

文章编号: 1001-6112(2010)06-0578-05

# 天然气二次运移组分变化机理研究

姜林<sup>1,2,3</sup>, 薄冬梅<sup>1</sup>, 柳少波<sup>1,2,3</sup>, 洪峰<sup>1,2,3</sup>, 郑永平<sup>1</sup>, 蔡冰<sup>1</sup>

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石油天然气集团公司盆地构造与油气成藏重点实验室, 北京 100083; 3. 中国石油天然气集团公司提高石油采收率国家重点实验室, 北京 100083)

**摘要:**天然气的烃类组成并不单一,但成藏天然气一般以甲烷为主,除了与烃源岩母质类型及其演化有关以外,二次运移也是一个重要的作用因素。通过天然气二次运移物理模拟实验,研究了天然气二次运移特征,注意到天然气二次运移是一种断续流运移,主要包括 2 种基本运移方式——活塞流和优势流,两者交替就形成了天然气的断续流运移;结合有机质热演化生烃过程以及气、水、岩的相互关系分析,探讨了天然气二次运移过程中组分变化的机理,认为二次运移会导致成藏天然气组分中甲烷含量增高,其主要原因包括二次运移过程中的组分分异作用,断续流运移导致重组分在岩石孔隙中的封闭滞留作用,以及二次运移路径上残留原油的溶解作用。

**关键词:**活塞流;优势流;断续流;天然气;二次运移

**中图分类号:** TE122.3

**文献标识码:** A

## STUDY ON SECONDARY MIGRATION MECHANISM OF NATURAL GAS

Jiang Lin<sup>1,2,3</sup>, Bao Dongmei<sup>1</sup>, Liu Shaobo<sup>1,2,3</sup>, Hong Feng<sup>1,2,3</sup>, Zheng Yongping<sup>1</sup>, Cai Bing<sup>1</sup>

(1. *Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China;*

2. *Key Laboratory of Basin Structure and Petroleum Accumulation, CNPC, Beijing 100083, China;*

3. *State Key Laboratory of EOR, CNPC, Beijing 100083, China*)

**Abstract:** Natural gas is composed of some kind of low molecular hydrocarbon, but the accumulated natural gas in reservoir is mainly composed of methane generally. This paper studied the secondary migration characteristics of natural gas by the physical simulation experiment, and discovered that the secondary migration of natural gas is a kind of Intermittent Flow which developed from the alternation of Plug Flow and Preferential Flow. The Intermittent Flow of natural gas can cause heavier hydrocarbon captured and sealed off into rock pores with formation water. And then this paper discussed composition alternation mechanism of natural gas during secondary migration based on the analysis of hydrocarbon formation and the relationship of gas, water and rock. It is resulted that the composition differentiation in the secondary migration of natural gas, heavier hydrocarbons captured and sealed off into rock pores caused the Intermittent Flow of natural gas and the dissolution of oil preserved in the secondary migration path are main reasons why the accumulated natural gas is composed of much more methane.

**Key words:** Plug Flow; Preferential Flow; Intermittent Flow; natural gas; secondary migration

对于天然气成藏来说,烃源岩母质类型及其演化对成藏天然气的组分有重要的影响,但有机质热演化生烃是一个持续发生的过程,从高成熟生凝析油(气)阶段到过成熟生气阶段也是逐渐变化的过程<sup>[1-3]</sup>,因此即便是过成熟阶段也不可能仅产出甲烷(尤其是腐泥型有机质),其它重组分气体在过成熟阶段也必然有一定产出量。但目前成藏天然气组分往往以甲烷为主,而且占绝对优势,这种表征

似乎与事物发展的客观规律形成了矛盾。那么,究竟是什么因素导致成藏天然气干燥系数这么大?从天然气成藏角度来看,对于联系生排气过程与聚集成藏过程的二次运移过程的认识可能是解决这个问题的重要方向<sup>[4]</sup>。天然气二次运移的相态主要包括游离相、油溶相、水溶相和扩散相,但通常游离相天然气运移是最主要的运移方式<sup>[5-6]</sup>。本文针对游离相天然气的二次运移过程进行探讨。

收稿日期: 2010-04-09; 修订日期: 2010-11-09。

作者简介: 姜林(1976—),男,博士,工程师,从事油气成藏综合研究。E-mail: jianglin01@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家重大专项“中西部前陆盆地油气成藏与富集规律”(2008ZX05003-002)资助。

