

裂缝介质中石油运移物理模拟结果及地质意义

康永尚¹, 朱九成², 陈连明¹

(1. 石油大学资源与信息学院, 北京 102249; 2. 石油国际勘探开发公司, 北京 100011)

摘要: 利用 2 套裂缝网络模型进行了一系列石油在饱水裂缝介质中运移的物理模拟实验, 从石油运移角度研究不同网络拓扑结构、不同缝宽、不同原油粘度等因素对石油运移的影响。通过实验结果分析发现, 在裂缝宽度不同的多裂缝体系的石油运移过程中, 宽度大的裂缝方向控制着石油运移的方向和原油在裂缝介质中的分布。同时发现, 当流体势降低方向(驱替方向)与宽缝方向一致时, 运移速度、运移量与粘度的大小尚能呈现出一定的关系: 油的粘度越小, 运移速度越快, 运移量越大, 反之亦然。但当流体势降低方向(驱替方向)与宽缝方向垂直时, 变化趋于复杂。根据物理模拟实验的结果, 指出在油气成藏研究和油气分布预测中, 油气运移高峰期的古流体势分布和古应力场分布研究的配合, 是判断油气运移方向、确定有利聚集区带的关键。

关键词: 裂缝介质; 石油运移; 物理模拟; 油驱水过程。

中图分类号: P618.130.1 文献标识码: A

文章编号: 1000-2383(2002)06-0736-05

作者简介: 康永尚(1964—), 男, 教授, 1991 获法国洛林理工学院博士学位, 1994 年从中国地质大学博士后流动站出站, 主要研究方向包括盆地分析、油气形成与分布和地质工程。

裂缝性油气藏的勘探与开发, 在中国石油工业中的地位越来越重要, 但对裂缝性油气藏成藏规律的研究相对还比较薄弱, 尤其是对油在饱水裂缝介质中运移的机理不清楚^[1]。到目前为止, 绝大部分石油领域进行的渗流实验只局限于对石油开发过程的研究, 而对运移过程的研究比较少见, 而且饱水裂缝介质中石油运移的物理模拟实验在国内外尚未见公开报道。本项研究在充分考虑相似性准则的基础上, 设计了 2 套裂缝网络模型, 建立了一套饱水裂缝介质中石油运移的渗流实验方法, 从石油运移的角度, 研究不同网络拓扑结构的裂缝网络中的石油运移过程和不同原油粘度对运移效率的影响。这一研究对于认识裂缝性油气藏的成藏规律, 指导油气勘探具有重要的理论和实践意义。

1 实验模型及实验过程简介

本实验采用的模型是光蚀刻透明模型, 模型中

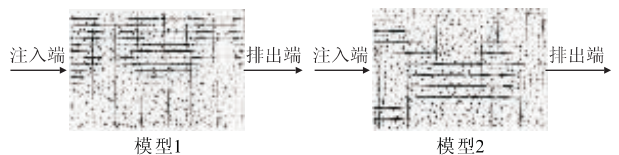


图 1 裂缝介质石油运移光蚀刻实验模型示意

Fig. 1 Light etched models for simulating oil migration in fractured media

模型 1 的横向裂缝组为主裂缝组, 纵向裂缝组为次要裂缝组, 斜交的两组为中等裂缝组; 模型 2 的横向裂缝组为次要裂缝组, 纵向裂缝组为主裂缝组, 斜交的两组裂缝组为中等裂缝组

有 4 组裂缝, 共采用 2 套模型, 如图 1 所示。其中模型 1 的横向裂缝组为主裂缝组(主裂缝组的缝宽最大), 纵向为次要裂缝组(次要裂缝组的缝宽最小), 斜交的 2 组为中等裂缝组(中等裂缝组缝宽居中); 模型 2 的横向裂缝组为次要裂缝组, 纵向裂缝组为主裂缝组, 斜交的 2 组裂缝组为中等裂缝组。在模型中各组裂缝的密度和宽度是根据相似原理, 考虑新疆火烧山油田的实际地质情况设计的, 模型实验结果与地下发生的石油运移有可比性, 可用来研究石油运移的规律。

