

文章编号: 1001- 6112(2005)02- 0194- 03

煤层气成藏动态模拟实验技术

王红岩¹, 刘洪林¹, 孙 宇², 李贵中¹, 李 隽³

(1. 中国石油 勘探开发研究院 廊坊分院, 河北 廊坊 065007;
2. 辽宁煤矿安全监察局, 辽宁 锦州 121013; 3. 华北油田公司, 河北 廊坊 065007)

摘要: 以高温、高压岩心测试分析技术为基础, 充分考虑煤层气的吸附、解吸特性, 嫁接常规天然气成藏模拟技术, 建立了具有独立知识产权的煤层气成藏模拟实验装置, 这具有重要的科学意义。系统温度、压力变化对煤层气保存的影响, 游离气的扩散、运移、散失, 不同水动力对煤层气保存的影响, 地层水流动对煤层气的溶失, 确立这些影响煤层气保存的主要因素的工作都可以依靠煤层气成藏模拟试验装置得以实现, 并最终进行量化分析、级别划分, 建立煤层气成藏模式。

关键词: 动态模拟; 煤层气保存; 煤层气成藏; 成藏模式

中图分类号: TE122. 3

文献标识码: A

煤层气不同于常规天然气, 其最大的特征是吸附气, 并且具有聚集性(成藏)。煤层气成藏研究的主要问题是煤层气吸附平衡系统是如何在地质历史中不断被打破, 不断被恢复, 可能在哪里聚集, 以及至今保存多少。

1 国内外煤层气室内试验成熟的技术回顾

煤是一种具有很大的内表面的微孔固体, 具有较强的吸附能力。煤的吸附是一种物理作用, 气体以一种紧密的类似液体的状态被束缚在微孔物质的表面。物理吸附迅速、可逆、非特定, 具有较低的吸附热^[1]。这意味着吸附与解吸曲线是相同的。后来试验中出现解吸滞, 研究认为出现不可逆现象是在测试过程中因煤的湿度变化引起的。吸附模型有 3 种: 劳布斯模型、潜在理论模型和朗格缪尔模型。朗格缪尔模型是建立在气化和凝结之间的动态平衡基础之上的。容积法测试等温吸附和自然解吸两种试验手段应运而生, 初步实现简单模拟地质条件(温度、压力、含水性等)进行分析测试。

仅仅利用甲烷测试煤的吸附等温线, 不能满足于煤层气的初始和强化开采预测。二元气体吸附和

多组分气体吸附在国内外得到应用^[2]。

煤层气吸附在煤层中, 形成一个特殊的“封闭”系统。这个系统在漫长的地质过程中不断被开启和密封, 煤层气不断解吸、吸附、扩散和运移。煤层气保存条件对煤层气成藏至关重要。煤层气勘探实践证实, 煤层气能否保存取决于封盖层封盖能力、上覆地层有效厚度、水文地质环境和构造运动等保存条件的好坏。这几方面只有有机地配合, 并在适当的煤岩的生、储条件下, 才能形成煤层气藏^[3]。

对煤层顶底板封盖性能进行测试评价, 是在我国石油系统形成的一套比较完备的技术。封闭机理可分为毛细封闭、压力封闭和浓度封闭^[4]。利用大量试验技术进行定量, 除测试孔隙度和渗透率外, 对突破压力、微孔分布比表面、扩散系数、吸附量和力度进行测试。

模拟不同化学特征、不同物理特征的水文条件, 在上述试验中贯穿使用, 较好地模拟了储层条件。

国内外煤层气室内试验技术方法多样、品种繁多, 基本上全围绕煤层气资源评价和地质选区服务, 测试参数主要为含气量、吸附量和封盖性能等^[5], 对于服务煤层气成藏机理和高效开发的甚少, 没有形成系统的成藏模拟试验技术。

收稿日期: 2004- 10- 22; 修订日期: 2005- 01- 20。

作者简介: 王红岩(1971—), 男(汉族), 江苏丰县人, 高级工程师, 长期从事煤层气综合地质研究。

基金项目: 国家“973”计划项号(2002CB211705)。

2 常规石油天然气成藏模拟技术带来的启迪

最初的模拟基本上都是室内静态模拟,对象多为液态石油,有机地球化学模拟试验开展得最有代表性。静态模拟技术主要从上世纪初开始。

早期流动的水对石油在地层内分布影响的实验,导致出现了石油聚集水力说。Illing进行了水和石油通过某些粗细交替砂层而流动的实验^[6];Hubbert进行了动水条件下油、气、水界面倾斜的实验,完善了油气运移和聚集的水力学说,并证实动水条件下油水界面将发生倾斜^[7];Dembicki在60 cm × 2.5 cm的玻璃管充填石英和白云石颗粒模拟储层的多孔介质中进行了油气二次运移实验,研究了油相运移的临界饱和度、运移方向和通道、运移速率等问题^[8];Lenormand等利用微观模型,研究了孔隙介质中的非混溶驱替过程^[9]。

