

三角洲前缘砂体中石油二次运移与聚集过程物理模拟及结果分析

辛仁臣^{1,2}, 姜振学^{1,2}, 李思田³

(1. 石油大学盆地与油藏研究中心, 北京 102249; 2. 教育部石油天然气成藏机理重点实验室, 北京 102249; 3. 中国地质大学资源学院, 湖北武汉 430074)

摘要: 物理模拟是阐明油气二次运移的效率、机理及其在圈闭中的聚集过程的一个重要途径。针对三角洲前缘砂体这种最有利于油气藏形成的砂体类型, 设计了石油在多层均质砂层构成的指状非均质储层运移物理模拟实验模型, 来考查石油二次运移的通道、效率和速率。实验表明, 石油二次运移的通道十分有限, 石油在砂状体的最凸出部位进入储层后, 主要沿指状砂体中央有限的通道(约 5 cm 宽)由油源向圈闭运移, 而且运移速度很快, 约 1.4 cm/min, 通道上含油饱和度较低, 约 16%。当到达顶部的封闭层后, 石油开始聚集成藏。这就表明了石油二次运移、聚集成藏具有沿着有限通道快速、高效运移、聚集成藏的特征, 揭示了石油运移“高速公路”的存在和油藏形成与大量排烃同步这一成藏规律。

关键词: 物理模拟; 二次运移; 石油聚集; 成藏机理。

中图分类号: P618.130.2 文献标识码: A

文章编号: 1000-2383(2002)06-0780-03

作者简介: 辛仁臣(1964—), 男, 副教授, 从事石油地质与勘查研究。

地质过程动力学研究是当今整个地质研究的热点。地质过程动力学研究的主要内容包括地质事件发生的过程、速率和机理^[1]。油气成藏动力学的核心问题是二次运移的过程、速率和机理。物理模拟是阐明油气二次运移的效率、机理及其在圈闭中的聚集过程的一个重要途径。目前物理模拟所取得的最引人注目的成果是 Dembecki 等^[2]所做的玻璃管实验和 Thomas 等^[3]做的二次运移二维比例物理模拟实验。实验结果均表明石油在储层中二次运移的通道十分有限, 而且运移速率很快, 效率很高。但前人的实验模型均为单一均质砂层, 能够很好地揭示均质储层中石油的运移行为, 对于自然界普遍存在的多层相对均质砂层叠置和多层非均质砂岩叠置构成的复合砂岩储层, 石油二次运移行为只能借助这一成果加以推断。

众所周知, 三角洲前缘砂体向蓄水盆地方向与前三角洲及深水沉积的暗色泥岩呈指状交互, 处于捕集油气的得天独厚的优势地位, 是最有利于油气

藏形成的砂体类型。本文针对这种砂体类型, 设计了石油在多层均质砂层构成的指状非均质储层运移物理模拟实验模型, 来考查石油二次运移的通道、效率和速率。

1 模型的构造和模拟方法

1.1 模型的构造

实验模型的结构如图 1 所示。模型长 50 cm, 高 30 cm, 厚 2 cm。顶部以橡胶作为封闭层, 由上而下逐层装入石英砂, 并振荡, 使各层石英砂紧密堆积, 侧缘用橡胶密封, 砂层用黑色细线标出界限。各层的石英砂粒径分别为 0.40~0.45 mm, 0.30~0.35 mm, 0.25~0.30 mm 和 0.05~0.10 mm, 渗透率分别为 13.4 D, 7.8 D, 5.6 D 和 0.416 D, 构成反韵律, 并将砂层构造成指状形态, 模拟三角洲前缘砂体特征。最底部为直径 0.7~0.8 mm 的粗粒石英砂层, 以大储油量和对注油反映灵敏来模拟油源充足的生油层。

