

# 厄瓜多尔奥连特盆地白垩系 M1 油藏沉积储层新认识

陈诗望<sup>1</sup>, 姜在兴<sup>2</sup>, 滕彬彬<sup>1</sup>, 徐德军<sup>3</sup>

1. 中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院, 北京 100083
2. 中国地质大学(北京) 能源学院, 北京 100083
3. 中国石油化工股份有限公司 国际石油勘探开发公司, 北京 100083

Chen Shiwang<sup>1</sup>, Jiang Zaixing<sup>2</sup>, Teng Binbin<sup>1</sup>, Xu Dejun<sup>3</sup>

1. *Petroleum Exploration and Production Research Institute, Sinopec, Beijing 100083, China*
2. *School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China*
3. *International Petroleum Exploration and Production Company, Sinopec, Beijing 100083, China*

Chen Shiwang, Jiang Zaixing, Teng Binbin, et al. New understanding of sedimentation and reservoir characteristics of M1 zone in Cretaceous strata of Oriente Basin, Ecuador. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(1): 182-187

**Abstract:** The paleo-geomorphology of Block 14 and 17 which is high in the east and low in the west in the region is further characterized and an N-S trend paleo-barrier island is identified in H oilfield according to sand thickness, structural inversion, core and kaolinite content in drilled wells. The sedimentary microfacies of M1 are described under the guidance of sedimentary model. The results show that H oilfield is mud flat and mixed flat, N oilfield is sand flat and tidal channel, K-S oilfield is located in sub-tidal zone while W oilfield deposits tidal-dominated delta sediments. The analysis of reservoir and oil-bearing characteristics controlled by microfacies indicates that tidal channel and sand flat sandstones are favorable reservoirs with mid-high porosity and extra-high permeability, mainly distributing in the slope. Meanwhile, reservoirs in mixed flat and mud flat with thin sandstone and limited distribution are poor oil layers or dry layers on the top of the structure. Therefore, structural-lithological oil reservoirs are formed due to the special matching relationship between both structure and reservoir.

**Key words:** Oriente Basin; Napo Formation; paleo-geomorphology; tidal flat sedimentation; reservoir prediction

**摘 要:**在 14、17 区块古地貌东高西低的区域性认识基础上,根据砂岩厚度分布规律、构造反演、岩心以及录井中高岭石的相对含量,确定了古地貌特征,指出在 H 油田存在南北向古海岛。结合沉积模式,描述了 M1 层沉积微相展布。结果表明:H 油田位于泥坪和混合坪亚相,N 油田位于砂坪亚相和潮道发育区,K—S 油田位于潮下带,W 油田为潮控三角洲沉积。并对沉积相控制的储层特征和含油性特征进行了分析,指出有利储层为潮道和砂坪砂岩,为中高孔特高渗储层,此类储层分布在目前构造的斜坡部位;混合坪和泥坪中储层分布局限,易形成差油层或干层,此类储层分布在目前构造顶部。由于构造和储层的特殊匹配关系,形成构造岩性复合油藏。

**关键词:**奥连特盆地;Napo 组;古地貌;潮坪沉积;储层

**中图分类号:**TE121.3 **文献标志码:**A **文章编号:**1005-2321(2012)01-0182-06

## 0 前言

南美地区主要含油气盆地储采比远高于世界平

均水平,无论从资源状况还是投资环境看,南美洲各国均是中国在对外合作勘探开发中占有极强吸引力的地区<sup>[1]</sup>。奥连特(Oriente)盆地是南美洲最主要的含油气盆地之一<sup>[2]</sup>,位于厄瓜多尔东部亚马逊平

收稿日期:2011-10-01;修回日期:2011-11-20

基金项目:教育部长江学者与创新团队发展计划项目(IRT0864)