实验采用 3 种不同粘度(1.8, 5.3, 10.1 MPa·s)

收稿日期: 2002-08-12

基金项目: 原油天然气总公司重点基础研究项目“大、中型油气藏成藏定量模式研究”; 国家“973”项目(G19990433)。

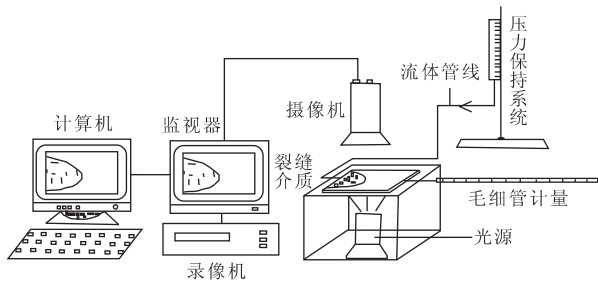


图 2 裂缝介质石油运移实验装置示意

Fig. 2 Experimental instruments for simulating oil migration in fractured media

的原油,针对 2 种模型共做 6 组实验.实验装置如图 2 所示,其中摄像机、计算机、监视器、录像机组成图像采集及显示系统.由于模型是透明的,可以观察模型中石油的运移过程,通过图像采集系统,能把整个运移过程的图像实时采集下来.

实验时,首先把模型饱和水,在饱水的模型中注入石油,待石油运移抵达模型排出端时,油驱水结束,接下来在油水共存的模型中注入水,观察水驱油过程.本文以下内容仅讨论油驱水过程,油驱水过程代表石油在饱水介质中的运移过程.

2 油在饱水裂缝介质中的运移特征

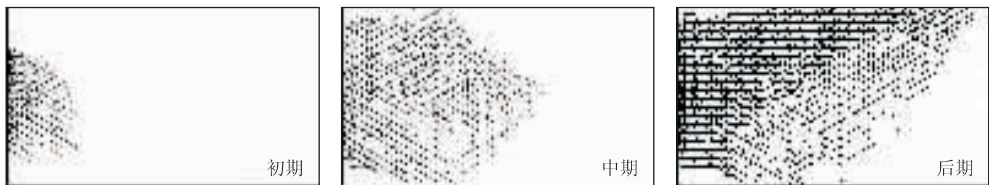
2.1 不同网络拓扑结构、裂缝宽度对油水运移的影响

图 3 为油注入模型 1 和模型 2 在初期、中期、后期 3 个不同时刻从计算机中采集并经过图像处理之

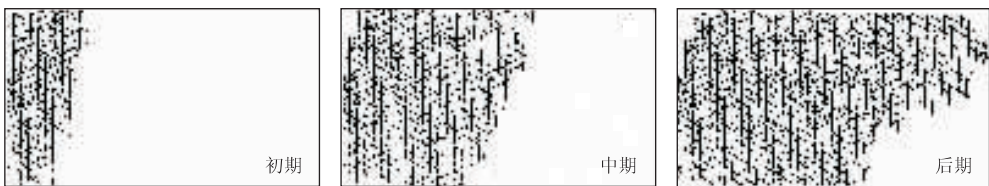
后的图像^[2,3].从图像中可以明显看出网络拓扑结构对油驱替方向及油在裂缝组中的分布的影响.

