

DOI: 10.3724/SP.J.1140.2013.05119

# 莺歌海盆地中央泥底辟带气田水地球化学特征及其油气地质意义

张伟<sup>1,2</sup>, 何家雄<sup>1</sup>, 龚晓峰<sup>1,2</sup>, 张景茹<sup>1,2</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, 广州 510640; 2. 中国科学院大学, 北京 100049)

**摘要:**以莺歌海盆地东方区和乐东区气田水样品水化学常规分析为切入点,利用气田水矿化度、水型、钠氯系数(变质系数)、脱硫系数、氯镁系数等参数,深入分析了两区气田水地球化学特征及水化学组合参数特征,并判别对比了两区气藏封闭程度及其保存条件。在此基础上,结合莺歌海盆地天然气成藏地质条件,重点剖析了两区气田水分布规律及成因控制因素,探讨了两区气田水与天然气运聚成藏之间的成因联系。强调指出,两区气田水具有相似的形成演化特征,天然气保存条件好,但对比两区气田水的水化学组合参数,乐东区天然气保存条件稍差于东方区;东方区气田水以NaHCO<sub>3</sub>水型占绝对优势,其分布规律与断裂系统存在密切联系。该区水文地质开启程度差,气藏盖层封闭性好,有利于天然气富集成藏。乐东区气田水类型多样,成因复杂,天然气保存条件较好但相对东方区稍差。两区气田水具分区块分布规律,莺歌海盆地泥底辟及其伴生热流体活动对气田水成因及分布规律与天然气运聚成藏等均具有重要控制作用和影响。

**关键词:**气田水;地球化学特征;分布规律;气藏保存条件;莺歌海泥底辟带

**中图分类号:**P744.4

**文献标识码:**A

**文章编号:**0256-1492(2013)05-0119-12

油气田水是指在储集层中与石油天然气伴生的地层水,它以不同的形式与油气长期共存于地下岩石孔隙空间中,并且和烃类之间发生经常性的物质交换,是烃类运移聚集成藏的动力和载体。因此,油气田水化学成分特征往往能反映油气藏与原油、天然气的某些特征<sup>[1]</sup>;在油气地球化学演化及聚集成藏过程中,油气田水的活动及其性质变化可直接或间接地指示盆地流体系统的开放性和封闭性以及油气赋存的环境与条件,并且贯穿于油气的生、运、聚、散整个过程,因而研究油气伴生水的性质及其地球化学特征,对于分析油气生成与分布规律、油气运移与聚集成藏、含油气远景评价、勘探开发决策制定等都具有十分重要的意义<sup>[2-4]</sup>。

我国海域含油气盆地由于勘探开发程度低、探井少,油气田水样品采集相对于陆地困难,且油气田水地球化学特征较为复杂,因而海上油气田伴生水地球化学研究及其应用,并不是很广泛且未受到应有的重视。莺歌海盆地是我国南海西北部大陆边缘重要的含油气盆地之一,经过多年的油气勘探开发

与地质研究,对盆地构造演化机制、油气运聚成藏规律等方面已有较深入认识<sup>[5-10]</sup>,但对盆地中天然气藏及气田伴生水与天然气运聚成藏及保存条件等方面的研究涉及不多<sup>[11-14]</sup>。本文拟重点对莺歌海盆地东方气田区33个天然气产层伴生水样品和乐东气田区46个天然气产层伴生水样品进行常规水化学分析研究,以期通过气田伴生水提供的地质地球化学信息,阐明和揭示该盆地气田水分布规律、成因控制因素以及与天然气运聚成藏的成因联系和油气地质意义。

## 1 区域地质概况

莺歌海盆地位于我国海南岛西南陆缘与昆崙隆起之间的莺歌海海域,属于南海北部被动大陆边缘西北部的一个新生代走滑伸展型盆地,盆地整体呈菱形且沿NNW向展布。盆地基底是在红河断裂带基础上发育起来的,并控制了盆地的形成与演化<sup>[15-16]</sup>。盆地主体由西北部河内坳陷和东南部莺歌海坳陷组成,两坳陷之间由临高隆起所分隔;莺东斜坡和莺西斜坡两个构造单元则分布于盆地东北和西南边缘(图1)。盆地具有以新近纪海相坳陷沉积为主的双层结构,其总体沉积充填特征为边缘薄、中央厚,且以新近系及第四系海相沉积为主,沉积厚度超

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

作者简介:张伟(1987—),男,硕士生,主要从事石油地质与海洋地质综合研究,E-mail: zhangwei@gig.ac.cn

收稿日期:2012-07-31;改回日期:2012-09-29. 文凤英编辑

过 10 000 m。盆地中最突出、最引人关注的地质特点是,在盆地中部莺歌海坳陷中央发育了一系列形态各异且沿盆地北西走向呈近南北向雁形排列的泥底辟及其伴生构造,进而构成了一个高温超压的泥底辟隆起背斜构造带(即中央泥底辟带)<sup>[17-18]</sup>。该泥底辟带及泥底辟的形成演化,尤其是晚期泥底辟热流体活动与天然气运聚成藏条件的良好配置,有效地控制了该区天然气及 CO<sub>2</sub> 运聚与富集规律。

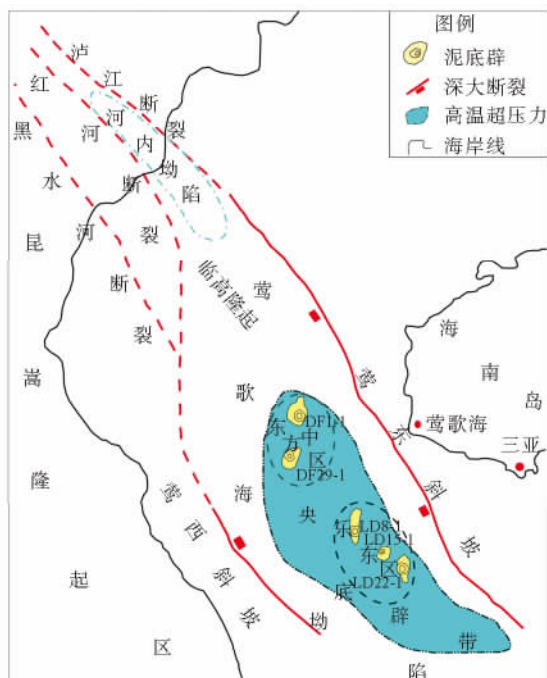


图1 莺歌海盆地基本构造单元组成及展布特征

Fig.1 Basic tectonic units and distribution of Yinggehai Basin

## 2 样品与分析

为全面分析莺歌海盆地中央泥底辟带气田伴生水地球化学特征及其对气藏保存的指示意义,本研究以东方气田区和乐东气田区探井及开发生产井为重点,开展了气田水样品的采集取样工作。具体采样数量及采样位置为:在东方气田区探井及开发生产井系统采集了 33 个气田水样品;在乐东气田区探井及开发生产井系统采集了 46 个气田水样品,并及时记录了相应 DST 测试生产数据与相关资料。采集的所有气田水样品均及时送中海油南海西部研究院实验中心进行了系统地分析测试与实验。

## 3 气田水总体组成特征

莺歌海盆地中央泥底辟带浅层气田区,主要由东方气田区和乐东气田区所构成。两气田区地层水常规地球化学分析表明,气田水中所含常量离子含量大小不等,差异悬殊,其相对含量相差可以达到数十倍甚至更多。这些气田水中阳离子均以(Na<sup>+</sup> + K<sup>+</sup>)为主,其次为 Ca<sup>2+</sup> 和 Mg<sup>2+</sup>;阴离子以 Cl<sup>-</sup> 和 HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> 为主,其次为 SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> 和 CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>,其中 CO<sub>3</sub><sup>2-</sup> 含量很少且变化较大。总体而言,莺歌海盆地中央泥底辟带东方区与乐东区气田水 Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup> 和 SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> 的含量,均普遍低于世界海水的平均值,这可能与气田水地质地球化学演化过程中 Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup> 和 SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> 离子的消耗有关,而 HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> 含量远高于世界海水平均值,可能与该区高含量 CO<sub>2</sub> 气藏存在有一定的联系。

