥岩厚度占本段地层的62.31%,单层泥岩最大厚度高达115m。说明该区流沙港组沉积时期湖相沉积范围较大水体环境偏深,如果没有晚期的抬升剥蚀,流沙港组二段湖相泥岩埋藏深度完全可以达到有机质热演化的成熟生烃门限。因此,推测该区以北即迈陈凹陷西南部流沙港组沉积充填厚度大、埋藏深,应处于成熟生烃门限之下。古近纪渐新世时期,断陷又开始下沉接受沉积,主要沉积充填了一套濠洲组河流相与河湖相厚层红色、杂色砂泥岩等粗碎屑沉积物。渐新世濠洲组沉积时期,凹陷内已不是南断北超的沉积格局,而是受凹陷整体下沉影响,且其沉积中心一般均位于凹陷的中心部位。渐新世晚期整个断陷过程结束,并逐渐转为拗陷阶段的构造演化与沉积充填过程。渐新世末,盆地整体被抬升,渐新统濠洲组一段大部分地层多遭受剥蚀。

### 3.2 有机质成熟度模拟

从Y1井实测镜质体反射率成熟度演化剖面(图3)可以看出,濠洲组二段和三段烃源岩有机质镜质体反射率为0.3%~0.4%,仍处于未成熟阶段,尚未进入生油窗范畴;流沙港组烃源岩有机质镜质体反射率0.4%~0.64%,说明流沙港组底部已进入生油窗范

畴,而且属增长最快的层段(斜率最大),如果实测数据无误,应该说明流沙港组的地温梯度是最高的;长流组烃源岩有机质镜质体反射率为 0.65%,也进入生油窗范畴。必须指出的是,实测的最后 3 个镜质体反射

率数据偏离正常演化曲线,其应是上覆地层掉块,因而导致实测数据相对同深度有机质成熟度偏低,同时也导致该井数值模拟过程中最后 3 个镜质体反射率数据与数值模拟曲线无法拟合(图 5),但并不影响整体校准曲线。

实际模拟过程中,通过调整古热流值等边界条件,使镜质体反射率变化值与模拟曲线尽量符合(图 5)。从 Y1 井各层有机质成熟度(有机质镜质体反射率)模拟结果可以看出(图 6),渐新统涠洲组一段、涠洲组二段和涠洲组三段泥岩镜质体反射率值均在 0.4% 以下,泥岩有机质仍处于未成熟阶段,表明尚未进入生油窗范畴;始新统流沙岗组二段泥岩有机质镜质体反射率值为 0.4%~0.6%,说明流沙岗组底部泥岩有机质已进入生油窗范畴,泥岩有机质处在低熟演化阶段;古新统长流组泥岩有机质镜质体反射率值在 0.65% 以上,表明泥岩有机质已进入成熟生油门限,达到了正常成熟演化的生油窗阶段,但尚处于早成熟生油窗范围。可见,有机质成熟度变化(有机质镜质体反射率)模拟结果均与 Y1 井各相应层段实测有机质镜质体反射率值变化特征吻合较好,符合实际地质情况。

根据以上 Y1 井古近系有机质镜质体反射率模拟结果,对比实测烃源岩镜质体反射率随深度变化剖面

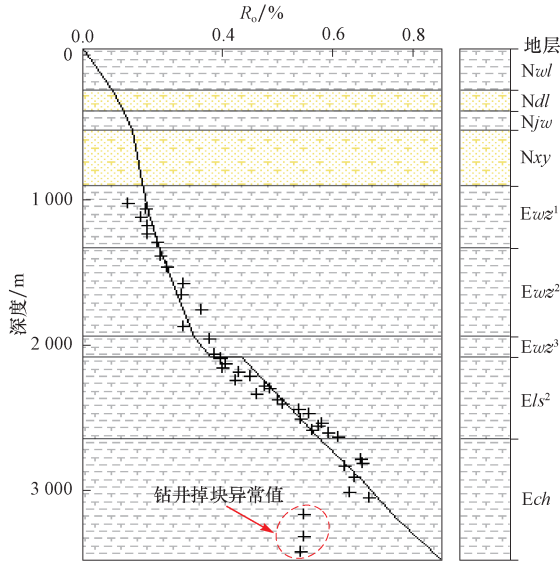


图 5 迈陈凹陷 Y1 井镜质体反射率数值模拟校准曲线  
Fig. 5 Numerical simulation calibration curve of the vitrinite reflectance ( $R_o$ ) of Well Y1 in the Maichen Sag