# 1 气、水与岩石的关系

地层水是与成岩过程密切相关的一种流体,在沉积岩石形成过程中地层水就充满了碎屑颗粒的粒间孔隙,占据了主导地位,因此地层水属于原生流体。水分子是具有一定极性的化合物,它可以吸附在岩石表面,形成与岩石具有一定作用力的吸附水<sup>[7-8]</sup>,因此通常孔隙岩石在成岩过程中就被地层水润湿。天然气作为有机质热演化的产物,相对于地层水来说,属于次生流体。天然气呈气态,一般主要由 C<sub>1</sub>—C<sub>5</sub> 的组分构成,无极性或极性很小,分子量较小、分子间相互作用力很弱,因此天然气不具备置换岩石颗粒表面吸附水的能力。当天然气进入水湿的岩石孔隙时,只能排驱孔隙中央的与岩石表面没有作用或作用力非常弱的地层水,而对岩石表面的吸附水几乎不能产生影响,也就是说吸附了地层水的孔隙岩石表面很难再对天然气产生作用。

## 2 二次运移物理模拟实验

### 2.1 宏观运移现象实验

天然气二次运移宏观现象实验装置主要包括直玻璃管(长 1.55 m,外径 40 mm,内径 33 mm);玻璃微珠若干(实验 1 采用 0.8~1.0 mm 玻璃珠充填玻璃管,实验 2 采用 0.4~0.6 mm 玻璃珠充填玻璃管);混合气一瓶(图 1)。实验 1 将天然气注入压力调整到 0.025 MPa,观察天然气运移过程的变化。

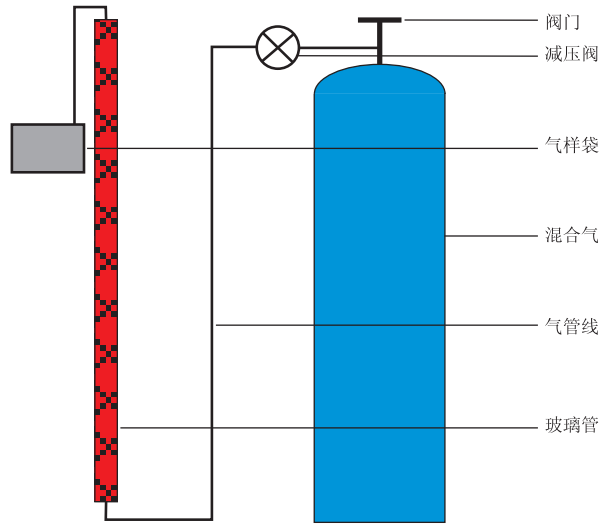


图 1 天然气二次运移物理模拟实验装置示意

Fig. 1 Sketch map of the secondary migration simulation device

实验 2 将天然气注入压力调整到 0.025 MPa,观察天然气运移过程的变化;然后调整注入压力为 0.12 MPa,观察天然气运移过程的变化。另外,为了便于观察现象,事先将模型中的饱和水染成红色。

#### 2.1.1 实验现象

实验 1 开始后,天然气直接沿优势通道运移,在玻璃管内侧形成零星的白点;运移至 30~40 cm 处,管柱内侧的白点开始变得密集;运移至 60~70 cm 以上,白点更加密集,并且白点的位置在频繁地变化(图 2a)。