东方气田区气田水(Na<sup>+</sup> + K<sup>+</sup>)质量浓度在 481~15 070 mg/L 之间变化,平均值为 8 284 mg/L;Cl<sup>-</sup> 质量浓度范围值为 656~19 304 mg/L,平均值为 10 021 mg/L;HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> 质量浓度范围值为 232~17 140 mg/L,平均值为 4 353 mg/L;pH 值为 6.60~8.70,平均值为 7.66,总体表征弱碱性特征。乐东气田区气田水(Na<sup>+</sup> + K<sup>+</sup>)质量浓度范围值为 1 755~13 149 mg/L,平均值为 7 643 mg/L;Cl<sup>-</sup> 质量浓度在 1 413~20 506 mg/L 之间变化,平均值为 10 326 mg/L;HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> 质量浓度范围值为 378~18 867 mg/L,平均值为 3 570 mg/L;pH 值为 6.00~8.64,平均值为 7.21,总体也表征弱碱性特征。

在地层水的常量离子组分保持相对不变的情况下,封闭保存条件较好的地层水,其矿化度一般较高;反之,矿化度较低。因此,可以利用地层水的矿化度来粗略判断其封闭保存条件<sup>[19]</sup>。东方区气田水矿化度在 1 530~43 654 mg/L 之间变化,平均值为 23 713 mg/L,绝大多数样品矿化度小于海水矿化度(现代海水平均矿化度约为 35 000 mg/L),少数样品矿化度值超过海水(图 2a);乐东区气田水矿化度范围为 1 680~39 643 mg/L,平均值为 22 492 mg/L,同样是绝大多数样品矿化度小于海水矿化度,少数几个样品矿化度超过海水(图 2b)。总体来看,两区气田水矿化度值均较高,反映出较好的保存条件。

对东方区和乐东区气田水样品分析数据进一步统计分析,发现两区气田地层水矿化度与(Na<sup>+</sup> +

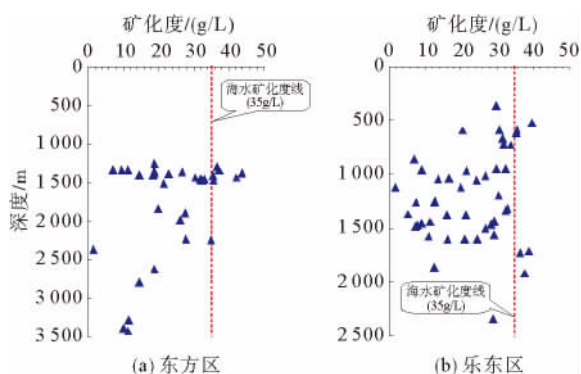


图 2 莺歌海盆地东方区与乐东区气田水矿化度随深度变化特征

Fig. 2 Salinity variation characteristics with depth of the gasfield water in Dongfang and Ledong blocks

$K^+$ ) 之间线性关系非常明显,东方区气田水矿化度与  $(Na^+ + K^+)$  相关系数  $R$  达 0.99(图 3a),乐东区气田水矿化度与  $(Na^+ + K^+)$  相关系数  $R$  为 0.95(图 3b);此外,两区气田水矿化度与  $Cl^-$  之间的相关性稍差,东方区为 0.81,乐东区为 0.5 左右;其他常量离子与矿化度之间基本不具有相关性。由此可见,东方区气田水矿化度主要受  $(Na^+ + K^+)$  和  $Cl^-$  组分控制,这些离子决定了东方区气田水的性质;而乐东区气田水组分及其性质主要是由  $(Na^+ + K^+)$  控制。

综上所述可知,东方区和乐东区气田水组分总体特征具有近似性,其主要离子组成及其含量亦基本相近,表明莺歌海坳陷中央泥底辟带中两区气田水具有相似的演化特征。

#### 4 气田水化学组合参数特点

地层水水化学研究中常用的参数有钠氯系数  $(rNa^+ / rCl^-)$ 、脱硫系数  $(rSO_4^{2-} \times 100 / rCl^-)$ 、碳酸

岩平衡系数  $[(rHCO_3^- + rCO_3^{2-}) / rCa^{2+}]$ 、氯镁系数  $(rCl^- / rMg^{2+})$ 、钠钙系数  $(rNa^+ / rCa^{2+})$  等。这些指标通常用来判断地层内流体移动的方向、地层水活动的强弱和地层封闭性等情况,与油气运聚有一定的成因联系。但由于水化学参数受到沉积水的原始化学成分、成岩过程的蒸发浓缩作用、后期淡水渗入以及断裂活动导致的地层水混入等多种地质作用的影响<sup>[20]</sup>,只有在综合考虑各参数变化规律和相互对应关系的基础上,才能科学合理地利用这些参数,鉴此,我们选取了钠氯系数、脱硫系数、氯镁系数对东方区和乐东区气田水进行水化学组合参数分析(表 1、表 2)。

##### 4.1 钠氯系数 $(rNa^+ / rCl^-)$

$(rNa^+ / rCl^-)$  值也称为变质系数,现代海水中此值为 0.87<sup>[21]</sup>。地下水的变质系数若小于此值,则可能是变质的沉积水或高度变质的渗透水,发生了浓缩变质作用,代表保存条件好,比值越小,浓缩程度越高;反之,则可能是沉积水或变质的渗透水,表明存在淡水的渗入作用,比值越大,渗入越强<sup>[22]</sup>。

由表 1 可知,东方区气田伴生水变质系数为 0.88~5.52,其中 DF1-1-8、DF1-1-9、DF1-1-Z1 井区气田水变质系数平均值接近于 1,说明气田水变质程度轻,地层封闭性好,为天然气的有利保存区,实际 DST 测试结果表明其主要以烃气产层水为主;DF1-1-1、DF29-1-1、DF29-1-2 井区气田水变质系数平均值都在 2 以上,说明气田水变质程度高,地层封闭性较差,不利于天然气的保存,实际 DST 测试只有个别测试层为烃气产层水,其他为干层或  $CO_2$  产层水;其他井区气田水变质系数平均值均大于 1,气田水变质程度较 8、9、Z1 井区稍高,但实际 DST 测试表明在变质系数较小的测试层仍为烃气产层水,为天然气有利的保存层位。

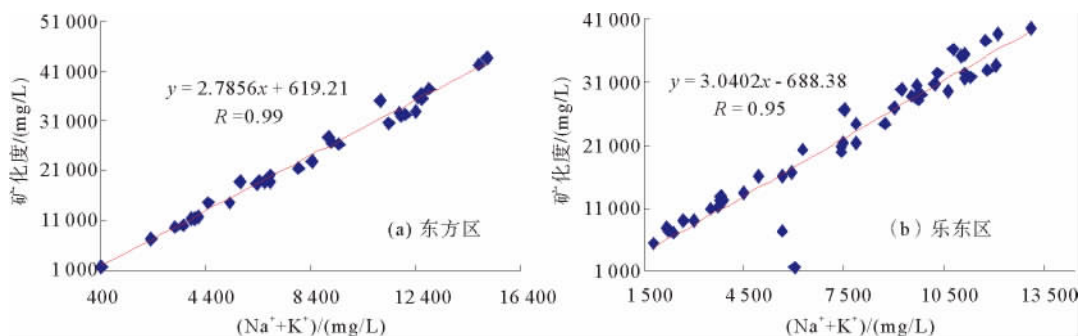


图 3 莺歌海盆地东方区与乐东区气田水矿化度与  $(Na^+ + K^+)$  相关关系

Fig. 3 The relationship between mineralization and  $(Na^+ + K^+)$  content of the gasfield water in Dongfang and Ledong blocks