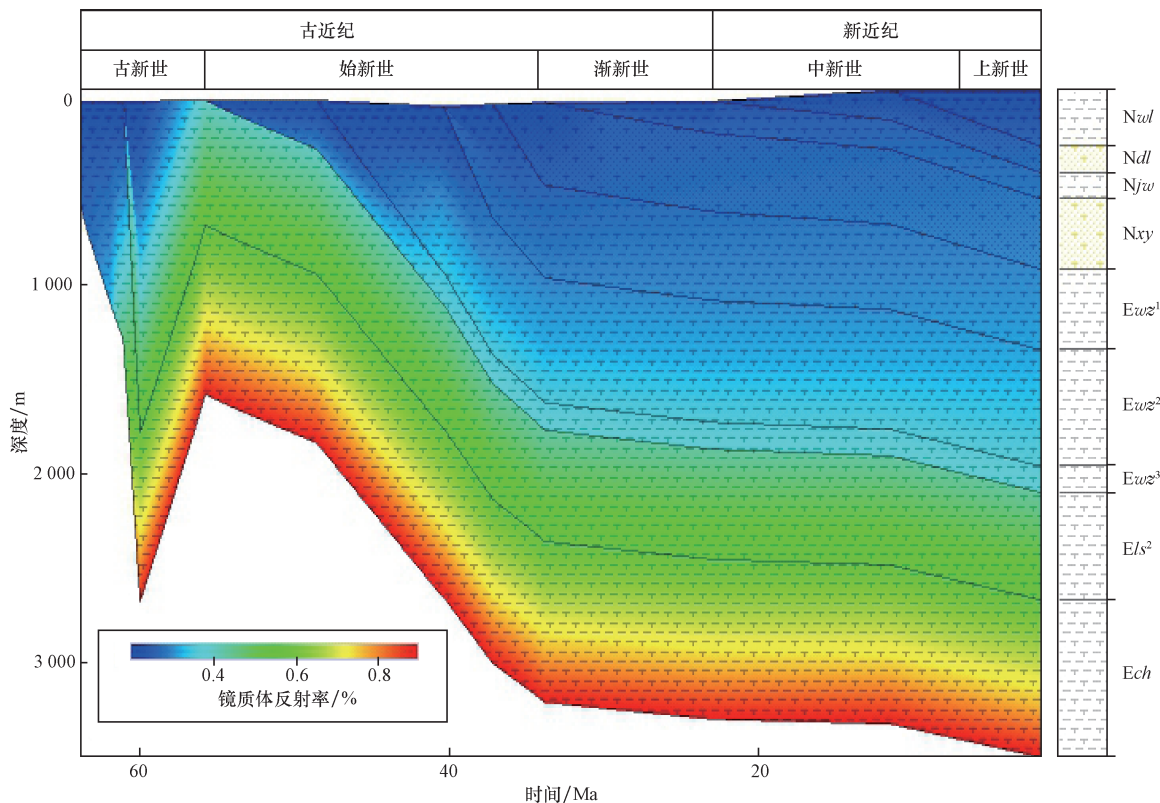


图 6 迈陈凹陷 Y1 井有机质镜质体反射率( $R_o$ )数值模拟

Fig. 6 Vitrinite reflectance ( $R_o$ ) numerical simulation of Well Y1 in the Maichen Sag

以及地质特征可以看出,本井钻遇古近系不同层位泥岩有机质镜质体反射率随埋藏深度增加,其成熟演化特征及变化规律,明显具有以下几个重要特点。2 100 m 以上的渐新统涠洲组泥岩有机质均处于未熟阶段,泥岩有机质镜质体反射率均小于 0.4%; 2 100 ~ 2 600 m 深度段,其镜质体反射率值介于 0.4% ~ 0.56%,泥岩有机质处在低熟演化阶段;2 600 m 以下的始新统流沙港组及古新统长流组泥岩,其有机质镜质体反射率大于 0.6%,最高为 0.65%,已进入成熟生油门限,达到了正常成熟演化的油窗阶段,但尚处于早成熟油窗范围。总之,通过 Y1 井古近系不同层位泥岩有机质镜质体反射率分析测定及数值模拟研究结果,综合该区地质条件,可以判识和确定该井所在区域油气生成的低成熟门限为 2 100 m,正常成熟生油门限为 2 600 m。据此分析判识,Y1 井钻遇的始新统流沙港组二段暗色泥岩应处在低成熟生油的热演化阶段。