作者简介:陈诗望(1976—),男,博士,高级工程师,从事沉积储层及油藏地质建模研究。E-mail: chensw54@sina.com

原区,面积约  $1\times 10^5\text{ km}^2$ ;该盆地的勘探工作始于 1921 年,至今已发现几十个油气田。2006 年以来,Andes 公司在该盆地 14、17 区块已开发的 Hormiguero 三维地震工区(简称 HORM 三维区)白垩系 Napo 组砂岩储层勘探开发中取得了很好的经济效益(图 1)。该区主要产油层位自下而上为 LT、LU 和 M1(图 2),其中 LT、LU 为厚层的构造油藏,M1 为薄储层的构造岩性复合油藏,前期主要开发厚度较大的 LU、LT 油藏。随着开发程度深入,下部的 LT、LU 油藏水淹严重,而储层薄的 M1 油藏在新增储量和产量中的贡献逐年上升,并成为今后几年增储稳产的最主要层位。但由于 M1 砂体厚度太薄,相变快,地震属性和常规的反演方法在储层预测方面都存在很大不确定性,因此在沉积模式的指导下,综合应用钻井和地球物理方法,是预测储层取得良好效果的关键。本文综合利用岩心、录井及地震属性和反演资料,结合构造演化古地貌分析,针对 HORM 三维区 M1 层深入开展沉积学研究,预测微相空间展布,为今后的滚动扩边井位部署提供依据。

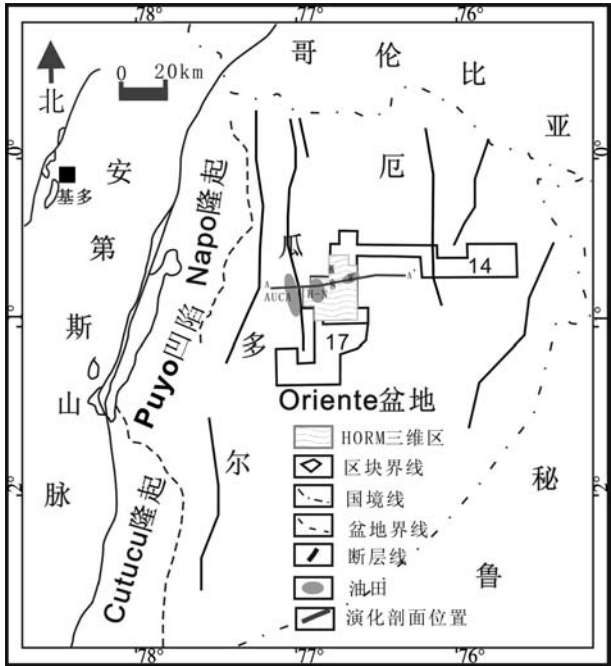


图 1 厄瓜多尔 14、17 区块 HORM 三维地震区位置图  
Fig. 1 HORM 3D seismic location in Block 14 and 17 of Oriente Basin

M1 储层为上白垩统薄层砂岩,厚度在 0~13 m,平均为 6 m。由于 Oriente 盆地构造-沉积演化的复杂性,导致对沉积相的认识出现分歧。例如,

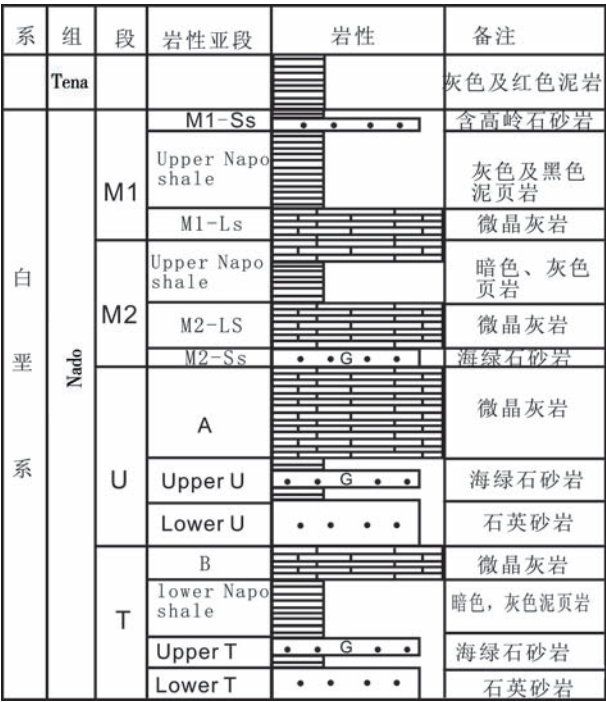


图 2 奥连特盆地 Napo 组地层综合柱状图  
Fig. 2 Integrated stratigraphic column of Napo Formation in Oriente Basin