表 1 莺歌海盆地东方区气田水水化学参数  
Table 1 Hydrochemical parameters feature of the gasfield water in the Dongfang block of Yinggehai basin

井号	深度/m	层位	样品数	矿化度/(mg/L)		钠氯系数		硫酸系数		氯镁系数		水型
				范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值	
DF1-1-1	2 580~2 664	Nh <sub>1</sub>	1	18 783	18 783	3.96	3.96	2.08	2.08	27.46	27.46	NaHCO <sub>3</sub>
DF1-1-2	1 284~1 415.2	Ny <sub>2</sub>	3	36 551~42 237	38 696	1.58~1.65	1.61	4.52~7.24	5.81	48.57~95.49	70.92	NaHCO <sub>3</sub>
DF1-1-3	1 287~1 372.5	Ny <sub>2</sub>	2	18 923~26 703	22 813	1.28~1.34	1.31	9.56~9.94	9.75	22.32~31.42	26.87	NaHCO <sub>3</sub>
DF1-1-4	1 320~1 375	Ny <sub>2</sub>	2	11 419~18 821	15 120	1.16~1.23	1.20	9.75~12.22	10.99	31.99~44.49	38.24	NaHCO <sub>3</sub>
DF1-1-5	1 322~1 467	Ny <sub>2</sub>	3	7 200~31 909	19 161	0.99~1.27	1.12	1.33~9.40	6.45	13.06~69.72	32.09	NaHCO <sub>3</sub> MgCl <sub>2</sub>
DF1-1-7	1 358~1 470	Ny <sub>2</sub>	3	33 112~43 654	37 418	1.10~1.48	1.23	1.61~9.29	4.34	27.76~140.76	66.38	NaHCO <sub>3</sub>
DF1-1-8	1 342~1 469	Ny <sub>2</sub>	3	18 754~32 160	24 597	1.01~1.05	1.03	1.03~2.04	1.54	56.65~86.96	67.33	NaHCO <sub>3</sub> Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>
DF1-1-9	1 318~1 470	Ny <sub>2</sub>	4	9 628~32 499	21 798	0.99~1.15	1.05	1.03~8.62	4.93	10.83~64.53	39.57	Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> NaHCO <sub>3</sub> MgCl <sub>2</sub>
DF1-1-21	1 975~2 380	Ny <sub>2</sub> -Ny <sub>3</sub>	3	1 530~35 060	20 960	0.88~1.13	1.04	1.76~11.15	7.67	5.51~77.21	33.99	NaHCO <sub>3</sub>
DF1-1-11	2 785~3 446	Nh <sub>1</sub> -Nh <sub>2</sub>	4	9 983~14 489	11 919	1.12~2.31	1.48	2.16~14.94	6.70	22.64~40.06	29.66	NaHCO <sub>3</sub>
DF29-1-1	1 494~1 842	Ny <sub>2</sub>	2	20 007~21 623	20 815	1.40~3.33	2.36	9.58~12.32	10.95	35.54~43.91	39.73	NaHCO <sub>3</sub>
DF29-1-2	1 470~2 230	Ny <sub>2</sub>	3	27 623~35 693	30 380	1.19~5.52	2.92	1.43~11.06	6.83	11.65~53.65	33.67	NaHCO <sub>3</sub>

表 2 莺歌海盆地乐东气田水水化学参数  
Table 2 Hydrochemical parameters feature of the gasfield water in the Ledong block of Yinggehai basin

井号	深度/m	层位	样品数	矿化度/(mg/L)		钠氯系数		硫酸系数		氟镁系数		水型
				范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值	
LD8-1-1	1 723~1 921	N <sub>Y1</sub>	2	36 316~37 641	36 979	0.86~1.01	0.93	10.03~11.77	10.90	4.55~5.77	5.16	MgCl <sub>2</sub> NaHCO <sub>3</sub>
LD8-1-2	1 046~1 352	Q-N <sub>Y1</sub>	3	24 405~32 370	29 094	1.03~1.92	1.35	2.49~10.36	5.16	6.54~25.54	21.08	NaHCO <sub>3</sub> Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>
LD8-1-3	700~1 323	Q-N <sub>Y1</sub>	3	31 816~33 851	32 879	1.04~1.14	1.09	6.84~11.55	9.28	19.38~38.69	27.54	NaHCO <sub>3</sub> Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>
LD8-1-5	966~1 264	N <sub>Y1</sub>	3	1 680~21 386	10 145	0.99~1.03	1.01	3.18~13.62	9.02	7.77~13.54	9.78	Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> MgCl <sub>2</sub>
LD14-1-1	1 013~1 058	Q	1	16 776	16 776	1.19	1.19	2.93	2.93	19.30	19.30	NaHCO <sub>3</sub>
LD15-1-1	1 013~2 340	N <sub>Y1</sub>	2	11 303~28 927	20 115	1.44~3.55	2.49	3.77~16.05	9.91	20.51~77.87	49.19	NaHCO <sub>3</sub>
LD15-1-2	1 243~1 383	N <sub>Y1</sub>	2	12 820~16 097	14 459	1.29	1.29	11.96~12.54	12.25	15.44~18.94	17.19	NaHCO <sub>3</sub>
LD15-1-3	1 425~1 576	N <sub>Y1</sub>	3	8 928~29 080	16 318	1.19~1.42	1.28	8.86~12.27	10.73	7.32~18.54	12.33	NaHCO <sub>3</sub>
LD15-1-4	1 460~1 873	N <sub>Y1</sub>	3	12 396~28 230	21 711	1.14~1.35	1.25	11.00~12.09	11.45	9.27~20.39	15.01	NaHCO <sub>3</sub>
LD20-1-1	1 257~1 300	N <sub>Y1</sub>	1	12 441	12 441	3.40	3.40	0.68	0.68	54.11	54.11	NaHCO <sub>3</sub>
LD20-1-2	1 703~1 720	N <sub>Y1</sub>	1	38 866	38 866	5.25	5.25	15.58	15.58	15.27	15.27	NaHCO <sub>3</sub>
LD21-1-1	1 553~1 566	N <sub>Y1</sub>	1	29 171	29 171	1.12	1.12	10.09	10.09	7.06	7.06	NaHCO <sub>3</sub>
LD22-1-1	851~1 510	Q-N <sub>Y1</sub>	5	5 336~26 713	12 303	1.03~8.22	2.55	6.91~11.59	9.17	7.80~18.09	12.78	NaHCO <sub>3</sub> Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>
LD22-1-2	520~1 390	Q-N <sub>Y1</sub>	2	21 297~39 643	30 470	0.99	0.99	1.58~10.39	5.99	6.41~37.38	21.90	MgCl <sub>2</sub>
LD22-1-3	579~1 496	Q	2	7 339~35 438	21 389	0.90~1.48	1.19	5.81~10.21	8.01	5.27~14.68	9.98	NaHCO <sub>3</sub> MgCl <sub>2</sub>
LD22-1-4	355~955	Q	3	29 929~32 463	31 059	0.90~0.95	0.94	3.84~10.07	7.38	5.20~12.91	8.35	MgCl <sub>2</sub>
LD22-1-5	662~1 600	Q-N <sub>Y1</sub>	3	20 985~31 631	27 475	0.92~1.12	1.00	0.27~3.29	1.66	30.05~127.65	77.17	NaHCO <sub>3</sub> CaCl <sub>2</sub> MgCl <sub>2</sub>
LD22-1-6	587~1 600	Q-N <sub>Y1</sub>	3	8 003~20 325	14 835	0.94~1.20	1.11	1.33~9.62	6.09	6.23~68.98	29.27	NaHCO <sub>3</sub> MgCl <sub>2</sub>
LD28-1-1	607~1 130	Q-N <sub>Y1</sub>	3	20 055~35 259	27 384	0.90~1.18	1.02	4.02~8.84	6.81	5.72~156.14	56.98	NaHCO <sub>3</sub> MgCl <sub>2</sub>