### 3.3 有机质生烃模拟

从图 7 可以看出 Y1 各地层有机质初始总有机碳含量分布,渐新统涠洲组二段泥岩  $TOC$  为 0.40% 左右,按中国陆相生油岩有机质丰度评价标准<sup>[19]</sup>,属于较差烃源岩或非烃源岩;涠洲组三段泥岩  $TOC$  在

0.2% 以下,亦属于非烃源岩;始新统流沙港组二段泥岩  $TOC$  为 0.6 ~ 0.7%,有机质丰度相对较高,属于较好烃源岩;古新统长流组泥岩  $TOC$  甚低,为非烃源岩。可见,涠洲组二段、涠洲组三段并不是有效烃源岩,始新统流沙港组烃源岩  $TOC$  值符合较好烃源岩标准,应是本井钻遇有效烃源岩。这与迈陈凹陷主要烃源岩为始新统流沙港组中-深湖相烃源岩有机质是一致的<sup>[13-14]</sup>。

从生烃潜量变化值模拟结果来看(图 8),渐新统涠洲组二段、涠洲组三段烃源岩  $HC$  均在 0.25 mg/g 以下( $250 \times 10^{-6}$ ),属于较差或非烃源岩;始新统流沙港组烃源岩  $HC$  在 0.5 mg/g 左右( $500 \times 10^{-6}$ ),达到较好烃源岩标准。

综合以上烃源岩  $TOC$  值以及  $HC$  值,可认为始新统流沙港组二段烃源岩属于较好烃源岩,而涠洲组二段、三段应属于较差烃源岩或非烃源岩,基本不具生烃能力。