近年来,一些学者开始利用高温高压岩心驱替装置研究油气运聚问题。Selle针对北海油田低角度储层的特点,设计了模拟实验,实验首次采用真实的高渗透率($K = 2.26\mu\text{m}^2$)和低渗透率($K = 0.066\mu\text{m}^2$)岩样(长60 cm,高宽均为5 cm),并用 γ 射线技术测定含油饱和度的动态过程和分布^[10]。

国内对开展天然气模拟工作较多。张义纲等利用高温、高压模拟实验装置,进行天然气水溶对流实验(30 MPa, 200℃)以及油气水混相涌流实验(40 MPa, 300℃)^[11]。李剑等率先在国内建立起一套比较系统的天然气成藏模拟装置(图1),较好地模拟了诸多地质条件对天然气运聚的影响^[12]。

上述模拟实验研究主要是以液态烃为主要研究对象,认为在不同的演化阶段,油和气都可以呈不同的相态运移。目前大多数学者都同意液态烃主要呈游离相运移的可能性更大,而气态烃以游离相和水溶相运移的可能性更大,扩散则是天然气独有的相态。由于气态烃与液态烃在物理化学性质上的差异,其运移临界饱和度也不同。天然气产生运移的临界饱和度应在10%左右。倾斜的侧向运移很快,运移的烃损失较低,其原因是垂向运移时孤立通道比倾斜时的侧运移长而多,所以残余油的损失量较大。一般认为扩散运移是天然气运移的一种有效方式。

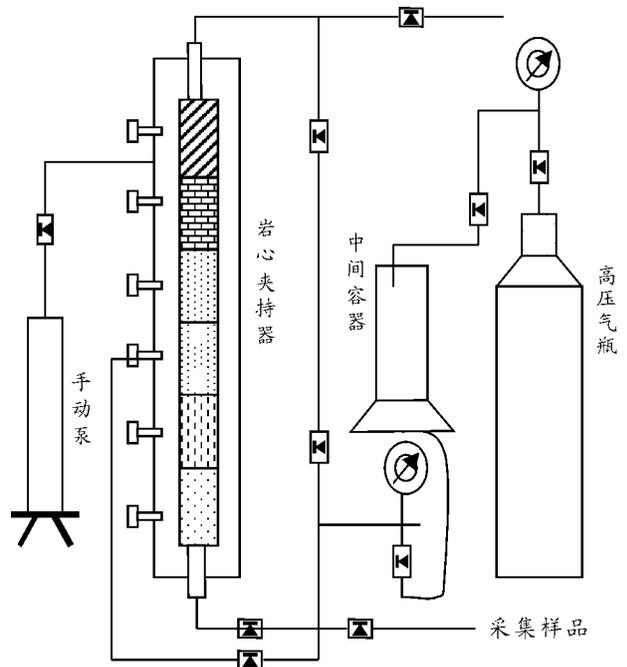


图1 天然气成藏模拟装置示意图

Fig.1 Sketch map of the instrument for the pool-forming simulation of natural gas

