

文章编号: 1000-0747(2012)02-0181-08

# 珠江口盆地惠州凹陷古近系水溶气资源潜力

徐思煌<sup>1,2</sup>, 李松峰<sup>1,2</sup>, 袁彩萍<sup>1,2</sup>

(1. 中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室; 2. 中国地质大学(武汉)资源学院)

基金项目: 国家科技重大专项子课题“南海东部海域富生烃凹陷评价及新领域勘探方向”(2008ZX05023-001-006)

**摘要:** 基于水溶气形成基本原理, 结合惠州凹陷古近系烃源岩层系地质条件, 采用网格化运算方法定量分析了惠州凹陷古近系烃源岩层水溶气资源量及其利用前景。惠州凹陷古近系主力烃源岩文昌组和恩平组生气量充足, 其内砂岩储集层整体上处于弱超压—超压状态。根据文昌组与恩平组厚度、砂岩含量、孔隙度、含水饱和度和地层压力、温度、矿化度等参数计算, 其水溶气资源量分别为  $1\,791.49 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $2\,688.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 相当于常规气资源量的 1.19 倍、3.46 倍; 假设地层压力由弱超压—超压降至常压状态, 文昌组、恩平组可分别脱溶天然气  $80.84 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $97.04 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。可见在富气盆地的高压储集层中, 水溶气不仅是潜力巨大的非常规资源, 而且通过降压脱溶还可为常压的常规气藏提供可观的气源补充。图 5 表 1 参 30

**关键词:** 水溶气; 非常规资源; 脱溶作用; 资源潜力; 古近系; 惠州凹陷

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

## Resource potential of water-soluble gas in the Palaeogene Huizhou Sag, Pearl River Mouth Basin

Xu Sihuang<sup>1,2</sup>, Li Songfeng<sup>1,2</sup>, Yuan Caiping<sup>1,2</sup>

(1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education in China University of Geosciences, Wuhan 430074, China; 2. Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China)

**Abstract:** Based on the formation mechanism of water-soluble gas, combined with the geological conditions of the Palaeogene Huizhou Sag, the resource potential and utilization of water-soluble gas in the Palaeogene source rock in the Huizhou Sag are analyzed quantitatively using grid calculation method. The Palaeogene Wenchang and Enping Formations of the Huizhou Sag are major source rocks that generate significant quantities of gas and the sandstone reservoirs are weakly overpressured to overpressured on the whole. Calculated according to the thickness, sandstone content, porosity, water saturation, strata pressure, temperature, and mineralization of the Wenchang and Enping Formations, the resource volume of water-soluble gas is about  $1\,791.49 \times 10^8 \text{ m}^3$  and  $2\,688.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 1.19 and 3.46 times that of the conventional gas, respectively. If the strata pressure is relieved to normal pressure, the degasification volume is  $80.84 \times 10^8 \text{ m}^3$  and  $97.04 \times 10^8 \text{ m}^3$ . The water-soluble gas is an unconventional resource with great potential, and can provide substantial gas source for conventional pools through degasification.

**Key words:** water-soluble gas; unconventional resources; degasification; resource potential; Palaeogene; Huizhou Sag

## 0 引言

水溶气是溶解在水中的非常规天然气资源。全世界沉积盆地地层水中的水溶气资源十分丰富, 预测其总资源量约相当于常规天然气总资源量的 115 倍<sup>[1]</sup>。中国 40 多个盆地水溶气总资源量估计可达  $12 \times 10^{12} \sim 65 \times 10^{12} \text{ m}^3$ <sup>[2]</sup>。近年来, 四川盆地<sup>[3-4]</sup>、鄂尔多斯盆地<sup>[5-6]</sup>、吐哈盆地<sup>[7]</sup>、塔里木盆地<sup>[8]</sup>、柴达木盆地<sup>[9]</sup>、松辽盆地<sup>[10]</sup>、莺歌海盆地<sup>[11]</sup>甚至杭州湾浅层<sup>[12]</sup>的水溶气资源先后得到了报道; 而且许多学者认为, 一些常规天然气藏甚至大气田的形成与水溶气的脱溶作用有密切的成

因联系<sup>[13-14]</sup>。珠江口盆地惠州凹陷古近系文昌组与恩平组烃源岩发育, 其上覆古近系珠海组、新近系珠江组和韩江组储集层中已发现丰富的常规气藏, 属于典型的下生上储型生-储配置关系。由于烃源岩生成的天然气优先满足其自身的吸附、溶解, 只有过饱和的天然气才能以游离态运移、聚集, 因此可以认为惠州凹陷古近系烃源岩层系天然气达到了饱和状态, 能够根据溶解度计算水溶气资源量。本文在分析水溶气富集影响因素及惠州凹陷古近系烃源岩层系水溶气赋存条件基础上, 定量计算惠州凹陷古近系文昌组、恩平组中砂岩层的水溶气资源量, 并分析其资源潜力, 对研

究区资源评价及寻找有利勘探方向具有重要意义。

## 1 水溶气富集影响因素

水溶气资源量主要取决于天然气溶质与地层水溶剂的充足程度、天然气在地层水中的极限溶解度。

### 1.1 气源和水量

充足的天然气来源是形成水溶气的物质基础。在许多大型盆地中都存在丰富的水溶气资源,如西西伯利亚盆地乌连戈伊超大型气田区的白垩系<sup>[15]</sup>、塔里木盆地的中生界<sup>[8]</sup>、四川盆地的二叠系与上三叠统<sup>[3-4]</sup>、鄂尔多斯盆地的上古生界<sup>[5-6]</sup>等,这些层系水溶气富集与其盆地气源岩发育、气源充足有关。