## 4 有利油气勘探方向

综合 Y1 井各项有机质地球化学特征参数及数值模拟结果综合评定,始新统流沙港组二段泥岩有机质丰度可达到较好烃源岩的标准。但与迈陈凹陷中东部

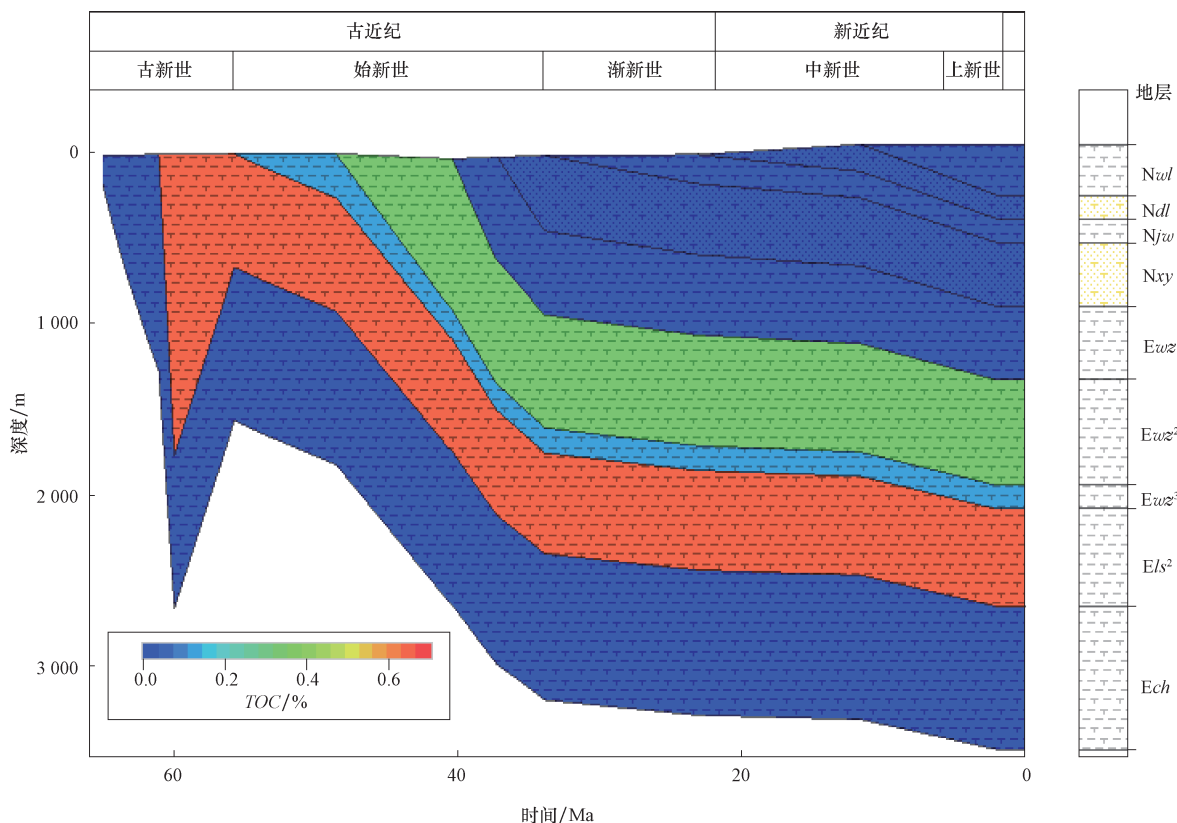


图7 迈陈凹陷 Y1 井有机碳含量( $TOC$ )数值模拟

Fig.7 Total organic carbon ( $TOC$ ) numerical simulation of Well Y1 in the Maichen Sag