Canfield 认为上白垩统地层是辫状河流相沉积<sup>[3]</sup>, White 等认为是河流三角洲沉积环境<sup>[4]</sup>, Shanmugan 等则认为是复杂的潮控河口相沉积<sup>[5-6]</sup>, Higgs 认为以潮汐陆棚沉积为主<sup>[7]</sup>。笔者和几位从事 Oriente 盆地地质工作的同仁(李文涛、徐佑德、姜在兴、田继军、丁增勇等),曾经从构造演化、层序地层分析、沉积相标志方面对 M1 层进行了区域沉积相的研究<sup>[8-10]</sup>,在钻井资料有限的情况下,认为 HORM 三维区总体古地貌自东往西缓慢下倾,发育缓坡陆棚边缘沉积序列,依次为海岸平原—潮坪—局限台地—陆棚沉积体系<sup>[11-14]</sup>。这一认识对于确定 HORM 三维的沉积环境起了重要作用,为 Andes 公司所认同。但近几年来又钻了 30 多口井,砂体分布研究有了更多资料,笔者通过仔细研究,认为古地貌在向西变深的大趋势下,微地貌变化情况更为复杂,从而该三维区沉积的面貌也发生了变化。

1 沉积新认识基础

1.1 砂岩厚度变化规律清晰化

HORM 三维区由东向西包括 W、K、S、N、H 5 个油田(图 1)。近年来新打了 30 余口井,随着新井

增加,逐步发现 M1 砂岩厚度由东向西出现厚—薄—厚—薄的变化趋势。在 W 油田,砂岩厚度最大,N 油田厚度次之,K、S 和 H 油田厚度最小。在 H-N 油田,采用了地质统计学反演技术来进行储层预测,发现 H-N 油田 M1 层砂体厚度整体呈北西南东向的分布趋势(图 3),N 油田砂岩厚度一般为 1.5~6 m,N\_04 井最大厚度达 7.5 m,H 油田砂体厚度 0~3.5 m。因此,H-N 油田砂岩往西逐渐变薄尖灭。根据潮坪砂岩展布模式,潮下带的潮道和砂坪中砂岩厚度最大,潮间带混合坪砂岩厚

度中等,延伸到混合坪中的厚层潮道砂岩呈带状分布,而潮上带泥坪砂岩零星分布直至尖灭。以往根据古水往西逐渐变深的认识,认为 N 和 H 油田处于潮下带,K-S-W 油田处于潮间带,往东为潮上带。这一区域性的认识反映了 K-S 油田到 N 油田厚度变大的规律,对于 H 油田砂岩厚度变薄的现象,虽然也可以解释为潮下带局限台地,但把 H 油田置于潮下带与其泥岩颜色发红,高岭石含量高的特征矛盾。因此,有必要进行沉积微相展布的新的研究。