在模型 1 中,注入端—排出端沿主裂缝方向.当油开始驱替水时,油首选的运移路径是主裂缝,其次是中等裂缝,最后是次要裂缝,而且主裂缝中的驱替速度最快,尤其是轴部的主裂缝,因此在主裂缝中原油以较快的速度向前驱替水,中等裂缝中的水也能够得到较充分的驱替,但是次要裂缝中的水被驱替的极少,整个模型的驱替趋势以“舌尖”的形状向前推进.从图像中可看出,次要裂缝中的大部分水被节点两端的油堵塞,以水段的形式存在.主裂缝中也有水段存在.这是因为主裂缝与 2 条中等裂缝交叉,轴部中等裂缝中的原油驱替水时,向两翼扩张,提前进入两翼的主裂缝,因此两翼主裂缝中的驱替原油与从中等裂缝进驻主裂缝中的原油之间的水被堵塞,形成水段.但是这些水段会随着两翼裂缝中的水向前驱替而消失,只有少部分存在.同时中等裂缝中也存在较多的水段.随着注入端驱替路径的打通,油向前驱替水时,则会选择较易驱替水的路径,不一定是轴部的主裂缝,因此“舌尖”形状逐渐消失,能够以较快速度向前推进的是某部位的主裂缝和中等裂缝,这种状态交替出现,最后提前到达排出端的是某部位主裂缝中的原油.各种粘度的原油的驱替效果类似.

模型 2 中,注入端—排出端沿次要裂缝方向.虽然主裂缝伸展方向与注入端—排出端方向垂直,但是注入油时,油的首选驱替路径也是主裂缝,其次是中等裂缝,最后是次要裂缝,所以整个模型的驱替形状与第 1 个模型不同,它以比较平展的扁平形状向



模型 1 不同时刻采集的图像(1.8 MPa · s)



模型 2 不同时刻采集的图像(1.8 MPa · s)

图 3 不同实验时刻采集的图像

Fig. 3 Images gathered at different times during experiment

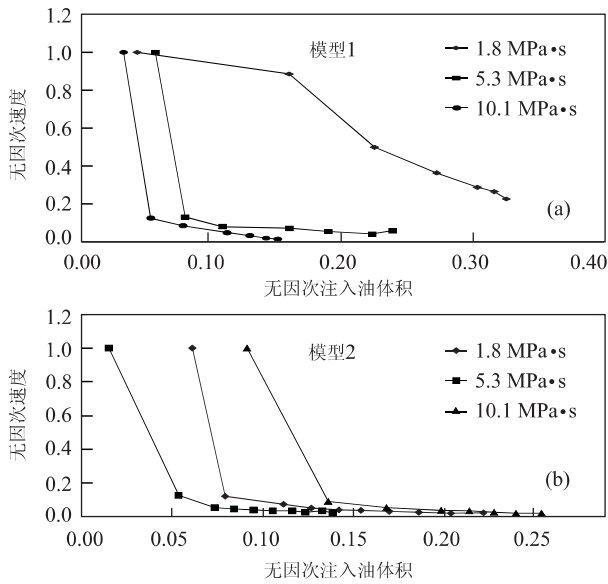


图 4 无因次注入油速度与体积之间的关系

Fig. 4 Relation between dimensionless oil injection velocity and dimensionless oil injection volume

前推进。这是因为中等裂缝中的油进入主裂缝时,大量的油以较快的速度沿主裂缝方向驱替水,向纵向方向扩张,同时少部分的水进入下方的中等裂缝,中等裂缝中的油再进入下一条主裂缝,如此向前推进。而次要裂缝虽然沿注入端—排出端方向,但是相当部分的水被堵塞,出现大量的水段。

通过 2 个模型的比较可以看出,虽然网络拓扑结构不同,但是油驱水时油进注的首选方向都是主裂缝,其次是中等裂缝,最后是次要裂缝。所以模型中的油/水运移与网络拓扑结构、裂缝宽度有密切关系。

