

泥质岩封盖油气门限的确定

傅 广 王朋岩 陈 昕 王雅春
(大庆石油学院, 黑龙江安达 151400)

泥质岩盖层孔隙直径随埋深而减小, 只有当 其减小到等于或小于油、气 分子直径时, 泥岩 盖层 方能对任何相态的油气构成完全封闭, 达到封盖油和气的临界点。根据 油气分子直径和泥岩 盖层 孔隙 直径随埋深呈函数变化的关系, 可分别 求出泥岩封盖油和气的 门限深度, 再根据地层厚度与 沉积速率求出对应的门限时期。据 $\Phi_m = 54.74 \exp(-0.0009354z)$, $K = 0.136(\Phi_e)^{4/3}/(S_{WB})^2$ 和 $r = \sqrt{8K/\Phi}$ 的关系, 求出松辽盆地三肇地区泥质岩盖层的封油门限深度为 2 500~ 3 000 m, 封 气门限深度为 5 000~ 5 200 m。这里所强调的是临界门限, 并不排斥在未达到封盖门限深度的情 况下, 仍能依靠毛管压力、异常孔隙流体压力、烃浓度对油气的有效封盖。

关键词 泥质岩 盖层 封油门限 封气门限 完全封闭

第一作者简介 傅广 男 35 岁 副教授 石油地质

对于泥质岩盖层来说, 随着埋深增加压实逐渐增强, 孔隙度及孔隙直径均由大变小, 油气 能够通过的能力由易变难, 亦即是说其封闭性由差变好。那么泥质岩盖层是否存在着一个封 油气门限呢? 过去一些学者认为泥质岩盖层当其排替压力达到 1.0 MPa 或 0.5 MPa 时, 开始 进入封油气门限^[1]。这不仅缺少科学的划分依据, 而且封闭油和封闭气的不分, 在很大程度上 影响了盖层封油气门限这一概念及其应用的可信性。因此, 建立科学的盖层封油门限和封 气门限概念, 对于研究泥质岩盖层封闭性演化、封闭机理及阶段划分都具有重要意义。

1 概念

泥质岩盖层在压实初期, 其连通孔隙直径远大于油气分子直径, 难以对油气运移形成封 闭; 但随着埋藏深度增加, 压实作用增强, 连通孔隙直径越来越小, 当其减小到等于或者小于油 气的分子直径时, 泥质岩盖层对任何相态的油气形成完全封闭, 即达到了封盖油气的临界点。 本文将这一临界点的深度称之为泥质岩盖层封油气门限深度, 对应时期称为封油气门限时期。

由于油与气的分子直径大小不同(表1), 泥质岩盖层封油和封气的深度和时间也是不同

表 1 部分烃类分子有效直径值^[2]

成 分	CH ₄	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₅ H ₁₂	nC ₆ H ₁₄	沥青
分子直径/10 ⁻¹⁰ m	3.758	5.118	5.784	5.784	5.949	50~ 100

的。由图1可以看出, 泥质岩盖层封闭性的演化大致可以分为3个阶段。在泥质岩盖层未进入封油门限之前, 其孔隙直径大于油气分子直径即 $r_m > r_o > r_g$, 任何相态的油气皆可渗滤和扩散。此时期的泥质岩盖层只能依靠压力(毛细压力或异常孔隙流体压力)和烃浓度对游离相、水溶相运移的油气和呈分子扩散相运移的天然气进行封闭^[2]。但这种依靠压力和烃浓度的封闭作用是有条件的, 一旦油气能量或浓度超过泥质岩盖层的毛细管压力、异常孔隙流体压力或烃浓度时, 这种封闭将被破坏, 油气将以游离相或水溶相通过泥质岩盖层渗滤散失, 天然气还可以分子扩散相扩散散失。

当泥质岩盖层进入封油门限时, 泥质岩的孔隙直径小于油分子而大于气分子, 即 $r_g < r_m < r_o$, 游离相和水溶相的油已不能再通过泥质岩盖层进行渗滤散失, 亦即是说, 此时期泥质岩盖层依靠其自身的物理性质(孔隙大小)对油已具完全封闭作用; 但对天然气仍然渗滤和扩散, 只能依靠压力或烃浓度进行封闭。

当泥质岩盖层进入封气门限后, 泥质岩盖层的孔隙直径不仅小于油分子也小于气分子, 即 $r_m < r_g < r_o$ 。此时, 不管油气的能量有多大, 油气再也不能通过泥质岩盖层进行渗滤或扩散, 即泥质岩盖层已达到完全封闭阶段。

