

文章编号:1009-2722(2014)04-0007-07

南海北部北部湾盆地迈陈凹陷 中南部 X 井油气成藏地质条件

龚晓峰^{1,2}, 何家雄¹, 刘菊³, 莫涛⁴, 张景茹^{1,2}, 张伟^{1,2}, 李晓唐^{1,2},

(1 中国科学院边缘海地质重点实验室, 广州 510640; 2 中国科学院大学, 北京 100049;

3 中石油南方石油勘探有限责任公司, 广州 510290; 4 中石油塔里木勘探开发研究院, 新疆库尔勒 841000)

摘要:根据 X 井钻遇的古近系和新近系有机质镜质体反射率分析, 确定 X 井生烃门限深度在 2 600 m 以下, 那么该井钻遇始新统流沙港组泥岩有机质丰度较高的井段(2 100 ~ 2 285 m)尚未达成熟门槛, 而生烃门限以下的烃源岩有机质丰度较低, 生烃潜力差, 不能提供充足的烃源供给, 故导致 X 井勘探失利。X 井位于北部湾盆地迈陈凹陷东 3 洼南部边缘, 钻遇流沙港组厚度达 568.5 m, 且泥岩厚度占该组地层的 62.3%, 其中单层泥岩最大厚度高达 115 m, 表明流沙港组沉积时期水体环境偏深, 沉积可容空间大, 可见 X 井钻探结果与前人“迈 5 号同生断裂始新世活动弱, 沉积可容空间小, 导致东 3 洼缺少油气形成的物质基础”的结论存在较大偏差。由于 X 井处在东 3 洼陷边缘, 流沙港组顶部剥蚀强度较大, 推测靠近东 3 洼沉降中心的始新统流沙港组湖相泥岩沉积厚, 埋深亦加大, 完全能够达到有机质成熟生烃门槛, 故应具有较好的油气成藏地质条件和勘探潜力。

关键词:迈陈凹陷; 边界同生断裂; 东 3 洼; 生烃门槛; 烃源条件

中图分类号: P618.13 文献标识码: A

北部湾盆地迈陈凹陷勘探形势复杂, 三大石油公司皆有各自的矿区, 其中凹陷的中南部属于中石油的矿区, 东北部属于中石化的矿区, 凹陷主体部分属于中海油的矿区。凹陷目前钻井 10 余口, 其中 2005 年中石化勘探率先突破, 徐闻 X1 井获得低产油气流^[1,2], 展示了本区良好的油气勘探潜力。X 井为中石油在迈陈凹陷钻探的第 1 口探井, 钻井虽未有油气显示, 但通过该井的钻探, 进一步了解了该区古近系和新近系地层层序及岩性特征、储集层岩石学特征及主要储盖组合类型, 尤其是钻遇始新统流沙港组地层 568.5 m, 泥岩最大单层厚度 115 m, 具备了油气成藏的物

质基础, 突破了以往中海油对凹陷中南部的认识, 展示了凹陷中南部亦具有良好的油气勘探潜力。

1 区域地质及油气勘探概况

北部湾盆地是南海北部大陆架上发育起来的一个中、新生代断陷盆地, 位于北部湾海域, 北与粤桂隆起相接, 南邻海南岛, 东至雷州半岛, 西以 108°E 为界, 面积约 39 800 km²。以盆地中部近东西向企西隆起和徐闻隆起为界, 形成了南、中、北 3 个拗陷区, 迈陈凹陷位于中部拗陷, 西与海头北凹陷相连, 北与乌石凹陷以流沙港凸起相隔, 东、南与徐闻隆起相接^[3,4](图 1)。

迈陈凹陷自东向西剖面形态变化很大, 边界同生断裂与基底古隆起控制了凹陷古近系的沉积格局, 以此将凹陷进一步划分为东 1 洼、东 2 洼、东 3 洼和西洼^[5](图 2)。目前凹陷钻探的具有代

