

南海西北部莺歌海盆地 WHJM36-9 气田的储集性和流体特征

马文宏¹, 马勇新¹, 张伟², 张景茹²

(1 中海石油(中国)有限公司湛江分公司勘探开发部, 广东湛江 524057;

2 中国科学院边缘海地质重点实验室, 广州 510640)

摘要: WHJM36-9 构造位于莺歌海盆地中央泥底辟构造带的东南端, 该构造是在红河断裂右旋走滑运动所派生的东西拉张应力下形成的近南北向泥底辟伴生构造, WHJM36-9 气田即位于该构造上, 属于一个由背斜和断层控制为主的构造型浅层气藏。气田各层构造高点基本重合, 但深部构造幅度明显大于浅层; 气田储层主要为第四系乐东组($Q_p L$)和新近系上新统莺歌海组一段($N_2 Y_1$), 其岩性主要为中细砂岩—泥质粉砂岩。通过对气田岩心物性分析及地质综合评价, 第四系乐东组一段储层属高孔高渗—中低渗类型, 乐东组二、三段及上新统莺歌海组一段属高孔中渗的储层类型, 该区的低阻气层则主要属高孔中低渗储层类型; 气田天然气中烃类以 CH_4 为主, C_2 以上组分含量较少(0.49%~2.71%), 属高熟干气藏; 乐东组和莺一段地层水分别为 $CaCl_2$ 和 $NaHCO_3$ 水型; 气田各气组具有不同的压力和气水系统, 为正常压力系统。

关键词: WHJM36-9 气田; 泥底辟伴生构造; 储层流体特征; 气藏类型; 地层水、地层压力; 南海莺歌海盆地

中图分类号: P618.13

文献标识码: A

莺歌海盆地总体上是由 4 个一级构造单元组成, 即莺东斜坡、莺歌海坳陷、河内坳陷和莺西斜坡。中央泥底辟构造带位于莺歌海坳陷, 属二级构造单元, 是因泥底辟的发育而形成的一系列穹隆构造, 长轴近南北向, 呈雁行式排列。WHJM36-9 浅层气田即位于该泥底辟构造带的东南端, 其储层及其流体性质较复杂。为了高效合理地开发该气田, 指导气田开发部署及开发生产实践, 重点对 WHJM36-9 气田储层的储集性和流体特征以及气藏类型等进行了深入研究。

1 气田区地层层序

WHJM36-9 气田属浅层气田, 其储层属第四系乐东组($Q_p L$)和新近系上新统莺歌海组一段($N_2 Y_1$)上部(图 1), 对应的地震反射层为 T_{10} — T_{20} 。

中央泥底辟构造带处于快速沉降、快速沉积充填的盆地中央, 沉积了巨厚的新近系海相地层(厚达 8 800 m), 泥质岩极为发育, 它不仅为泥底辟上侵活动提供了雄厚的泥源物质基础, 而且是莺歌海盆地最主要的烃源岩^[1-5]。由于处于中央泥底辟带东南端的有利位置, WHJM36-9 泥底辟伴生构造圈闭/气田具有非常好的烃源供给及天然气运聚成藏条件。