1.2 实验方法

首先从注水孔注水, 直到注水量与出水量相等,

收稿日期: 2002-08-12

基金项目: 中国石油与天然气集团公司“九五”重大科技攻关项目“大、中型油气田成藏定量模式研究”(960007)。

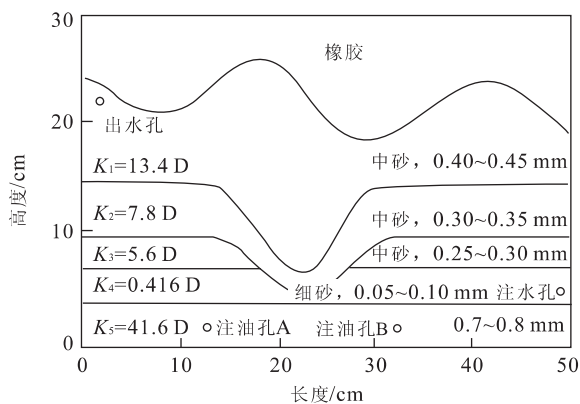


图1 物理模拟实验模型

Fig. 1 Model of physical simulation

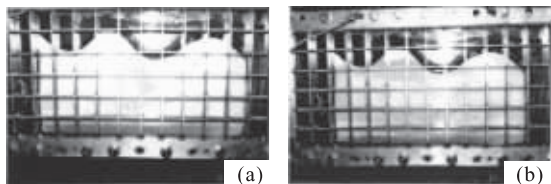


图2 物理模拟结果

Fig. 2 Results of physical simulation

这时,砂层饱和水,模拟成藏前饱和水的储层.然后开泵,从A、B注油孔同时注油(染色煤油,桔红色),设定流量6 mL/min,模拟生油层初始生油.当注油量达132 mL(含油饱和度69%)时,相当于生油层进入排烃门限,石油首先在指状砂层最凸出部位突破(图2a),快速向上运移,速度达1.4 cm/min,注油量达140 mL时,石油上升到最上层砂顶部,并向两侧运移、聚集(图2b).上升通道呈不规则状,宽度在4 cm左右,通道上含油饱和度约为16%.

2 模拟结果分析与对比

2.1 模拟结果分析

物理模拟实验表明,石油二次运移的通道具有选择性,即石油二次运移选择指状砂体的最凸出部位,因该部位高渗透层最靠近油源.石油二次运移的通道十分有限,石油主要沿指状砂体中央有限的通道由油源向圈闭运移,而且运移速度很快,约1.4 cm/min,通道上含油饱和度较低,约16%.当到达顶部的封闭层后,石油开始聚集成藏.

2.2 模拟结果对比

Dembcki等^[2]在直径为2.5 cm的玻璃管中,分别用0.08~0.5 mm的石英砂和白云岩砂作为储

层,进行了在自然浮力作用石油运移实验,通过玻璃管实验验证在静水条件下石油自然上浮通道的宽度仅为1~2 mm,上浮速度约为9 cm/h,通道残余油饱和度约为11.6%.

Thomas等^[3]用长100 cm,高52 cm,厚2.5 cm,孔隙度42%,渗透率710 mD的单一砂层比例二维模型,以1 cm³/d的流量自底部注入染色石油进行了模拟实验.结果表明,石油在垂向上沿有限的、曲折的(但近似于垂直)通道运移,直至输导层的顶部,垂向上石油的波及范围主要在1 cm内,该范围内石油的饱和度为11%~17%,可波及到20 cm的范围,1~10 cm和10~20 cm范围内含油饱和度分别为5%~10%和3%~4%.在输导层顶部,运移通道仅1 cm厚,相应的石油饱和度为13%~15%,垂直和顶部横向石油的运移速度分别为7 cm/d和2 cm/d.

从上述模拟实验结果看,石油二次运移通道是有限的,占模型宽度的1/10,通道上的含油饱和度较低,在11%~17%之间,这是完全一致的.不同实验在运移速度的数值上出现了明显的差别,3个实验之间均差1个数量级,主要是选取的储层渗透率大小和向储层的供油方式不同造成的,渗透率和供油强度越大,石油在储层中运移的速度必然越快.

Rapoport给出了确定运移时间比例的计算模型:

$$\frac{T}{T'} = \frac{\varphi}{\varphi'} \cdot \frac{\mu_0}{\mu_0'} \cdot \frac{k'}{k} \cdot \frac{L}{L'} \cdot \frac{\Delta\rho'}{\Delta\rho} \quad (1)$$

式中: T 为运移时间; φ 为孔隙度; k 为渗透率; L 为长度; $\Delta\rho$ 为油水密度差.