收稿日期: 2013-11-22

基金项目: 国家自然科学基金(41176052); 国家重点基础研究发展计划(2009CB219501)

作者简介: 龚晓峰(1985—), 男, 在读博士, 主要从事石油地质综合研究工作。E-mail: 894203810@qq.com

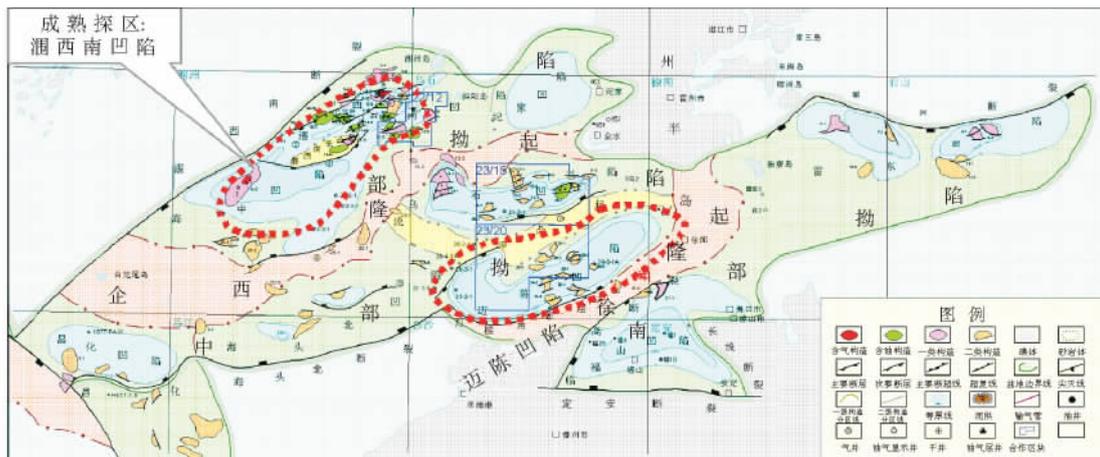


图 1 北部湾盆地构造区划及主要构造单元
 Fig.1 Tectonic map of the Beibuwan Basin

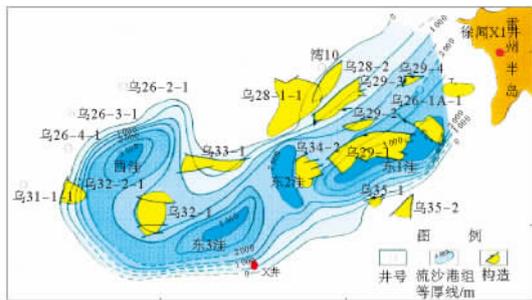


图 2 迈陈凹陷洼陷与探井平面分布
 Fig.2 The plane distribution of sags and exploration wells in Maichen Sag

表性的井有：西洼东部局部高点的乌石 32-1-1 井、西洼西部斜坡的乌石 32-2-1 井、东 1 洼北部斜坡的乌石 29-1A-1 井与东 1 洼东北部的徐闻 X1 井，X 井位于东 3 洼南部的边缘^[6]。

2 探井钻遇古近系和新近系的油气地质条件

2.1 烃源条件

依据北部湾盆地成熟探区涠西南凹陷与福山凹陷的勘探成果以及迈陈徐闻 X1 井的油源分析成果^[7-13]证实，迈陈凹陷的烃源岩亦为始新统流沙港组。以下从有机质类型、丰度和成熟度 3 方面对 X 井烃源岩进行分析评价。

2.1.1 有机质丰度

X 井始新统流沙港组有机质丰度分布区间较大，有机质丰度较高的集中在流沙港组地层上部 2 100~2 285 m 井段，总有机碳 (TOC) 最高 1.12%、最低 0.61%；产烃潜力 (S1+S2) 基本都高于 2，最高 5.53。流沙港组下部地层有机质丰度偏低，属于较差烃源岩(表 1)。