在气源充足的前提下,存在大量作为溶剂的孔隙水成为形成大规模水溶气资源的一项重要条件。沉积盆地渗透层中孔隙水的体积宏观上取决于该盆地的规模(面积及基底埋深)和主要渗透层分布面积、厚度、孔隙度及含水饱和度等。

### 1.2 天然气的水溶性

国内外的溶解性实验表明,天然气的水溶性与水的温度、压力、矿化度及天然气的组成密切相关<sup>[16-18]</sup>:

①温度不变时,天然气在水中的溶解度随压力增大而增大;②压力一定时,当温度为80℃左右时天然气溶解度最小,低于80℃时天然气溶解度随温度升高而减小,高于80℃时随温度升高而增大;③温度、压力以及天然气成分相同的条件下,天然气溶解度随水的盐度(矿化度)增大而减小;④温度、压力、盐度相同的条件下,不同组分的天然气溶解度存在差异,非烃气溶解度大于烃气,烃气溶解度随碳原子数增大而减小,各组分气体溶解度由大到小依次为:CO<sub>2</sub>、N<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub>、C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>、C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>、C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>。郝石生等<sup>[17]</sup>基于实验建立了天然气溶解度与多种影响因素之间的多元回归方程:

$$R_{wg}(p, t, M) = -3.167 \times 10^{-10} t^2 M + 1.199 \times 10^{-8} t M + 1.063 \times 10^{-10} p^2 M - 9.776 \times 10^{-8} p M + 2.974 \times 10^{-10} \times tp M + 1.623 \times 10^{-4} t^2 - 2.787 \times 10^{-2} t - 2.058 \times 10^{-5} \times p^2 + 1.732 \times 10^{-2} p + 9.523 \times 10^{-6} tp + 1.193 \quad (1)$$

相关系数为0.996 2。

## 2 惠州凹陷古近系水溶气赋存条件

### 2.1 惠州凹陷地质背景

珠江口盆地位于中国南海北部,是发育在中生代褶皱基底上的新生代陆缘拉张型含油气盆地<sup>[19]</sup>。惠州凹陷位于珠江口盆地北部珠一坳陷的中段(见图1),呈北东走向,面积11 719 km<sup>2</sup>,基底最大埋深近10 000 m。

古近纪,惠州凹陷处于断陷期,始新统文昌组、始新统一渐新统恩平组为陆相砂泥岩沉积,渐新统珠海组为滨岸相沉积;新近纪,惠州凹陷处于拗陷期,珠海组之上地层均为海相沉积。20多年的油气勘探证实,惠州凹陷属于富烃凹陷,文昌组为主要烃源岩层系、恩平组为次要烃源岩层系;其上覆珠海组、珠江组、韩江组海相砂岩为主要含油气层,整体上属于“下生上储”型的生储配置。构造演化上,文昌组沉积期末、恩平组沉积期末发生了一定规模的构造运动,分别导致文昌组、恩平组发生抬升剥蚀。但之后地层持续沉降,因此主力烃源岩层系文昌组与恩平组在成熟、生烃以来地层未再发生明显抬升运动(见图1),有利于水溶气的形成与保存<sup>[20-21]</sup>。

### 2.2 气源条件

惠州凹陷古近纪文昌组沉积期可分为早、晚2个裂陷幕,早裂陷幕发育14个生烃洼陷,晚裂陷幕发育12个生烃洼陷,继承性洼陷中心文昌组烃源岩累计厚度最大可达2 500 m<sup>[20]</sup>。整体而言,文昌组为强裂陷期沉积的浅湖—中深湖相碎屑岩系,下部为砂岩夹薄层状泥岩或砂泥岩互层,上部以泥岩为主。文昌组深灰色泥岩是惠州凹陷的主力烃源岩,有机质类型以I—II<sub>1</sub>型为主;有机碳含量最高可达7.75%,195个烃源岩样品实测有机碳含量平均为1.69%;文昌组烃源岩正处于成熟阶段,以生油为主,生气为辅。

古近纪恩平组沉积期裂陷幕发育6个生烃洼陷,洼陷中心烃源岩厚度不超过2 000 m。恩平组沉积期裂陷幕沉积一套湖泊沼泽相的含煤层系,下部为砂岩夹泥岩,上部为泥岩与砂岩不等厚互层夹煤层。恩平组烃源岩包括泥质岩和炭质泥岩(或煤系)2种,泥质烃源岩有机质主要为II<sub>1</sub>—II<sub>2</sub>型,有机碳含量较高,488个样品实测有机碳含量平均达2.03%;恩平组炭质泥岩或煤系有机碳含量更高,45个样品有机碳含量平均为32.85%;恩平组烃源岩成熟度为低—中等。

本文基于烃源岩生烃热压模拟实验结果,应用成因法分别计算了惠州凹陷文昌组、恩平组的生气量,其中文昌组生气量为30.128 7×10<sup>12</sup> m<sup>3</sup>、恩平组生气量为15.546 7×10<sup>12</sup> m<sup>3</sup><sup>[20]</sup>,充分说明惠州凹陷古近系烃源岩天然气气源十分充足。

### 2.3 地层压力和地层温度

如前所述,地层流体压力与地层温度直接影响天然气在地层水中的溶解度大小,因此是计算地层条件下天然气溶解度的直接参数。地层压力状态按压力系数的不同大致分为6类:强负压(<0.80)、负压(0.80~

