

文章编号: 1001-6112(2011)03-0317-06

# 油气微渗漏方式定量判别思考

杨 俊

(中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214151)

**摘要:** 调研前人关于烃类微渗漏方式的研究成果, 发现油气藏形成之后烃类微渗漏方式以微泡方式和水溶方式为主。通过建立等厚地层模型, 提出微渗漏方式定量判别系数, 基于一般地质规律假定相关参数进行计算, 分析认为: (1) 烃类微渗漏方式在地层中并不是一成不变的, 因地质条件变化可相互转变; (2) 烃类微渗漏方式总体以微泡方式为主, 随地层变浅水溶方式所占比例逐渐增加, 此 2 种方式是形成地表烃类异常的主要方式, 而扩散作用只形成背景场; (3) 直接盖层封盖能力、地层物性和垂向可动水含量是影响烃类微渗漏方式的重要因素。烃类微渗漏方式定量判别系数的提出, 对烃类垂向微渗漏机制研究从定性走向定量意义重大, 为油气化探地球化学场数值模拟、成因解释与评价奠定了基础。

**关键词:** 微渗漏; 微泡方式; 水溶方式; 判别系数; 渗漏源

**中图分类号:** TE132.4

**文献标识码:** A

## Quantitative discrimination of hydrocarbon micro-seepage pattern

Yang Jun

(Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China)

**Abstract:** Studies of hydrocarbon micro-seepage have indicated that, when reservoir has been formed, oil and gas mainly seep as micro-bubble or with water. Based on isopachous stratigraphic model, a quantitative discrimination coefficient of micro-seepage pattern has been proposed and calculated according to general geological theory. It has been concluded that, 1) Due to the changes of geological conditions, the micro-seepage pattern of hydrocarbon in strata is also changing; 2) Hydrocarbon usually seeps as micro-bubbles and transfers to water-soluble pattern as it comes closer to earth surface. The 2 patterns result in hydrocarbon abnormality on earth surface while diffusion only forms background field; 3) Sealing ability of direct seal, stratigraphic physical property and vertical movable water content are the key factors controlling hydrocarbon micro-seepage pattern. Proposal of the discrimination coefficient is significant for micro-seepage mechanism research. It also settled a foundation for numerical simulation, formation interpretation and evaluation of geochemical field in hydrocarbon chemical exploration.

**Key words:** micro-seepage; micro-bubble pattern; water-soluble pattern; discrimination coefficient; seepage source

烃类微渗漏是指油气藏形成后, 烃类不断向外渗漏、散失的过程<sup>[1]</sup>。地球化学勘探(化探)以研究轻烃为主, 主要为气态烃的微渗漏。国内外学者提出了多种微渗漏方式, 在实际应用中往往强调一种方式的作用, 即使综合考虑几种方式, 也仅停留在定性阶段。本文在前人烃类微渗漏方式研究基础之上, 结合一般地质规律, 建立理想地质模型, 提出微渗漏方式判别系数, 探讨烃类微渗漏方式定量描述方法, 为油气化探地球化学场的成因解释与评价奠定基础。

## 1 微渗漏方式

渗漏包括渗透和扩散 2 种作用<sup>[2]</sup>。所谓渗透, 系指由压力差造成的烃类以游离相或者水溶相通过孔隙和裂隙等通道连续或断续运移; 扩散作用指由浓度差引起的物质分子的移动<sup>[3-4]</sup>。Abrams 定义宏渗漏为可视的、高浓度的烃类整体流动; 微渗漏指低浓度的烃类运移, 不可视, 但可检测<sup>[5-7]</sup>。宏渗漏主要有渗溢方式和油气粒方式; 微渗漏主要有微泡方式、水溶方式和扩散方式。

收稿日期: 2010-07-06; 修订日期: 2011-04-09。

作者简介: 杨俊(1982—), 男, 硕士, 助理工程师, 从事油气藏形成与分布、油气化探研究。E-mail: yangjun19821002@163.com。

基金项目: 国家自然科学基金(41072099)资助。

### 1.1 微泡方式

胶体气泡运移最早由 MacElvain<sup>[8]</sup> 提出, Price 将其改进为主要沿微裂隙运移<sup>[9]</sup>, 被人们普遍肯定和接受<sup>[10-11]</sup>。