2.1.2 有机质类型

选取 19 个 X 井流沙港组样品进行有机质类型的分析，降解率 ($D = PC/TOC$) 在 32.98~98.70 之间，平均 74.12，判断有机质类型为 I 型；类型指数 S2/S3 在 0.11~4.76 之间，平均 0.83，判断有机质类型为 III 型；氢指数 HI 在 144~480 之间，平均 244.21，判断有机质类型为 II 型；氧指数 OI 在 91~1 586 之间，平均 939.37，判断有机质类型为 III 型(表 2)。通过上述地球化学指标，综合判断 X 井始新统流沙港组烃源岩为 I—II 型，与成熟探区涠西南凹陷与福山凹陷类似。

2.1.3 有机质成熟度

从图 3 所示 X 井古近系有机质镜质体反射率剖面可以看出，本井钻遇的古近系不同层位层段泥岩的有机质镜质体反射率 (Ro) 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(涠一段、涠二段、涠三段)泥岩有机质均处于未熟阶段，泥岩 Ro 值均 < 0.4%；2 100 m(流沙港组二段泥岩)进入低成熟门槛， $Ro > 0.4%$ ；2 100~2 600 m 深度段，Ro 值介于 0.4%~0.56% 之间，

表 1 X 井有机质丰度成熟度评价

Table 1 Evaluation of abundance and maturity of organic matter of Well X

深度范围/m	总有机碳(TOC)	产油潜量(S1+S2)	氯仿沥青(ADCMA)	反射率(Ro)	评价级别
流沙港组 (2 083.5~2 652)	0.29~1.12 * 0.653(较差)	0.67~5.53 * 1.937(较差)	0.023 4~0.105 2* 0.072(差)	0.397~0.609* 0.493(未熟)	未成熟 较差烃源岩
2 101~2 103	1.12	5.53	0.079 66	0.397	
2 131~2 133	1.11	4.79	0.060 85	0.403	
2 163~2 165	0.65	2.90	0.058 60	0.399	未成熟
2 193~2 195	0.79	3.26	0.074 04	0.423	较好烃源岩
2 223~2 225	0.64	2.48	0.058 86	0.441	
2 251~2 253	0.61	2.23	0.062 57	0.419	
2 283~2 285	0.94	1.53	0.023 36	0.466	

* 单元格内数据格式为: $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均数(评级)}}$

表 2 X 井始新统流沙港组有机质类型评价

Table 2 Evaluation of organic types of Liushagang Formation of Well X

X 井源岩层段(样品数)	降解率 $D=PC/TOC$	类型指数 S2/S3	氢指数 HI	氧指数 OI	综合评价类型
流沙港组(19)	$\frac{32.98 \sim 98.70}{74.12(I)}$	$\frac{0.11 \sim 4.76}{0.83(III)}$	$\frac{144 \sim 480}{244.21(II)}$	$\frac{91 \sim 1586}{939.37(III)}$	I—II

表中数据格式为: $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均数(类型)}}$

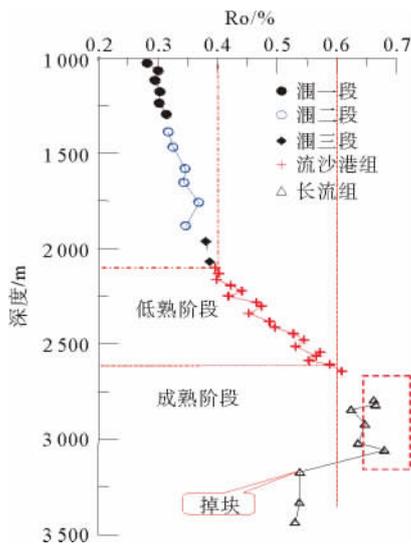


图 3 迈陈凹陷 X 井古近系镜质体反射率剖面

Fig. 3 The vitrinite reflectance profile of the Paleogene of Well X in Maichen Sag