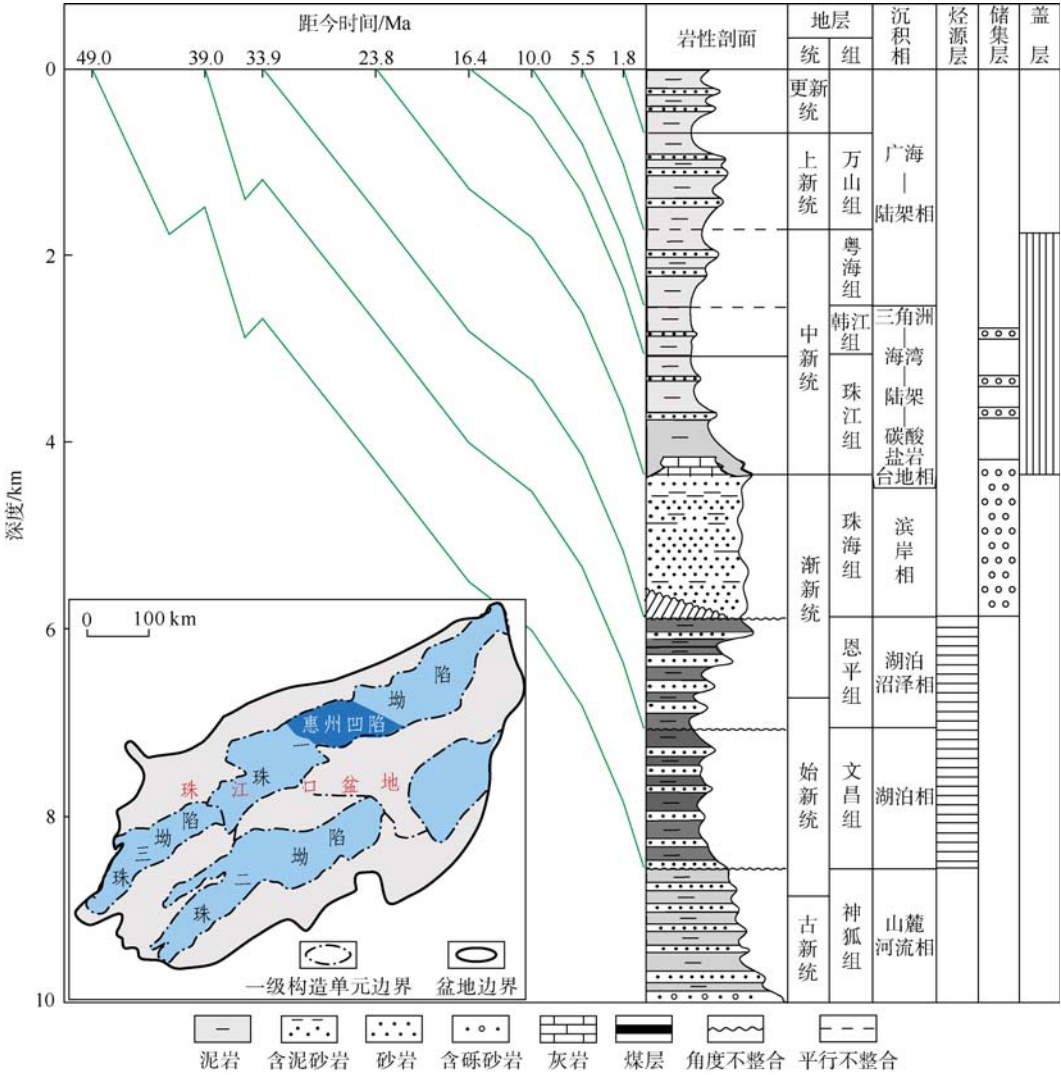


图 1 惠州凹陷构造位置、地层埋藏演化与生储盖组合示意图

0.96)、常压 (0.96~1.06)、弱超压 (1.06~1.27)、超压 (1.27~1.73)、强超压 (>1.73) [22]。惠州凹陷新近系主要储集层 8 口钻井的实测压力资料表明, 压力系数为 0.96~1.03, 整体上处于常压范围, 但压力系数随层位变老呈增大趋势, HZ33-1-1、HZ25-3-1、HZ21-1-2、HZ27-4-1、HZ26-3-1 等井 2 600 m 以深地层呈弱超压—超压状态[20]。古近系恩平组和文昌组烃源岩层实测压力资料很少, 但泥岩压实特征研究结果表明, 古近系存在低幅度欠压实[23], 再加上有机质生烃增压作用, 必然共同导致烃源岩层系地层压力增高。采用 BasinMod-2D 软件进行地层压力及其演化史模拟, 结果显示, 惠州凹陷主力生烃洼陷文昌组—恩平组整体上处于弱超压—超压状态, 压力系数大多为 1.00~1.35, 生烃洼陷中心压力系数最高可达 1.50; 恩平组剩余压力值一般为 0~15 MPa, 文昌组剩余压力值更高, 一般为 0~22 MPa, 洼陷深部最高剩余压力值可达 29

MPa (见图 2) [20]。

惠州凹陷 32 口钻井 235 个实测地层温度数据显示, 整体上地层温度  $t$  与埋深  $D$  之间具有良好的线性关系:

$$t=0.029\ 5D+23.94 \quad (2)$$

相关系数为 0.819 1。二者拟合关系反映出该区平均地热梯度为 2.95 °C/100 m, 平均地表温度 23.94 °C。韩江组、珠江组和珠海组 223 个测点 (埋深 1 908~4 519 m) 测得储集层温度为 72.8~160.0 °C; 烃源岩层系实测温度数据较少; 恩平组 9 个测点, 埋深 2 935.5~4 553 m, 温度为 111.5~155.2 °C; 文昌组 3 个测点, 埋深为 3 208~4 812 m, 温度为 112.8~147.8 °C (见图 3)。