收稿日期: 2012-09-25

作者简介: 马文宏(1962—), 男, 高级工程师, 主要从事油田地质技术工作。E-mail: mawh@cnooc.com.cn

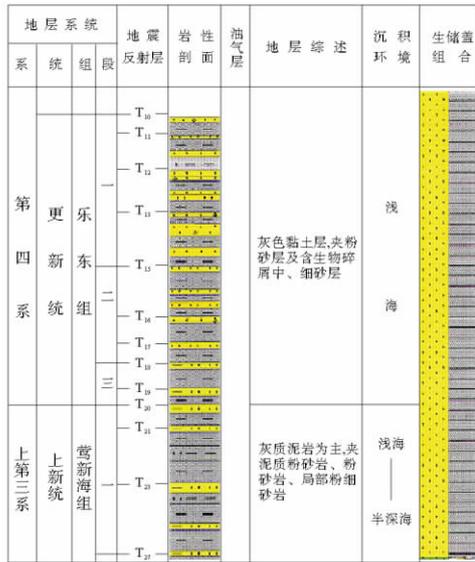


图 1 WHJM36-9 气田地层综合柱状图
Fig.1 The stratigraphic column of WHJM36-9 Gas Field

2 气田构造特征

WHJM36-9 构造是在红河大断裂晚期右旋走滑运动所派生的东西拉张应力下形成的南北向泥底辟伴生构造。该构造南部发育了一组 NW—SE 向断层,形成一个小地堑,F1 断层把构造切割成南、北 2 区。构造主体在北区,为较完整穹隆构造,长轴 15.6 km,轴向 NNW,短轴 10.5 km,面积 138 km²,闭合度 65.5 m,构造平缓,倾角 1.4°;北区莺一段砂体又被 F4 断层分割为 3、5 井区和 4、6 井区。构造南区为断鼻,其背斜具有继承性,圈闭面积 87 km²,闭合度 48 m,构造平缓,倾角 2.1°。气田各层构造高点基本重合,深部构造幅度明显大于浅层^[1]。

WHJM36-9 气田南部发育有一组 NW—SE 向断层,断面倾向相对,形成一个小地堑。F1 断层横切构造,造成侧向封堵,导致南北两区具有不同的气水系统;该断层长度为 11.6 km,倾向 NE。F2、F3 等为小断层,规模较小、没有形成封堵,不影响气水分布。在构造北部存在一条 F4 断层,其走向近 S—N 向,长度 6.5 km,主要断开上新统莺一段,造成两侧气水系统的不同以及流体性质的差异。

3 储集层特征

3.1 储层沉积相及岩性特征

根据区域层序地层学研究,本区新近纪至第四纪都是陆架背景沉积,而且上新世以来,陆架明显向外推进。乐东组(Q_pL)和新近系上新统莺歌海组一段(N₂Y₁)的主要砂岩(层)是在三、四级层序高水位末期和低水位期,随着海平面的逐渐下降,在沉积水体逐渐变浅的背景下沉积的滨、浅海滩、砂坝复合体(图 2),纵向上具有明显的反旋回,平面上滩、坝叠合连片分布。

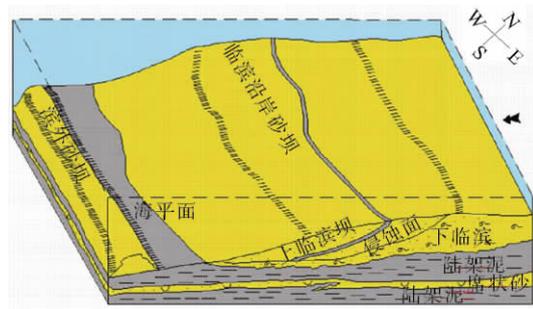


图 2 WHJM36-9 气田乐东组滨浅海滩坝复合体沉积模式

Fig.2 The depositional model of the complex of coastal and shallow water beach systems in Ledong Formation of WHJM36-9 Gas Field

气田储层第四系乐东组(Q_pL)和新近系上新统莺歌海组一段(N₂Y₁)岩性主要为中细砂岩—泥质粉砂岩,岩石类型以石英砂岩和石英杂砂岩为主,部分为长石石英砂岩。碎屑颗粒一般为次棱角状,分选好—中等;颗粒之间为游离状或点状接触,胶结类型以孔隙式和基底式为主,胶结物主要为海绿石和碳酸盐类矿物(包括菱铁矿及白云石)。胶结物含量较少,平均为 11.5%;泥质杂基含量较高,为 3%~46%,平均为 17.3%,但主力气层 Q_pL₁V_下气组和 N₂Y₁I 气组泥质杂基含量低,分别平均为 9.0%和 7.8%。

在 WHJM36-9 气田 5 个主力气组中, Q_pL₁V_上气组为一套下临滨沉积的粉砂岩或细砂岩,砂坝主体厚,向边部逐渐减薄; Q_pL₁V_下气组为上临滨沉积的中—细砂岩,砂体主体 NW—SE 向,向

NE向减薄; $Q_p L_2 III$ 气组为陆架席状砂, 全区稳定分布; $N_2 Y_1 I$ 气组为上临滨沉积的席状细砂岩, 有3个席状砂, 即3、5井区和4、6井区以及1井区各1个砂体; $N_2 Y_1 II$ 气组为下临滨沉积的粉砂岩, 1、5、6井钻遇该气组, 砂体分布较稳定; 其余气组不是分布范围有限就是厚度较薄。