2.2 不同原油粘度对运移的影响

图 4 是实验记录经过无因次处理之后所做的关系图。从图中可以发现,在模型 1 的油驱水的运移过程中,粘度低的原油运移速度降低比较缓慢,随着粘度的增大,运移速度出现下降的时刻提前,5.3 MPa·s 的原油在无因次注入油体积达 0.08 左右时出现明显下降趋势,下降幅度为 85% 左右,而 10.1 MPa·s 的原油出现明显速度下降趋势的无因次注入油体积为 0.06,下降幅度为 90% 左右,下降的幅度随着粘度的增大而增大;对于同一注入体积,原油的运移速度随着粘度的增大而降低;而模型 2 与模型 1 却有很大的区别,运移速度出现明显下降的无因次注入油体积:10.1 MPa·s 原油的为 0.15 左右,5.3 MPa·s 原油为 0.05 左右,1.8 MPa·s 原油为 0.08 左右,下降幅度分别约为 97%,89%,

86%;对于同一注入体积,10.1 MPa·s 原油的运移速度最大,其次是 1.8 MPa·s 原油,而 5.3 MPa·s 原油的运移速度最低。这是由于粘度大的油推进平稳,贾敏阻力小,而粘度小的油粘滞阻力小,贾敏阻力反而大一些,彼此各有使运移速度增大的因素,也有使运移速度减小的因素,这更说明运移过程的复杂性,也验证了实验研究石油运移的重要性。

通过 2 个模型的比较可以看出,无论驱替方向与主裂缝方向平行还是垂直,石油优先沿主裂缝方向运移,其次是中等裂缝,最后是次要裂缝。

3 油达到排出端时在模型各裂缝组中的分布

由于在石油运移过程中,裂缝网络结构及裂缝宽度对石油运移的影响较大,主要体现在运移过程中石油在各裂缝组中含油量的区别,因此各裂缝组中的含油量能为结论的分析提供直接的依据。在本实验中,采集图像各裂缝组中的像素可作为油含量多少的量化数据,我们通过图像处理,统计各裂缝组像素占整个模型像素的百分数,再结合无因次处理,计算出各裂缝组中的含油密度比,得出分析结果。例如求主裂缝组中的含油量,用图像处理方法去掉中等裂缝组及次要裂缝组中的像素,处理结果见图 5b,再统计黑色像素占总像素的百分比。图 5c 为中等裂缝组的图像。由于次要裂缝组中的含油量少,其像素可以用各组裂缝组的总像素减去主裂缝组像素和中等裂缝组像素。

在图像处理的基础上,通过以下方法计算出含油量,方法如下:设各裂缝组的总像素占模型总像素的百分比为 a , i 裂缝组的像素占模型总像素的百分比为 b_i ,模型总注油量为 Q ,则 i 裂缝组的含油量 Q_i 为:

$$Q_i = \frac{b_i}{a} Q. \quad (1)$$

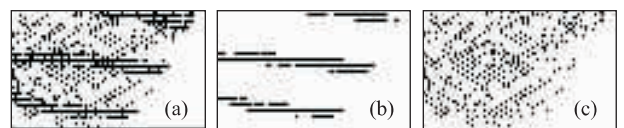


图 5 原油在不同裂缝组中的分布

Fig. 5 Distribution of crude oil in different fracture systems 模型 1,原油粘度为 1.8 MPa·s;a. 两值化图像;b. 横向裂缝组图像;c. 斜交裂缝组图像

表 1 各裂缝组中无因次含油量

Table 1 Dimensionless oil quantities in different fracture systems

模型号	粘度/ (MPa·s)	主裂缝组	中等裂 缝组	次要裂缝组
1	1.8	0.758 3	1	0.009 7
1	5.3	0.742 1	1	0.008 3
1	10.1	0.663 5	1	0.055 1
2	1.8	0.786 6	1	0.052 4
2	5.3	0.754 8	1	0.154 4
2	10.1	0.844 6	1	0.025 8