2.4 古近系渗透性砂层储水量

地层水实际上是形成水溶气的溶剂。在深层碎屑岩地层中, 由于砂岩的孔隙度、渗透率通常比泥质岩的大得多, 因此往往只考虑砂岩孔隙水中溶解的天然



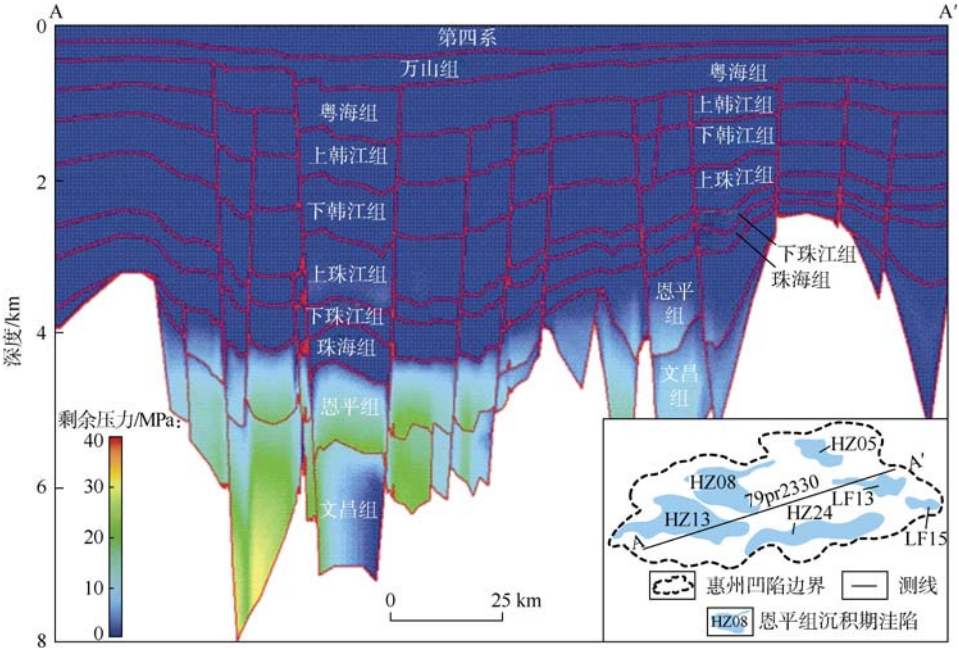


图2 惠州凹陷 79pr2330 测线现今剩余压力剖面

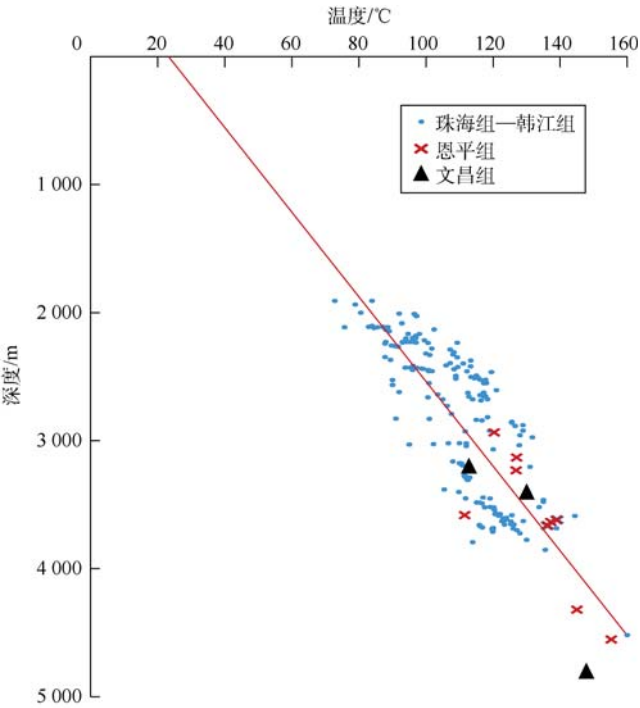


图3 惠州凹陷新近系、古近系深度-温度相关图

气量。砂岩储水量的大小取决于地层分布面积、地层厚度、砂岩百分含量、孔隙度及含水饱和度等因素。惠州凹陷文昌组顶界埋深一般为 3 000~7 000 m, 地层厚度一般为 500~1 500 m, 其中洼陷中心厚度可达 2 500 m; 恩平组顶界埋深一般为 3 000~5 000 m, 地层厚度比文昌组略薄, 洼陷中心地层厚度可达 2 000 m。

裂陷期沉积的浅湖—中深湖相文昌组、河湖沼泽

相恩平组均以砂岩、泥岩互层为主, 除了作为烃源岩的泥岩外, 河流相砂体、湖相砂体和滨海三角洲砂体发育, 砂岩含量较高。根据 19 口典型钻井古近系并段岩性统计, 文昌组、恩平组砂岩含量平均值分别为 52% 和 50%<sup>[20]</sup>。薄片鉴定结果表明, 本区古近系砂岩的碎屑成分以石英为主 (约占 60%), 长石和岩屑次之 (10%~25%), 孔隙类型以次生孔隙为主, 原生粒间孔隙次之。砂层孔隙度随深度增大而逐渐减小, 特定层位与深度砂岩孔隙度值可根据构造埋深、沉积相特征和成岩作用特点加以预测<sup>[24-25]</sup>, 根据预测结果编绘了文昌组、恩平组砂体孔隙度等值线图<sup>[20]</sup>。胶结作用是导致珠一坳陷古近系深部储集层物性变差的主要因素, 但次生孔隙的形成改善了深部储集层的物性, 深部超压有利于砂层孔隙的保存<sup>[26]</sup>。

恩平组砂岩储集层含水饱和度资料很少, 根据 HZ9-2-1、HZ13-1-1X 和 HZ23-1-1 井 12 个恩平组水层的解释结果数据, 恩平组砂岩水层含水饱和度为 75.9%~100.0%, 平均值为 87.23%。文昌组除了在 HZ25-4-1 井钻遇 6.8 m 的砂岩油层、测井解释含水饱和度为 30%~68%外, 其他钻井均缺乏文昌组砂岩水层的含水饱和度资料。但在珠江口盆地区域性储集层测井评价参数研究<sup>[27]</sup>基础上, 可根据电阻率与孔隙度测井资料计算含水饱和度。以 HZ21-1-1 井文昌组井段为例, 根据电阻率测井、声波时差测井曲线取值<sup>[28]</sup>, 计算的含水饱和度一般为 92.5%~100.0%, 据此取文