3.2 储层性质及孔隙结构特征

通过岩心储集物性研究, 第四系乐东组一段储层属高孔高渗—中低渗, 第四系乐东组二、三段及上新统莺歌海组一段属高孔中渗的储层类型, 低阻气层主要是高孔中低渗的储层类型。

乐东组一段储层孔隙度一般为30%~40% (图3), 平均33%; 渗透率的分布呈双峰态 (图4), $Q_p L_1 V_T$ 气组中细砂岩储层的渗透率在 $2.250 \times 10^{-3} \mu m^2$ 左右, $Q_p L_1 V_U$ 气组低阻气层在 $(2.5 \sim 23) \times 10^{-3} \mu m^2$ 之间, 属高孔高渗—中低渗储层。

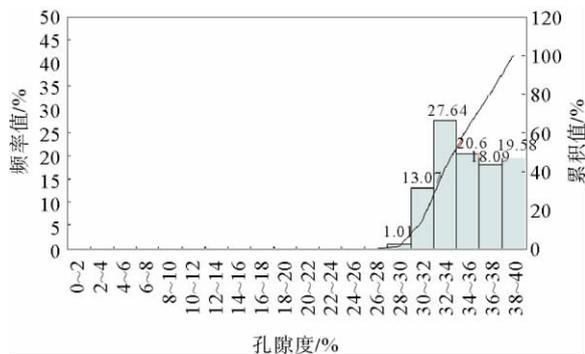


图3 WHJM36-9 气田乐一段储层孔隙度直方图

Fig. 3 The reservoir porosity histogram of the first member of Ledong Formation, WHJM36-9 Gas Field

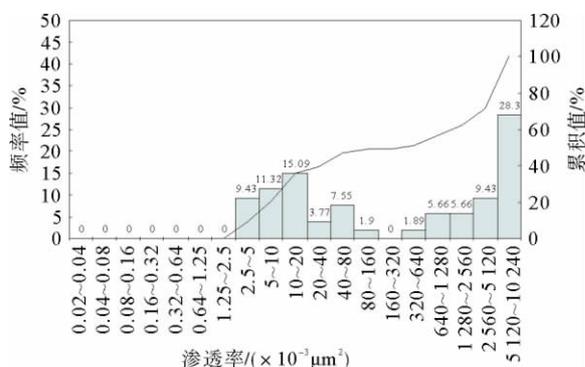


图4 WHJM36-9 气田乐一段储层渗透率直方图

Fig. 4 The reservoir permeability histogram of the first member of Ledong Formation, WHJM36-9 Gas Field

乐东组二、三段和莺歌海组一段储层孔隙度一般为20%~40%, 平均26.3% (图5), 渗透率也呈双峰态分布 (图6)。其中, 主力气层 $Q_p L_2 III$ 和 $N_2 Y_1 I$ 气组渗透率为 $(320 \sim 1280) \times 10^{-3} \mu m^2$ 、低阻层为 $(5 \sim 80) \times 10^{-3} \mu m^2$, 属高孔中高渗储层。

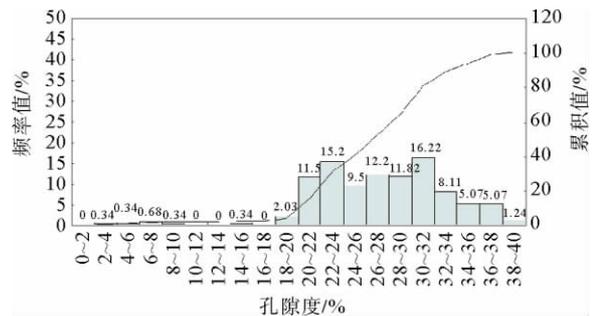


图5 WHJM36-9 气田乐二、三段及莺一段储层孔隙度直方图

Fig. 5 The reservoir porosity histogram in the second and third members of Ledong Formation and the first member of Yinggehai Formation, WHJM36-9 Gas Field

