

文章编号: 1001-6112(2000)02-0175-05

松辽盆地东南部物性盖层特征

陈强路

(中国石化新星公司 实验地质研究院, 江苏 无锡 214151)

摘要:松辽盆地东南部盖层以泥质岩为主, 下白垩统青山口组及其上部湖相泥岩为本区北部良好的地区性盖层。泉三、二段(K_1q^2 、 K_1q^3)上部泥岩段既是本区的地区性盖层, 又是其下伏气层的临界盖层。盖层突破压力大于气藏剩余压力和储层岩石排替压力, 封气高度大于气藏高度, 可以形成有效封闭。盖层封闭机理与微孔结构的关系表明, 盖层类型以微裂缝与微孔混合型为主。

关键词:盖层类型; 封闭有效性; 物性盖层

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

封盖层是指能够抑制直至完全阻止油气藏中油气继续运移散失的岩石组合, 在地质体中构成油气封存边界条件, 是石油天然气得以成藏的重要条件之一。油气在生成、运移、聚集成藏过程中, 从某种意义上讲, 封盖层及其质量的好坏决定着油气藏的形成及规模大小。

天然气的逸散可以从 3 个方面被抑制或阻滞减缓, 根据封闭机理分别为物性封闭、超压封闭和浓度封闭。物性封闭其封闭机理是指盖层岩石的大孔隙喉道半径足够小, 可以形成烃类无法克服的毛管阻力。这种盖层被称为物性盖层^[1]。

1 物性盖层的宏观特征

松辽盆地东南部这个已知的含油气区是诸多成藏条件有效组合的结果。目前勘探中反映的一些油气赋存状况, 特别是油气水剖面上的纵向分布, 可以成为判别封盖层分隔的依据, 并可根据沉积环境揭示其特征。

东南部早期各断陷为快速充填的火山碎屑岩, 逐渐过渡为深湖—半深湖相及浅水湖泊、河流相沉积, 晚期处于大型湖泊的边缘相带。作为沉积封盖层主要为泥质岩类, 如泥岩、劣质油页岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩及煤层等。断陷期的下白垩统沙河

子组中上部、营城组中部及拗陷期的青山口组、姚家组、嫩江组均以泥质岩发育为特征, 拗陷初期的泉头组以浅水湖泊及河流相正旋回韵律沉积为特征, 因此各段的上部均发育有大段泥岩或粉砂质泥岩。

松辽盆地东南部根据泥质岩的空间展布范围, 以盖层规模划分为地区性盖层和局部盖层; 以储盖配置关系划分为临界盖层和上覆盖层。地区性盖层指青山口组及以上湖相地层的泥岩段和泉三段、泉二段上部的泥岩段, 其中泉三段、泉二段的泥岩段分别为其下伏气层的临界盖层。封盖层由新至老展布特征如下。

青山口组及嫩江组是松辽盆地两次大的水进期沉积的产物, 沉积泥岩厚, 分布面积广, 是中、北部的重要烃源岩。但是嫩末构造运动使松辽盆地东南部隆升遭受强烈剥蚀, 除北部农安—德惠地区外其它地区封盖条件较差。平面上十屋一带后五家户—双龙构造高部位剥蚀殆尽, 其它部分为较疏松的红层。伏龙泉—顾家店一带由北向南封盖条件变差。伏龙泉北部厚愈 300m, 且为半深湖相沉积, 中、下部为黑色、灰黑色泥岩和劣质油页岩, 保存较好; 向南逐渐变差, 南高点保存约 200m 厚, 至顾家店几乎全部剥蚀。而北部的农安—德惠及万金塔一带, 沉积相带好, 青山口及以上地层保存一般超过 500m, 泥质岩在各组段中一般占 50%~60%, 最高达 90% 以上。

收稿日期: 1999-03-10; 修订日期: 2000-03-20.

基金项目: 中国新星石油公司科技项目(96-14).

作者简介: 陈强路(1969-), 男(汉族), 河北定州人, 工程师, 主要从事油气地质及资源评价的研究工作.