泥岩有机质处在低熟演化阶段;2 600 m 以下的流沙港组及古新统长流组泥岩 Ro 值 > 0.6%, 最高为 0.65%, 已进入成熟生油门槛, 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 X 井古近系不同层位层段泥岩的 Ro 值分析测定结果, 可以判识和确定该井所在区域油气生成的低成熟门槛为 2 100 m, 正常成熟生油门槛为 2 600 m。据此分析判识, X 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乌石 29-1A-1 井钻遇的流沙港组烃源岩的成熟演化特征是基本一致的。从图 4 所示乌石 29-1A-1 井古近系有机地球化学综合剖面可以明显看出, 该井钻遇的流沙港组烃源岩的成熟门槛亦为 2 600 m, 在该成熟门槛深度及以下, 其 Ro 均 > 0.6%, 烃源岩热解峰温均 > 435 °C, 表明烃源岩有机质热演化已达到成熟门槛, 进入成熟生油窗阶段^[14]。

2.2 储集条件

X 井钻遇的古近系碎屑岩储层较发育, 其碎屑岩储层分布厚度占不同层位层段地层厚度的 37.7%~55.9%, 且以泥质含量偏高的不同类型的砂砾岩为主。这些砂砾岩储层的储集物性特征

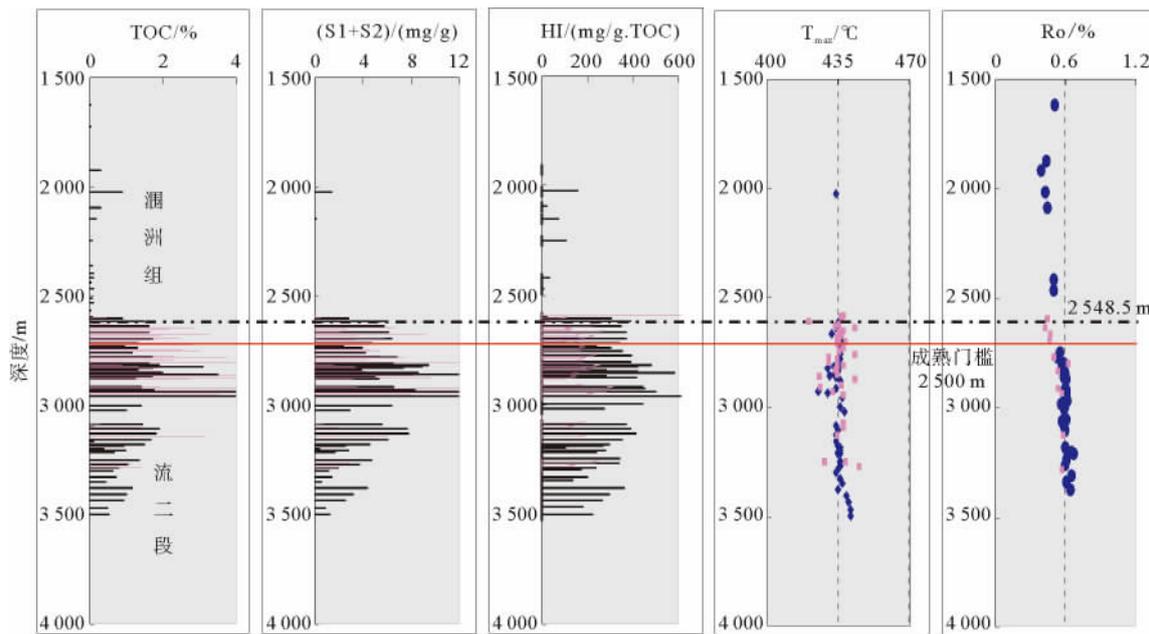


图 4 迈陈凹陷东 1 洼乌石 29-1A-1 井古近系有机地球化学综合剖面

Fig. 4 The organic geochemical profile of the Paleogene of Well WS 29-1A-1 in East-1 Depression of Maichen Sag