昌组含水饱和度值为 95%。

古近系砂岩总矿化度数据较少，HZ18-1-1 井和 LF13-1-1 井少量恩平组实测矿化度表明，该地区矿化度为 27 472~97 588 mg/L(见表 1)，平均为 54 765 mg/L。

表 1 HZ18-1-1 井与 LF13-1-1 井矿化度实测数据

井号	深度/m	矿化度/(mg · L <sup>-1</sup> )
HZ18-1-1	3 127	27 472
	3 135	29 123
	3 192	97 588
	3 229	83 314
LF13-1-1	2 932	36 328

3 惠州凹陷古近系水溶气资源量估算

3.1 水溶气资源量计算

惠州凹陷古近系文昌组、恩平组烃源岩生气量充足，且已证实其上覆新近系形成了丰富的常规气藏，

据此认为文昌组、恩平组内的渗透性砂岩达到了水溶气饱和的条件，可以按照天然气溶解度公式计算水溶气资源总量：

$$Q_{wg}=VR_{wg} \tag{3}$$

在气源充足的条件下，天然气溶解度  $R_{wg}$  可按照 (1) 式根据目的地层压力、温度与矿化度定量预测。惠州凹陷文昌组、恩平组地层压力应用前述盆地模拟结果数据；埋深  $D$  处的地层温度  $t(D)$  根据 (2) 式求取；古近系砂岩地层水总矿化度参考表 1，平均值大体取 50 000 mg/L。预测结果表明，文昌组砂岩的天然气溶解度稍大于恩平组（见图 4），显然系地层压力、温度差异所致。

砂岩储水层中水的总体积可据下式计算：

$$V=AH\varphi S_w \tag{4}$$

采用网格化计算方法分别计算文昌组、恩平组水溶气资源量，即首先将地层厚度、砂岩孔隙度、天然

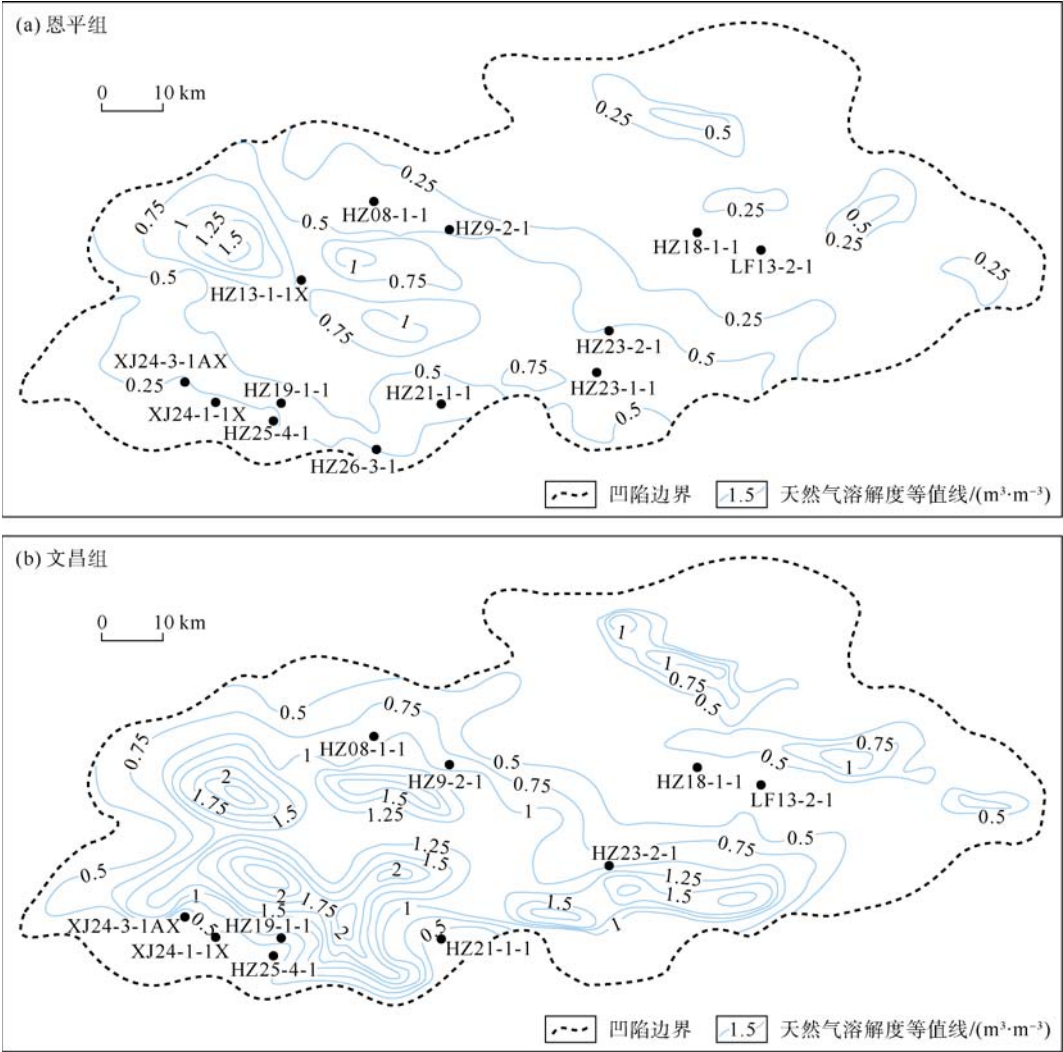


图 4 惠州凹陷恩平组、文昌组砂岩储集层天然气溶解度模拟预测图

气溶解度等参数进行网格化, 然后进行参数间网格化运算, 最后在储水层分布面积范围内求和, 其中含水饱和度取值方法如 2.4 节所述。基于准确率和运算速率等多方面考虑, 本次计算采用的网格密度为  $1\text{ km}\times 1\text{ km}$ , 每个层位计算节点总数为 54 336 个。