这种理论认为, 烃类气体在水中的溶解是有限的, 其浓度超过溶解度时就形成许多微泡, 其大小为胶体粒度。气体是以超小(胶体粒径)气泡迁移的, 与大气泡相比, 微气泡可显示出与分子类似的布朗运动, 摆脱“粘着”效应沿曲折路径以每秒数毫米的速度快速上移; 与溶解气体和单分子气体相比, 在做垂向迁移时微气泡不需要足够的压力差或者浓度差即可上浮<sup>[12]</sup>。

Price 得出结论, 胶态气泡运移具有高垂向速度和较低流量的理想组合, 可以很好的解释新充储气库上方土壤烃气浓度为何迅速浓集, 而在储层气耗尽之后异常迅速消失的原因<sup>[9]</sup>。

Saeed, Arp, Klusman 先后用达西定律论证支持了这一学说<sup>[13]</sup>。Wen Baihong 和 Putikov 从物理化学实验和数学模拟的角度证实了这种运移机制的可行性<sup>[14]</sup>。

### 1.2 水溶方式

汤玉平等认为溶有烃类物质的水溶液可以通过地层中广泛发育的微裂隙向上运移, 即使微裂隙中毛细管阻力大到足以挡住大部分独立相态的油气时, 大部分溶有烃类的水溶液仍能向上渗逸, 从而提出“水溶压驱混相裂隙渗透”运移机制。这种机制认为深部微量油气以水为主要载体, 在垂向压力梯度和浮力的驱动下, 在温压变化的环境中, 以水溶烃或烃类胶体形式, 呈混相以渗透方式为主, 通过各种岩层缝隙系统向上做间歇递进式的微量运移<sup>[12]</sup>。辛忠斌等在分析了烃类运移的分子相态、胶束状态和油气乳状液相态后认为, 上述诸相态是油气微运移的非主要相态, 含油气水相是油气发生微运移最普遍和优先起作用的相态, 提出了“含油气水相运移机制”<sup>[15]</sup>。李明诚研究认为, 分散状的油珠气泡很难通过微小的孔隙通道, 而水在水润湿的岩石中几乎可以毫不受阻地通过孔隙喉道, 这就使人们想到烃类溶在水中以水溶液状态运移<sup>[16]</sup>。

### 1.3 扩散方式

研究表明, 当孔隙直径小于 1 nm 时, 无论施加多大的外力, 流体都不可能呈连续介质状态发生流动, 只能以分子形式扩散运移<sup>[17]</sup>。

扩散方式指的是烃类分子在浓度差的作用下呈分子相态的渗漏迁移。扩散方式没有特定的方向性, 只要存在浓度差, 可向各个方向以分子形式

迁移<sup>[15,18]</sup>。扩散方式在含油气地区普遍存在, 不论是生油区或是储油区, 不论是分散的还是聚集的, 只要有浓度差就会发生<sup>[15]</sup>。

### 1.4 导致化探异常的主要微渗漏方式

烃类从油气藏到地表, 微渗漏方式并不是一成不变的, 而是随地质条件变化而变化。地表化探异常的形成, 不同学者强调不同烃类微渗漏机制, 尚存在争议。目前大部分学者认为引起近地表化探异常的烃类微渗漏方式主要是微泡方式和水溶方式。

大部分取自天然气储集层或正在开采的气藏上方的资料, 报道的微渗漏速度为 100~1 000 m/a<sup>[19]</sup>。Leythaeuser<sup>[20]</sup> 等认为扩散作用时刻都在发生, 速率慢且量微, 不能解释由于地下油田开采导致地表油气地球化学场的快速变化<sup>[12]</sup>。渗溢方式渗漏速度快、渗漏量大且需要良好的通道系统, 一般会导致油气藏的直接破坏, 在地表形成宏观的油气苗<sup>[12,21]</sup>; 大量油珠气泡在含油气饱和度很低的油气藏上覆盖层中不可能大规模存在。因此, 扩散方式、渗溢方式和油气粒方式不是化探异常的主要贡献者。

