

砂岩孔隙介质内天然气运移的微观物理模拟实验研究

张立宽¹⁾, 王震亮²⁾, 曲志浩²⁾, 于岚³⁾, 袁珍²⁾, 刘小洪²⁾

1) 中国科学院地质与地球物理研究所, 北京, 100029; 2) 西北大学地质系, 西安, 710069

3) 胜利油田有限公司地质科学研究院, 山东东营, 257015

内容提要:采用真实的砂岩微观模型, 通过与实际地质状况较为相似条件下的气驱水运移实验模拟天然气在砂岩孔隙内的二次运移, 直接观察了天然气在砂岩孔隙、喉道内运移的过程和特征, 在此基础上, 分析和探讨了真实砂岩孔隙介质中天然气的微观运移机理。研究发现, 天然气运移路径的形态通常迂回曲折, 表现复杂的分支状特征, 而且气体只沿毛细管阻力最小的运移路径向前运移; 受真实砂岩孔隙结构的非均质性和运移动力变化的影响, 天然气运移的速率不均一, 呈现出跳跃式的运移方式; 在孔喉比相差较大的亲水介质中, 气体的卡断现象较为普遍, 卡断增加了气体运移的阻力, 对天然气运移十分不利; 外界突发性的振动能够增加天然气运移的有效性。

关键词:真实砂岩模型; 天然气运移; 微观机理; 物理模拟实验

物理模拟实验可以直接观察油气运移过程中所发生的各种现象, 测定各种动力学参数等, 是研究油气运移和聚集的重要方法和手段(曾溅辉, 1997)。近几十年, 国内外的众多地质学者进行了大量的油气运移模拟实验, 如 Emmons(1924)、Lenormand 等(1988)、Dembicki 等(1989)、Catalan 等(1992)、Thomas 等(1995)、Tokunaga 等(2000)、曾溅辉等(2000, 2001)、康永尚等(2003)、张发强等(2003, 2004)、Luo 等(2004)、唐玄等(2006)分别利用一维玻璃管、二维模型及微观模型对油气二次运移过程和机理进行了研究, 使得人们对油气二次运移的相态、动力、运移路径、运移方向以及聚集条件等认识不断深入。但一直以来前人使用的模型通常孔隙结构较为简单——颗粒大小均匀且很少胶结, 与地下岩石差异较大, 尤其对于我国陆相沉积环境下, 砂岩成岩作用多种多样, 存在孔隙结构非均质性强的状况, 流体在地下的实际渗流作用极为复杂, 简单模型反映出的渗流规律与实际情况可能存在一定偏差。

笔者通过真实砂岩模型的气驱水运移实验来模拟天然气在砂岩孔隙内的二次运移, 对气体在孔隙、喉道内形成运移路径的过程及此过程中发生的实验现象进行了观察, 进而分析和讨论了天然气在砂岩孔隙介质中的微观运移机理。

1 实验设备和实验过程

1.1 实验设备

本次实验研究的装置是由西北大学自行组装的真实砂岩模型驱替实验系统。该系统主要由气源、数字压力仪、计量管、实验模型、恒温系统、显微镜、监视器、录像照相机和图像处理系统等构成(图1), 可应用于储层地质学、提高油藏采收率以及油气运移和成藏等多方面的研究(孔令荣等, 1991)。

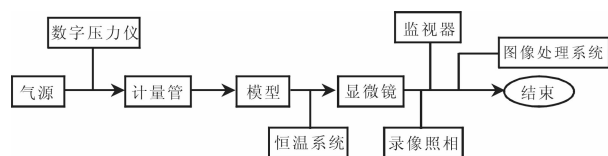


图1 真实砂岩模型气驱水实验系统流程图

Fig.1 The flow chart for experiment of gas driving water in true sandstone micro-model

实验采用的模型是西北大学曲志浩等研制的真实砂岩模型, 该模型制作技术在1997年获国家专利。砂岩模型长、宽约为2 cm×2 cm, 厚度为0.5~0.8 mm(图2), 能够承受较高压力(0.2~0.3 MPa), 耐温能力80℃(孔令荣等, 1991)。尽管模型

注: 本文为国家重点基础研究发展计划项目(编号2001CB209103)资助成果。

收稿日期: 2006-04-11; 改回日期: 2006-09-04; 责任编辑: 周健。

作者简介: 张立宽, 男, 1979年生, 中国科学院地质与地球物理研究所博士研究生, 研究方向为油气成藏动力学。通讯地址: 100029, 北京德外祁家豁子; 电话: 010-64886758; Email: zhanglikuan1979@163.com。