表1 东南部气田油气层压力系数统计表

Table 1 Pressure coefficient of hydrocarbon reservoirs in southeastern gas fields

| 地 区 | 油气田 A | 油气田 B | 油气田 C |
|-------|---------------|---------------|---------------|
| 气 层 1 | 1.08~1.14(6层) | 1.00~1.14 | 0.98~1.13(6层) |
| 气 层 2 | 0.8~0.96(6层) | 0.73~1.16(9层) | |
| 气 层 3 | | 0.65~0.78(3层) | |

后期构造活动弱,断裂垂直断距小于泥岩厚度,封盖条件好。从以上分析可知,青山口组及以上地层的泥岩段可构成东南部北部地区良好的地区性盖层。

泉三段上部的泥岩段在坳陷中分布广泛,厚度稳定,其下紧邻杨大城子油气层。它既是本区的地区性盖层,又是杨大城子油气层的临界盖层。在伏龙泉一带北部厚 100~200m,南部厚 80~100m,自然电位曲线平滑,棕红色块状泥岩岩性较纯、可塑性好,单层厚 5~85m,向南至顾家店变薄变差,砂岩比例增高。十屋地区后五家户一带发育最佳,次为西丁家—艾家窝堡一带,东部双龙—小五家子—老松林子一带该段泥岩发育较差。北部农安—万金塔地区该段泥岩亦发育,厚 40~80m,单层厚大于 25m,由上至下成岩性变好,云质含量增多,夹石膏薄层。

同样,泉二段上部的泥岩段具广泛的平面分布,岩性稳定,也是东南部的地区性盖层,其下直接封盖了农安—小城子油气层。它是该油气层的临界盖层,平面上以十屋地区东南部最为发育,老公林子—艾家窝堡一带为滨浅湖相棕色泥岩,厚愈 140m,向中、北部减薄至 70m 左右;伏龙泉一带展布稳定,单层厚 2~10m;北部农安一带虽总厚有所减薄,但单层厚度大,钻井揭示单层厚可达 10m 以上。从总体来看,本段泥岩较纯,密度大,有较好的封闭性。

泉一段为登末运动后填平补齐阶段的沉积,发育浅水湖泊和辫状河相。泉一段泥岩构成了小城子层的局部临界盖层。深部各断陷相互分隔,为快速充填的深湖、半深湖相沉积,泥岩发育,但横向不具全区对比性,一般成岩作用强烈,成岩、构造裂缝较发育,盖层展布及封闭性较复杂。

2 物性盖层的封盖有效性

不同的含油气盆地即使在同一盆地的不同地区都有其自身的成藏特殊性,物性盖层的优劣是相对

于其下伏的储层而言的。孔隙结构是衡量盖层与储层的尺度,比较其孔隙结构的差异可以分析盖层封盖的有效性。突破压力是诸多反映盖岩微孔结构参数中最直接、最根本的评价参数^[2]。笔者以气藏剩余压力、储层排替压力与盖岩突破压力的关系以及封盖高差来评价盖层的有效性。

2.1 盖层突破压力大于气藏剩余压力

东南部油气藏压力较低。压力系数气层 1 在 0.98~1.14 之间;气层 2 一般小于 1.00,最高值为 1.16;气层 3 及以下储层普遍小于 1.00(见表 1)。

以气层 1 气田 A 压力系数最高值计算,其气藏剩余压力(ΔP_t)为 0.38~0.47MPa,该气层之上的临界盖层突破压力(P_a)大于 2.05MPa,可见 $P_a > \Delta P_t$,满足了盖层封闭气藏的先决条件。气田 C 产气层深 593~599m 和 602~652m,压力系数为 1.13,测试获高产天然气,气层的剩余压力 ΔP_t 为 0.59~1.09MPa,统计其临界盖层泥岩的突破压力最小值分别为 $P_a = 1.42\text{MPa}$ 和 $P_a = 4.95\text{MPa}$,显然 $P_a > \Delta P_t$ 。从样品点分析来看,作为临界盖层的泉三段泥岩段是有效盖层。

2.2 盖层突破压力大于储层排替压力

对比研究区内的油气田储层,产气层储层排替压力 $P_d < 0.1\text{MPa}$,气水同产的差储层排替压力为 0.7~2.0MPa,气显示层排替压力更高一些。而由浅至深泥岩更加致密(深部 $\varphi < 5\%$),泥质盖岩突破压力大于 2.0MPa。并且从表 1 可以看出,气层越深,压力系数就越小(深部储层压力系数小于 1.00MPa),对盖层品质的要求也降低了。储层排替压力、盖层突破压力的配置关系如图 1。可以看出,泥岩的突破压力与储层的排替压力相差一个数量级以上,可以形成有效封盖,与勘探成果相吻合。