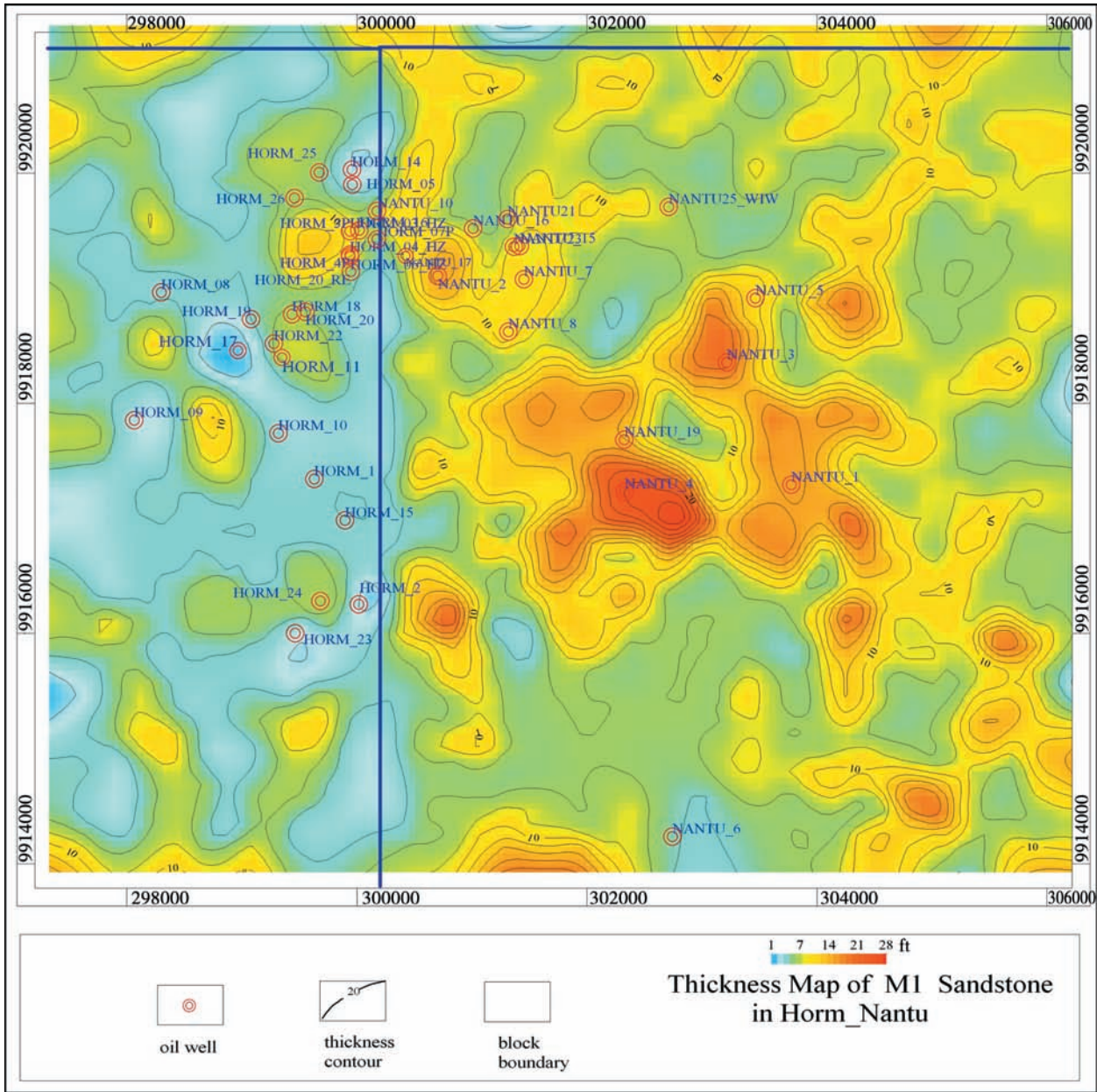


图 3 H-N 油田 M1 层反演储层预测厚度  
Fig.3 Map of inversion reservoir prediction in M1 zone, H-N oilfield  
数值单位为英尺,1 ft=0.304 8 m。



## 1.2 发现微古地貌高点变化

Oriente 盆地经历了长期的构造变形和演化,前人大量的研究表明<sup>[15-17]</sup>,HORM 三维区位于盆地的前渊部位(轴部)。通过 HORM 三维区东西向剖面的构造演化史分析(图 4,剖面位置见图 1),M1 沉积时期盆地西缘的安第斯处于初次隆起阶段。M1 沉积初期,油田西侧的逆断层已经形成,导致西部 H 油田形成古地貌高点,而中部 N 和 S 油田处于较低的部位,东部 W 油田为斜坡部位。但趋势上仍然是东高西低,主物源来自东面;后期新生代时期安第斯山二次强烈挤压,前陆盆地向斜轴部东移,形成现今 HORM 三维区西高东低格局。