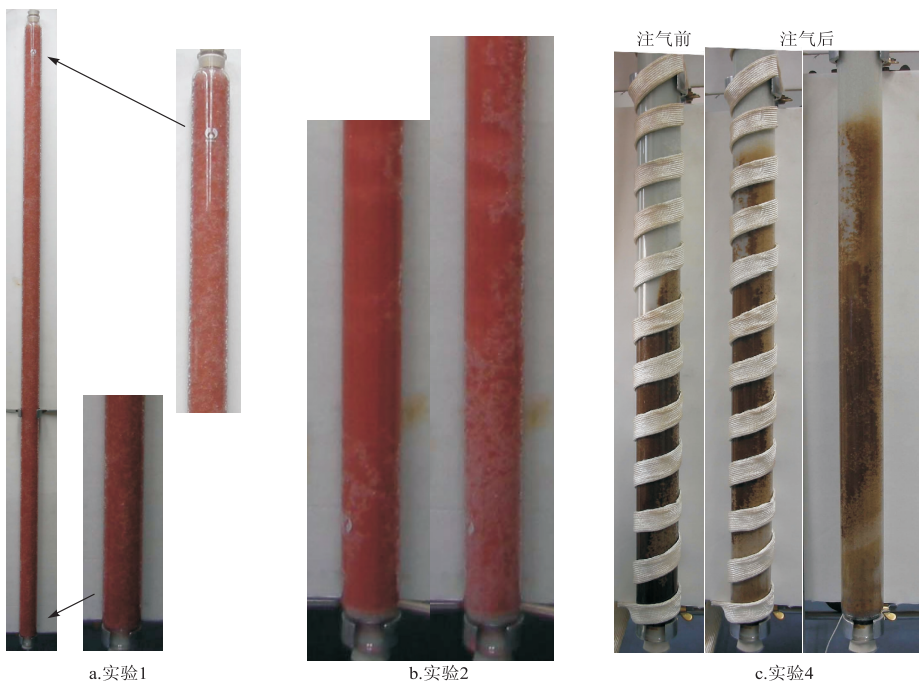


图 2 天然气二次运移物理模拟实验过程

Fig. 2 The experimental process of the secondary migration simulation

实验 2 将注入压力调节到 0.025 MPa, 实验开始后, 天然气在管柱底部形成 15 cm 左右白点密集分布的运移段; 其上至管柱出口, 管柱内侧几乎看不到白点的分布。调节注入压力至 0.12 MPa 后, 管柱底部聚集段的高度增加至 25 cm 以上; 其上至管柱出口, 管柱内侧有白点分布但不很密集, 而在 70—80 cm 以上的位置, 管柱内侧白点的分布位置不很稳定(图 2b)。

### 2.1.2 实验过程分析

天然气在饱和水的玻璃珠充填的玻璃管内运移的过程中, 主要受到 3 种力的作用: 供气驱动力、浮力和毛细管力。其中供气驱动力和浮力是运移的动力, 而毛细管力是运移的阻力。当运移的速率小于供气的速率时, 天然气会形成积聚; 当运移的速率大于供气速率时, 天然气会沿优势通道运移。

实验 1 充填的玻璃珠粒径比较大, 形成的孔隙比较大, 致使毛细管阻力非常小, 因此运移的速率比较高, 大于 0.025 MPa 注入压力时的供气速率, 在玻璃管柱底部没有形成天然气的聚集。

实验 2 充填的玻璃珠粒径比较小, 形成的孔隙比较小, 致使毛细管阻力较大, 因此运移的速率不高, 小于 0.025 MPa 注入压力的供气速率, 在玻璃管柱底部形成天然气的聚集; 调节注入压力至 0.12 MPa 后, 供气速率增大, 天然气在管柱底部聚集段的高度也相应增大。由于 0.025 MPa 注气压力时的供气速率不高, 因此天然气的运移过程不活跃, 一些现象被隐藏在管柱内部, 很难被观测到; 而当调节注气压力至 0.12 MPa 后, 由于供气速率的提高, 天然气运移变得活跃起来, 并且运移范围也有所增大, 可以从管柱内侧观测到运移过程的变化。

根据实验现象观测, 结合天然气运移特征分析, 可将实验过程中天然气的运移分为 3 个阶段。

**活塞流阶段:** 当运移速率小于供气速率时, 主要依靠供气驱动力使天然气克服毛细管阻力不断向玻璃珠孔隙中充注, 而且由于玻璃珠的填充具有相对均一性, 因此充注率很高, 几乎充满每一个孔隙, 使得管柱底部形成一个白色的气柱。在这个过程中, 天然气受到的浮力随着气柱高度的增加而不断增大, 天然气运移的速率也在逐渐增大。

**优势流阶段:** 当运移速率大于供气速率时, 天然气沿着具有一定范围的孔隙、喉道相对较大的优势通道运移, 可以看到管柱上星星点点地分布着白色的气孔。在这个过程中, 天然气受到的浮力逐渐增大, 成为天然气运移速率实现突破的关键因素。因此下部天然气的积聚使气柱达到一定的高度, 是