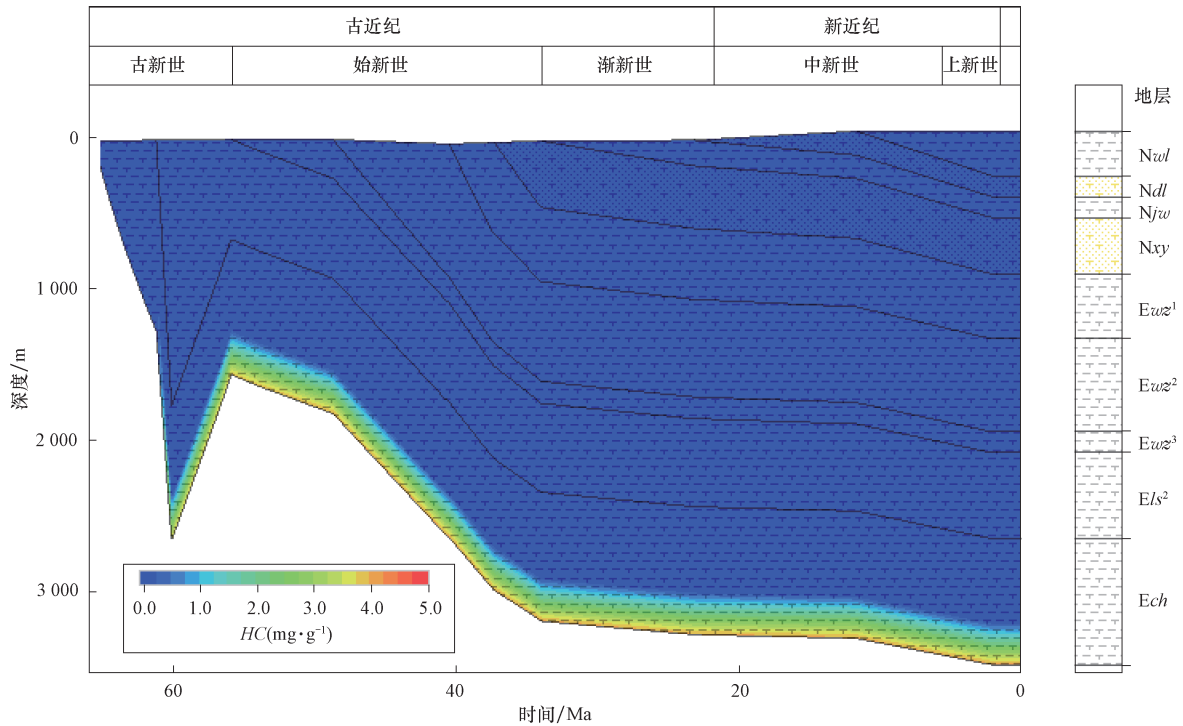


图 8 迈陈凹陷 Y1 井总烃含量 (HC) 数值模拟

Fig. 8 HC numerical simulation of Well Y1 in the Maichen Sag

乌石 29-1A-1 井和徐闻 X1 井钻遇的始新统流沙港组二段暗色泥岩相比<sup>[3-5]</sup>,本井揭示的流沙港组二段暗色泥岩有机质丰度要差一些。总之,本井钻遇暗色泥岩主要集中发育在始新统流沙港组二段和渐新统涠洲组一段、二段及三段上部,但这些层位层段的暗色泥岩有机地球化学分析表明,仅流沙港组二段暗色泥岩达到较好烃源岩的有机质丰度标准,其他层位层段,由于均以杂色、紫红色泥岩为主,沉积充填时属强的氧化环境,故其有机质保存条件欠佳,有机质丰度偏低,未达到好烃源岩有机质丰度的标准,基本上均属于差或较差烃源岩,生烃潜力偏差。

本井钻遇始新统流沙港组二段上部暗色泥岩(埋深 2 100~2 285 m)单层厚度大,有机质丰度较高,有机质类型较好(II 型),其有机质丰度及类型指标均可达到较好烃源岩标准,但由于井点处地温场偏低(小于 30 °C/km),有机质热演化尚未达到成熟生烃门限,其生烃潜力有限。根据本井有机地球化学与数值模拟研究,综合判识确定其低成熟门限为埋深 2 100 m,其  $R_o \geq 0.4\%$ ;成熟生烃门限为埋深 2 600 m,其  $R_o \geq 0.6\%$ ,该成熟生烃门槛值与迈陈凹陷中东部 WS29-1A-1 井及徐闻 X1 井基本一致<sup>[14]</sup>。据此分析判识, Y1 井钻遇的始新统流沙港组二段暗色泥岩,应处在低成熟生油的热演化阶段,这与邻区即迈陈凹陷中东部 WS29-1A-1 井钻遇流沙港组烃源岩的成熟演化特征

是基本一致和吻合的。迈陈凹陷中东部 WS29-1A-1 井钻遇古近系流沙港组烃源岩的成熟门限亦为埋深 2 600 m,在该成熟门限深度及以下,其有机质镜质体反射率均大于 0.6%,烃源岩热解峰温均大于 435 °C,表明烃源岩有机质热演化已达到成熟门限,进入成熟生油窗阶段。其与相邻凹陷(乌石凹陷成熟生油门限为埋深 2 500 m)及盆地西北部凹陷(涠西南凹陷成熟生油门限为埋深 2 400 m)比较<sup>[5]</sup>,迈陈凹陷成熟生油门限深度要明显偏深一些,这与该区地温场及热流值偏低(地温梯度 30 °C/km 左右,一般不超过 32 °C/km)存在必然关系。因此,通过本井有机地球化学与数值模拟研究,可以判识与确定迈陈凹陷成熟生烃门限为埋深 2 600 m,其与西北部涠西南凹陷及北部邻区的乌石凹陷成熟生油门限相比明显偏深,其主要原因是迈陈凹陷地温场偏低所致。

由于 Y1 井处在迈陈凹陷生烃中心之有效烃源供给范围以外,古近系不同层位烃源岩有机质丰度及生源母质较差,且成熟度偏低,生烃潜力差,基本不具备烃源条件。但可以肯定的是,通过该井钻探揭示的始新统流沙港组二段烃源岩的一系列地质地球化学信息及数值模拟结果,结合邻区油气勘探成果<sup>[20-22]</sup>,可以推测迈陈凹陷之中一定存在与乌石凹陷及涠西南凹陷一样的古近系优质烃源岩,且生烃潜力大能够为该区油气运聚成藏提供丰富的烃源。鉴于迈陈凹陷本身油

气地质条件中存在地温场偏低之劣势,在油气勘探中更应倍加重视寻找古近系烃源岩埋藏较深的凹陷主体部位,即凹陷内部沉积充填较厚的区域区带,其烃源岩有机质热演化程度较高,且处于成熟生烃范围及烃源灶和有效烃源供给系统之内,才有可能形成油气聚集或油气藏。