2.3 盖层封气高度大于油气柱高度

由于松辽盆地东南部水动力作用不明显,可以用 Hobson 公式计算各临界盖层对气层的封闭能

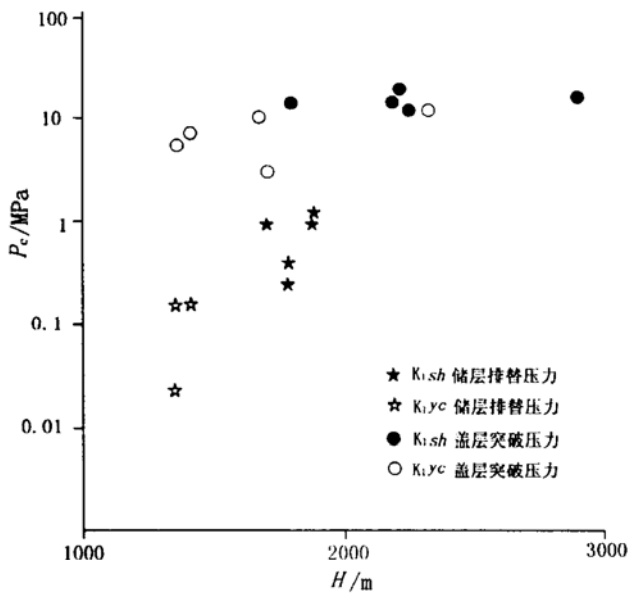


图1 研究区储层排替压力、盖层突破压力配置关系图
Fig.1 Relationship between the breakthrough pressure of cap rocks and the displacement pressure of reservoirs in study a

力^[3,4],即:

$$Z_g = \frac{2\sigma(1/r_t - 1/r_p)}{g(\rho_w - \rho_g)}$$

其中 Z_g 表示可以封闭的最大气柱高度; σ 为地层条件下的气-水界面张力; r_t 为盖层岩石的平均喉道半径; r_p 为储层岩石的平均孔隙半径; g 为重力加速度; ρ_w 为油气田水密度; ρ_g 为地层条件下的天然气密度。

计算中由于 $1/r_t \gg 1/r_p$, $1/r_p$ 可以忽略不计; σ 取 $25 \times 10^{-5} \text{N/cm}^2$ 。用上式和有关参数计算了3个气层盖层,最大封气高度在 1401000m 之间,而实际上本区已发现的最有利的油气藏油气柱高度小于 130m,说明盖层的封盖是有效的。