由此可以看出, 泥质岩盖层的封油气门限是其封闭油和气的最终门限, 而不是开始门限。

2 方法

由上述泥质岩盖层的封油和封气门限的定义可知, 当泥质岩盖层的孔隙直径大小满足式(1)或式(2)时, 泥质岩盖层分别开始进入封油门限和封气门限

$$r_m \leq r_o \quad (1)$$

$$r_m \leq r_g \quad (2)$$

式中 r_m 为泥质岩盖层孔隙直径; r_o 为油分子直径; r_g 为气分子直径。

由图1可以看出, 泥质岩盖层随埋深增加, 其孔隙直径表现出有规律的变化, 即泥质岩盖层的孔隙直径 r_m 应是关于其埋深 z 变化的函数。尽管不同地区由于泥质岩成分、压实成岩历史的差异, 其具体函数关系不同, 但总的趋势是相同的, 即

$$r_m = f(z) \quad (3)$$

因此, 根据式(1)、式(2)和式(3), 利用油分子直径($50 \times 10^{-10} \sim 100 \times 10^{-10}$ m) 和气分子直径($3 \times 10^{-10} \sim 6 \times 10^{-10}$ m), 即可以确定出泥质岩盖层孔隙直径等于油分子直径或气分子直径时的埋深, 即为泥质岩盖层封油或封气的门限深度, 再根据地层厚度及沉积速率, 便可以得到对应的形成时期。

3 实例

三肇地区是松辽盆地北部油气勘探的重点地区, 含油气层从上至下有葡萄花油层、扶杨油层和登娄库油层, 油主要来自下白垩统青山口组烃源岩, 天然气主要来自上侏罗统的气源岩,

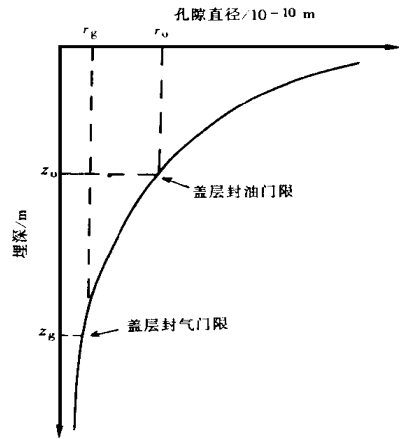


图1 泥质岩盖层封油气门限模式图
 r_o —油分子直径; r_g —气分子直径

其封盖层主要是嫩江组一、二段、青山口组和泉头组一、二段发育的大套泥质岩, 该区泥质岩孔隙度随埋深具有下列关系*

$$\Phi_m = 54.74 \exp(-0.0009354z) 100\%$$

(4)