“源热共控”油气生成理论认为<sup>[23-24]</sup>,潜在烃源岩是油气形成的内因,热是油气形成的外因,内因和外因缺一不可,二者耦合作用控制了油气区油气的生成与否、生烃规模、相态(石油或天然气)类型与区域分布模式。迈陈凹陷自东向西构造、沉积差异较大,由分隔性较强的东1洼、东2洼、东3洼和西洼组成。区域研究表明,流二段湖相泥页岩是该区主要烃源岩,因此,从“源”的角度来看,流二段分布范围决定了洼陷勘探潜力大小。地震资料及沉积相解释结果表明<sup>[25]</sup>,东1洼流沙港组二段下部中深湖相烃源岩分布面积最大(可达400 km<sup>2</sup>),而其余三个次洼基本缺乏流二段湖相泥岩沉积,故而东1洼是4个次洼中最有勘探潜力的次洼。迈陈凹陷虽然地温梯度整体偏低,但不乏成熟烃源岩,东1洼徐闻X1井发现油层即是例证<sup>[26]</sup>,同属东1洼的WS29-1A-1井钻遇流二段烃源岩成熟度较低,但该井未钻穿流二段,随埋深加大,烃源岩应当进入生烃门限<sup>[25]</sup>;而其他3个次洼,流沙港组沉积较薄,烃源岩埋深与东1洼相比相对要浅,热演化程度则更低,因而从“热”的角度来看,东1洼勘探潜力也大于其余次洼。综上,从“源热共控”油气生成理论来看,迈陈凹陷重点勘探方向应当为东1洼。必须指出的是,在迈陈凹陷及周缘区实施油气勘探时,一定要优选处在凹陷之中且在有效成熟生烃供给范围之内(埋深2600 m以深成熟生烃门限范围)的二级构造带及局部构造目标,只有在有效烃源供给区内的勘探目标实施钻探,方可获得油气勘探的重大发现和突破。

## 5 结论

1) Y1井处在迈陈凹陷西南部边缘的构造位置,即处于迈陈凹陷主要生油气层系始新统流沙港组之南部边缘区,在迈陈凹陷生烃中心之有效烃源供给范围以外。钻遇暗色泥岩主要集中发育在始新统流沙港组二段和渐新统濠洲组一段、二段及三段上部,但仅流沙港组二段暗色泥岩达到较好烃源岩的有机质丰度标准,但成熟度偏低。其它层位层段,有机质丰度偏低,未到达烃源岩有机质丰度的标准,该区不具备烃源供给条件。

2) 根据地球化学与数值模拟结果,始新统流沙港

组二段为Y1井烃源岩层,虽然属于较好烃源岩,且处在低熟阶段(有机质镜质组反射率为0.40%~0.65%),但其沉积厚度薄,展布规模有限,不能提供充足的烃源供给。

3) 通过Y1井有机地球化学分析及数值模拟研究,综合判识确定迈陈凹陷成熟生烃门限为埋深2600 m,与西北部濠洲西南凹陷及北部邻区的乌石凹陷烃源岩成熟生烃门限相比明显偏深,主要是由迈陈凹陷地温场偏低所致。

4) 迈陈凹陷油气勘探中应重视寻找古近系烃源岩埋藏较深的凹陷主体部位,且处于成熟生烃范围及烃源灶和有效烃源供给系统之内,根据“源热共控”油气生成理论,迈陈凹陷重点勘探方向应当为东1洼。

## 参 考 文 献

- [1] 曹强,王韶华,孙建峰,等. 北部湾盆地迈陈凹陷油气成藏条件分析[J]. 海洋地质动态,2009,25(8):1-6.  
Cao Qiang, Wang Shaohua, Sun Jianfeng, et al. Analysis of hydrocarbon accumulation conditions of the Maichen sag in Beibu Gulf Basin [J]. Marine Geology Letters, 2009, 25(8): 1-6.
- [2] 苏永进,唐跃刚,石胜群,等. 北部湾盆地迈陈凹陷东部地区油气成藏特征[J]. 石油与天然气地质,2009,30(2):210-214.  
Su Yongjin, Tang Yuegang, Sun Jianfeng, et al. Characteristics of hydrocarbon pooling in the east of the Maichen sag of the Beibu Gulf Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(2): 210-214.
- [3] 包建平,刘玉瑞,朱翠山,等. 北部湾盆地迈陈凹陷徐闻1井油气地球化学特征[J]. 天然气地球科学,2006,17(3):300-304.  
Bao Jianping, Liu Yurui, Zhu Cuishan, et al. The geochemical properties of natural gas and crude oil from xuwen x1 well, maicheng sag, beibuwan basin [J]. Natural Gas and Geoscience, 2006, 17(3): 300-304.
- [4] 唐友军,包建平,朱翠山. 北部湾盆地迈陈凹陷徐闻X1井生烃史[J]. 新疆石油天然气,2007,03(2):1-6.  
Tang Youjun, Bao Jianping, Zhu Cuishan. Hydrocarbon generation history of xuwen x1 well maicheng sag, beibuwan basin [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2007, 03(2): 1-6.
- [5] 李晓唐. 北部湾盆地中南部迈陈凹陷油气地质特征及勘探前景[D]. 广州:中国科学院广州地球化学研究所,2016.  
Li Xiaotang. Petroleum geology characteristic and prospect of Meichen Sag in central and southern Beibuwan Basin [D]. Guangzhou: Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, 2016.
- [6] 胡望水,吴婵,梁建设,等. 北部湾盆地构造迁移特征及对油气成藏的影响[J]. 石油与天然气地质,2011,32(54):920-927.  
Hu Wangshui, Wu Chan, Liang Jianshe, et al. Tectonic transport characteristics and their influences on hydrocarbon accumulation in Beibuwan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(54): 920-927.
- [7] 徐建永,张功成,梁建设,等. 北部湾盆地古近纪幕式断陷活动规律及其与油气的关系[J]. 中国海上油气,2011,23(6):362-368.  
Xu Jianyong, Zhang Gongcheng, Liang Jianshe, et al. Paleogene activities of episodic rifting and their relationships with hydrocarbon in