Thomas根据式(1)导出了速度比例计算模型:

$$\frac{L}{T} = \frac{L'}{T'} \cdot \frac{(L/L')}{(T/T')} \quad (2)$$

根据这一计算模型,Thomas的比例物理模型中观察到的垂向和横向运移速率分别为7 cm/d和2 cm/d,相当于油田中8 mm/a和2 mm/a.油田的生油层TOC含量为5%,干酪根类型为II型,输导层孔隙度为20%,渗透率为100 mD.我们观察到垂向运移速率1.4 cm/min,相当于在生油层TOC含量为5%,干酪根为I型,输导层孔隙度为28%,渗透率为1500 mD条件下500 m/a的运移速度.这一运移速度值与Dembcki等^[2]的石油自然上浮实验观测值接近.

上述模拟实验均证明,石油的二次运移通道十分有限,石油在二次运移通道上石油的损失量很小.这就表明了石油二次运移“高速公路”的存在.“高速

公路”选择在指状砂体的最凸出部位。在地质年代里,石油二次运移是快速进行的。在输导层渗透率达 100 mD 时,运移速度为 8 km/Ma,若以运移距离 40 km 计算,只需要 5 Ma;当输导层渗透率达 1 500 mD 时,运移 40 km 需要的时间仅 80 a,这在地质年代上只是短暂的一瞬,二次运移及成藏基本与大量排油同步。

3 结论

通过上述研究可得出如下结论:(1)石油二次运移的通道具有选择性,即石油二次运移选择指状砂体的最凸出部位,因该部位高渗透层最靠近油源。(2)石油在储层中二次运移的通道是十分有限的,实际运移通道仅占潜在运移通道的 1/10;(3)石油的二次运移效率很高,在运移通道上石油饱和度达 11.6%就可发生有效运移;(4)石油在储层中二次运移的速度很快,在本试验条件下,运移速度达

1.4 cm/min,折算到地下条件,在输导层渗透率达 100 mD 时,运移速度为 8 km/Ma,当输导层渗透率达 1 500 mD 时,运移速度可达 500 m/a。因此二次运移及聚集成藏基本与大量排油同步。

参考文献:

- [1] 鲍征宇. 地质过程动力学体系、研究层次及认识论[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 1994, 19(3): 287—294.
BAO Z Y. Dynamic study of geological processes: an overall review [J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 1994, 19(3): 287—294.
- [2] Dembcki H Jr, Anderson M J. Secondary migration of oil: experiments supporting efficient movement of separate, buoyant oil phase along limited conduit [J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(8): 1018—1021.
- [3] Thomas M M, Clouse J A. Scaled physical model of secondary oil migration [J]. AAPG Bulletin, 1995, 79(1): 19—29.

Physical Modeling of Secondary Oil Migration and Accumulation in Deltaic Sandstone Reservoir and Its Result Analysis

XIN Ren-chen^{1,2}, JIANG Zhen-xue^{1,2}, LI Si-tian³

(1. Basin & Reservoir Research Center, University of Petroleum, Beijing 102249; 2. Key Laboratory for Hydrocarbon Accumulation, Ministry of Education, Beijing 102249, China; 3. Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China)

Abstract: Physical modeling is an effective way to clarify the efficiency, process and mechanism of secondary oil migration and accumulation. Based on the deltaic front sandstone, which favors oil and gas pool forming, this paper designs and constructs a physical model of secondary oil migration and accumulation in finger-shape non-homogeneous reservoirs, which are composed of multi-layers of homogeneous reservoir, in order to research the path, efficiency and rate. The results of the experiment indicated that the path of secondary oil migration is quite limited. When oil entered into the reservoir from the tip position of finger-shape sandstone body, it mainly migrated to the trap along the middle finite path (about 5 cm wide) from its source. When the rate of migration was very fast, about 1.4 cm/min, and the saturation in the path was about 16%, and after it got to the seal layer, oil began to be accumulated. This implies that secondary oil migration and accumulation take on the characteristics along the finite path, fast and efficient migration and accumulation, and also reveals the “highway” of secondary oil migration exists and the rule of oil pool forming is synchronized with oil volume expelling.

Key words: physical modeling; secondary oil migration; oil accumulation; mechanism of oil pool forming.