为了比较各组裂缝组中含油量的相对大小,同时消除图像处理中的误差,把裂缝组的含油量 Q_i 做进一步处理,提出无因次含油量的概念:

$$i \text{ 组裂缝无因次含油量} = \frac{Q_i}{Q_{\max}} \quad (2)$$

处理后所得的数据见表 1,从表 1 中可看出油在各裂缝组中体积占有量的相对大小,中等裂缝组含油绝对量最大,其次是主裂缝组,而次要裂缝组中的含油量可忽略不计。

由于各裂缝组体积大小不同,绝对含油量的相对大小不能反映哪个裂缝组是主导因素,因此我们进一步计算出单位体积含油量的多少,通过以下公式得出各裂缝组单位体积含油量,即含油密度 ρ_i :

$$\rho_i = \frac{b_i \times s_m}{s_f} \quad (3)$$

式中: ρ_i 为 i 裂缝组含油密度; b_i 为 i 裂缝组的象素

占模型总象素的百分比; s_m 为模型面积; s_f 为 i 裂缝组面积.同时为了消除误差的影响,把含油密度无因次化处理,则无因次密度为:

$$i \text{ 裂缝组无因次含油密度} = \frac{\rho_i}{\rho_{\max}} \quad (4)$$

通过计算结果做出的柱状图如图 6 所示.从图 6 可看出,模型 1、模型 2 的主裂缝组中的含油密度最大,其次是中等裂缝组,最小的是次要裂缝组,本研究中主裂缝缝宽仅为次要裂缝的 1.25 倍.由此可知在油气运移过程中,油主要分布在缝宽较宽的裂缝中,而缝宽较细的裂缝所获得的石油运移量很少,几乎可以忽略不计,也说明如果在石油运移过程中同时存在裂缝宽度不同的多裂缝体系,即便缝宽倍数小于 1.5,宽缝对窄缝也具有很大的流动屏蔽作用,我们对不同的模型在运移方向不同的情况下得到了相同的结论,这对评价多裂缝体系运移条件下石油运移方向及原油散失量具有重要意义,现代盆地模拟及渗流力学理论尚无法模拟出这一客观现象。