因此, 本文仅考虑微泡方式和水溶方式, 结合一般地质规律, 提出理想地质模型并进行条件假设, 探讨烃类微渗漏方式的定量描述方法。

## 2 模型及条件假设

### 2.1 地质模型及计算模型

天然气在地层水中的溶解量是相当可观的<sup>[22-24]</sup>。水溶相天然气在运移过程中, 因温度、压力等地质条件改变, 处于过饱和状态时便释放出来<sup>[25]</sup>, 因此, 地层中烃类微渗漏方式存在转变。

烃类微渗漏系统平衡后, 各个地层中烃类供给与散失、溶解与析出、吸附与解吸附等都达到平衡。当渗漏源上覆各盖层厚度和面积相等时, 系统平衡后任意地层供给烃量( $Q_s$ )与散失烃量( $Q_l$ )相等, 第  $N$  个地层散失烃量就是第  $N+1$  个地层补充烃量, 因此对所有地层  $Q_s$  和  $Q_l$  都是同一常数, 等于“渗漏源”散失烃量即直接盖层补充烃量(图 1)。溶解与析出平衡说明任意地层中地层水都饱和天然气。吸附与解吸附平衡说明岩石或者土壤颗粒都达到了最大吸附量。因此, 微渗漏系统平衡后, “渗漏源” $Q_s$  数值上等于上覆各盖层  $Q_s$ , 且都呈微泡方式。

盖层中原始水溶烃量可能很大, 但是大部分地层水不能垂向迁移, 因此不能代表水溶方式微渗漏烃量, 只有可垂向迁移的水溶烃量才代表水溶方式渗漏烃量。利用任意地层中垂向可动水溶烃量( $Q_{mwt}$ )

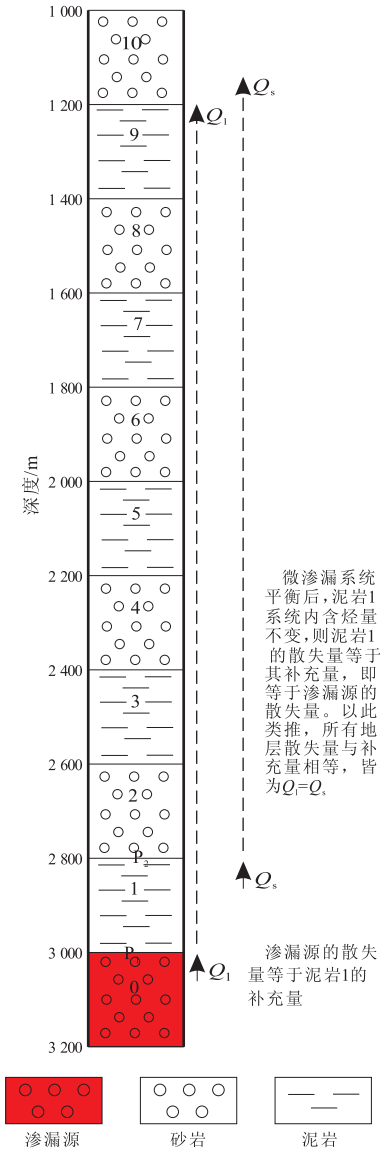


图1 微渗漏地质模型

Fig. 1 Geological model of micro-seepage

与补充烃量( $Q_s$ )之比可判别上覆盖层中各微渗漏方式重要性。处于平衡状态的烃类微渗漏系统,地层水饱和和烃类,下部地层的补充烃类以微泡方式进行微渗漏。因此,若  $Q_{mwh}/Q_s > 100\%$ ,则呈水溶方式微渗漏的烃类多于微泡方式;若  $Q_{mwh}/Q_s < 100\%$ ,则呈水溶方式微渗漏的烃类少于微泡方式。