表 1 真实砂岩驱替实验中的模型特征参数表
Table 1 Parameters of all true sandstone micromodel

井 号	深 度 (m)	层 位	岩 性	模型 编号	长度 (cm)	宽度 (cm)	厚度 (mm)	渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	启动压力 (kPa)
KL2	3563.80~3564.13	$E_{1-2} km$	浅灰色含砾细砂岩	A-3	2.19	2.42	0.68	30.15	1.77
	3924.42~3924.52	$K_1 bs$	灰褐色含砾中砂岩	A-7	2.21	2.62	0.55	0.58	8.83
QL1	5763.95~5763.98	$E_{1-2} km$	褐色含砾细砂岩	G-4	2.52	2.27	0.61	78.83	1.08
	5763.95~5763.98	$E_{1-2} km$	褐色含砾细砂岩	G-4-2	2.70	1.67	0.61	0.67	11.67
	2751.75~2751.83	$N_2 k$	褐色含砾细砂岩	G-2-3	2.13	2.40	0.68	60.30	0.39
TB2	4128.24~4128.36	$K_1 bs$	灰色含砾细砂岩	F-3	2.47	2.38	0.67	0.09	61.00
	4179.11~4179.26	$K_1 bs$	浅褐色含砾粗砂岩	F-5	2.45	2.19	0.67	17.19	1.86
YN2	3685.79~3685.90	$J_2 q$	灰色粗砂岩	D-1	2.10	2.60	0.62	3.06	7.35

与地下的实际状况尚有一定差距,但这种实验模型通过特定的专利制作技术能保证储层砂岩较好地保存原始的孔隙结构及大部分填隙物,具有很强的真实性;此外,模型的大小和厚度适合于显微镜的镜下观察,可直观的了解流体在孔隙介质中的流动过程,能更深刻地反映岩石孔隙结构与流体渗流特征之间的关系。该模型与国内外其他实验模型相比(Emmons,1924;Lenormand et al.,1988;Dembicki et al.,1989;Catalan et al.,1992;Thomas et al.,1995;Tokunaga et al.,2000;曾溅辉等,2000,2001;康永尚等,2003;张发强等,2003,2004;Luo et al.,2004),是目前与地下实际最为接近的实验模型。本次研究中制作实验模型的砂岩样品取自库车坳陷的重点探井和重点层段,各模型的特征参数见表 1。实验中所用的水为蒸馏水,气体为氮气。为了与无色的氮气相区分,便于实验观察,我们在水中添加了甲基红染料,该染色剂对模型的孔隙结构无伤害。

1.2 实验过程

在整个实验过程中各个模型受恒温系统的控制,大约在 16℃ 下进行。另外,本次气驱水运移实验为一个稳定增压的过程,运移的速率缓慢,从而避免速敏效应对砂岩孔隙结构的伤害。具体的实验步骤如下:

(1)抽真空,饱和水。先将磨制好的实验模型接

真空泵,对模型抽真空两小时以上,直到模型内无残留空气为止,使针管内调制好的水流入模型内,至模型完全被水饱和。

(2)依据达西定律,近似测定模型的渗透率。将充满水的计量管与饱和水的模型入口端相接,然后接入实验系统内,缓慢打开压力阀,调整至适中的压力,使水能够缓慢匀速的向前流动,记录压力值和水流经过计量管 2 cm 所经历的时间。一般测 10 组以上的数据,利用达西公式和模型的尺寸参数计算渗透率,取其算术平均值,各模型的渗透率计算结果列于表 1。

(3)气驱水运移。将模型接入实验系统,调节压力阀,使气体充满引槽;缓慢增加压力,观察气体是否进入模型内,并记录气柱开始进入模型时的压力值即“启动压力”(表 1);之后模型内的流体由单相变为两相,气体向前运移一段后就会停下来,有时甚至停止 1~2 h,故通常每隔 5 min,如果气体不向前运移,就增加 0.5 kPa 的压力,保证压力稳定的增长,使气体在模型内能向前运移,记录不同时刻的驱替压力,并拍摄和描述实验现象,直至气体从模型的另一侧溢出。

2 运移现象的观察

在本次实验中,笔者对气体在不同真实砂岩模型中运移的全过程进行了观察,不仅注意观察了运移路径形成的总体特征,还注意到局部影响气体运移的实验现象。

2.1 气体的运移路径

观察发现,各砂岩模型具有相似的运移路径形成过程。因显微镜只能捕捉到局部运移路径处的特征,实验中必须通过移动模型才能观察到气质点向前运移的状态,这使得我们难以获得整个运移路径形成过程的显微图像,因此仅以示意图来描述运移