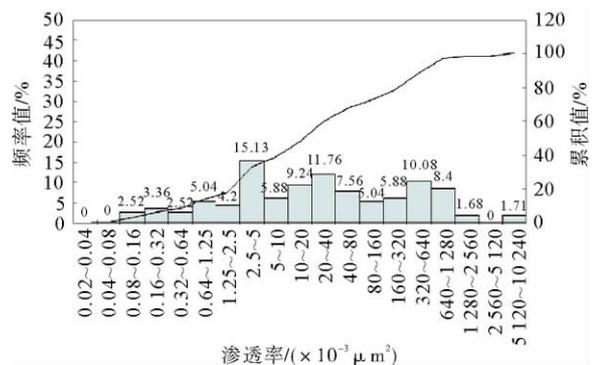


图6 WHJM36-9 气田乐二、三段及莺一段储层渗透率直方图

Fig. 6 The reservoir permeability histogram in the second and third members of Ledong Formation and the first member of Yinggehai Formation, WHJM36-9 Gas Field

气田各气组物性受沉积环境的控制, 上临滨和陆架席状砂 ($Q_p L_1 V_T$ 、 $Q_p L_2 I_T$ 、 $Q_p L_2 III$ 、 $N_2 Y_1 I$) 沉积时水动力相对较强, 其砂岩颗粒较粗, 分选较好, 泥质含量较少, 物性好; 而下临滨粉砂岩, 沉积时水动力相对较弱, 泥质含量高, 渗透率较低。

$Q_p L_1 V_T$ 、 $Q_p L_2 I_T$ 、 $Q_p L_2 III$ 、 $N_2 Y_1 I$ 等气组, 岩性为中细砂岩, 其孔隙结构特征为: 孔隙直

径为 24~94 μm ,平均值为 44~84 μm ;喉道宽度 7~21 μm ,平均为 17 μm 左右,配位数为 5~7;具有低排驱压力 ($P_d < 0.11 \text{ MPa}$),低中值压力 ($P_{c50} < 0.22 \text{ MPa}$),低最小非饱和孔隙体积 ($S_{\text{min}} < 10.4\%$) 和高退汞效率 ($WE > 64\%$) 的特点。

$Q_p L_1 \text{ II}$ 、 $Q_p L_1 \text{ IV—V}_{\text{上}}$ 、 $Q_p L_2 \text{ II}$ 等气组,岩性为粉砂岩夹薄层细砂岩,其孔隙结构特征为:孔隙

中等,孔隙直径为 18~57 μm ,平均值 22~32 μm ;喉道宽度 7~18 μm ,配位数为 2~4。

3.3 储层分类与评价

根据岩性、物性、孔隙结构特征,WHJM36-9 气田储层划分为 3 类(表 1)。

表 1 WHJM36-9 气田储层分类评价

Table 1 Classification and evaluation of the reservoirs of WHJM36-9 Gas Field

层位	储层级别	岩性	孔隙度/ %	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙结构参数			平台段	每米无限流量/ ($10^4 \text{ m}^3/\text{d} \cdot \text{m}$)	评价	所占比例/%
					$P_d/$ 0.1 MPa	$P_{c50}/$ 0.1 MPa	$S_{\text{min}}/\%$				
	好储层	中—细砂岩	>33	>350	<0.4	<1.5	<10	长且平坦	>10	好	17.1
乐东组一段	中等储层	粉—细砂岩	26~33	10~350	0.4~1.5	1.5~3.0	10~15	较长	2~10	中等	55.6
	差储层	泥质粉砂岩	23~26	<10	1.5~5	3.0~8.0	15~20	短或不明显	<2	差	27.3
乐东组二段 ⁺	好储层	中—细砂岩	>29	>100	<0.65	<2.5	<1.5	长且平坦	>10	好	10.1
乐东组三段 ⁺	中等储层	粉—细砂岩	23~29	10~100	0.65~2.0	2.5~5.5	15~20	较长	2~10	中等	61.8
莺一段	差储层	泥质粉砂岩	21~23	<10	2.0~10	5.5~16	20~25	短或不明显	<2	差	28.1

I 类储层:中细砂岩,物性好,压汞曲线排驱压力和中值压力均较低, S_{min} 小,平台段长,测试产能高,如 $Q_p L_1 \text{ V}_{\text{下}}$ 气组储层;该类好储层占乐东组一段储层总量的 17.1%,占乐东组二、三段和莺一段储层的 10.1%。

II 类储层:粉—细砂岩,物性中等,孔隙结构较好,测试产能较高,如 $Q_p L_2 \text{ III}$ 气组;该类中等储层占乐东组一段储层总量的 55.6%,占乐东组二、三段和莺一段储层的 61.8%。