稍做改进,定义微渗漏方式判别系数  $W$ ,其等于任意地层中垂向可动水溶烃量( $Q_{mwh}$ )除以“渗漏源”补充到地层中的烃量( $Q_s$ )与垂向可动水溶烃量( $Q_{mwh}$ )之和,即水溶方式占地层中所有微渗漏方式的百分比,见公式(1):

$$W = \frac{Q_{mwh}}{Q_{mwh} + Q_s} \times 100\% = \frac{FV}{FV + Q_s} \times 100\% \quad (1)$$

$$F = f(P, T, \text{矿化度}) \quad (2)$$

$$V = f(S_w, \Phi, H, S, I) = S_w \Phi H S I \quad (3)$$

式中: $Q_{mwh}$ 为任意地层中垂向可动水溶烃量,  $m^3$ ;  $Q_s$ 为“渗漏源”补入直接盖层再依次补入上覆所有盖层的烃量,  $m^3$ ;  $F$ 为天然气在地层水中的溶解度,  $m^3$ (气)/ $m^3$ (水),其是压力( $P$ , MPa)、温度( $T$ ,  $^{\circ}C$ )和地层水矿化度(mg/L)的函数; $V$ 为可动地层水体积,  $m^3$ ,其是含水饱和度( $S_w$ , %)、孔隙度( $\Phi$ , %)、地层厚度( $H$ , m)、地层面积( $S$ ,  $m^2$ )、可动地层水比例( $I$ , %)的函数。

显而易见, $W$ 介于0到1之间。 $0 < W < 50\%$ ,烃类微渗漏以微泡方式为主; $W = 50\%$ ,水溶方式和微泡方式各占一半; $50\% < W < 100\%$ ,以水溶方式为主。

“渗漏源”中烃类可呈游离相、水溶相和分子相扩散补入直接盖层:

$$Q_s = Q_f + Q_w + Q_d \quad (4)$$

式中: $Q_f$ 为渗漏源中烃类呈游离相补入直接盖层的烃量,  $m^3$ ;  $Q_w$ 为渗漏源中烃类呈水溶相补入直接盖层的烃量,  $m^3$ ;  $Q_d$ 为渗漏源中烃类呈分子相扩散补入直接盖层的烃量,  $m^3$ 。

“渗漏源”以游离相补入直接盖层的烃量可用改进的达西公式计算:

$$Q_f = \frac{K(P_1 - P_2)}{\mu H} S t \times 10^{-6} \quad (5)$$

$$t = \frac{H}{v} \quad (6)$$

式中: $K$ 为直接盖层渗透率,  $\mu m^2$ ;  $\mu$ 为油气粘度,  $Pa \cdot s$ ;  $H$ 为直接盖层厚度, m;  $S$ 为直接盖层面积(模型中所有地层面积相等,皆用  $S$  表示),  $m^2$ ;  $P_2$ ,  $P_1$ 分别为直接盖层顶、底板地层压力, Pa;  $t$ 为油气穿透直接盖层的时间, s;  $v$ 为微渗漏速度, m/s。

对公式(5),采用烃水两相流体有效渗透率进行修正:

$$Q_f = \frac{K_o(P_1 - P_2)}{\mu_o H} S \frac{H}{v} \times 10^{-6} = \frac{(P_1 - P_2) S K_o}{\mu_o} \times 10^{-6} \quad (7)$$

式中: $K_o$ 为烃水两相中烃相有效渗透率,  $\mu m^2$ ;  $\mu_o$ 为烃类粘度,  $Pa \cdot s$ 。

同理,以水溶相补入直接盖层的烃量为:

$$Q_s = \frac{K_w(P_1 - P_2)}{\mu_w H} S t \times 10^{-6} F$$

$$= \frac{(P_1 - P_2)SF K_w}{\mu_w v} \times 10^{-6} \quad (8)$$

式中： $K_w$  为烃水两相中水相有效渗透率， $\mu\text{m}^2$ ； $F$  为烃类在地层水中的溶解度， $\text{m}^3/\text{m}^3$ ； $\mu_w$  为地层水粘度， $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

从公式(7)、(8)可以看出，游离相和水溶相补充烃量都与盖层厚度无关，当压差、面积、油气粘度和溶解度一定后，分别与  $K_o/v$  和  $K_w/v$  呈正比。

烃水两相有效渗透率可由实验测得，本文为计算方便，对公式(7)和(8)做简单假设，即假设  $K_o = K\lambda_o$  和  $K_w = K\lambda_w$ 。

$$Q_f = \frac{(P_1 - P_2)S K \lambda_o}{\mu_o v} \times 10^{-6} \quad (9)$$

$$Q_s = \frac{(P_1 - P_2)SF K \lambda_w}{\mu_w v} \times 10^{-6} \quad (10)$$

式中： $\lambda_o$  为“渗漏源”含烃饱和度； $\lambda_w$  为“渗漏源”含水饱和度， $\lambda_o + \lambda_w = 100\%$ 。