- Beibuwan basin [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2011, 23 (6): 362 – 368.
- [8] 袁冰. 南海北部湾盆地迈陈凹陷构造演化与变形机制[J]. *科学技术与工程*, 2014, 14(18): 199 – 203.  
Yuan Bin. Structural evolution and deformation mechanism of Maichen Sag in Beibu Gulf Basin, South China Sea [J]. *Science Technology and Engineering*, 2014, 14 (18): 199 – 203.
- [9] 朱伟林, 江文荣. 北部湾盆地涠西南凹陷断裂与油气藏[J]. *石油学报*, 1998, 19(3): 6 – 11.  
Zhu Weilin, Jiang Wenrong. Fault and Reservoir of Weixinan depression, Beibuwan basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1998, 19(3): 6 – 10.
- [10] 卢林, 王企浩, 黄建军. 北部湾盆地迈陈和海中西凹陷新生代局部构造演化史[J]. *海洋石油*, 2007, 27(1): 25 – 29.  
Lu Lin, Wang Qihao, Huang Jianjun. Structural evolution history of Weixinan and Haizhong depressions in Beibuwan Basin during Cenozoic Era [J]. *Offshore Oil*, 2007, 27(1): 25 – 29.
- [11] 姜海健. 北部湾盆地迈陈凹陷流沙港组层序地层与有利区带研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2009.  
Jiang Haijian. The analysis of the sequence stratigraphy and the favorable reservoir belts of Liushagang formation in Maichen depression of beibu-gulf basin [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2009.
- [12] 康西栋, 赵文翠, 潘治贵. 北部湾盆地层序地层格架及其内部构成[J]. *地球科学——中国地质大学学报*, 1994, 19(4): 493 – 502.  
Kang Xidong, Zhao Wencui, Pan Zhigui. Study on architecture of sequence stratigraphic framework of Beibuwan Basin [J]. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 1994, 19(4): 493 – 502.
- [13] 何家雄, 刘海龄, 祝有海, 等. 南海北部边缘盆地油气地质及资源前景[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 106 – 114.  
He Jiaxiong, Liu Hailing, Zhu Youhai, et al. The petroleum geology and the resource potential of the marginal basins in the Northern South China Sea [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 106 – 114.
- [14] 龚晓峰, 何家雄, 刘菊, 等. 南海北部湾盆地迈陈凹陷中南部 X 井油气成藏地质条件[J]. *海洋地质前沿*, 2014, 30(4): 7 – 13.  
Gong Xiaofeng, He Jiaxiong, Liu Ju, et al. Geological conditions for hydrocarbon accumulation: A case form well X in southern central part of maichen sag of Beibuwan basin [J]. *Marine Geology Frontiers*, 2014, 30(4): 7 – 13.
- [15] 陈亮, 甘华军, 祝春荣, 等. 北部湾盆地迈陈凹陷沉降史研究[J]. *新疆石油学院学报*, 2002, 14(4): 12 – 17.  
Chen Liang, Gan Huajun, Zhu Chunrong, et al. Study on subsidence history of Weixinan depression in Beibuwan Basin [J]. *Journal of Xinjiang Petroleum Institute*, 2002, 14(4): 12 – 17.
- [16] 康西栋, 李思田, 李雨梁, 等. 北部湾盆地今古地温场特征及热史演化[J]. *长春地质学院学报*, 1995, 25(2): 173 – 177.  
Kang Xidong, Li Sitian, Li Yuliang, et al. Study on the geothermal characteristics and thermal history of Beibuwan basin [J]. *Journal of Changchun University of Earth Sciences*, 1995, 25(2): 173 – 177.
- [17] 郭飞飞, 郭小文, 孙建峰. 北部湾盆地涠西南凹陷 C 洼烃源岩热史及成熟史模拟[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2010, 30(02): 87 – 93.  