总体上属于岩性较粗、泥质含量偏高、孔渗参数偏低的中孔中渗和低孔低渗及低孔特低渗型砂岩储层。

2.2.1 渐新统涠洲组砂岩储层储集物性特征

X 井钻遇的沙岗组砂砾岩储层较发育,其分布厚度高达 661.5 m,占本组地层的 55.9%,其在本井钻遇的古近系和新近系地层剖面中亦居较大优势。其中砂砾岩储层最大单层厚度为 38 m,岩石类型主要为粉砂岩、砾岩及泥质粉砂岩,石英矿物含量 25%,属较差的砂岩储集层类型。根据地球物理测井解释成果,其有效孔隙度平均在 10.6%~26.5%之间,渗透率平均为 $(0.33 \sim 50.47) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,泥质含量平均在 6.2%~20.9%之间,依据砂岩储层分级评价标准,结合储层形成的地质条件综合评价,属于储集物性较差的低孔低渗与中孔低渗型储集层类型。

2.2.2 始新统流沙港组砂岩储层储集物性特征

X 井钻遇的流沙港组砂砾岩储层较薄,其沉积厚度达 197.5 m,占本组地层的 34.7%,其中砂砾岩储层最大单层厚度为 22 m,平均 4.1 m,且主要以浅灰色、灰色含砾砂岩为主,岩石类型为含砾泥质粉砂岩及混杂不等粒砂岩,石英含量为

25%~67.5%之间,属一般砂岩储集层类型。根据地球物理测井解释成果,其有效孔隙度平均在 4.2%~20.5%之间,渗透率平均为 $(0.01 \sim 97.38) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,泥质含量高,平均在 10.31%~33.1%之间,属于储集物性较差的低孔低渗与中孔低渗型储集层类型与储集物性一般的中孔中渗储集层类型。

2.2.3 古新统长流组砂岩储层储集物性特征

X 井钻遇的流沙港组砂砾岩储层较薄,其沉积厚度达 345 m,占本组地层的 42.1%,其中砂砾岩储层最大单层厚度为 16 m,平均 3.2 m,且主要以棕色、灰色含砾砂岩为主,岩石类型为细砂岩与粉砂岩,石英含量为 15%~58.5%,属较差砂岩储集层类型。根据地球物理测井解释成果,其有效孔隙度平均为 0.25%~9.5%,渗透率平均为 $(0 \sim 0.94) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,泥质含量很高,最高达 41.9%,平均在 10.4%~41.9%之间,属于储集物性很差的超低孔超低渗储集层类型。

综上所述,本井钻遇的渐新统涠洲组与古新统长流组砂岩储层物性较差,属于低孔—超低孔、低渗—超低渗储集层类型。始新统流沙港组下部储层物性较好,属于中孔中渗储层类型。

3 油气成藏条件分析与探讨

借鉴北部湾盆地成熟探区涠西南凹陷与福山凹陷的成功经验,始新统流沙港组湖相地层的存在以及发育规模是勘探取得突破的先决条件,因为始新统流沙港组是北部湾盆地唯一的烃源岩层,亦是非常重要的储集层。北部湾盆地迈陈凹陷油气勘探目前还处于定注选带的阶段,即圈定发育始新统流沙港组有效烃源岩的区带。