以分子相扩散补充的烃量：

$$\begin{aligned} Q_d &= \int_0^t D \frac{dc}{dz} S dt \times 10^{-4} \\ &= D \frac{dc}{dz} S t \times 10^{-4} \\ &= D \frac{dc}{dz} S \frac{H}{v} \times 10^{-4} \end{aligned} \quad (11)$$

式中： $D$  为扩散系数， $10^{-7} \text{cm}^2/\text{s}$ ； $dc/dz$  为浓度梯度， $10^{-6}/\text{m}$ ； $S$  为“渗漏源”面积， $\text{m}^2$ ； $t$  为渗漏时间， $\text{s}$ 。

### 2.2 条件假设及评价

假设某地区，远离地表，无氧化作用和微生物作用地层，建立等厚地质模型(图 1)。地层为正常压实，数学模型为：

$$\Phi = \Phi_o e^{-\alpha Z} \quad (12)$$

式中： $Z$  为埋藏深度， $\text{m}$ ； $\Phi_o$  为基准面处岩石孔隙度； $\Phi$  为相对基准面深度为  $Z$  处岩石孔隙度。

假定各地层参数，地层面积  $1 \text{km}^2$ ，各盖层厚度  $200 \text{m}$ ，矿化度  $10\,000 \text{mg/L}$ ，地温梯度  $3.4 \text{ }^\circ\text{C}/\text{hm}$ ，压力梯度为静水压力梯度  $1 \text{MPa}/\text{hm}$ 。泥岩  $\Phi_o = 52\%$ ， $C = 0.000\,70$ ，砂岩  $\Phi_o = 34\%$ ， $C = 0.000\,40$ <sup>[26]</sup>(表 1)。直接盖层有效渗透率  $K = 0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，油气粘度  $10 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ，地层水粘度  $4 \text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

前人<sup>[22-24]</sup>从实验和理论方面研究天然气在地层水中的溶解度，本次采用郝石生(1993)提供的回归方程<sup>[22]</sup>计算“盖层 1~10”中(图 1)天然气溶解度，由公式(2)和(3)计算可动水溶天然气量(表 2)。

由公式(9)和(10)计算不同  $K/v$  条件下游离相和水溶相补充烃量。Leythaeuser<sup>[20]</sup>研究了烷烃有效扩散系数，取天然气扩散系数为  $10 \times 10^{-7} \text{cm}^2/\text{s}$ ，由公式(10)计算扩散补充烃量。补充烃量以游离相为主，水溶相其次，扩散相基本可以忽略(表 3)。

表 1 地质模型参数

层号	深度/ m	温度/ °C	压力/ MPa	孔隙 度/%	含水 率/%	含烃 率/%
10	1 000~1 200	52.4	11	21.90	100	0
9	1 200~1 400	55.8	13	20.93	100	0
8	1 400~1 600	59.2	15	18.66	100	0
7	1 600~1 800	62.6	17	15.82	100	0
6	1 800~2 000	66.0	19	15.90	100	0
5	2 000~2 200	69.4	21	11.96	100	0
4	2 200~2 400	72.8	23	13.55	100	0
3	2 400~2 600	76.2	25	9.04	100	0
2	2 600~2 800	79.6	27	11.55	100	0
1	2 800~3 000	83.0	29	6.83	100	0
0	3 000~3 200	86.4	31	9.84	30	70