Guo Feifei, Guo Xiaowen, Sun Jianfeng, et al. Source rock thermal and maturity history modeling in C sag of the Weixinan depression, Beibuwan basin [J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2010, 30(02): 87 – 93.
- [18] 石胜群. 迈陈凹陷东部地区油气成藏及钻探目标研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2008.  
Shi Shengqun. Evaluation on pool-forming and drilling targets in the Eastern of Maichen sag [D], Qingdao: China University of Petroleum (EastChina), 2008.
- [19] 张厚福等. 石油地质学[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999: 183 – 191.  
Zhang Houfu. *Petroleum Geology* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999: 183 – 191.
- [20] 宋刚练, 席敏红, 张萍, 等. 北部湾盆地涠西南凹陷油气成藏特征研究[J]. *地质与勘探*, 2012, 48(2): 415 – 420.  
Song Ganglian, Xi Minhong, Zhang Ping, et al. Hydrocarbon accumulation characteristics in the Weixinan Sag, Beibu Gulf Basin [J]. *Geology and Exploration*, 2012, 48(2): 415 – 420.
- [21] 郭飞飞, 王韶华, 孙建峰, 等. 北部湾盆地涠西南凹陷油气成藏条件分析[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2009, 29(3): 93 – 98.  
Guo Feifei, Wang Shaohua, Sun Jianfeng, et al. Analysis on the conditions of petroleum accumulation in weixinan sag, beibuwan basin [J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2009, 29(3): 93 – 98.
- [22] 杨海长, 赵志刚, 李建红, 等. 乌石凹陷油气地质特征与潜在勘探领域分析[J]. *中国海上油气*, 2009, 21(4): 227 – 231.  
Yang Haizhang, Zhao Zhigang, Li Jianhong, et al. An analysis of petroleum geology and potential exploration targets in Wushi sag [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2009, 21(4): 227 – 231.
- [23] 张功成. 源热共控论[J]. *石油学报*, 2012, 33(5): 723 – 738.  
Zhang Gongcheng. Co-control of source and heat: The generation and distribution of hydrocarbons controlled by source rocks and heat [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(5): 723 – 738.
- [24] 张功成, 陈国俊, 张厚和, 等. “源热共控”中国近海盆地油气田“内油外气”有序分布[J]. *沉积学报*, 2012, 30(1): 1 – 19.  
Zhang Gongcheng, Chen Guojun, Zhang Houhe, et al. Regular distribution of inside-oil fields and outside-gas fields controlled by source rocks and heat in china offshore basins [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2012, 30(1): 1 – 19.
- [25] 王鹏, 赵志刚, 柳永杰, 等. 迈陈凹陷构造特征与油气勘探方向分析. [J]. *海洋石油*, 2011, 31(2): 13 – 19.  
Wang Peng, Zhao Zhigang, Liu Yongjie, et al. Structural characteristics and petroleum exploration direction analysis in maichen sag. [J]. *Offshore Oil*, 2011, 31(2): 13 – 19.
- [26] 戴祉平, 包建平, 刘玉瑞, 等. 北部湾盆地迈陈凹陷徐闻 1 井油源研究[J]. *石油天然气学报(江汉石油学院学报)*, 2007, 31(4): 9 – 13.  
Dai Zhiping, Bao Jianping, Liu Yurui, et al. Study on the correlation between crude oils and source rocks from well Xuwen-1 in Maichen Sag of Beibuwan Basin [J]. *Journal Of Oil and Gas Technology (Journal of Jiangnan Petroleum Institute)*, 2007, 31(4): 9 – 13.