式中 Φ_m 为泥质岩孔隙度; z 为埋深。

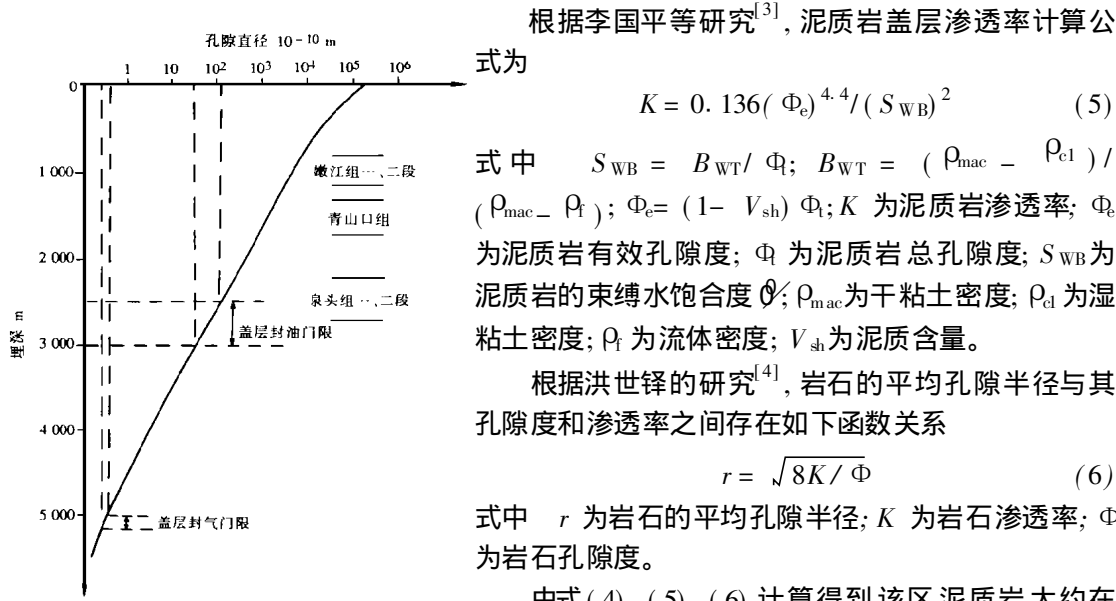


图 2 三肇地区泥质岩盖层孔隙直径随埋深变化关系图

封气门限深度分别为 2 500~3 000 m 和 5 000~5 200 m(图 2)。

由表 2 三套泥岩盖层的顶底埋深资料(肇深 5 井为该区一口较深的探井)可以看出, 只有泉头组一、二段底部泥岩盖层刚刚进入封油门限, 对登娄库组油的聚集与保存是十分有利; 但对天然气仍然不能达到完全封闭, 但依靠毛细管压力仍能封闭游离相天然气的渗滤散失。泉头组一、二段泥岩排替压力为 4.23~4.82 MPa, 可封闭住近 423~482 m 高的气柱, 可见其封气能力是较强的, 这也是为什么能在该区登娄库组油层中找到一定量天然气的重要原因。

表 2 肇深 5 井主要盖层顶底埋深表

盖层段	泉头组一、二段	青山口组	嫩江组一、二段
埋深/m	2 256~2 729	1 411~1 781	946~1 281

青山口组和嫩江组一、二段泥岩盖层目前没有进入封油门限, 但它们具有较强的毛细管封闭能力, 青山口组泥岩排替压力大于 12 MPa, 嫩江组一、二段泥岩排替压力大于 11.0 MPa。它们普遍欠压实具异常孔隙流体压力, 青山口组泥岩异常孔隙流体压力最大可达到 15 MPa, 嫩江组一、二段最大为 8 MPa, 具较强的压力封闭能力^[1]。又由于青山口组和嫩江组一、二段泥岩是下中部含油组合的主力烃源岩, 加之其异常孔隙流体压力的存在, 其又具较强的烃浓度

* 大庆石油管理局勘探开发研究院. 松辽盆地北部一维盆地模拟及资源量预测研究. 1991

封闭能力, 青山口组泥岩盖层的异常含气浓度可达到 $1.5 \text{ m}^3/\text{m}^3$, 嫩江组一、二段最大为 $0.8 \text{ m}^3/\text{m}^3$, 可形成完全烃浓度封闭能力。因此, 该区青山口组和嫩江组、一二段泥岩盖层目前虽然没有进入封油气门限, 但其封闭油气的能力仍相对较强, 这可能就是扶杨油层和葡萄花油层中找到大量油气的重要原因之一。

4 结论

(1) 泥质岩盖层只有进入封油门限和封气门限后才能对任何相态的油气形成完全封闭。

(2) 泥岩盖层在未进入封油气门限之前, 仍能借助于毛细管压力或异常孔隙流体压力封闭游离相和水溶相油气渗滤运移, 还可以借助于烃浓度对呈分子扩散相运移的天然气进行封闭。

(3) 泥质岩盖层在其封闭性演化过程中, 首先进入封油门限, 然后才进入封气门限, 不同阶段其封闭油气的形式和能力是不同的。

参 考 文 献

- 1 吕延防, 傅广, 高大岭, 等. 油气藏封盖研究. 北京: 石油工业出版社, 1996. 4~ 30
- 2 包茨. 天然气地质学. 北京: 科学出版社, 1988. 212~ 304
- 3 李国平, 王树演, 赵新民, 等. 测井地质及油气评价新技术. 北京: 石油工业出版社, 1995. 3~ 55
- 4 洪世铎. 油藏物性基础. 北京: 石油工业出版社, 1985. 60~ 85

DETERMINATION OF THRESHOLD OF ARGILLACEOUS ROCK SEALED HYDROCARBON

Fu Guang Wang Pengyan Chen Xin Wang Yachun
(Daqing Petroleum Institute, Anda, Heilongjiang)

Abstract

The pore diameters of argillaceous caprock decreases as its buried depth increased. Only when the pore diameters are as small as or even smaller than the diameters of oil and gas moleculars, the argillaceous caprock could seal completely every states of hydrocarbon, and reach the sealing critical point. According to this rule, the sealing threshold depths of argillaceous caprock for both oil and gas could be calculated. Then the corresponding threshold time value could be calculated based on bed thickness and the rate of deposition. According to $\Phi_m = 54.74 \exp(-0.0009354z)$, $K = 0.136(\Phi_e)^{4.4}/S_{WB})^2$ and $r = \sqrt{8K/\Phi}$, the critical threshold depth for sealing oil in Sanzhao Region, Songliao Basin should be 2 500~ 3 000 m, and the critical threshold depth for sealing gas should be 5 000~ 5 200 m. This does not include the sealings of capillary pressure, abnormal pore fluid pressure and dense oil and gas.