由表 2 可知,乐东区气田伴生水变质系数为 0.86~8.22,其中 LD8-1 构造气田水变质系数平均值基本接近于 1,说明气田水变质程度轻,地层封闭性好,为天然气的有利保存区,实际 DST 测试结果表明其主要以高产烃气层、含 CO<sub>2</sub> 高产气层为主;LD14-1、LD15-1、LD20-1、LD21-1 构造气田水变质系数平均值均大于 1,说明气田水变质程度相对较高,地层封闭性较差,不利于天然气的保存,实际 DST 测试只有个别测试层为气气产层水,其他均为 CO<sub>2</sub> 产层水;LD22-1、LD28-1 构造气田水变质系数平均值基本接近于 1,说明气田水变质程度轻,地层封闭性好,为天然气的有利保存区,实际 DST 测试结果表明其主要以含 N<sub>2</sub> 高产烃气层为主。

#### 4.2 脱硫系数( $rSO_4^{2-} \times 100/rCl^-$ )

一般来说,脱硫酸作用通常都是在缺氧的还原环境中进行,这种环境对油气藏保存有利。脱硫作用作为一种环境指标,具有重大意义。脱硫系数值越小,表示地下水脱硫作用越强,处于还原环境,有利于油气保存;值越大,表示环境越开放、氧化,属于受渗入水影响的淋滤水,代表油气保存条件差<sup>[23]</sup>。

东方区气田伴生水脱硫系数为 1.03~14.94,其中除 DF1-1-4、DF29-1-1 井区脱硫系数平均值略大于 10 以外,;其他井区脱硫系数平均值均小于 10,表明地层较封闭,有利于天然气保存。乐东区气田水脱硫系数在 0.27~16.05 之间变化,其中 LD22-1 构造气田水脱硫系数平均值基本小于 10,表明地层较封闭,有利于天然气保存;LD8-1 构造气田水脱硫系数平均值基本为 10 左右,表明地层相对封闭,但可能会受到淡水渗入影响;而 LD15-1、LD20-1、LD21-1 等构造气田水脱硫系数平均值基本大于 10,反映出水文地质环境具有一定的开放性,气田水会受到一定的淡水淋滤和氧化作用的影响,不利于天然气保存。

#### 4.3 氯镁系数( $rCl^-/rMg^{2+}$ )

氯镁系数( $rCl^-/rMg^{2+}$ )是反映浓缩变质作用和阳离子吸附交换作用的重要水化学参数。气田水封闭越好、时间越长,浓缩变质越深,其值越大,越有利于油气的聚集与保存<sup>[24]</sup>。

东方区气田水氯镁系数值为 5.21~140.76,各井平均值在 26.87~70.92 之间变化,多数测试层接近或超过 30,反映出较好的天然气保存条件。乐东区气田水氯镁系数值为 4.55~156.14,其中,LD8-1 构造气田水氯镁系数值为 4.55~38.69;LD14-1、

LD15-1、LD20-1、LD21-1 构造气田水氯镁系数值为 7.06~77.87,但氯镁系数平均值基本在 20 以下,对比其他构造,天然气保存条件相对较差;LD22-1、LD28-1 构造气田水氯镁系数值为 5.20~127.65,氯镁系数平均值总体来说相对较大,反映出有利的天然气保存条件。

综合以上 3 个水化学参数分析结果,可知东方区除个别井区外,总体天然气保存条件较好;乐东区 LD8-1、LD22-1、LD28-1 构造天然气保存条件较好,其他构造天然气保存条件相对较差;综合对比两区气田水的水化学组合参数,乐东区天然气保存条件稍差于东方区。

## 5 气田水分布及成因

地层水有多种分类方案,但目前仍未取得统一的认识,我国的研究人员倾向于采用苏林的分类方法<sup>[25]</sup>,苏林以  $Na^+/Cl^-$ 、 $(Na^+-Cl^-)/SO_4^{2-}$  和  $(Cl^- - Na^+)/Mg^{2+}$  这 3 个成因系数,将地层水划分出 Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>、NaHCO<sub>3</sub>、MgCl<sub>2</sub> 和 CaCl<sub>2</sub> 四种基本类型。通常认为 Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 水型和 NaHCO<sub>3</sub> 水型指示大陆环境,MgCl<sub>2</sub> 水型指示海洋环境,CaCl<sub>2</sub> 水型指示深层环境。

### 5.1 气田水水型分布特征

根据苏林油气田地层水分类方法,依据本区气田水地球化学特征及主要水离子组成特点,东方区采集的 33 个气田水样品中有 27 个可划归为 NaHCO<sub>3</sub> 水型;而 DF1-1-5DST1、DF1-1-9DST2、DF1-1-Z1DST2 三测试层之气田水则为 MgCl<sub>2</sub> 水型;DF1-1-8 DST2、DF1-1-9DST1、DF1-1-9DST4 三测试层的气田水可划分为 Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 水型。可见,东方区气田水多以 NaHCO<sub>3</sub> 水型为主,其他水型较少(如 DF1-1-5、DF1-1-8、DF1-1-9、DF1-1-Z1 等井气田水),具有总体一致性,主要表征为陆相沉积水特征。

乐东区 46 个气田水样品中,气田水类型多样,但亦以 NaHCO<sub>3</sub> 水型为主,其次是 MgCl<sub>2</sub> 水型和 Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 水型。须强调指出,LD8-1 含气构造区气田水以 Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 水型为主,其次为 NaHCO<sub>3</sub> 水型;LD15-1 气田区气田水则全部为 NaHCO<sub>3</sub> 水型;LD22-1 气田区气田水以 MgCl<sub>2</sub> 水型和 NaHCO<sub>3</sub> 水型为主,且气田水成因类型比较复杂。其中 LD22-1-1 井 DST3、LD22-1-1 井 DST5 测试层气田水为 Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 水型,而 LD22-1-5 井 DST3、DST4 测试层气田水则为深层环境的 CaCl<sub>2</sub> 水型。

## 5.2 东方区气田水成因分析

早期阶段,莺歌海盆地左旋走滑形成了一系列轴南北、雁形排列的构造带<sup>[26]</sup>,晚期 5 MaBP 后盆地进入新的转换-伸展期,盆地又发生了一次最新的热事件。由于红河断层右行走滑,在盆地中间产生了近南北向的张剪性断层系,并引发了泥底辟构造活动及热流体活动<sup>[15]</sup>。在这一构造演化背景条件下,东方气田所处构造形成了近南北向的断裂系(图 4),这就为深部热流体上侵进入浅层气藏、黏土矿物的演化以及 CO<sub>2</sub> 运移富集等过程提供了地质条件,同时也影响和控制了东方区气田地层水的形成和分布特征。

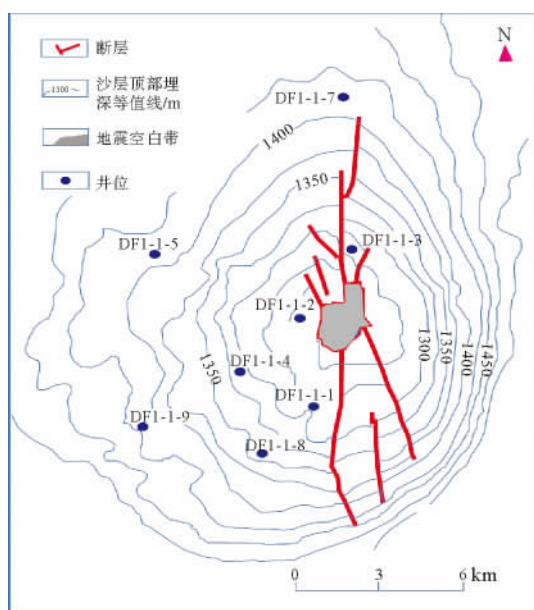


图 4 东方 1-1 气田构造断层展布及井位

(据中海油资料修改,2003)