达到这个运移阶段的必然过程。

**断续流阶段:** 随着天然气的不断推进, 天然气受到的浮力不断增大, 运移速率也不断增大。由于天然气呈气态, 分子间的相互作用力很弱, 当运移速率达到某个临界值时, 天然气的运移通道可以断开, 具有一定气柱高度的天然气可以在浮力的作用下继续运移。天然气在运移过程中会被分散而气柱高度不断减小, 当气柱高度减小到一定程度时, 受到的浮力将小于毛细管阻力, 运移也转到活塞流阶段, 但随着天然气的不断积聚, 又进入优势流阶段。活塞流与优势流相互交替就形成了断续流, 这个运移阶段就是断续流阶段。

## 2.2 微观组分变化实验

天然气二次运移微观组分变化物理模拟实验装置与实验 1 和实验 2 基本相同, 不同的是玻璃管内填充的玻璃珠粒级为 0.05~0.15 mm。实验 3 调整注气压力至 0.025 MPa, 从开始出气起, 在出口连续取样, 共取样 9 袋, 200~300 mL/袋。实验 4 提前注入一定量原油(原油 20 °C 密度为 0.795 1 g/cm<sup>3</sup>, 50 °C 密度为 0.772 9 g/cm<sup>3</sup>, 50 °C 粘度为 1.85 mPa·s, 凝固点 13 °C), 油面升至 30~40 cm, 停注; 调整注气压力至 0.025 MPa, 开始注气, 从开始出气起, 在出口连续取样, 共取样 9 袋, 200~300 mL/袋。另外, 为避免墨水中溶质对运移天然气组分产生影响, 没有对饱和水进行染色处理; 为保证原油的流动性, 采用电热带均匀缠绕的方式控制底部注油段温度恒定在 35 °C。

### 2.2.1 实验现象

实验 3 和实验 4 没有事先对饱和水染色, 因此天然气二次运移现象的观测不是很清晰。实验 3 天然气在管柱底部大约有 6 cm 的聚集高度, 在上部运移管柱内侧可以看到泛白的气孔, 但位置变化不明显。实验 4 天然气开始注入后, 首先在下部油柱部位形成 12 cm 左右的气柱聚集, 然后沿优势运移通道向上运移, 并且这种优势的运移通道与前期充注原油时优先运移的路径大致相当; 天然气在运移过程中还通过不断将原油向上部驱赶, 基本形成相对稳定的运移通道; 而油柱上部管柱内的运移情况类似于实验 3; 至实验结束, 油柱被向上推进了 15 cm 左右(图 2c)。实验结束后, 对 2 个实验的部分样品进行了天然气气相色谱分析(表 1)。

### 2.2.2 实验过程分析

从实验结果看(图 3), 2 个实验都表现了出口气组分中甲烷的含量随时间的推移而迅速减少, 并趋于稳定的这种变化规律。但实验 3 的出口天然

表 1 实验 3 和实验 4 中天然气气相色谱分析数据

Table 1 GC data from the natural gas in the laboratory 3 and laboratory 4

实验号	样品编号	组分/%						
		C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	iC <sub>4</sub>	nC <sub>4</sub>	iC <sub>5</sub>	nC <sub>5</sub>
3	1	74.85	14.91	6.92	1.67	1.65		
	2	76.81	14.48	6.01	1.43	1.27		
	4	75.69	14.86	6.40	1.57	1.48		
	6	75.45	14.87	6.54	1.60	1.55		
	8	75.24	14.94	6.63	1.63	1.57		
	10	75.32	14.87	6.63	1.63	1.56		
4	20	74.67	14.98	6.94	1.71	1.70		
	11	78.55	13.90	5.03	1.01	0.97	0.23	0.31
	13	75.17	15.02	6.54	1.58	1.49	0.08	0.13
	15	75.11	14.91	6.74	1.59	1.53	0.05	0.07
	17	74.91	14.93	6.81	1.64	1.59	0.04	0.09
	19	74.77	14.98	6.89	1.67	1.61	0.03	0.06