注：温度、压力和孔隙度对应应该地层中间深度，地表温度取  $15 \text{ }^\circ\text{C}$ 。

表 2 地质模型中天然气溶解度、原始水溶天然气及可动水天然气量

层号	溶解度/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-3}$ )	水溶烃量/ ( $10^8 \text{m}^3$ )	$Q_{\text{mwh}}/(10^8 \text{m}^3)$		
			$I=5\%$	$I=10\%$	$I=15\%$
10	0.194 7	8.528 7	0.426 4	0.852 9	1.279 3
9	0.162 4	6.796 4	0.339 8	0.679 6	1.019 5
8	0.133 7	4.987 8	0.249 4	0.498 8	0.748 2
7	0.108 6	3.437 6	0.171 9	0.343 8	0.515 6
6	0.087 3	2.777 5	0.138 9	0.277 8	0.416 6
5	0.069 7	1.667 3	0.083 4	0.166 7	0.250 1
4	0.055 8	1.512 3	0.075 6	0.151 2	0.226 8
3	0.045 6	0.823 8	0.041 2	0.082 4	0.123 6
2	0.039 0	0.901 8	0.045 1	0.090 2	0.135 3
1	0.036 2	0.494 6	0.024 7	0.049 5	0.074 2

表 3 地质模型微渗漏系统补充烃量

Table 3 Supplementary hydrocarbon amount in micro-seepage system of geological model

相类型	不同地质条件	补充烃量/ $\text{m}^3$	固定地质条件
$Q_f$	$K_o = 0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2, v = 200 \text{m/a}$	$0.946 1 \times 10^8$	$P_1 = 32 \text{MPa},$ $P_2 = 30 \text{MPa}$
	$K_o = 0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2, v = 500 \text{m/a}$	$1.892 2 \times 10^8$	
	$K_o = 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2, v = 800 \text{m/a}$	$2.365 2 \times 10^8$	
$Q_w$	$K_o = 0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2, v = 200 \text{m/a}$	$0.204 7 \times 10^8$	
	$K_o = 0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2, v = 500 \text{m/a}$	$0.409 5 \times 10^8$	
	$K_o = 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2, v = 800 \text{m/a}$	$0.511 9 \times 10^8$	
$Q_d$	$dc/dz = 5\,000\,000 \times 10^{-6} \text{m}^{-1}$	$0.157 7 \times 10^5$	取 $t = \frac{H}{v} =$ $\frac{200 \text{m}}{200 \text{m/a}}$
	$dc/dz = 8\,000\,000 \times 10^{-6} \text{m}^{-1}$	$0.252 3 \times 10^5$	
	$dc/dz = 10\,000\,000 \times 10^{-6} \text{m}^{-1}$	$0.315 4 \times 10^5$	

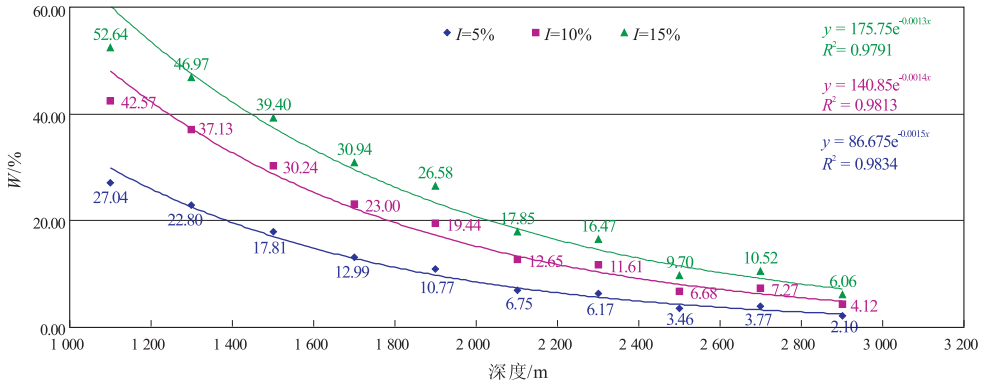


图 2 相同  $K, v$ , 不同  $I$  情况下深度与  $W$  关系

$K=0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2, v=200 \text{ m/a}$ .