Fig. 4 Fault distribution and well locations of DF1-1 gasfield(modified after CNOOC data,2003)

前已述及,东方区气田水以 NaHCO<sub>3</sub> 水型为主,对气田水进一步分析我们发现大部分井测试层 CO<sub>2</sub> 含量较高,尤其是 DF1-1-2、DF1-1-3、DF1-1-7、DF29-1-1、DF29-1-2 五口井测试层 CO<sub>2</sub> 含量为 55.0%~88.9%,从图 4 中可以看出 DF1-1-2、DF1-1-3、DF1-1-7 井均位于或靠近东方气田断裂系统,那么底部的 CO<sub>2</sub> 便可以通过这些断裂上侵并充注到浅层储层,此时气田地层水将发生化学反应:CO<sub>2</sub> + OH<sup>-</sup> → HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>,造成气田水中 HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> 浓度升高;实际气田水分析也证实这些井的浅层部位莺二段气田水中 HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> 浓度相对其他井要高(上述 5 口井测试

层 HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> 浓度为 3 983~10 248 mg/L,而东方区其他井为 1 031~2 952 mg/L),因而也就可解释这些井中 NaHCO<sub>3</sub> 水型的成因。DF1-1-4、DF1-1-5、DF1-1-Z1、DF1-1-8、DF1-1-9 远离断裂系统,无热流体侵入且气层伴生水 CO<sub>2</sub> 含量仅为 0.20%~1.19%,因此不可能存在大量 CO<sub>2</sub> 向浅层充注;这些井气田水出现 NaHCO<sub>3</sub> 水型和 Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 水型或是和 MgCl<sub>2</sub> 水型伴生,DF1-1-9 甚至出现 NaHCO<sub>3</sub> 水型、Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 水型和 MgCl<sub>2</sub> 水型共存的现象,表现出复杂的气田水水型特征。在过渡性构造条件下,常有硫酸盐还原菌存在,硫酸盐与石油烃类作用而脱硫形成 NaHCO<sub>3</sub> 水型<sup>[27]</sup>,上述几口井气田水以烃气产层水占绝对优势,烃气含量为 68.56%~81.40%,因此,溶解在气田水中的 SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> 就会被硫酸盐还原菌消耗,SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> 浓度发生变化便会导致气田水的水型变化,因而上述井显现出复杂的气田地层水水型特征也就不难理解。值得注意的是,DF1-1-5、DF1-1-9、DF1-1-Z1 三井分析出表征海洋环境的 MgCl<sub>2</sub> 水型,与其他样品相比,离子浓度差异较大,且与海水对比发现,SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>、HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>、Mg<sup>2+</sup> 的浓度相差亦较大,因此,不能认为这种 MgCl<sub>2</sub> 水型来源于海水的影响<sup>[13]</sup>。我们发现,这些样品的 Cl<sup>-</sup>、Na<sup>+</sup> 分别在阴阳离子中占绝对优势,而其他离子含量相对较低,进而 Cl<sup>-</sup>、Na<sup>+</sup> 含量的细微变化就可能引起水型的转变<sup>[28]</sup>。据殷秀兰、马寅生等<sup>[7]</sup> 研究,DF1-1 底辟区超压体系的幕式突破造成的热流体活动相当强烈和频繁。热流体穿层活动的最终结果不仅携带了大量的烃类气和 CO<sub>2</sub> 等非烃气,而且具极强的热力作用,引起了强烈的热异常,导致所穿入的浅部砂泥岩中黏土矿物演化,黏土矿物伊蒙混层比 I/S(S%) 剧降。而随深度增加,蒙脱石向伊利石转化会脱出大量的层间水,生成的水难以排出而保留在孔隙中,进而淡化了气田地层水。如 DF1-1-7 井存在强烈的热流体上侵活动,出现了异常低的伊蒙混层比特征,因储层的封闭性好,脱出的层间水无法排出,从而淡化了气田地层水矿化度,因而 DF1-1-7 井气田水沉积序列表现出由浅到深矿化度由高到低的反向特点。综上可知东方气田区其独特的地质构造特征、微生物活动、热流体活动及其引发的黏土矿物的成岩转化等共同控制并影响了气田地层水的成因及其分布。

## 5.3 乐东区气田水成因分析

前已述及乐东区气田水类型多样,虽然与东方区一样以 NaHCO<sub>3</sub> 水型为主,但是气田水分布特征

更为复杂,不同含气构造气田水类型及其特征差异明显,因而乐东区气田水成因与东方区气田水相比既有相似点又有其不同之处。

苏林认为,地表水或浅层地下水主要是 $\text{Na}_2\text{SO}_4$ 水型,矿化度比较低,而LD8-1构造 $\text{Na}_2\text{SO}_4$ 型气田水矿化度高达21 390~33 850 mg/L(个别测试层为7 370 mg/L),接近现代海水的矿化度。脱硫系数为2.49~13.62,水文地质环境具有一定开放性,因而气田水会受到海水混入影响而表现出高矿化度特征。此外,该构造上气田水测试 $\text{CO}_2$ 浓度在20.22%~70.70%之间变化, $\text{NaHCO}_3$ 水型的出现应该与 $\text{CO}_2$ 向上充注导致 $\text{HCO}_3^-$ 浓度升高有关。LD15-1构造上10个气田水样品全部为 $\text{NaHCO}_3$ 水型,矿化度相对较小,矿化度范围为8 928~29 080 mg/L,平均值为18 437 mg/L,这与热流体上侵引起蒙脱石向伊利石转化排出层间水从而淡化气田地层水有关。LD15-1构造处于中央泥底辟带,其构造顶部发育了一系列张性高角度断层( $80^\circ\sim 90^\circ$ )<sup>[29]</sup>,下部生成的 $\text{CO}_2$ 气体便可沿这些断层通道向上运移,进入气田水使得 $\text{HCO}_3^-$ 浓度升高,实际气田水分析结果也证实该构造气田水基本为 $\text{CO}_2$ 产层水, $\text{CO}_2$ 含量为16.70%~93.00%,平均值达59.07%,并且构造气田水样品 $\text{HCO}_3^-$ 平均浓度达4 321 mg/L,相对LD8-1构造气田水( $\text{HCO}_3^-$ 平均浓度3 015 mg/L)和LD22-1构造气田水( $\text{HCO}_3^-$ 平均浓度2 339 mg/L) $\text{HCO}_3^-$ 浓度要高出许多,加之该构造上气田水PH值为6.78~8.64,平均值为7.59,显示弱碱性特征,因此,易形成 $\text{NaHCO}_3$ 水型。由此可见,这些气田水的成因与东方区大部分 $\text{NaHCO}_3$ 水型形成机理颇为相似。

LD22-1构造上气田水水型相当复杂,4种水型共存,其以 $\text{MgCl}_2$ 水型和 $\text{NaHCO}_3$ 水型为主,LD22-1-1井存在 $\text{Na}_2\text{SO}_4$ 水型,且在LD22-1-5井分析出表征深层环境的 $\text{CaCl}_2$ 水型,这在乐东区气田水中具有特殊性。LD22-1构造是在红河大断裂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构造。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、北两区(图5)。构造南区为断鼻,其背斜具有继承性。构造主体在北区,为较完整穹隆构造,北区莺一段砂体又被F4断层分割为3、5井区和4、6井区。南区气田水水型为 $\text{NaHCO}_3$ 型和 $\text{Na}_2\text{SO}_4$ 型,而北区为 $\text{MgCl}_2$ 型、 $\text{NaHCO}_3$ 型、 $\text{CaCl}_2$ 型;且南北两区气田水矿化度相差较大,南区LD22-1-1井气田水矿化度均值为15 115 mg/L,而北区气田水矿化度均值为21 389~