III 类储层:泥质粉砂岩,物性差,孔隙结构较差,测试时产能较低;该类储层主要为低阻层,占乐东组一段储层总量的 27.3%,占乐东组二、三段和莺一段储层的 28.1%。

I、II、III 类储层的典型毛管压力曲线和孔喉分布特征如图 7 所示。本气田储层主要由 I、II 类储层组成,分布在主力气层,而 III 类储层主要分布在非主力层的低阻气层。

4 储层流体性质、压力系统及气藏类型

4.1 储层流体性质

4.1.1 天然气性质

对 WHJM36-9 气田测试气层的天然气样品的分析结果表明,气田天然气中烃类以 CH_4 为主, C_2 以上组分含量较少(0.49%~2.71%),基本上属成熟度较高的干气,其烃源主要来自泥底辟热流体上侵活动所携带的海相环境沉积的陆源偏腐殖型母质所形成的天然气^[6-11]。

除 $\text{N}_2 \text{ Y}_1 \text{ I}$ 气组之外,其余各气组具有高含 CH_4 (>64%)、低含 CO_2 (<1.5%) 的特征,相对密度 0.618~0.719 7; $\text{N}_2 \text{ Y}_1 \text{ I}$ 气组天然气组分具有分区性,北区为中含 CH_4 (51.11%~60.12%),中含 CO_2 (33.82%~22.35%),相对密

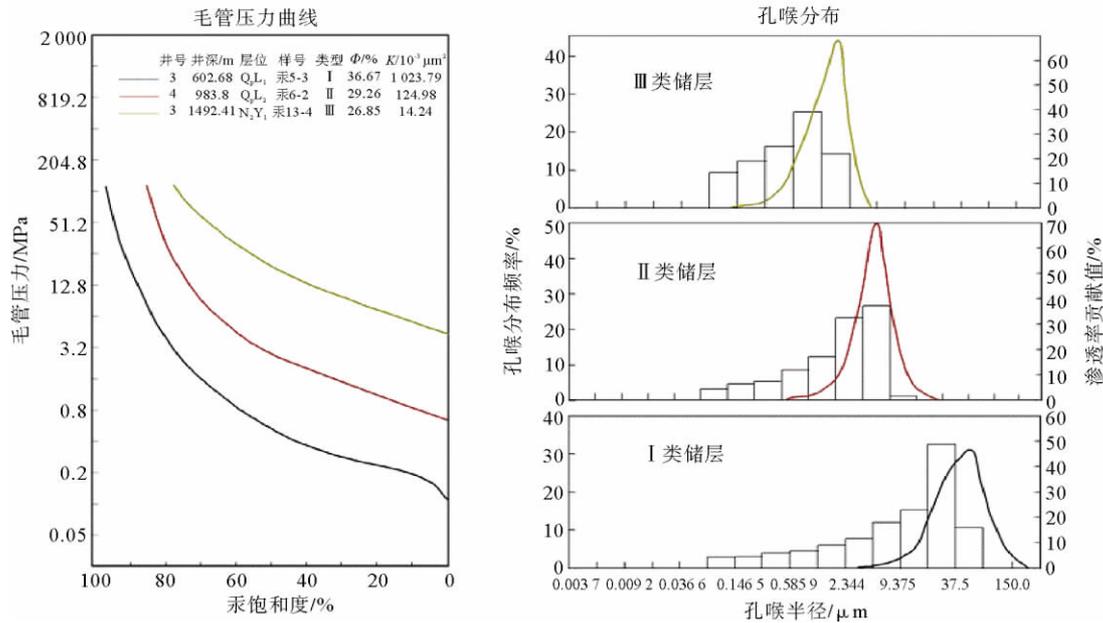


图7 WHJM36-9 气田孔隙结构特征

Fig. 7 The pore structure curves of WHJM36-9 Gas Field

度 0.848~0.965;南区为低含 CH₄ (15.44%),高含 CO₂ (79.88%),相对密度 1.372;天然气中 N₂ 含量一般为 8.7%~19.93%,其中 1 井区 Q_pL₃ III 气组可达 31.65%。

4.1.2 凝析油性质

WHJM36-9-1、2、3、6 井在测试过程中产少量凝析油(一般小于 10 g/m³),其相对密度 0.748 4~0.789 1,具凝固点低、馏份高的特点(表 2)。