Fig. 2 Relationships between depth and  $W$  with the same “ $K$ ”, “ $v$ ” and different “ $I$ ”

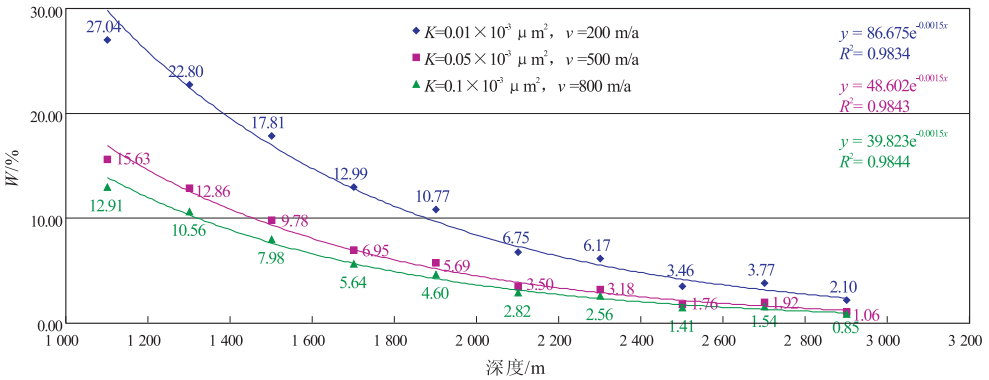


图 3 不同  $K, v$ , 相同  $I$  情况下深度与  $W$  关系

$I=5\%$ .

Fig. 3 Relationships between depth and  $W$  with different “ $K$ ”, “ $v$ ” and the same “ $I$ ”

由表 2 和表 3 可求得微渗漏方式判别系数 ( $W$ ) (图 2, 3)。

### 3 地质意义

由表 3 和图 2, 3 可以看出:

(1)  $K/v$  愈大,  $Q_s$  越大 (表 3)。说明  $K/v$  越小, 直接盖层封盖能力越好, “渗漏源”对微渗漏系统补充烃量越小; 反之补充烃量越大。

(2) 直接盖层决定微渗漏系统补充烃量, 即  $K/v$  确定时, 地层由深部至浅部,  $W$  有变大趋势 (图 2), 说明水溶方式随地层变浅有增加趋势。

(3) 随着垂向可动水比例  $I$  的增大,  $W$  有增大趋势 (图 2)。说明盖层中垂向可动水含量是影响微渗漏方式的重要因素之一。

(4)  $W$  随着直接盖层封盖能力变差而减小 (图 3)。说明直接盖层封盖能力越差, 对微渗漏系统补充烃量越多, 微泡方式越重要, 导致  $W$  减小。如果存在从“微泡方式为主”向“水溶方式为主”转变, 转变层位将随着直接盖层封盖能力变差而逐渐上移。

说明直接盖层封盖能力是影响上覆盖层中烃类微渗漏方式的重要因素之一。

(5) 垂向上若岩性相同, 同为砂岩或者泥岩,  $W$  一直变大; 但是砂岩、泥岩互层时,  $W$  并不一直增大 (图 2, 3)。同一深度的砂岩、泥岩压实系数不同, 孔隙度存在差别, 即使天然气溶解度相同, 砂岩中  $Q_{mwh}$  也高于泥岩, 会造成砂岩中  $W$  大于泥岩, 使得水溶方式在砂岩中较泥岩中大。等厚地质模型中, “盖层 3”为泥岩, 浅于“盖层 2”砂岩, 天然气在“盖层 3”中的溶解度大 (表 2), 但是由于“盖层 3”孔隙度小 (表 1),  $Q_{mwh}$  要小, 导致“盖层 3”中  $W$  小于“盖层 2” (图 2, 3)。说明地层物性也是影响微渗漏方式的重要因素之一。

### 4 结束语

通过建立等厚地质模型, 根据一般地质规律, 假定相关参数, 计算微渗漏方式判别系数, 从而达到定量评价微渗漏方式的目的, 研究认为:

1) 地层中烃类微渗漏方式并不是一成不变的。

地层由深部到浅部, 因地质条件的变化, 往往水溶方式所占比例逐渐变大, 微泡方式所占比例逐渐减小, 扩散方式相对以上 2 种方式可以忽略不计。扩散一般不是形成地表烃类异常的主要作用, 而是形成大范围背景场; 而渗透(微泡方式和水溶方式) 才是形成地表烃类异常的主要方式。

2) 烃类微渗漏方式判别系数的提出, 使微渗透方式定量判别成为可能。等厚地质模型分析计算还表明, 烃类微渗漏过程中, 微渗漏方式主要受直接盖层的封盖能力、地层物性和垂向可动水含量的影响。