注:编号 1 和 20 为源气。

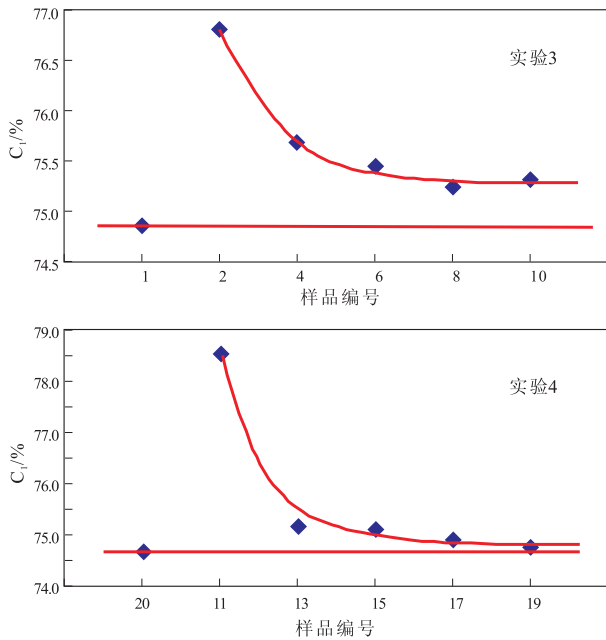


图 3 实验 3 和实验 4 中天然气甲烷含量变化  
样品编号同表 1。

Fig. 3 Methane content of different gas samples  
in the laboratory 3 and laboratory 4

气样品趋于稳定的甲烷含量高于源气,而实验 3 的出口天然气样品趋于稳定的甲烷含量与源气相当;并且实验 3 第一个样品的甲烷含量高于源气约 2%,而实验 4 第一个样品的甲烷含量高于源气约 4%,两者存在明显的差异。

对于天然气的运移来说,地层水的溶解是一个必须考虑的问题。但在常温常压条件下,计算玻璃管中饱和水的溶解量可知,天然气的溶解量十分有限,对于运移组分变化的影响可以忽略(玻璃管内径 3.3 cm,长度 155 cm,管内体积 1 326 cm<sup>3</sup>,孔隙度 0.398%,饱和水体积 527 cm<sup>3</sup>,其溶解度为

257.5 × 10<sup>-6</sup>,溶解量仅为 0.136 cm<sup>3</sup>)<sup>[9]</sup>。因此,最初变轻的原因应该是由甲烷分子最小,扩散能力和运移能力最强,导致最先通过运载层的天然气中甲烷含量最大,但随着重组分到达出口,天然气组分中的重组分含量也不断增大,并且随着运移过程的继续,其组分也基本稳定。

实验 3 的这个稳定值明显高于源气,表明一些重组分被封闭在管柱内,不能被运移至出口。那么什么原因造成这种结果呢?根据天然气自身属性分析以及与固体介质之间的关系,天然气不会被吸附了水分子的固体表面吸附。并且玻璃管中充填的玻璃珠表面非常光滑,其本身的吸附能力就很弱。结合天然气运移方式的分析,形成这种结果的原因,应该是断续流的运移方式造成的。天然气突破毛细管阻力,在浮力作用下运移时,随着运移距离的增大,会不断地分散,气柱高度逐渐减小,浮力也不断变小,最终会导致天然气运移的停止,部分天然气被滞留孔隙中。这种断续流运移具有一定的随机性,当后期运移天然气补充、继续运移时,一部分天然气仍然不能被激活。由于甲烷的扩散和运移能力强于其它重组分,因此被封闭、残留在孔隙中的往往是一些重组分。最终导致实验 3 趋于稳定的出口天然气样品甲烷含量稳定在一个高于源气的水平上。

由于原油对天然气有较强的溶解能力,并随天然气分子量的增大而成倍增加,因此,实验 4 最初的运移分异作用效果要远远强于纯水,使得含量比实验 3 高了近 2%,同时天然气也溶解了少量原油中的戊烷。但随着天然气在下部对原油的驱替,形成其自身稳定的运移通道后,原油不再对天然气有溶解作用,因此甲烷含量迅速减少,而戊烷也逐渐



消失。由于原油的充注,实验4中水柱高度仅为实验3的3/4至2/3,断续流运移的路径较短,导致封闭、残留现象不明显,因此其稳定值与源气相当。而实验4组分中含有戊烷表明,天然气也可以溶解原油中的部分轻质组分。