31 059 mg/L,其他各主要离子组成含量差异也很明显,因此南北两区气田水水型有较大差别。被F4断层分割的2、4、6井区以 $\text{MgCl}_2$ 水型占绝对优势,含少量 $\text{NaHCO}_3$ 水型;而3、5井区以 $\text{NaHCO}_3$ 水型和 $\text{CaCl}_2$ 水型为主,含少量 $\text{MgCl}_2$ 水型。因此,LD22-1构造上气田水的分布和成因与其断裂系统有密切联系,F1断层横切构造,造成侧向封堵,形成南、北两区不同气田水系统,北区被F4断层分割成3、5井区和2、4、6井区,导致两区气田水差异性分布。

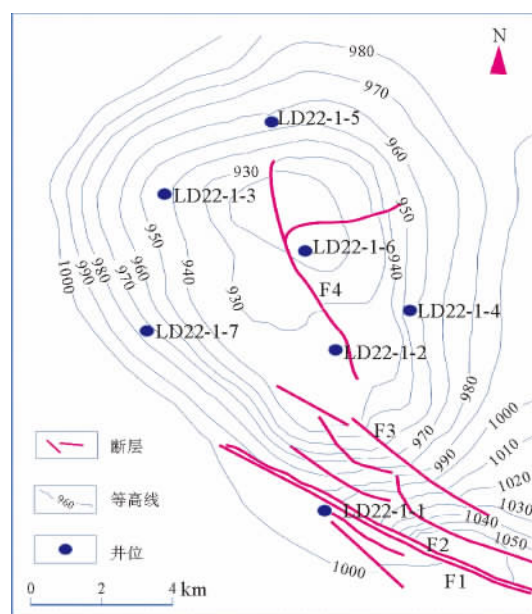


图5 乐东22-1气田构造断层展布及井位  
(据中海油资料修改,2003)

Fig. 5 Fault distribution and well locations of LD22-1 gasfield (modified after CNOOC data,2003)

## 6 气田水与天然气运聚成藏关系

气田地层水作为盆地流体系统的重要组成部分,其性质和活动变化指示了盆地流体系统的开放性和封闭性以及油气赋存的环境与条件。对于东方区特殊的泥底辟构造,因底辟作用形成的近南北向的断裂系统以及底辟作用引发的热流体活动,不仅影响该区气田水的分布和成因,而且对东方区天然气的分布、运移和聚集亦有影响和控制作用<sup>[29-30]</sup>,鉴此,我们选取东方1-1构造两幅气藏连井剖面图(图6、7)来近似表示该构造中天然气和 $\text{CO}_2$ 的空间分布特征,以揭示和阐明气田水与天然气运聚成藏关系。



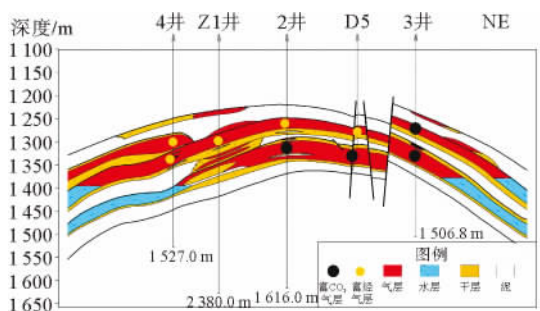


图 6 东方 1-1 气田 4-Z1-2-D5-3 井气藏剖面图(据中海油资料修改,2003)

Fig. 6 Transection of 4-Z1-2-D5-3 wells on the DF1-1 gas pool (modified after CNOOC data,2003)

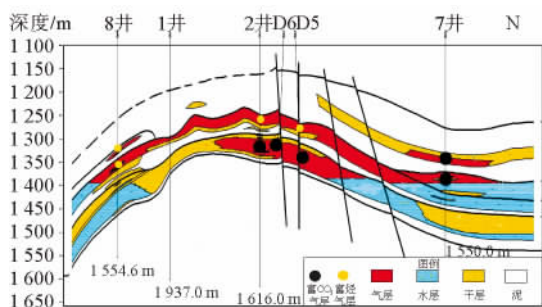


图 7 东方 1-1 气田 8-1-2-D6-D5-7 井气藏剖面图(据中海油资料修改,2003)

Fig. 7 Transection of 8-1-2-D6-D5-7 wells on the DF1-1 gas pool (modified after CNOOC data,2003)

总体来讲,东方区气田水以  $\text{NaHCO}_3$  水型占绝对优势,各井气田水测试离子浓度与世界海水对应离子浓度相差较大,因而该区地下水受海水影响较小,加之该区水变质系数总体较小,脱硫系数中等,氯镁系数较高,这些都说明了油气保存条件优良,盖层封闭性好,有利于油气的聚集和保存,从而使来自深部地层中的天然气向浅层运移并在泥底辟背斜构造中聚集形成天然气藏。

具体来看,在气藏的 DF1-1-2、DF1-1-3 与 DF1-1-7 井区存在热流体强烈的上侵活动加剧了黏土矿物的演化,导致异常低的伊蒙混层比,生成大量的层间水无法排出储集层而淡化了气田水,这也说明了该区储层封闭性好,同时这几个井区靠近断裂系统,具有良好的流体运移通道,因而  $\text{CO}_2$  等非烃气能在本层位聚集,形成富  $\text{CO}_2$  气层, $\text{CO}_2$  含量为 55.05%~63.60%。DF1-1-Z1、DF1-1-4、DF1-1-5、DF1-1-8、DF1-1-9 井区不存在热流体上侵活动,黏土矿物演化正常,因而未出现异常低的伊蒙混层比特征,气田水平均矿化度为 22 147 mg/L,经测试  $\text{CO}_2$  含

量达 0.20%~1.19%;钠氯系数基本接近于 1,脱硫系数平均值基本小于 10,氯镁系数平均值大于 30,并且这些井区远离断裂系统,储盖层封闭性好,形成了优质富烃气藏,烃类气体含量为 68.56%~81.40%。由此可见,东方区浅层气藏具有流体侵入、黏土矿物演化和  $\text{CO}_2$  分布富集特征,并且具有明显的分块性和分层性<sup>[13,30]</sup>。

对于乐东区气藏来说,LD8-1 构造是一个泥底辟构造。其上气田水以  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  水型为主,其次为  $\text{NaHCO}_3$  水型。 $\text{Na}_2\text{SO}_4$  型气田水矿化度很高,达 21 300~33 850 mg/L(个别测试层为 7 370 mg/L),接近海水的矿化度,脱硫系数平均值基本为 10 左右,气田水可能受海水混入作用影响。LD8-1 构造气藏剖面与乐东 15-1 气藏剖面具有相似性,同样存在一系列高角度正断层,为深部流体向浅层转移的良好通道<sup>[31]</sup>, $\text{CO}_2$  向上充注导致  $\text{HCO}_3^-$  浓度升高( $\text{CO}_2$  浓度 20.22%~70.70%),形成  $\text{NaHCO}_3$  水型;同时断层侧向封堵形成断层圈闭,为烃类气体与  $\text{CO}_2$  的聚集提供了有利条件。LD15-1 构造上烃类气藏和  $\text{CO}_2$  气藏形成机理与 LD8-1 构造具有相似性,在此不再赘述。