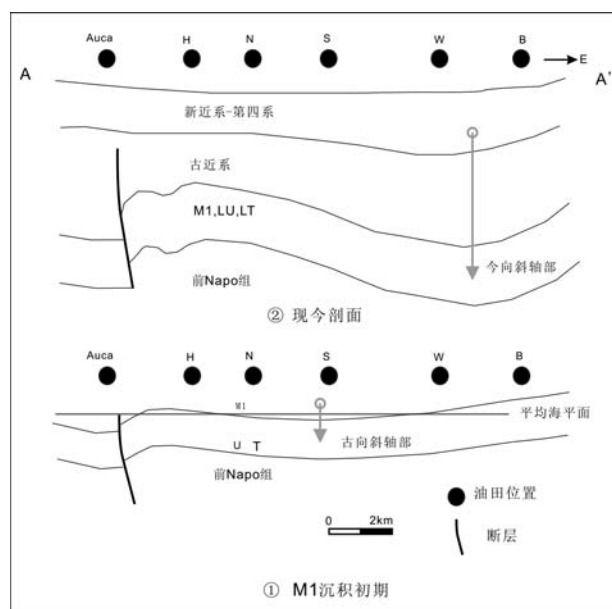


图4 奥连特盆地 HORM 三维区东西向构造演化略图

Fig.4 Local structure evolution sketch map in HORM 3D area, Oriente Basin

东西向 8 口 M1 层段取心井岩心(剖面位置见图 5)表明泥岩颜色自西向东具有红—灰—灰绿—红的特征。例如 H\_02P 井 M1 泥岩以红色为主,而 N\_05、K\_01、W\_01、W\_06 井泥岩以灰色为主, W\_03、W\_05 逐渐变为黄褐色,至东部的 KINTIA\_01 井再变为红色。泥岩颜色反映海岸线的大致分布。高岭石一般为陆上氧化环境的自生矿物,因此,高岭土或高岭石砂岩中高岭石的相对含量也能大致反映古海岸线的趋势,通过岩屑录井分析,东、西部的 W 和 H 油田高岭石含量高,例如 HORM\_09 井砂岩中含有较多高岭石。中部的 N 和 S 油田高岭石含量很少,例如 NANTU\_03 为石英净砂岩。结合 8 口岩心,36 口录井建立了该区陆—内海—障壁岛—外

海的古地貌模式。

## 2 沉积特征新认识

在沉积相模式的指导下,通过古地貌恢复,岩心、录井、测井相识别,以及储层反演预测,建立了新的沉积微相展布图。认为 HORM 三维区存在两个位置相对较高的地区,东部的为 W 油田,西部为 H 油田,它们的沉积环境有所差别, W 油田靠近海岸平原,为潮控三角洲沉积,砂岩厚度最大,西部 H 油田为海岛露出水面部分,沉积潮上带泥坪和混合坪,两个高点之间的 N 油田为砂坪和潮道,而 K-S 油田为潮下带砂坝沉积(图 5)。

## 3 储层及油藏特征

### 3.1 斜坡部位储层发育好

在 H-N 油田,目前构造顶部的砂岩厚度薄,接近顶部的斜坡上砂岩厚度大。原因是现今的构造高点在 M1 沉积时期已经基本成型,并且是潮上带和潮间带的发育位置,受潮坪相砂岩分布模式的控制,这里即使有砂岩条带,也是处于潮道的末端,物性差;而斜坡部位正好为潮道和砂坪发育位置,砂岩厚,物性好。总的来看,受潮汐作用影响的砂岩物性较好,主要为石英净砂岩。岩心分析孔隙度为 2%~27%,平均 16%,主要集中在 18%~24%;岩心分析渗透率为 0.05~22 638 mD( $1\text{ D}=0.986\ 923\ 3\ \mu\text{m}^2$ ),主要集中在 1 000~10 000 mD( $1\text{ D}=0.986\ 923\ 3\ \mu\text{m}^2$ ),属于中—高孔特高渗透率储层。