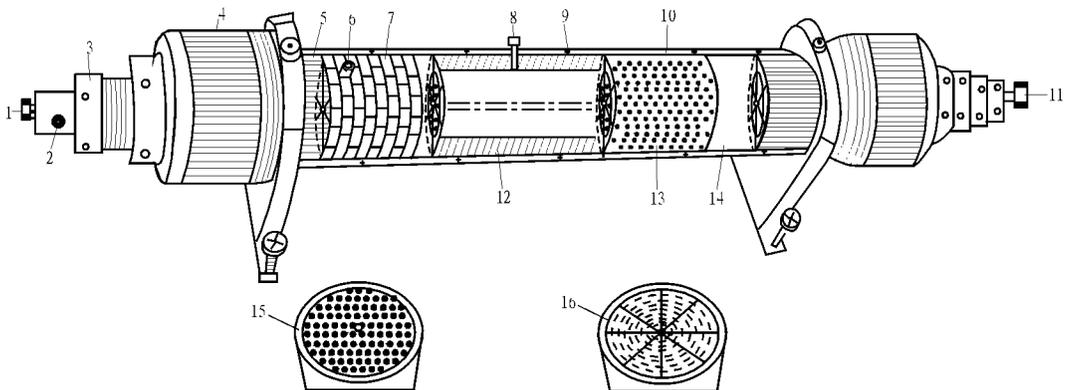


图2 煤层气成藏模拟试验样品罐示意图

- 1. 井气口; 2. 井液口; 3. 调节阀; 4. 样品仓封口; 5. 死岩心; 6. 环压口; 7. 顶板; 8. 煤粉仓入口; 9. 样品支架; 10. 环压阀; 11. 气液出口; 12. 煤粉支架; 13. 底板; 14. 煤心; 15. 煤粉仓封口; 16. 岩心仓封口

Fig.2 Sketch map of the sample vessel for the pool-forming simulation experiment of coalbed gas

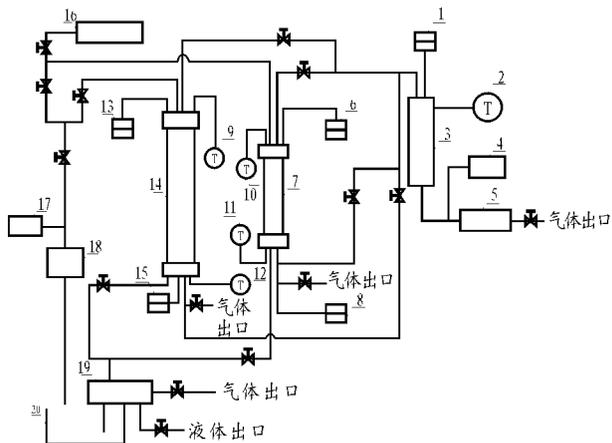


图 3 煤层气成藏装置模拟原理图

- 1, 6, 8, 13, 15. 压力传感器; 2, 9, 10, 11, 12. 温度传感器;
- 3. 参考缸; 4, 17. 安全阀; 5. 气体增压泵;
- 7. 多功能模型仓 a; 14. 多功能模型仓 b; 16. 真空泵;
- 18. 平流泵; 19. 气液分离器; 20. 储液池

Fig. 3 Sketch map showing the theory of the pool-forming simulation instrument for coalbed gas

3 煤层气成藏物理模拟装置的建立

模拟实验的开展要嫁接煤层气吸-脱附和常规天然气模拟技术(图 2)。煤层气成藏模拟仪借鉴常规石油天然气测试技术和煤层气专项测试技术,围绕煤层气成藏特征,具有很好的创新性(图 3)。

吸附-解吸试验帮助建立一套集温度、压力、水文条件变化的成藏“系统”^[13]。天然气成藏模拟技术为模拟不同封盖条件、不同岩性组合提供了可能。辅助参数的获取要依靠大量石油天然气常用分析设备。辅助参数包括煤的演化程度、含气性(含气量、吸附等温线)、物性(孔隙度、渗透率、突破压力、扩散系数、低温吸附、压汞、扫描电镜)和水化学分析。

4 煤层气成藏物理模拟的任务及应用方向

煤层气成藏模拟必须围绕以下中心任务:通过模拟不同物性组合、不同介质、不同充注压力、不同运移方式(游离、水溶、油溶和扩散)煤层气的成藏过程,获取不同模拟条件下的物理和化学参数,确定煤层气不同运移条件下的边界条件;通过模拟不同压

差、不同介质、不同储盖条件下的煤层气扩散效率,阐明煤层气的扩散机理;研究不同运移方式、不同充注压力、不同储盖组合条件下气藏等的封盖能力和主控因素,建立评价标准;通过煤层气成藏物理模拟实验,分析煤层气运聚规律,最终建立煤层气成藏模式。

今后煤层气成藏模拟技术实验费时长、成本高、影响因素多的问题将持续一段时间。实验装置不能局限在一个“黑盒子”里,因此实现仪器的可视化是一个不可回避的问题。

致谢:感谢中国石油天然气集团公司廊坊分院天然气煤层气实验室的大力协助,感谢李景明教授、魏国齐高工的精心指导和帮助。

参考文献:

- 1 刘洪林. 煤层气吸附时间计算及其影响因素分析[J]. 石油实验地质, 2000, 22(4): 365~ 370
- 2 赵庆波. 煤层气勘探开发技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997. 120~ 170
- 3 钱 凯, 赵庆波. 煤层甲烷气勘探开发理论与实验测试技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997. 35~ 39
- 4 李国平. 天然气封盖层研究与评价[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996. 155~ 159
- 5 张建博, 王红岩, 赵庆波. 中国煤层气地质[M]. 北京: 地质出版社, 2000. 211~ 257
- 6 Illing V C. The migration of oil and natural gas[J]. J Instn Petrol Technology (now: J Inset Petrol), 1933, 19(4): 229~ 260
- 7 Hubbert M K. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions[J]. AAPG Bull, 1953, 37(8): 1 954~ 2 026
- 8 Dembicki H Jr. Secondary migration of oil experiments supporting efficient movement of separate, buoyant oil phase along limited conduits[J]. AAPG, 1989, 73(3): 1 018~ 1 021
- 9 Lenormand R, Touboul E, Zarcone C. Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media[J]. Fluid Mech, 1989, 189(5): 165~ 187
- 10 Selle O M. Experimental verification of low-dip, low-rate, two-phase (secondary) migration by means of R-ray absorption[J]. Geofluids, 1993, 93: 356~ 358
- 11 张义纲. 油气运移及其聚集成藏研究[M]. 南京: 河海大学出版社, 1997. 123~ 127
- 12 李 剑, 胡国艺. 中国大中型气田天然气成藏物理化学模拟研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001. 256~ 300
- 13 汤达祯. 煤层气地质研究进展与趋势[J]. 石油实验地质, 2003, 25(6): 644~ 647

(下转第 202 页)

业出版社, 1991. 22~ 23

10 吴元燕, 徐 龙, 张昌明. 油气储层地质[M]. 北京: 石油工业出

9 冉启全, 李士伦. 流固耦合油藏数值模拟中物性参数动态模型研究[J]. 石油勘探与开发, 1997, 24(3): 61~ 65

版社, 1996. 79~ 80

STUDY ON THE STRESS SENSIBILITY OF RESERVOIR POROSITY

Gao Boyu¹, Zhou Yongyi², Peng Shimi¹

(1. *Petroleum University, Beijing 102249, China; 2. Research Institute of Geosciences, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015, China*)

Abstract: The porosity of reservoir rocks is one of the most essential and important formation parameters in pool development. As we know, during the development of reservoirs, the formation pressure is reducing, that is to say, the effective overlying pressure is increasing. Porosity is stronger effected by porosity stress sensibility. Study porosity stress sensibility has important meanings to reservoir development. This paper presented a porosity stress sensibility model in theory by means of porosity volumetric strain, brought forward a parameter named porosity stress sensibility coefficient, then took it as a method to evaluate porosity stress sensibility. This parameter is based on the change of pore compression coefficient, so it can describe porosity stress sensibility more accurately than using pore compression coefficient. Combining theoretical rules with the experiment, the theory was proved to be true by the experiment of porosity stress sensibility under the simulating formation situation.

Key words: pore compression coefficient; porosity stress sensibility coefficient; stress sensibility; porosity; reservoir

(continued from page 196)

A TECHNIQUE FOR DYNAMIC POOL-FORMING SIMULATION OF COALBED GAS

Wang Hongyan¹, Liu Honglin¹, Sun Yu², Li Guizhong¹, Li Jun³

(1. *Langfang Branch, Research Institute of of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Langfang, Hebei 065007, China; 2. Liaoning Coal Mine*

Supervising Bureau, Jinzhou, Liaoning 121013, China; 3. Huabei Oilfield, Langfang, Hebei 065007, China)

Abstract: Based on the high-temperature and high-pressure core analysis technique, considering the adsorption and desorption characters of coalbed gas and combined with the pool-forming simulation technique of conventional natural gas, a pool-forming simulation instrument of coalbed gas was set up. By this instrument, the major factors affecting coalbed gas preservation, such as the effects of systematic temperature and pressure changes, the diffusion, migretion and dispersion of free gas, the effects of different hydrodynamics and the dissolution of formation water to coalbed gas, were determined. Through quantitative analyses and grade classification, a pool-forming model of coalbed gas was established.

Key words: dynamic simulation; coalbed gas preservation; pool formation of coalbed gas; pool-forming model