#### 参考文献:

- [1] 许怀先, 陈丽华, 万玉金, 等. 石油地质实验测试技术与应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001.
- [2] 程同锦, 王国建, 范明. 油气藏烃类垂向微渗漏的实验模拟[J]. 石油实验地质, 2009, 31(5): 522—527.
- [3] 黄志龙, 高耀斌, 郝石生. 天然气盖层浓度封闭的定量评价及其应用[J]. 沉积学报, 1996, 14(2): 89—94.
- [4] 付广, 付晓文, 吕延防. 盖层对油气聚集的控制作用[J]. 天然气地球科学, 1999, 10(5): 17—22.
- [5] Abrams M A. Significance of hydrocarbon seepage relative to petroleum generation and entrapment[J]. Marine and Petroleum Geology, 2005, 22(4): 457—477.
- [6] 汤玉平, 宁丽荣, 蒋涛, 等. 积雪油气化探方法试验研究[J]. 石油实验地质, 2009, 31(3): 287—291.
- [7] 蒋涛, 汤玉平, 吴传芝, 等. 油气藏上方吸附丝指标异常模式及成因分析: 以塔里木盆地英南 2 井侏罗系气藏为例[J]. 石油实验地质, 2009, 31(4): 403—408.
- [8] MacElvain R. Mechanics of gaseous ascension through a sedimentary column[C]//Heroy W B. Unconventional methods in exploration for petroleum and natural gas. Dallas: Southern Methodist University Press, 1969: 15—28.
- [9] Price L C. A critical overview and proposed working model of surface geochemical exploration[C]// Davidson M J. Unconventional Methods Exploration for Petroleum and Natural Gas—IV. Dallas: Southern Methodist University Press, 1986: 245—304.
- [10] Klusman R W, Saeed M A. Comparison of light hydrocarbon microseepage mechanisms [C]//Schumacher D, Abrams M. AAPG Memoir 66: Hydrocarbon migration and its near-surface expression. Tulsa: AAPG, 1996: 157—168, 203—221.
- [11] Saunders D F, Burson K R, Thompson C K. Model for hydrocarbon microseepage and related near-surface alterations[J]. AAPG Bulletin, 1999, 83: 170—185.
- [12] 汤玉平, 王国建, 程同锦. 烃类垂向微渗漏理论研究现状及发展趋势[J]. 物探与化探, 2008, 32(5): 465—469.
- [13] 文百红, 林蓓, 刘吉敏. 油气微渗漏的垂向结构与地面地电化学油气检测[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(5): 33—35.
- [14] Wen Baihong, Putikov O F. Gas bubble—facilitated transport of metals in lithosphere[J]. Transactions of Nonferrous Metals Society of China, 1999, 9(1): 152—157.
- [15] 辛忠斌, 张交东, 丁丽荣, 等. 油气微运移的烃类相态[J]. 河南石油, 2002, 16(4): 8—10.
- [16] 李明诚. 石油与天然气运移[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.
- [17] 吕延防, 于润涛. 盖层微渗漏及其可能性研究[J]. 天然气工业, 2004, 24(10): 14—16.
- [18] 夏响华, 杨瑞琰, 鲍征. 烃类组分垂向微运移的模拟研究[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(3): 260—263.
- [19] 付广群, 陈敏焯. 天然气微渗机理研究[J]. 国外油田工程, 2002, 18(8): 31—33.
- [20] Leythaeuser D. Role of diffusion in primary migration of hydrocarbon[J]. AAPG Bulletin, 1981, 66(4): 408—429.
- [21] Brown A. Evaluation of possible gas microseepage mechanisms[J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(11): 1775—1789.
- [22] 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—21.
- [23] 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.
- [24] 付晓泰, 王振平, 卢双舫, 等. 天然气在盐溶液中的溶解机理及溶解度方程[J]. 石油学报, 2000, 21(3): 89—94.
- [25] 张云峰, 付广. 一种计算气藏中水溶释放气贡献量的方法[J]. 新疆石油地质, 2002, 23(1): 46—48.
- [26] Hegarty K A, Weissel J K, Mutter J C. Subsidence history of Australia's southern margin: Constraints on Basin Models[J]. AAPG Bulletin, 1988, 72(5): 615—635.

(编辑 叶德燎)