3 盖层类型简析

油气按孔隙先大后小的顺序进入盖层,因此认为油气突破通道是盖层剖面上各个最易突破点通过

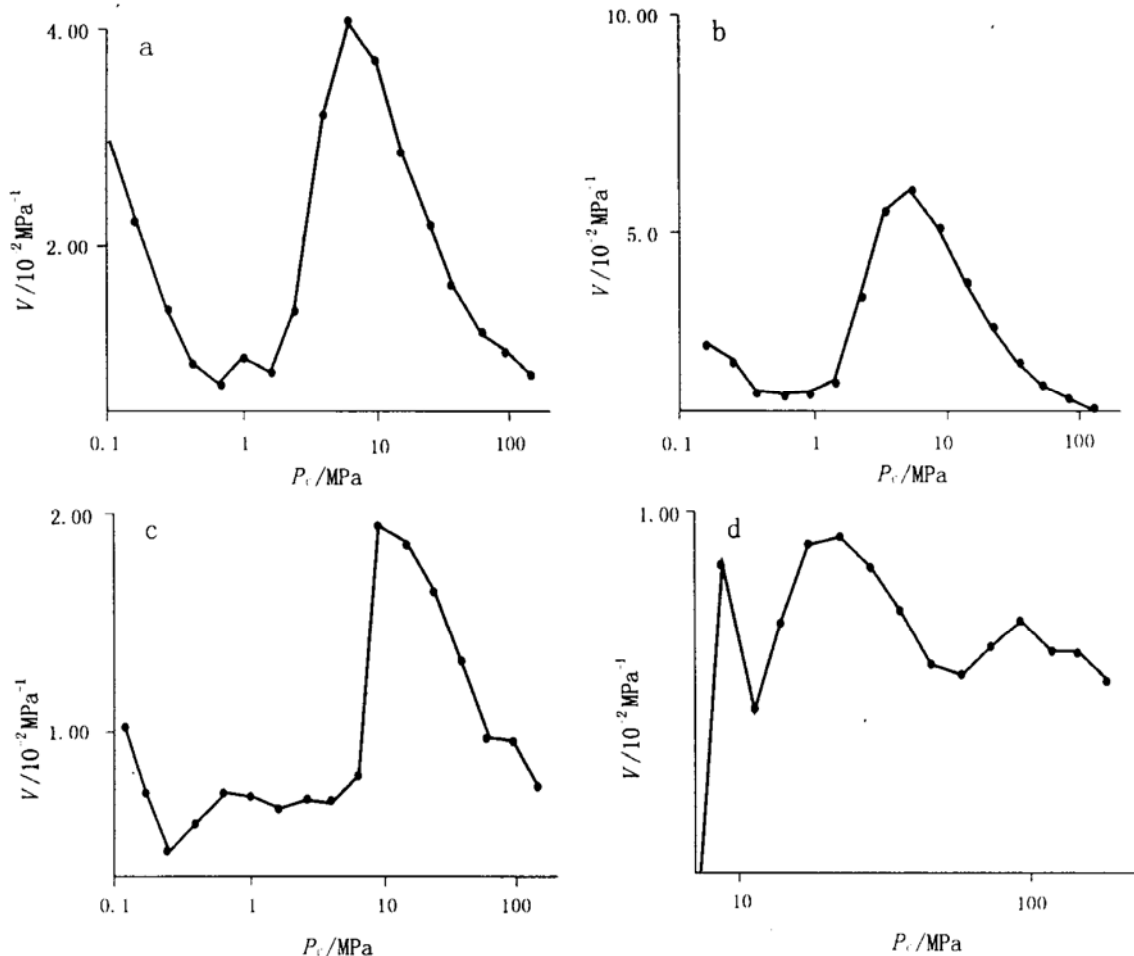


图2 泥岩盖层饱压比值曲线
V 为饱和度与毛细管压力比; P_c 为毛细管压力
Fig.2 Saturability-pressure ratio curve for mudstone cover