北部湾盆地迈陈凹陷自东向西剖面形态变化很大,主要源于同生断裂对沉积的控制。据中海油先前认为东 1 洼由南边的灯楼角断层控制流沙港组沉积,北边的迈 1 号断层控制涠洲组沉积。东 2 洼接近灯楼角断层向西的边缘,发育时间晚,涠洲组沉积最深可达 4 000 m,长流组和流沙港组不足 300 m。东 3 洼与西洼整体被 9 号断层和迈 5 号断层弧形包围,9 号断层主要从早古新世开始活动,始新世活动减弱,渐新世早期活动基本结束,所以 9 号断层主要控制长流组沉积,而迈 5 号断层也是从古新世开始活动,始新世活动减弱,渐新世断层又一次重新活化,继续活动,所以,迈 5 号断层控制长流组和涠洲组沉积(图 5)。勘探证实位于西洼附近的乌石 32-2-1 与乌石 32-1-1 均揭示流沙港组沉积厚度不足 250 m,缺乏烃源条件,是钻井失利的主因。因此,中海油认为迈陈凹陷具备油气勘探前景的仅东 1 洼。X 井钻探的

位置位于东 3 洼南部边缘,若据中海油的推测结论,X 井的钻探结果应与乌石 32-2-1 及乌石 32-1-1 类似,即始新统流沙港组沉积厚度薄,且物性偏粗^[5,15]。然而 X 井钻遇的流沙港组厚度 568.5 m,且泥岩厚度占该组地层的 62.3%,尤其在流沙港组上部,单层泥岩最大厚度高达 115 m,说明流沙港组沉积时期水体环境偏深,沉积可容空间大,X 井流沙港组发育的特征与乌石 29-1A-1 类似。因此,有必要重新分析迈 5 号同生断裂的活动历史,准确评估东 3 洼的油气勘探潜力。

据烃源岩地球化学分析,制约迈陈凹陷油气勘探的突破的另一个客观现实是地温梯度偏低导致烃源岩成熟度较低,这是乌石 29-1A-1 失利的主要原因,亦是徐闻 X1 井勘探突破的一个重要原因,其烃源岩流沙港组埋深超过 3 400 m^[16-23]。

由图 3 可见,2 600 m 以下的流沙港组及长流组泥岩,其 $R_o > 0.6\%$,进入早成熟油阶段,而



图 5 迈陈凹陷同生断裂展布与古近系注陷沉积充填响应(据文献[5])

Fig. 5 Distribution of growth faults and sedimentary responses of depression filling in Paleogene sags (from reference [5])