LD22-1 构造是拉张应力下形成的南北向泥底辟构造。构造南部发育了一组 NW—SE 向断层,F1 断层把构造切割成南、北两区。北区莺一段砂体又被 F4 断层分割为 3、5 井区和 2、4、6 井区。这一断裂系统控制并影响了该区气田水的形成和分布,造成南北两区独立的气田水系统,同时也在控制和影响该区气藏形成上起到重要作用。LD22-1 气田主要是由背斜和断层控制为主的构造气藏组成,气田各气组之间均有厚层泥岩封隔(图 8);平面上,气田被 F1 断层分成南、北两个区块,且大部分气层分布在气田北块,南块气层分布少、储量规模小。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 2、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。除 N2Y1 I 气组之外,其余各气组具有  $\text{CH}_4$  含量高(大于 65%)、 $\text{CO}_2$  含量低(小于 1%)的特征;N2Y1 I 气组天然气组分具有分区性,北区为中等含量的  $\text{CH}_4$  (50.11%~59.12%),中等含量的  $\text{CO}_2$  (34.82%~21.35%);南区为低含量的  $\text{CH}_4$  (13.44%),高含量的  $\text{CO}_2$  (80.42%)。由此可见,LD22-1 气田特殊的构造特征以及断裂系统在控制该区天然气分区分块分布的规律上起到重要作用。

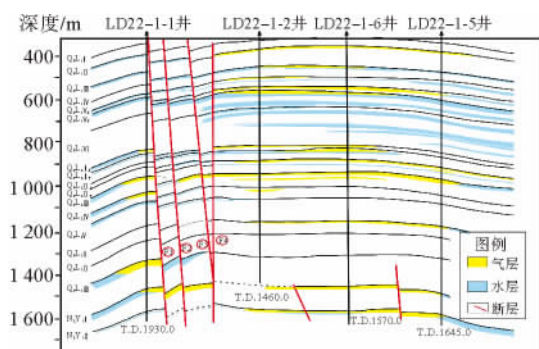


图8 乐东 22-1 气田 1-2-6-5 井气藏剖面图(据中海油资料修改,2003)

Fig.8 Transection of 1-2-6-5 wells on the LD22-1 gas pool (modified after CNOOC data,2003)

## 7 结论

(1)中央泥底辟带东方区和乐东区气田水总体组成特征相似,其主要离子组成及其含量亦基本相近;水化学组合参数特征亦无明显差别,反映出中央泥底辟带两区气田水具有相似的演化特征。

(2)水化学组合参数分析结果表明,东方区除个别井区外,总体天然气保存条件较好;乐东区 LD8-1、LD22-1、LD28-1 构造天然气保存条件较好,其他构造天然气保存条件相对要差;综合对比两区气田水的水化学组合参数,乐东区天然气保存条件稍差于东方区。

(3)东方区气田水以  $\text{NaHCO}_3$  水型占绝对优势,其成因及分布规律与断裂系统有密切联系。该区水文地质开启程度差,盖层封闭性好,有利于烃类气和  $\text{CO}_2$  聚集成藏。乐东区气田水类型多样,成因复杂,油气保存条件较好。两区在断裂系统、黏土矿物演化等作用的控制和影响下,气田水与天然气藏均具分区分块分布特征。

(4)莺歌海盆地泥底辟作用及其伴生的热流体活动对气田水成因和分布规律以及天然气运移聚集均有重要的影响和控制作用。

### 参考文献 (References)

[1] 李贤庆,侯读杰,张爱云. 气田水地球化学研究进展[J]. 地质科技情报, 2001, 20(2): 51-54. [LI Xianqing, HOU Dujie, ZHANG Aiyun. Advancement of the geochemical study of oil-field water[J]. Geological Science and Technology Information, 2001, 20(2): 51-54.]

[2] 朱玉双,王震亮,高红,等. 油气水物化性质与油气运移及保存

[J]. 西北大学学报:自然科学版, 2000, 30(5): 415-418. [ZHU Yushuang, WANG Zhenliang, GAO Hong, et al. The relations between the fluid features in reservoir and the migration and preservation of oil and gas[J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 2000, 30(5): 415-418.]

- [3] 李明,罗凯声. 气田水资料在油气勘探中的应用[J]. 新疆地质, 2004, 22(3): 304-307. [LI Ming, LUO Kaisheng. Application of formation water information in oil & gas exploration[J]. Xinjiang Geology, 2004, 22(3): 304-307.]
- [4] 刘桂凤,吴运强,赵增义,等. 克拉玛依百口泉油田气田水化学特征与油气成藏关系[J]. 中外能源, 2007, 12(1): 29-34. [LIU Guifeng, WU Yunqiang, ZHAO Zengyi, et al. Relationship of hydrochemical characteristics of formation water and hydrocarbon accumulation in Baikouquan Oilfield in Karamay[J]. China Foreign Energy, 2007, 12(1): 29-34.]
- [5] 张启明. 莺歌海盆地的演化与构造-热体制[J]. 天然气工业, 1999, 19(1): 12-18. [ZHANG Qiming. Evolution of Ying-Qiong basin and its tectonic-thermal system[J]. Natural Gas Industry, 1999, 19(1): 12-18.]
- [6] 黄志龙,柳广弟,郝石生. 东方 1-1 气田天然气运移地球化学特征[J]. 沉积学报, 1997, 15(2): 66-68. [HUANG Zhilong, LIU Guangdi, HAO Shisheng. Geochemical characteristics of the natural gas migration in the Dongfang-1 Gasfield, South China Sea[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1997, 15(2): 66-68.]
- [7] 殷秀兰,马寅生,冯向阳,等. 莺歌海盆地东方 1-1 底辟区深部热流体穿层的热应力及其效应[J]. 地球科学-中国地质大学学报, 2005, 30(1): 83-88. [YIN Xiulan, MA Yinsheng, FENG Xiangyang, et al. Thermal stresses and their effects during the deep hot fluids penetrating upward in DF1-1 diapiric area, Yinggehai Basin[J]. Earth Science-Journal of China University of Geosciences, 2005, 30(1): 83-88.]
- [8] 殷秀兰,李思田. 莺歌海盆地超压体系的成因及与油气的关系[J]. 地质力学学报, 2000, 6(3): 69-77. [YIN Xiulan, LI Sitian. Overpressure system in Yinggehai basin and its relationship with oil/gas pools[J]. Journal of Geomechanics, 2000, 6(3): 69-77.]
- [9] 郝德峰,韩光明,胡潜伟. 莺歌海盆地乐东区中层天然气成藏条件分析[J]. 内江科技, 2011(11): 138-147. [HAO Defeng, HAN Guangming, HU Qianwei. Gas migration and accumulation analysis of the middle layers in Ledong area, Yinggehai Basin[J]. Neijiang Science & Technology, 2011(11): 138-147.]
- [10] 黄保家,李绪深,谢瑞永. 莺歌海盆地输导系统及天然气主运移方向[J]. 天然气工业, 2007, 27(4): 4-6. [HUANG Baojia, LI Xushen, XIE Ruiyong. Carrier system and dominant migration direction of natural gas in the Yinggehai basin [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(4): 4-6.]
- [11] 解习农,姜涛,王华,等. 莺歌海盆地底辟带热流体突破的气田水化学证据[J]. 岩石学报, 2006, 22(8): 2243-2248. [XIE Xinong, JIANG Tao, WANG Hua, et al. Expulsion of overpressured fluid revealed by geochemistry of formation water in the diapiric structures of Yinggehai basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2006, 22(8): 2243-2248.]
- [12] 邓孝,陈墨香. 莺歌海盆地气田水的化学特征及其石油地质意