4.1.3 地层水性质

WHJM36-9-5 井 Q_pL₂II_上 气组地层水水样分析结果(表 3)表明,地层水总矿化度 29 808 mg/L, Cl⁻ 为 17 868 mg/L, CaCl₂ 水型,为较典型的封闭性水型;对于 N₂Y₁ 地层有 3 口井(WHJM36-9-1、5、6 井)取得水样,其总矿化度 16 213~26 713 mg/L, Cl⁻ 为 1 415~10 203 mg/L, 为 NaHCO₃ 水型。埋藏浅的乐东组地层水矿化度比埋藏深的莺一段高,符合海相成岩地层压实的规律。

表 2 WHJM36-9 气田凝析油分析

Table 2 Analysis data of the condensate oil of WHJM36-9 Gas Field

井号	层位	井深/m	密度/(g/cm ³)	凝固点/℃	沥青质/%	硅胶质/%	含腊量/%	闪点/℃	馏程/%		
									100℃	240℃	总馏出量
1	Q _p L ₃ III	1 352.0~1 385.0	0.757 8	-30 以下	0.03	0.59	0	24	1.1	91.8	95.8
1	Q _p L ₂ IV	1 044.0~1 052.0	0.738 4	-30 以下	0	0.48	0	25	2.4		94.6
1	Q _p L ₃ III	972.0~985.0	0.761 5	-30 以下	0	0.52	0	26	1.4	94.4	96.0
2	Q _p L ₁ V _下	582.0~590.0	0.783 6	<-44	0.1	0.21	0.12	45		85.0	95.4
3	N ₂ Y ₁ I	1 486.0~1 496.0	0.799 1	<-41	0	0.36	0.25	31	0.1	75.4	95.3
6	N ₂ Y ₁ I	1 468.0~1 482.0	0.790 3	-52	0.05	0.28	0.02		5.0	81.0	96.3

纵向上气田各气组之间均有厚层泥岩封隔;平面上气田被 F1 断层分成南、北 2 个区块,其中北块莺歌海组一段砂体又被 F4 断层进一步分割为 3、5 井区和 4、6 井区,同一气组的不同区块(井区)、不同气组的同一区块(井区)均为独立气藏^[9]。

总体上 WHJM36-9 气田气水分布表现为:平面上分区(受断层或砂体控制)、纵向上分气组(受泥岩隔层控制),同一气组的不同区块(或井区、或砂体)、不同气组的同一区块(井区)具有各自的气水界面。其中:

(1) 气水界面主要根据实钻资料(测井解释)、压力推算和地震信息推测等方法综合确定。研究表明^[10],压力推测和地震信息推测的气水界面与实钻气水界面非常接近,如 $Q_p L_1 V_{上}$ 气组的气水界面,压力推测为 -572 m,亮点为 -574 m,实钻为 -571.8 m,基本一致; $Q_p L_2 III$ 气组,用压力推测的气水界面和地震信息推测的界面接近; $N_2 Y_1 I$ 气组 1 井区和 3、5 井区 2 个单元的气水界面主要根据实钻,而 6 井区则根据本区的压力推测, $N_2 Y_1 II$ 气组 3、5 井区和 6 井区 2 个单元都是实钻的。

(2) 在 WHJM36-9 气田 5 个主力气层中, $Q_p L_1 V_{上}$ 、 $Q_p L_1 V_{下}$ 气组和 $Q_p L_2 III$ 气组气水分布主要受构造、断层控制,为构造气藏; $N_2 Y_1 I$ 、 $N_2 Y_1 II$ 气组含气范围受 F4 断层和砂体分布的控制,为岩性构造气藏^[11]。其中 $N_2 Y_1 I$ 气组不同井区天然气组分差别大,北区 3、5 井区 CO_2 为 23.35%,北区 4、6 井区 CO_2 为 35.82%,而南区 CO_2 含量则高达 79.88%。

(3) $Q_p L_1 II$ 、 $Q_p L_1 IV$ 、 $Q_p L_2 II$ 、 $Q_p L_3 II$ 等气组

除受构造控制外,其东北方向还受非渗透性砂岩封闭,为岩性构造气藏。

(4) 4 井区 $Q_p L_1 III$ 气组和 5 井区 $Q_p L_1 IV$ 气组则为岩性气藏。

从气水产状看,WHJM36-9 气田大多数气藏都属层状边水气藏,但北块 $Q_p L_1 III$ 、 $Q_p L_1 V_{下}$ 、 $Q_p L_2 IV$ 等气藏属于底水气藏。