### 3.2 构造岩性复合油藏

前述 HORM 三维区 H-N 油田古今地貌具有一定的继承性,并且由于潮坪沉积特点,好的储层分布在斜坡部位,因此,形成了独特的构造岩性复合油藏模式。就是在构造油藏的背景下,构造高点 H 油田岩性变差或尖灭,一般是差油层或者干层,而较低部位的 N 油田为较厚的油层(图 6)。

## 4 结论

在前期建立 14、17 区块陆棚边缘潮坪沉积模式的基础上,结合近几年的新钻井资料,利用古地貌恢复、泥岩颜色、高岭石含量、测井整体沉积序列等,确定了古微地貌的分布。在此认识上,进一步研究了

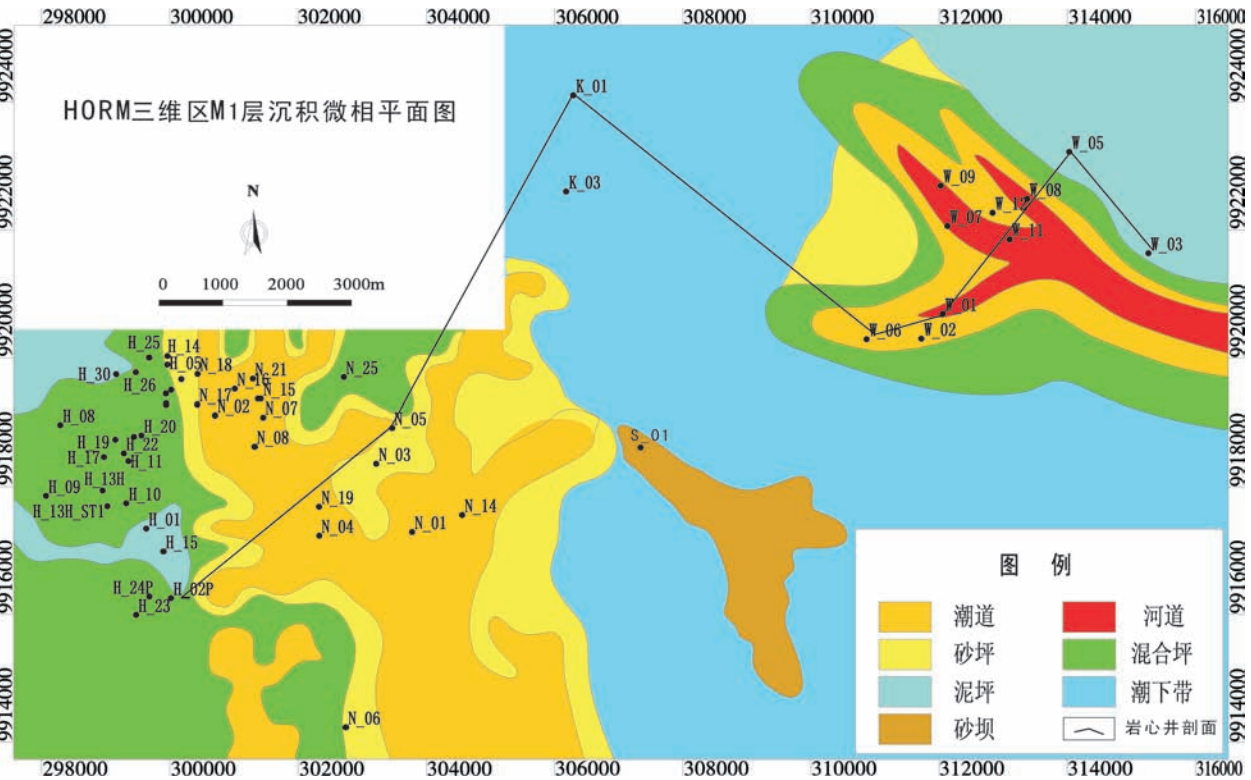


图5 HORM 三维区 M1 层沉积微相展布

Fig. 5 Sedimentary facies attribution of M1 zone in HORM 3D area

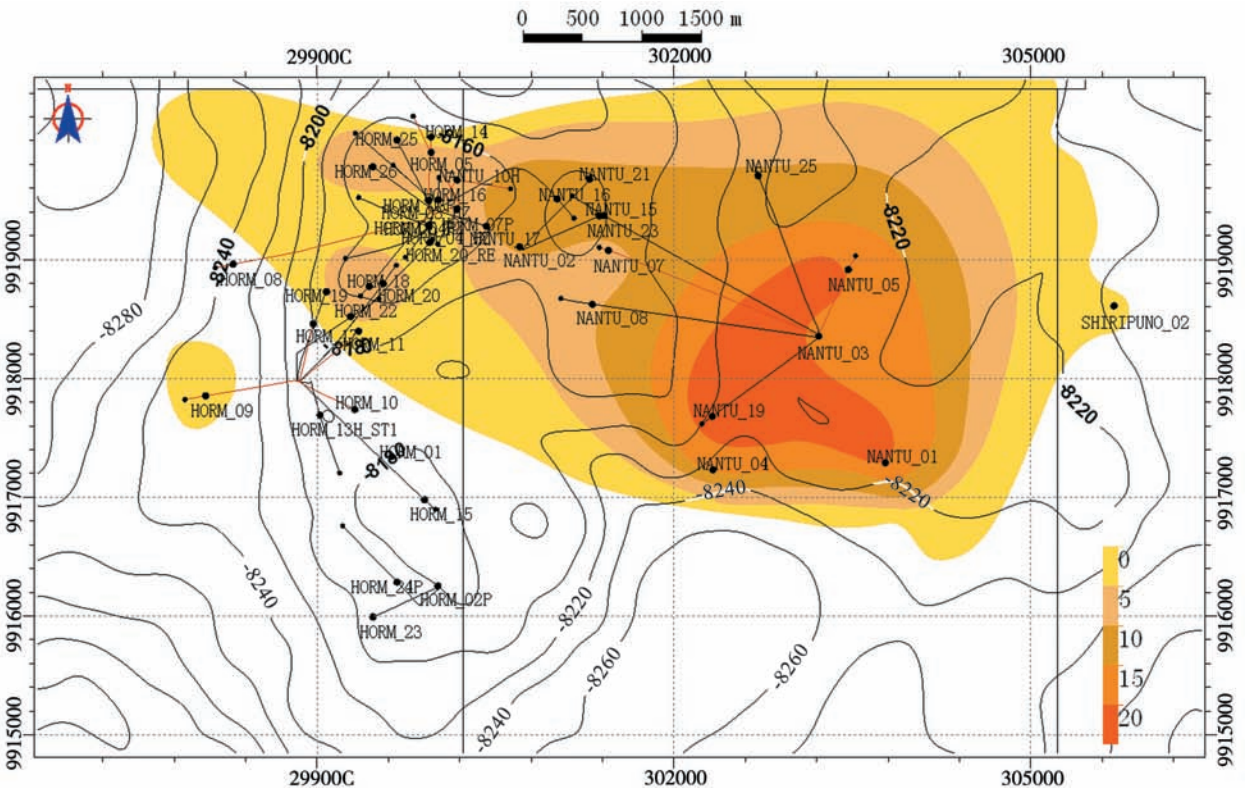


图6 H-N 油田 M1 油藏构造及有效厚度叠合图

Fig. 6 Overlap map of structure and net pay thickness in M1 reservoir

数值单位为英尺。

HORM 三维区的沉积微相展布,并对沉积微相控制的储层特征和含油性特征进行了分析。指出有利储层为潮道和砂坪砂岩,为中高孔特高渗储层,此类储层分布在目前构造的斜坡部位,混合坪和泥坪中的砂岩厚度薄,分布局限,形成差油层或者干层,此类储层分布在目前构造顶部。由于构造和储层的特殊匹配关系,形成构造岩性复合油藏。今年以来部署的滚动扩边井证实了新认识的正确性。关于今后扩边井位的部署,在西部 H 油田,虽然构造位置较好,但处于潮道的末端,储层厚度和含油性都变差,部署新井具有很大的风险,在 K-S 油田区域,尽管储层厚度也比较薄,但是在某些潮汐砂坝发育区,仍然会有较好的储层发育,该区域目前勘探开发程度低,是下一步的寻找岩性油藏的有利目标区。