- 义[J].地质科学,1994,29(4):404-407. [DENG Xiao, CHEN Moxiang. A research on the formation water chemical characteristic in Yinggehai basin of South China Sea and its significance in petroleum geology[J]. Scientia Geologica Sinica, 1994, 29(4): 404-407.]
- [13] 王英超,刘平,李国良,等.莺歌海盆地东方1-1气田气田水特征及其与油气保存的关系[J].天然气勘探与开发,2010,33(2):19-22. [WANG Yingchao, LIU Ping, LI Guoliang, et al. Formation-water characteristics and its relationship with hydrocarbon preservation, df1-1 gasfield in Yinggehai basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2010, 33(2): 19-22.]
- [14] Xinong Xie, Sitian Li, Weiliang Dong, et al. Evidence for episodic expulsion of hot fluids along faults near diapiric structures of the Yinggehai Basin, South China Sea[J]. Marine and Petroleum Geology, 2001, 18: 715-728.
- [15] 张启明,郝芳.莺歌盆地演化与含油气系统[J].中国科学D辑,1997,27(2):149-154. [ZHANG Qiming, HAO Fang. The evolution and petroleum system of Ying-Qiong basin[J]. Science in China(Series D), 1997, 27(2): 149-154.]
- [16] Mangzheng Zhu, Stephan Graham, Tim McHargue. The Red River Fault zone in the Yinggehai Basin, South China Sea[J]. Tectonophysics, 2009, 476: 397-417.
- [17] 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,2008:70-77. [HE Jiexiong, 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: 70-77.]
- [18] Wang Zhenfeng, Huang Baojia. Dongfang 1-1 gas field in the mud diapir belt of the Yinggehai Basin, South China Sea[J]. Marine and Petroleum Geology, 2008, 25: 445-455.
- [19] 徐振平,梅廉夫.川东北地区不同构造带地层水化学特征与油气保存的关系[J].海相油气地质,2006,11(4):29-33. [XU Zhenping, MEI Lianfu. Relationship between chemical features of formation water and hydrocarbon preservation in different structural areas in Northeast part of Sichuan basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2006, 11(4): 29-33.]
- [20] 李孝军.气田水化学研究在油源分析中的应用——以梁家楼油田和胜坨油田为例[J].油气地质与采收率,2009,16(3):38-40. [LI Xiaojun. Application of the chemistry research of field on oil source analysis—A case study of Liangjialou Oilfield and Shengtuo Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(3): 38-40.]
- [21] 沈照理.水文地球化学基础[M].北京:地质出版社,1986. [SHEN Zhaoli. Fundamentals of Hydrogeo Chemistry[M]. Beijing: Geology Press, 1986.]
- [22] 陈安定,黄金明,杨芝文.气田水资料在油气保存评价中的应用——以江苏下扬子区海相中、古生界研究为例[J].南方油气,2003,16(2):1-7. [CHEN Anding, HUANG Jinming, YANG Zhiwen. Application of formation water data in hydrocarbon preservation condition evaluation—case in marine facies Mesozoic and Paleozoic formation of lower Yangtze area[J]. Southern China Oil & Gas, 2003, 16(2): 1-7.]
- [23] 李贤庆,侯读杰,胡国艺,等.鄂尔多斯盆地中部气田地层流体特征与天然气成藏[M].地质出版社,2005. [LI Xianqing, HOU Dujie, HU Guoyi, et al. The Formation Fluid Characteristic and Natural Gas Accumulation of the Central Gasfield in Ordos Basin[M]. Geology Press, 2005.]
- [24] 张文忠,林文姬,赵广民.苏里格气田石盒子组气田水特征与天然气聚集[J].新疆石油天然气,2008,4(3):1-8. [ZHANG Wenzhong, LIN Wenji, ZHAO Guangmin. Characteristics of formation water from Shihezi formation in Sulige gasfield and natural gas accumulation[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2008, 4(3): 1-8.]
- [25] 张厚福.石油地质学[M].北京:石油工业出版社,1999:29-30. [ZHANG Houfu. Petroleum Geology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999: 29-30.]
- [26] 李思田,林畅松,张启明,等.南海北部大陆边缘盆地幕式裂隙的动力过程及10 Ma 以来的构造事件[J].科学通报,1998,43(8):797-810. [LI Sitian, LIN Changsong, ZHANG Qiming, et al. Episodic rifting and its dynamical process in north continental margin of South China Sea and the tectonic event from 10Ma[J]. Chinese Bulletin, 1998, 43(8): 797-810.]
- [27] 李继宏,李荣西,韩天佑,等.鄂尔多斯盆地西缘马家滩地区气田水与油气成藏关系研究[J].石油实验地质,2009,31(3):253-257. [LI Jihong, LI Rongxi, HAN Tianyou, et al. Study of stratum water and oil and gas accumulation relations of Majiatan area in the western Ordos basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2009, 31(3): 253-257.]
- [28] 姜林,宋岩,查明,等.准噶尔盆地莫索湾地区气田水研究[J].石油与天然气地质,2008,29(1):72-77. [JIANG Lin, SONG Yan, CHA Ming, et al. Study on formation water in Mosuowan area of the Jungger Basin[J]. Oil & Gas geology, 2008, 29(1): 72-77.]
- [29] Chao Lei, Jianye Ren, Peter D. Clift, et al. The structure and formation of diapirs in the Yinggehai-Song Hong Basin, South China Sea[J]. Marine and Petroleum Geology, 2011, 28: 980-991.
- [30] B J Huang, X M Xiao, W L Dong. Multiphase natural gas migration and accumulation and its relationship to diapir structures in the DF1-1 gas field, South China Sea[J]. Marine and Petroleum Geology, 2002, 19: 861-872.
- [31] Baojia Huang, Xianming Xiao, Zhongliang Hu, et al. Geochemistry and episodic accumulation of natural gases from the Ledong gas field in the Yinggehai Basin, offshore South China Sea[J]. Organic Geochemistry, 2005, 36: 1689-1702.

## GEOCHEMISTRY AND PETROLEUM GEOLOGICAL SIGNIFICANCE OF GAS FIELD WATER IN THE CENTRAL MUD DIAPIRIC BELT OF YINGGEHAI BASIN

ZHANG Wei<sup>1,2</sup>, HE Jiexiong<sup>1</sup>, GONG Xiaofeng<sup>1,2</sup>, ZHANG Jingru<sup>1,2</sup>

(1. Key Laboratory of Marginal Sea Geology, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China; 2. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China)

**Abstract:** Routine chemical analysis was performed for the gasfield water of Dongfang block and Ledong block in the Yinggehai Basin. Together with other analytical data, such as the water type, Na/Cl ratio (metamorphic coefficient), desulfurization coefficient, and Cl/Mg ratio, we studied the geochemical and hydrochemical characteristics of two blocks and their relation with the closure and preservation conditions of the gas reservoir. Based on the research work mentioned above, with the consideration of the geological conditions for accumulation of natural gas in the Yinggehai Basin, we paid more attention to the distribution pattern of gasfield water and its controlling factors in the two blocks, and the genetic relationship between the gasfield water and process of gas migration and accumulation.

It is found that (1) the gasfield water of the two blocks is similar in origin and evolution. The preservation of natural gas is basically in good condition. However, the water chemical composition parameters indicate that the preservation conditions in the Ledong block are little worse than those in the Dongfang block. (2) The Dongfang gasfield is dominated by NaHCO<sub>3</sub> type of gasfield water. The distribution pattern of the water has close relationship with the fault system. The Dongfang gasfield is low in opening degree and sealing property and the caprock of gas reservoir is good, as the gasfield water indicates. Therefore, it is favorable for the accumulation and preservation of hydrocarbons. The Ledong gasfield water is diverse with complex origin, the preservation condition is little worse than that in the Dongfang block. (3) Both the gasfield water and natural gas reservoirs of the two blocks have strong variations in spatial distribution. (4) The mud diapir and the accompanied thermal fluid in the Yinggehai Basin play an important role in controlling and affecting the origin and distribution pattern of the gasfield water as well as the gas migration and accumulation.

**Key words:** the gasfield water; geochemical characteristics; distribution pattern; reservoir preservation conditions; Yinggehai mud diapiric belt