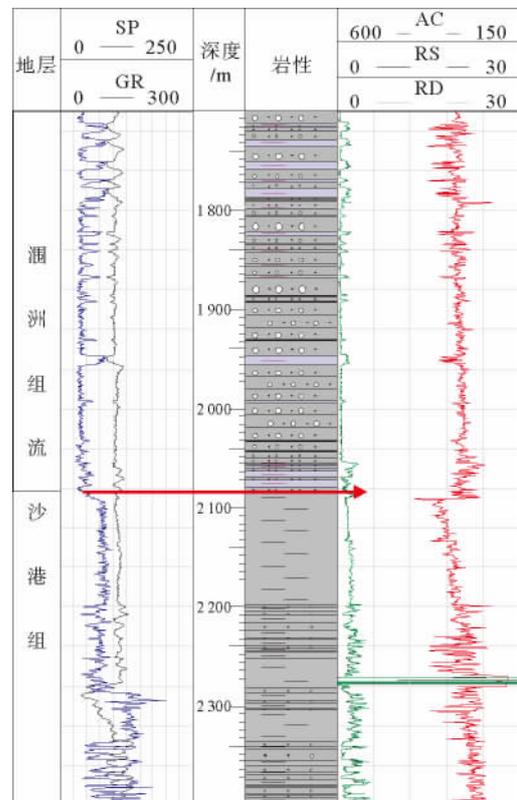


图 6 X 井渐新统涠洲组与始新统流沙港组地层分层特征

Fig. 6 The stratigraphy of Weizhou and Liushagang formations in Well X

有机质丰度较高的流沙港组地层为 2 100~2 285 m,所以,有机质未成熟亦是本井失利的一个重要原因。另一方面,依据 X 井始新统流沙港组与渐新统涠洲组分层界面获得的地质信息^[15](图 6),2 套地层沉积的水体深度剧烈变化,由沉积大套泥岩的深水环境过渡到沉积含砾砂岩的浅水环境,表明地壳曾经发生过大程度的抬升活动,流沙港组顶部遭受了一定程度的剥蚀。据唐友军等^[18,19]研究,徐闻 X1 井流沙港组顶部风化剥蚀厚度达 1 400 m,因为 X 井处于东 3 洼边缘,构造位置较高,所以流沙港组风化剥蚀的厚度一定较大,保存下来的厚度较小。此外 X 井处于洼陷边缘,流沙港组沉积厚度较薄,因此推测靠近东 3 洼沉降中心的流沙港组沉积保存更厚,埋深加大,完全有可能超过生烃门限深度,具备一定的油气勘探潜力。

4 结论与认识

通过北部湾盆地迈陈凹陷 X 井的油气地质及成藏条件分析,可得出以下结论:

(1)边界同生断裂与基底古隆起控制了迈陈凹陷古近系的沉积格局,以此将凹陷进一步划分为东 1 洼、东 2 洼、东 3 洼和西洼。

(2)X 井流沙港组烃源岩有机质类型综合评价为 I—II 型。由于流沙港组有机质丰度较高的井段 2 100~2 285 m 未达到 2 600 m 的门限深度,处于未成熟状态,而达到生烃门限深度的烃源岩有机质丰度低,此为本井失利的一个重要原因。

(3)X 井的钻探结果表明,流沙港组沉积时期水体环境偏深,沉积可容空间大,X 井流沙港组发育的特征与乌石 29-1A-1 类似,与前人研究结果不一致。因此有必要重新分析迈 5 号同生断裂的活动历史,准确评估东 3 洼的油气勘探潜力。

(4)依据 X 井的钻探结果,推测靠近东 3 洼沉降中心的始新统流沙港组沉积保存更厚,埋深加大,很有可能超过生烃门限深度,具备一定的油气勘探潜力。

参考文献:

[1] 江 凡,刘喜欢,陈 岭.迈陈凹陷 M8 构造油气藏特征及成藏模式预测[J].海洋石油,2007,27(2):6-10.

- [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.
- [3] 何家雄,刘海龄,姚永坚,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,2008:1-185.
- [4] 中海油有限公司湛江分公司.迈陈凹陷勘探潜力评价[R].湛江:中海油有限公司湛江分公司技术部,2005.
- [5] 王 鹏,赵志刚,柳永杰.迈陈凹陷构造特征与油气勘探方向[J].海洋石油,2011,31(2):13-19.
- [6] 中石油南方石油勘探开发公司.X 井钻井地质设计[R].广州:中石油南方石油勘探开发公司,2011.
- [7] 郭飞飞,王韶华,孙建峰,等.北部湾盆地涠西南凹陷油藏成藏条件分析[J].海洋地质与第四纪地质,2009,29(3):93-98.
- [8] 孙 伟,樊太亮,赵志刚,等.乌石凹陷古近系层序地层学特征与沉积充填演化[J].吉林大学学报,2008,38(2):233-239.
- [9] 何家雄,凌文学,朱继田.北部湾盆地福山凹陷生烃条件分析与资源前景分析[R].湛江:中海油南海西部研究院,1987.
- [10] 何家雄,凌文学,朱继田,等.北部湾盆地乌石、迈陈凹陷生烃条件再评价[R].湛江:中海油南海西部研究院,1986.
- [11] 朱伟林.南海北部陆架北部湾盆地古湖泊与烃源岩条件[J].海洋与湖沼,2004,34(1):8-14.
- [12] 丁卫星,王文军,马英俊,等.北部湾盆地福山凹陷流沙港组含油气系统特征[J].海洋石油,2006,26(9):1-6.
- [13] 李美俊,王铁冠,刘 菊.北部湾盆地福山凹陷原油充注方向及成藏特征[J].石油实验地质,2007,29(2):172-177.
- [14] 赵志刚,柳永杰,王 鹏,等.北部湾盆地迈陈凹陷勘探潜力分析[R].北京:中海油研究中心,2009.
- [15] 中石油南方石油勘探开发公司.X 井完井综合录井地质总结报告[R].广州:中石油南方石油勘探开发公司,2012.
- [16] 刘成杰.徐闻区块沉积相研究[J].小型油气藏,2008,13(1):15-19.
- [17] 江 凡,刘喜欢,陈 岭.迈陈凹陷 M8 构造油气藏特征及成藏模式预测[J].海洋石油,2007,27(2):6-10.
- [18] 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,2007,3(2):1-7.
- [19] 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].海洋石油,2009,25(8):1-6.
- [20] 唐建伟,丁建荣,郝天珧.徐闻地区综合地球物理勘探方法研究[J].地球物理学进展,2008,23(3):800-807.
- [21] 戴祉平,包建平,刘玉瑞.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,2009,31(1):9-14.
- [22] 包建平,刘玉瑞,朱翠山.北部湾盆地迈陈凹陷徐闻 X1 井油气地球化学特征[J].天然气地球科学,2006,17(3):300-305.
- [23] 石胜群.迈陈凹陷东部地区油气成藏及钻探目标研究[D].北京:中国石油大学,2008.