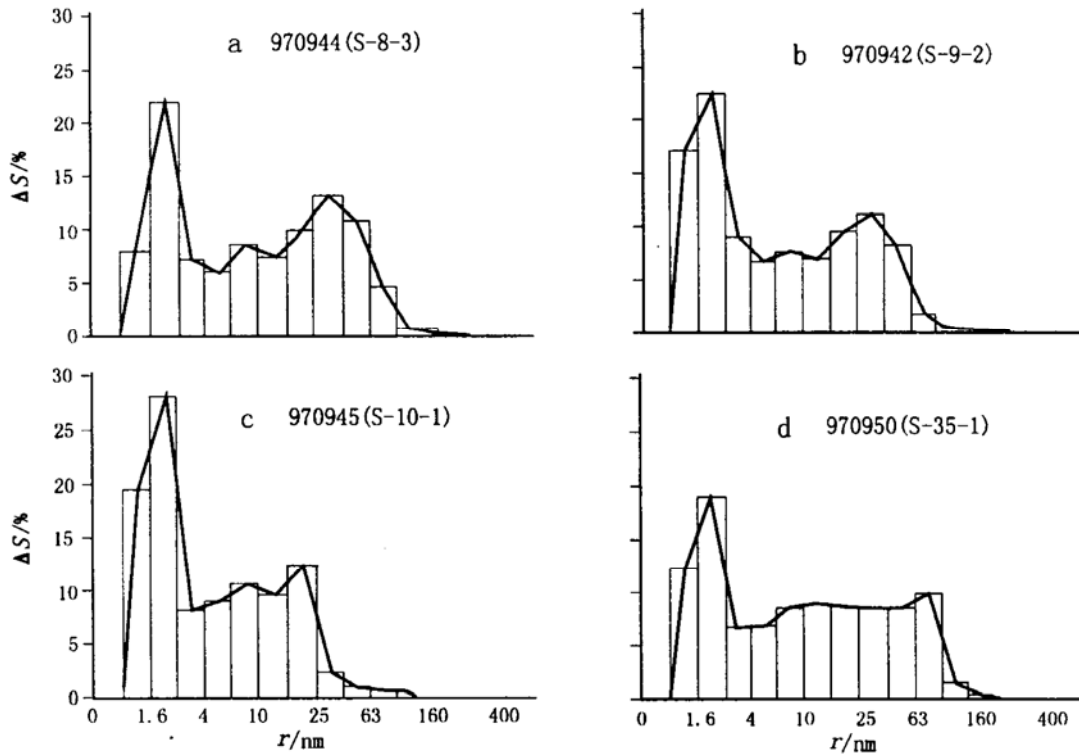


图3 泥岩盖层微孔隙半径分布图

Fig.3 Distribution of micro-pore radius for mudstone cover

盖层的连线。这一连线上的岩石孔隙结构可分为3类:第一类为孔隙-喉道型;第二类为微缝型;第三类为孔隙-喉道-微缝混合型。突破通道孔隙结构对盖层的封闭性能起着决定作用,以此划分为微孔型和微缝型盖层^[5]。饱和度压力比值曲线(V-P)和峰值饱压比参数反映了盖层最易渗透的情况。如果岩石产生微裂缝,其饱压比不仅与岩石孔隙有关,而且也与微裂缝相关,结果必然在裂缝出现的范围饱压比值增大。因裂缝的多组形式发育,饱压比呈现多峰态,而微孔型为单峰态且饱压比值大。图2为东南部浅部泥岩盖层的饱压比值曲线。其中a为青山口组红棕色泥岩,饱压比值曲线为双峰型;b为泉四段红棕色泥岩,呈双峰-单峰型;c、d分别为泉三、泉四段泥岩,呈多峰型。微孔半径分布可以揭示微孔径的大小及其集中程度,图3(a-d)为上述泥岩的微孔隙半径分布图。可以看出微孔半径分布区间大,孔径大于16nm的一般超过20%,具双峰或平峰型。从饱压比曲线和孔径分布形态可以判断,浅部泥岩盖层以微缝与微孔混合型为主;深部沙河子组、营城组泥岩为快速、大面积近源沉积,成分杂,分选差,泥岩具砂质和灰质,成岩程度高,推断深部泥岩

盖层亦为混合型。

4 结论

松辽盆地东南部盖层以泥质岩为主。青山口组及其上部湖相泥岩为本区北部良好的地区性盖层;泉三、二段上部泥岩段既是本区的地区性盖层,又是其下覆气层的临界盖层。盖层突破压力大于气藏剩余压力和储层岩石排替压力,封气高度大于气藏高度,可以形成有效封闭。盖层以微缝与微孔混合型为主,封盖性较差,不利于大油气藏的形成。

参考文献:

- [1] 张义纲.天然气的生成聚集和保存[M].南京:河海大学出版社,1991.148-158.
- [2] 郝石生,等.天然气藏的形成和保存[M].北京:石油工业出版社,1995.91-101.
- [3] 刘树根,等.川东石炭系气藏的封盖条件研究[J].成都理工学院学报,1996,23(3):69-78.
- [4] 陈荣书.天然气地质学[M].武汉:中国地质大学出版社,1989.
- [5] 郑朝阳,等.盖层类型及其对油气运移聚集的控制作用[J].石油与天然气地质,1996,17(2):96-101.

PHYSICAL PROPERTY CHARACTERISTICS OF CAP ROCKS IN THE SOUTHEASTERN PART OF THE SONGLIAO BASIN

CHEN Qiang-lu

(*Research Institute of Experimental Geology, CNSPC, Wuxi, Jiangsu 214151, China*)

Abstract: The cap rocks in the southeastern part of the Songliao Basin are dominated by argillite. The Lower Cretaceous Qingshankou Formation and its upper lacustrine-facies mudstone are good regional cap rocks in the northern part of the area. The upper mudstone of the Quansan(K_1g^3) and Quaner(K_1g^2) Members is not only the regional cover of the area, but also the critical cover of its underlying gas reservoirs. The breakthrough pressure of the cover is greater than the residual pressure of gas pools and the displacement pressure of reservoir rocks, and the gas-sealing height is greater than the height of gas pools. So, effective sealing is formed. The relationship between the sealing mechanism of cap rocks and the texture of micropores shows that the styles of the cap rocks are dominated by the compound style of microfissures and micropores.

Key words: styles of cap rocks; effectiveness of sealing; physical cap rocks

~~~~~  
(上接第 171 页)

## CALCULATION OF HYDROCARBON-GENERATING TEMPERATURE AND ITS APPLICATION TO EXPLORATION

ZHU Yang-ming

(*Jiangnan Petroleum College, Jingzhou, Hubei 434102, China*)

**Abstract:** According to the steady-state catalytic model for the origin of light hydrocarbon proposed by Mango, 2,4-/2,3-dimethylpentane ratio is a pure temperature parameter. Based on the paleogeotemperature, the thermal history and the analytical data of light hydrocarbon for source rocks, Bement and Mango et al. established the functional equation between the light hydrocarbon temperature parameter and the burial temperature and applied it to the calculation of hydrocarbon-generating temperature. The hydrocarbon-generating temperature has broad application to the research fields of oil & gas exploration and reservoir geochemistry. It can be used to study the evolutionary degree, migration distance, pool-forming time, the property of self-generation and self-accumulation, the threshold of hydrocarbon expulsion etc. In this paper, the generating temperature of the marine and continental hydrocarbons from the Tarim Basin are calculated, and their generating depth and maturity are estimated. They are verified by other geological and geochemical data.

**Key words:** hydrocarbon generating temperature; paleogeotemperature; maturity; threshold of hydrocarbon expulsion; light hydrocarbon