计算结果表明, 惠州凹陷古近系文昌组水溶气资源量约为  $1\,791.49\times 10^8\text{ m}^3$ , 恩平组约为  $2\,688.50\times 10^8\text{ m}^3$ 。

### 3.2 水溶气资源潜力分析

惠州凹陷古近系水溶气资源规模巨大。如前所述, 惠州凹陷文昌组、恩平组的生气量分别为  $30.128\,7\times 10^{12}\text{ m}^3$ 、 $15.546\,7\times 10^{12}\text{ m}^3$ 。常规天然气的运聚系数通常为  $1\%\sim 10\%$ <sup>[29]</sup>, 若以平均  $5\%$  粗略估算, 文昌组、恩平组由生气量转化为常规气藏的资源量分别为  $1\,506\times 10^8\text{ m}^3$  与  $777\times 10^8\text{ m}^3$ 。将水溶气资源量分别除以生气量、

常规气资源量, 结果显示, 文昌组、恩平组的水溶气分别占生气量的  $0.595\%$  和  $1.729\%$ , 分别是常规气资源量的  $1.19$  倍和  $3.46$  倍。

水溶气资源意义重大。一方面, 作为非常规资源, 理论上水溶气可被直接开采利用。要想直接开发利用全部的水溶气资源, 必须将溶有气的储水层压力、温度降低至地表条件, 并辅以脱气装置<sup>[30]</sup>, 但显然目前中国尚不具备这样的经济、技术条件。另一方面, 即便不直接开采水溶气, 如果文昌组、恩平组的地层压力由目前的弱超高压状态降低到正常压力, 假设地层深度、温度与地层水矿化度保持不变, 计算得知其可脱溶出的天然气量分别可达  $80.84\times 10^8\text{ m}^3$  和  $97.04\times 10^8\text{ m}^3$ , 这些天然气可为常规气藏提供数量可观的气源补充 (见图 5)。

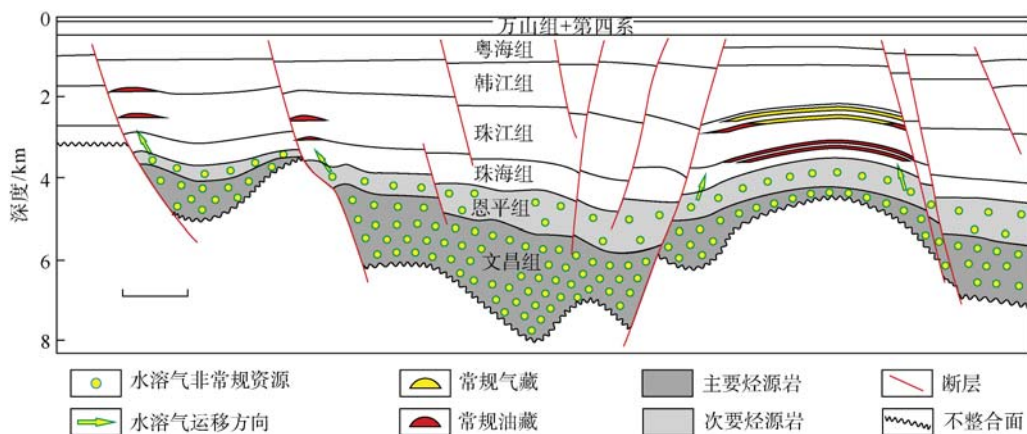


图 5 惠州凹陷新近系常规气藏与古近系水溶气非常规资源关系示意图

此外, 综合分析 (1) 式、(3) 式与 (4) 式不难发现, 砂岩孔隙中水溶气的数量取决于地层压力、温度、矿化度、砂体体积、孔隙度与含水饱和度等多个因素。在气源充足的条件下, 含油气盆地中那些发育异常高压的大规模高孔渗性砂体是最有利于水溶气富集的场所。

## 4 结论

珠江口盆地惠州凹陷古近系文昌组与恩平组烃源岩生气量高达  $45.6\times 10^{12}\text{ m}^3$ , 不仅在新近系形成了丰富的常规天然气藏, 而且在古近系内蕴藏了潜力巨大的非常规水溶气资源。计算表明, 文昌组、恩平组砂岩储集层中水溶气资源量分别为  $1\,791.49\times 10^8\text{ m}^3$ 、 $2\,688.50\times 10^8\text{ m}^3$ , 约占各自生气量的  $0.595\%$ 、 $1.729\%$ , 大体相当于各自常规气资源量的  $1.19$  倍、 $3.46$  倍。气

源充足时, 具有异常高压的大规模高孔渗砂体是最有利于水溶气富集的场所。水溶气非常规资源潜力巨大, 具有重要的综合利用价值。理论上强超压型水溶气藏可直接开发; 而弱超压—超压的水溶气 (如惠州凹陷古近系), 则可作为常规气藏 (田) 的重要气源补充。

符号注释:

$R_{wg}$ ——天然气在地层水中的溶解度,  $\text{m}^3/\text{m}^3$ ;  $p$ ——压力,  $10^7\text{ Pa}$ ;  $t$ ——温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $M$ ——地层水总矿化度,  $\text{mg/L}$ ;  $D$ ——深度,  $\text{m}$ ;  $Q_{wg}$ ——水溶气总量,  $\text{m}^3$ ;  $V$ ——储水层中水的总体积,  $\text{m}^3$ ;  $A$ ——砂岩储水层分布面积,  $\text{m}^2$ ;  $H$ ——古近系砂岩储水层厚度 (地层厚度与砂岩百分含量乘积),  $\text{m}$ ;  $\phi$ ——储水层孔隙度,  $\%$ ;  $S_w$ ——储水层含水饱和度,  $\%$ 。