GEOLOGICAL CONDITIONS FOR HYDROCARBON ACCUMULATION: A CASE FROM WELL X IN SOUTHERN CENTRAL PART OF MAICHEN SAG OF BEIBUWAN BASIN

GONG Xiaofeng^{1,2}, HE Jiexiong¹, LIU Ju³, MO Tao⁴, ZHANG Jingru^{1,2},
ZHANG Wei^{1,2}, LI Xiaotang^{1,2}

(1 Key Laboratory of Marginal Sea Geology, CAS, Guangzhou 510640, China; 2 Graduate University of CAS, Beijing 100049, China; 3 South Oil Exploration and Development Company of PetroChina, Guangzhou 510290, China; 4 Tarim Oilfield Branch Company, China National Petroleum Corp., Korla 841000, Xinjiang, China)

Abstract: The vitrinite reflectance analysis of the samples from the Well X indicates that the threshold depth for oil generation is deeper than 2 600 meters, and the Eocene Liushagang mudstone with higher abundance of organic matter ranging in the depth of 2 100~2 285 m is above the threshold, while the organic matter of Liushagang mudstone below the threshold is too low to provide sufficient hydrocarbon supply for oil accumulation. As the result, the exploration of the Well X is failed. However, the Well X is located in southern edge of the East-3 Depression, where the Liushagang Formation is 568.5 m in thickness, of which 62.3% are mudstone and the maximum thickness of a single layer of mudstone is over 115 m. It means that water was rather deep during the deposition of the Liushagang Formation and the accommodation space was large. It is obviously different with the conclusion from previous studies, which believed that the Mai 5 growth faulting was weak then, that resulted in small accommodation space, so the East-3 Depression is lack of organic matters for oil and gas generation. Furthermore, as the Well X is located in the southern edge of the East-3 Depression, denudation of the Liushagang Formation might be quite intensive, so we speculated that the thickness of the Liushagang Formation must be larger and might exceed the threshold for hydrocarbon generation. The exploration potential in East-3 Depression remains large and should not be ignored.

Key words: Maichen Sag; boundary growth faults; East-3 Depression; threshold depth of hydrocarbon generation; hydrocarbon source conditions

关于作者著作权及稿酬的声明

本刊已许可中国学术期刊(光盘版)电子杂志社在中国知网及其系列数据库产品中以数字化方式复制、汇编、发行、信息网络传播本刊全文。该社著作权使用费与本刊稿酬一并支付。作者向本刊提交文章发表的行为即视为同意上述声明。

《海洋地质前沿》编辑部

2013年1月10日