本文在编写过程中,受到新疆大学地质与勘查工程学院田继军老师的指导和启发,另外安第斯公司张兴,赵新军,何斌,万学鹏,童晓兰等领导和专家提供了资料方面的支持和帮助,在此一并致谢。

## 参考文献

- [1] 叶德燎,徐文明,陈荣林. 南美洲油气资源与勘探开发潜力[J]. 中国石油勘探, 2007, 2: 70-76.
- [2] 何彬,刘毅,郝斐,等. 奥连特盆地油气系统特征与勘探潜力[J]. 石油天然气学报, 2011, 33(4): 34-38.
- [3] Canfield R W, Bonilla G, Robbins R K. Sacha Oilfield of Ecuadorian Oriente [J]. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, 1982, 61: 1076-1090.
- [4] White H J, Skopec R A, Ramirez F A, et al. Reservoir characterization of the Hollin and Napo Formations, Western Oriente Basin, Ecuador[C]//Petroleum Basins of South America. Memoir American Association of Petroleum Geologists, Petroleum Basins of South America. 1995, 62: 573-596.
- [5] Shanmugam G, Poffenberger M, Toro Alava J. Tide-dominated estuarine facies in the Hollin and Napo ("T" and "U") formations (Cretaceous), Sacha field, Oriente Basin, Ecuador[J]. Bulletin American Association of Petroleum Geologists, 2000, 84(5): 652-682.
- [6] Shanmugam G, Poffenberger M. Tide-dominated estuarine facies in the Hollin and Napo ("T" and "U") formations (Cretaceous), Sacha Field, Oriente Basin, Ecuador: Reply [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(2): 335-340.
- [7] Higgs R. Tide-dominated estuarine facies in the Hollin and Napo ("T" and "U") formations (Cretaceous), Sacha field, Oriente Basin, Ecuador: Discussion [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(2): 329-334.
- [8] 李文涛,赵铭江,张波,等. 厄瓜多尔 Oriente 盆地 11 区块油气勘探潜力分析[J]. 油气地质与采收率, 2004, 11(1): 33-35.
- [9] 徐佑德,柳忠泉,许世红,等. 厄瓜多尔 Oriente 盆地 16 区块油气地质及勘探潜力[J]. 海洋石油, 2006, 26(3): 25-30.
- [10] 田继军,姜在兴,陈诗望. 厄瓜多尔 Oriente 盆地南部区块 Napo 组层序地层模式与岩性地层圈闭预测[J]. 现代地质, 2010, 24(4): 678-684.
- [11] 姜在兴. 沉积学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003.
- [12] 陈诗望,姜在兴,高彦楼,等. 厄瓜多尔 Oriente 盆地南部区块沉积相模式及有利目标区预测[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(2): 20-24.
- [13] 丁增勇,陈文学,高彦楼,等. 厄瓜多尔 Oriente 盆地 Horm-Nantu 油田纳波组潮坪微相研究[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2009, 29(6): 43-50.
- [14] 衣英杰,姜在兴,赵伯宇. 厄瓜多尔 Oriente 盆地南部潮坪相识别[J]. 科技信息, 2010, 13: 421-422.
- [15] Baby P, Rivadenerra M, Christophoul F, et al. Style and timing of deformation in the Oriente Basin of Ecuador[C]//Extended Abstract ISAG99. 1999: 68-72.
- [16] Warren T, Pratt T, Pablo D, et al. An autochthonous geological model for the eastern Andes of Ecuador[J]. Tectonophysics, 2005, 399: 251-278.
- [17] Christophoul F, Baby P, Davila C. Stratigraphic response to a major tectonic event in a foreland basin: The Ecuadorian Oriente basin from Eocene to Oligocene times[J]. Tectonophysics, 2002, 345: 281-298.