4 物理模拟实验结果的地质意义

裂缝网络介质中的石油运移是复杂的运移过程.物理模拟实验表明,在饱水介质中,油主要沿宽缝方向运移,宽缝对油气运移起主导作用。

宽缝方向一般平行于最大水平主应力方向^[4,5],故在油气运移高峰期的最大水平主应力方

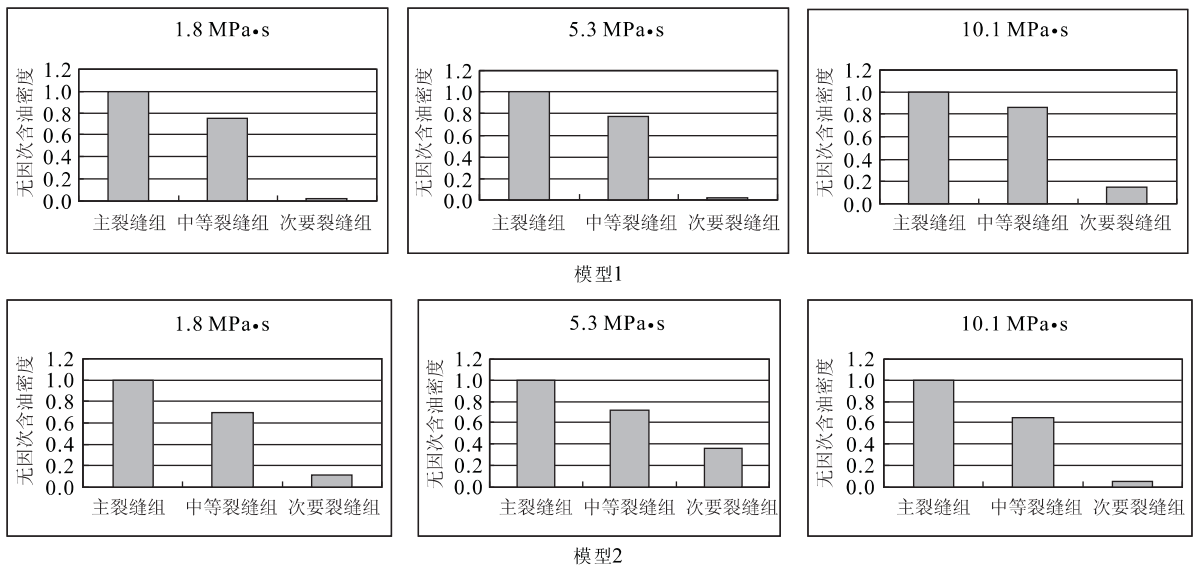


图 6 不同粘度情况下不同裂缝系统中的无因次含油密度

Fig. 6 Dimensionless oil intensity in different fracture systems corresponding to different oil viscosities

向是石油运移的主导方向。

当流体势降低方向(驱替方向)与宽缝方向一致时,运移速度、运移量与粘度的大小尚能呈现出一定的关系:油的粘度越小,运移速度越快,运移量越大,反之亦然。但当流体势降低方向(驱替方向)与宽缝方向垂直时,变化趋于复杂。说明贾敏效应和粘滞阻力对不同粘度原油的相互作用和影响使裂缝介质中的运移呈现出复杂的变化规律。

在油气成藏研究和油气分布预测中,油气运移高峰期的古流体势分布和古应力场分布研究的配合,是判断油气运移方向、确定有利聚集区带的关键。

参考文献:

- [1] 康永尚, 谌卓恒. 裂缝性油气储集层研究现状及发展趋势[J]. 地质论评, 1996, 42 (增刊): 95—101.
KANG Y S, CHEN Z H. On the current status and future trend of fractured petroleum reservoirs [J]. Geological Review, 1996, 42 (Suppl): 95—101.
- [2] 朱九成, 郎兆新, 张丽华. 图像处理技术在多相渗流实验中的应用[J]. 石油勘探与开发, 1997, 24(4): 54—56.

- ZHU J C, LANG Z X, ZHANG L H. Application of image treating techniques in multi-phase flow experiment [J]. Petroleum Exploration and Development, 1997, 24 (4): 54—56.
- [3] 荆仁杰. 计算机图像处理[M]. 杭州: 浙江大学出版社, 1995.
JING R J. Computer image treatment [M]. Hangzhou: Zhejiang University Press, 1995.
- [4] 王平. 含油气盆地构造力学原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993.
WANG P. Principles of tectonic mechanics in petroleum basins [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993.
- [5] 曾联波, 金之钧, 汤良杰, 等. 柴达木盆地北缘油气分布的构造控制作用[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2001, 26(1): 54—58.
ZENG L B, JIN Z J, TANG L J, et al. Structural controls of petroleum and gas distribution on northern margin of Qaidam basin, China [J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2001, 26(1): 54—58.

Results of Physical Experiment on Petroleum Migration in Water Saturated Fractured Media and Their Geological Significance

KANG Yong-shang¹, ZHU Jiu-cheng², CHEN Lian-ming¹

(1. Resources and Information Institute, University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. Petro-China International Ltd., Beijing 100011, China)

Abstract: A series of physical experiments on petroleum migration in water saturated fractured media are performed by using two designed models. The objective of the experiments is to study the influences of fracture topography, fracture width and oil viscosity in oil migration. The experiment results demonstrate that the direction of fractures with the greatest width controls mainly the migration direction and distribution of oil in fractured media. It is also found that when the decreasing direction of fluid potential is parallel to the direction of fractures with the greatest width, migration velocity and migration quantity increase with the decrease of oil viscosity. But the relationships among migration velocity, migration quantity and oil viscosity are more complex when the decreasing direction of fluid potential is perpendicular to the direction of fractures. The results clarify that it is essential to study the combined effect of paleo-stress and paleo-potential distributions in identifying the direction of oil migration and accumulation.

Key words: fractured media; oil migration; physical model; oil displacing water process.