### 3 二次运移组分变化机理分析

天然气运移发生的充要条件是动力大于阻力。烃源岩生排烃过程中,由于烃源岩的孔渗性远远小于运载层,因此初次运移导致的供烃速率非常低,可以不考虑供烃速率与二次运移速率之间的关系,浮力和毛细管阻力之间的关系决定了天然气的二次运移。

通过实验过程的观察,可以将实验过程中天然气运移分为活塞流、优势流和断续流3个运移阶段。但实际上,根据三者的特征,断续流是由活塞流和优势流共同组成,而且代表了天然气运移的特征。结合运移的动力和阻力的关系,可将天然气二次运移分为2种基本运移方式,即活塞流和优势流。当浮力小于毛细管阻力时,天然气在运载层形成积聚,运移的方向性不明显,形成活塞流运移;当浮力大于毛细管阻力时,天然气沿一定的位于运载层上部的优势通道运移,存在较为明显的向上运移的趋势,同时运移通道的范围缩小,形成优势流运移。由这2种运移方式的交替共同组成了天然气的断续流运移。

天然气主要由低分子量烃类分子组成,呈气态,分子间距较大,相互作用力较弱,但由于分子较小,而容易扩散。天然气各组分的扩散、运移能力存在很大的差异,分子越小,扩散、运移能力越强;反之则越弱。因此天然气通过多孔介质时,各种组分容易发生分异作用。原油早于天然气生排运,运移路径上的残留原油也必将对天然气的运移产生影响。从运移过程来看,天然气断续流这种特殊的运移形式,导致天然气在运移过程中必然会与实验结果一样表现出天然气干燥系数增大的趋势。而实验表明,天然气可以在基本饱和原油的多孔介质中形成稳定的通道,不再受到原油溶解的影响。但实际地层在高温高压条件下,原油也具有很好的流动性,天然气的断续流运移在饱和原油或油水共存的岩石孔隙中同样存在。因此,在天然气运移过程

中难以形成稳定的运移通道,而是随机的动态的优势运移通道。天然气这种断续流的动态运移结果,使得天然气反复与运移路径上残留原油作用,而被部分溶解,特别是分子量高的组分;同时天然气也可以溶解微量轻质原油组分。断续流运移可以导致部分重组分被封闭、滞留在充满地层水的岩石孔隙中。因此天然气运移的结果必然是甲烷含量越来越高,运移距离越远,天然气干燥系数越大。

### 4 结论

1)从宏观运移现象上看,天然气二次运移是一种断续流运移,主要包括2种基本运移方式——活塞流和优势流,由这2种运移方式的交替就形成了天然气的断续流运移。

2)断续流运移可以导致部分重组分被封闭、滞留在充满地层水的岩石孔隙中,这使得天然气二次运移过程中甲烷含量越来越高。

3)天然气的二次运移导致气藏天然气组分一般以甲烷为主,其主要原因包括运移过程中的组分分异作用,断续流运移导致重组分在岩石孔隙中的封闭滞留作用,以及运移路径上残留原油的溶解作用。

#### 参考文献:

- [1] 戴金星,戚厚发,郝石生. 天然气地球科学概论[M]. 北京:石油工业出版社,1989:1-89.
- [2] 张厚福,方朝亮,高先志,等. 石油地质学[M]. 北京:石油工业出版社,1999:10-227.
- [3] 蒋有录,查明. 石油天然气地质与勘探[M]. 北京:石油工业出版社,2006:12-245.
- [4] 史基安,孙秀建,王金鹏,等. 天然气运移物理模拟实验及其组分分异与碳同位素分馏特征[J]. 石油实验地质,2005,27(3):293-298.
- [5] SCHOWALTER T T. Mechanics of Secondary Hydrocarbon Migration and Entrapment[J]. AAPG Bulletin,1979,63(5):723-760.
- [6] 李明诚. 石油与天然气运移研究综述[J]. 石油勘探与开发,2000,27(4):3-10.
- [7] 刘芳槐,颜婉荪. 油田水文地质学原理[M]. 北京:石油工业出版社,1991:29-54.
- [8] 杨绪充. 油气田水文地质学[M]. 东营:石油大学出版社,1993:79-124.
- [9] 蒂索 B P,威尔特 D H. 石油的形成与分布[M]. 郝石生,等译. 北京:石油工业出版社,1982:181-295.

(编辑 徐文明)