参考文献:

[1] 科尔钦泰因 B. H. 地下水圈中的溶解天然气资源及对可预见的



- 将来其开发可行性的评价原则[J]. 刘吉成, 译. 地质科技动态, 1991(10): 9-11.
- Kорцинстанкин В. Н. Natural gas resources dissolved in underground water circle and its development feasibility evaluation principles[J]. Liu Jicheng, Trans. Geological Science and Technology News, 1991(10): 9-11.
- [2] 杨申铤, 张肖兰, 王雪吾, 等. 水溶性天然气勘探与开发[M]. 北京: 石油大学出版社, 1997.
- Yang Shenbiao, Zhang Xiaolan, Wang Xuewu, et al. Exploration and development of water-soluble natural gas[M]. Beijing: Petroleum University Press, 1997.
- [3] 杨远聪, 李绍基, 朱江. 水溶气: 四川盆地新的天然气资源[J]. 西南石油学院学报, 1993, 15(1): 16-22.
- Yang Yuancong, Li Shaoji, Zhu Jiang. Water-soluble gas: a new resource of natural gas in Sichuan Basin[J]. Journal of Southwestern Petroleum Institute, 1993, 15(1): 16-22.
- [4] Wang Guozhi, Liu Shugen, Su Wenchao, et al. Water soluble gas in deep carbonate reservoir, Sichuan Basin, Southwest China[J]. Journal of China University of Geosciences, 2008, 19(6): 636-644.
- [5] 侯读杰, 李贤庆, 唐友军. 水溶烃提供的鄂尔多斯盆地天然气成因的新证据[J]. 科学通报, 2001, 46(23): 2013-2016.
- Hou Dujie, Li Xianqing, Tang Youjun. New evidence for the origin of natural gas in Ordos Basin origin from hydrocarbons of oil water [J]. Chinese Science Bulletin, 2002, 47(10): 853-856.
- [6] 李贤庆, 侯读杰, 胡国艺, 等. 鄂尔多斯中部气田下古生界水溶气成因[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(3): 212-217.
- Li Xianqing, Hou Dujie, Hu Guoyi, et al. Origin of lower Paleozoic dissolved gases in central gas field of Ordos[J]. Oil & Gas Geology, 2002, 23(3): 212-217.
- [7] 张晓宝, 徐永昌, 刘文汇, 等. 吐哈盆地水溶气组分与同位素特征形成机理及意义探讨[J]. 沉积学报, 2002, 20(4): 705-709.
- Zhang Xiaobao, Xu Yongchang, Liu Wenhui, et al. A discussion of formation mechanism and its significance of characteristics of chemical composition and isotope of water-dissolved gas in Turpan-Hami Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2002, 20(4): 705-709.
- [8] 秦胜飞, 赵靖舟, 李梅, 等. 水溶天然气运移地球化学示踪: 以塔里木盆地和田河气田为例[J]. 地学前缘, 2006, 13(5): 524-532.
- Qin Shengfei, Zhao Jingzhou, Li Mei, et al. A case study: geochemical tracing indices on the migration of water-soluble gases in Hetianhe gas field, Tarim Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2006, 13(5): 524-532.
- [9] 张凤敏, 魏国齐, 李剑, 等. 柴达木盆地东部水溶性天然气层分类及成藏主控因素研究[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(6): 882-887.
- Zhang Fengmin, Wei Guoqi, Li Jian, et al. Classification and reservoir-controlling factors of water-dissolved gas in Eastern Chaidamu Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(6): 882-887.
- [10] 武晓春, 庞雄奇, 于兴河, 等. 水溶气资源富集的主控因素及其评价方法探讨[J]. 天然气地球科学, 2003, 14(5): 416-421.
- Wu Xiaochun, Pang Xiongqi, Yu Xinghe, et al. Discussion on main control factors and evaluation methods in the concentration of water soluble gas[J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14(5): 416-421.
- [11] 黄志龙, 柳广弟, 郝石生. 脉冲式混相涌流: 天然气成藏的一种特殊运移方式[J]. 天然气工业, 1998, 18(2): 7-9.
- Huang Zhilong, Liu Guangdi, Hao Shisheng. Pulse miscible-phase flow: A special migration pattern of forming gas reservoir[J]. Natural Gas Industry, 1998, 18(2): 7-9.
- [12] 林春明, 卓弘春, 李广月, 等. 杭州湾地区浅层生物气资源量计算及其地质意义[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(6): 823-830, 839.
- Lin Chunming, Zhuo Hongchun, Li Guangyue, et al. Estimates of shallow biogas resources in Hangzhou Bay area and its geological implications[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(6): 823-830, 839.
- [13] 徐思煌. 水溶气非常规资源及其脱溶成藏[J]. 地质科技情报, 2010, 29(1): 43-48.
- Xu Sihuang. Unconventional dissolved gas resources in water and gas pool formation with degasification[J]. Geological Science and Technology Information, 2010, 29(1): 43-48.
- [14] 李伟, 秦胜飞, 胡国艺, 等. 水溶气脱溶成藏: 四川盆地须家河组天然气大面积成藏的重要机理之一[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(6): 662-670.
- Li Wei, Qin Shengfei, Hu Guoyi, et al. Accumulation of water-soluble gas by degasification: One of important mechanisms of large gas accumulations in the Xujiahe Formation, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(6): 662-670.
- [15] 王晓峰, 刘文汇, 郑建京, 等. 乌连戈伊气田形成机制及其启迪[J]. 天然气工业, 2006, 26(5): 29-32.
- Wang Xiaofeng, Liu Wenhui, Zheng Jianjing, et al. Formation mechanism of Urengoy gas field in the West Siberian Basin and its implications[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(5): 29-32.
- [16] McAuliffe C. D. Oil and gas migration: chemical and physical constraints[J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(5): 761-781.
- [17] 郝石生, 张振英. 天然气在地层水中的溶解度变化特征及地质意义[J]. 石油学报, 1993, 14(2): 12-22.
- Hao Shisheng, Zhang Zhenying. The characteristic of the solubility of natural gas in formation waters and its geological significance[J]. Acta Petrolei Sinica, 1993, 14(2): 12-22.
- [18] 付晓泰, 王振平, 卢双舫. 气体在水中的溶解机理及溶解度方程[J]. 中国科学: B 辑, 1996, 26(2): 124-130.
- Fu Xiaotai, Wang Zhenping, Lu Shuangfang. Mechanism and solubility equation of the gas dissolving in water[J]. Science in China: Series B, 1996, 39(5): 500-508.
- [19] 王瑞菊, 邓宏文, 李世臻. 珠一坳陷古近系层序地层及沉积体系