参考文献:

- [1] 龚再升,李思田,等.南海北部大陆边缘盆地油气成藏动力学研究[M].北京:科学出版社,2004:1-339.
- [2] 何家雄,陈伟煌,李明兴,等.莺—琼盆地天然气成因类型及气源剖析[J].中国海上油气,2000,14(6):398-405.
- [3] 何家雄,陈伟煌,李明兴,等.莺—琼盆地天然气成因类型及气源剖析[J].中国海上油气,2000,14(6):398-405.
- [4] 龚再升.中国近海含油气盆地新构造运动和油气成藏[J].石油与天然气地质,2004,25(2):133-138.
- [5] 郝芳,邹华耀,黄保家,等.莺歌海盆地天然气生成模式及其成藏流体响应[J].中国科学,2002,32(11):889-895.
- [6] 李纯泉.莺歌海盆地流体底辟构造及其对天然气成藏的贡献[J].中国海上油气(地质),2000,14(4):253-257.
- [7] 刘全稳,何家雄,陈国民,等.莺歌海盆地中深层天然气成藏特征[J].天然气工业,2005,25(9):1-3.
- [8] 何家雄,陈红莲,陈刚,等.莺歌海盆地泥底辟带天然气成藏条件及近期勘探方向[J].中国海上油气,1995,9(3):157-163.
- [9] 毛云新,何家雄,张树林,等.莺歌海盆地泥底辟带昌南区热流体活动的地球物理特征及成因[J].天然气地球科学,2005,16(1):108-113.
- [10] 郝芳,李思田,龚再升,等.莺歌海盆地底辟发育机制与流体幕式充注[J].中国科学,2001,31(6):471-476.
- [11] 单家增,董伟良.莺歌海盆地泥底辟构造动力学成因机制的高温高压模拟实验[J].中国海上油气(地质),1996,10(4):209-214.

RESERVOIR PROPERTIES AND FLUID CHARACTERISTICS OF WHJM36-9 GAS FIELD IN YINGGEHAI BASIN, NORTHWESTERN SOUTH CHINA SEA

MA Wenhong¹, MA Yongxin¹, ZHANG Wei², ZHANG Jinru²

(1 CNOOC China Limited-Zhanjiang, Zhanjiang 524057, Guangdong, China; 2 Key Laboratory of Marginal Sea Geology, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China)

Abstract: The WHJM36-9 structure, a mud diapir associated structure extending in south-north direction, is located in southeast of the mud diapir tectonic zone of the Yinggehai Basin, which was formed under the east-west tensile stress derived from the dextral strike-slip movement of the Honghe Fault. The WHJM36-9 Gas Field, that is located in the mud diapir associated structural traps, belongs to a tectonic type of shallow gas reservoir controlled by anticlines and faults. The structural highs of each gas reservoir in this gas field are basically of coincidence, but the deeper structural amplitude is much greater than the shallow ones. The main reservoirs of the gas field are the Quaternary Ledong Formation (Q_pL) and the first member of the Pliocene Yinggehai Formation (N_2Y_1), and dominated by medium-fine sandstone and argillaceous siltstone. Based on the results of core physical property analysis and comprehensive geological evaluation, we found that the first member of Q_pL is the type of reservoir with high porosity and high to mid-low permeability. The second and third members of Q_pL and the first member of N_2Y_1 are the types with high porosity and medium permeability. The low-resistivity gas reservoir of this region is mainly the type of reservoir with high porosity and mid-low permeability. The WHJM36-9 Gas Field is a highly matured dry gas field, of which the main hydrocarbon is CH_4 with low C_2+ (0.49%~2.71%). The formation water is $CaCl_2$ type for Q_pL and $NaHCO_3$ type for N_2Y_1 . Each gas reservoir has its own formation pressure and gas-water system, and the formation pressure system is normal.

Key words: WHJM36-9 Gas Field; mud diapir anticline; reservoir fluid characteristics; gas reservoir type; formation water; formation pressure; Yinggehai Basin