- [J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(5): 4-7.
- Wang Ruiju, Deng Hongwen, Li Shizhen. Sequence stratigraphy and depositional system in Paleogene Zhu I Depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(5): 4-7.
- [20] 中国地质大学(武汉). 南海东部海域已证实的富烃凹陷再评价及新领域勘探方向[R]. 广州: 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 2010.
- China University of Geosciences, Wuhan. Reassessment and new exploration areas of hydrocarbon-rich depression confirmed in East South China Sea[R]. Guangzhou: Shenzhen Branch of CNOOC Ltd., 2010.
- [21] 李丙喜, 姜正龙, 朱俊章, 等. 惠州凹陷文昌组—恩平组油气成藏模式[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(6): 36-38.
- Li Bingxi, Jiang Zhenglong, Zhu Junzhang, et al. Hydrocarbon accumulation patterns of Wenchang and Enping Formation, Huizhou Depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(6): 36-38.
- [22] 郝芳. 超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理[M]. 北京: 科学出版社, 2005.
- Hao Fang. Kinetics of hydrocarbon generation and mechanism of petroleum accumulation in overpressure basin[M]. Beijing: Science Press, 2005.
- [23] 郑丹, 徐思煌, 尚小亮. 珠江口盆地惠州凹陷泥岩压实特征及其成因[J]. 地球科学与环境学报, 2010, 32(4): 372-377.
- Zheng Dan, Xu Sihuang, Shang Xiaoliang. Characteristics and genesis of mudstone compaction in Huizhou Depression, Pearl River Mouth Basin[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2010, 32(4): 372-377.
- [24] 张荣虎, 姚根顺, 寿建峰, 等. 沉积、成岩、构造一体化孔隙度预测模型[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(2): 145-151.
- Zhang Ronghu, Yao Genshun, Shou Jianfeng, et al. An integration porosity forecast model of deposition, diagenesis and structure[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(2): 145-151.
- [25] 孙龙德, 方朝亮, 李峰, 等. 中国沉积盆地油气勘探开发实践与沉积学研究进展[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(4): 385-396.
- Sun Longde, Fang Chaoliang, Li Feng, et al. Petroleum exploration and development practices of sedimentary basins in China and research progress of sedimentology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(4): 385-396.
- [26] 施和生, 雷永昌, 吴梦霜, 等. 珠一坳陷深层砂岩储层孔隙演化研究[J]. 地学前缘, 2008, 15(1): 169-175.
- Shi Hesheng, Lei Yongchang, Wu Mengshuang, et al. Research on the evolution of pores in deep sandstone reservoir in ZHU 1 depression[J]. Earth Science Frontiers, 2008, 15(1): 169-175.
- [27] 胡向阳, 吴洪深, 高华, 等. 珠江口盆地油气田测井区域储层参数研究[J]. 石油天然气学报: 江汉石油学院学报, 2010, 32(5): 16-20.
- Hu Xiangyang, Wu Hongshen, Gao Hua, et al. Reservoir parameters in logging area of oil and gas field in Pearl River Mouth Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(5): 16-20.
- [28] 徐思煌, 朱义清. 烃源岩有机碳含量的测井响应特征与定量预测模型: 以珠江口盆地文昌组烃源岩为例[J]. 石油实验地质, 2010, 32(3): 290-295, 300.
- Xu Sihuang, Zhu Yiqing. Well logs response and prediction model of organic carbon content in source rocks: A case study from the source rock of Wenchang Formation in the Pearl Mouth Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010, 32(3): 290-295, 300.
- [29] 周海燕, 庞雄奇, 姜振学, 等. 石油和天然气运聚效率的主控因素及定量评价[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(1): 14-18.
- Zhou Haiyan, Pang Xiongqi, Jiang Zhenxue, et al. Key factors controlling migration and accumulation efficiency of oil and gas and their quantitative evaluation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(1): 14-18.
- [30] 张瀚丹. 水溶性气藏数值模拟研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2007.
- Zhang Handan. Numerical simulation research on the gas reservoirs of water solubility[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2007.
- 第一作者简介: 徐思煌(1964-), 男, 江西万年人, 博士, 中国地质大学(武汉)教授, 主要从事油气成藏动力学与资源评价方向的研究工作及石油与天然气地质学教学工作。地址: 湖北省武汉市洪山区鲁磨路388号, 中国地质大学资源学院石油系, 邮政编码: 430074. E-mail: xusih@cug.edu.cn
- 收稿日期: 2011-01-05 修回日期: 2011-12-28
- (编辑 胡媛 绘图 刘方方)