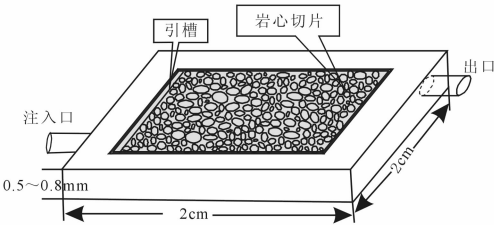


图 2 实验采用的真实砂岩模型示意图
Fig.2 Sketch of the experiment model

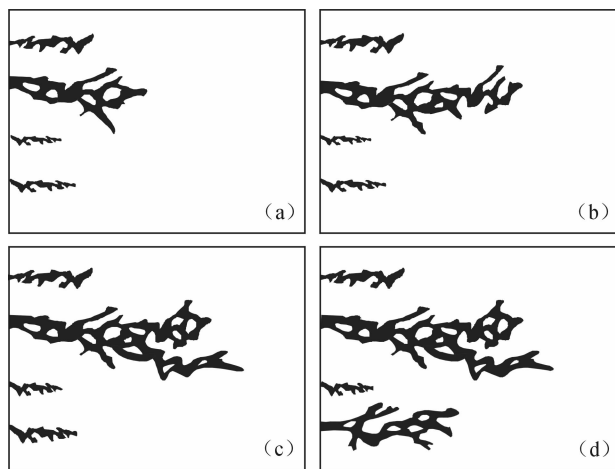


图 3 气体运移路径形成过程示意图

Fig. 3 Sketch showing the development of gas migration pathway in sandstone media

(a)—多条运移路径中的一条成为主路径,其前缘形成多个分支;(b)—主路径前缘的一个分支演变为新的运移路径;(c)—原主路径停止不动,分支路径前缘形成新路径;(d)—原主路径停止不动,入口处的一条路径向前延伸

(a)—One of the pathways becomes limited pathway and multi-embanchment located in the front of limited pathway;(b)—one embanchment becomes new migration pathway;(c)—old limited pathway stops developing, and new pathway develops in the front of embanchment;(d)—old limited pathway stops developing, but one pathway in the entrance extends forward

路径的形成方式和特点。如图 3 所示,注入的气体达到模型的启动压力后(表 1),缓慢进入模型,最初可在模型入口端形成多条运移路径,但气体并非沿这些路径同时向前运移,而是只选择某一条路径驱水前进,形成优势主运移路径,其他的路径停止不动(图 3a)。在此后的气驱水运移过程中,主运移路径前缘又可以不断形成多个小的运移分支,其中一个分支可能会逐渐变粗甚至合并其旁侧的分支演变为新的运移路径,此时其他的路径同样仍停止不动(图 3b)。在运移一段时间后主运移路径内的气体可能不再向前运移,而在原来停止不动的某一个路径或路径分支前缘向前延伸扩展,成为新的主运移路径(图 3c、d)。此后上述的过程将会重复出现,可能出现一次或者多次,最终只形成一条优势的运移路径使得气体从模型的另一端流出。由此可见,天然气运移的路径迂回曲折,极为不均一,而且气体只沿少数有限的运移路径向前运移。

2.2 跳跃式的运移

实验过程中可以注意到:气驱水前进的速度是不均匀的,各模型均会发生运移路径前缘保持一定

时间静止后又快速移动的跳跃式运移现象。尤其在渗透率较差、非均质性强的模型内,跳跃式运移现象更为明显。如图版 I 1、2 所示,D-1 模型在气体压力为 16.4 kPa 时,运移路径的前缘在砂岩致密处停止向前移动,并在较长的一段时间内保持不动,直到数次增压至 25.4 kPa 后,气体瞬间突破,并快速的向前运移了较远的距离。实验观察发现,运移停止的部位通常呈现为细小的喉道交织状分布。渗透性较好的模型尽管也存在跳跃式运移,但运移路径停滞的时间通常较短。跳跃式运移现象在运移路径的形成过程中往往多次的出现,在气体停止运移的期间,气源一侧运移路径的范围和宽度逐渐增大。

2.3 卡断现象

实验观察发现,气驱水运移过程中卡断现象十分普遍。如图版 I 3、4 所示,当连续气柱流经细小的喉道时,气柱在喉道出口处发生卡断,以许多气泡状的形式进入喉道另外一端的孔隙中,气泡的大小不等;卡断现象发生后,新生的气泡可以在孔隙内重新结合起来,聚并成较大的气泡。聚并的孤立气泡因在下一个喉道处产生“贾敏效应”,必须增加驱替压力才能使气体向前运移。随着压力的不断升高,后续的气柱反复的发生卡断、聚并现象,最后逐渐与运移而来的气柱汇合,在运移路径内重新形成连续的气柱。

2.4 振动促进气体运移

在本次实验中,我们还注意到一个极为有意义的现象,即振动能促进气体运移。图版 I 5、6 是 D-1 模型在振动前、后的运移图像,当气体在模型内停止向前运移时,一般需要对气体增加压力才能使得气体继续移动,但此时若人为的施加一定的外力使模型发生振动,如拍动实验台,就会发现在图像右下角处气体可以向前运移一段距离。通常情况下模型振动的强度越大,这种实验现象越为明显。

3 微观运移机理的讨论

在上述实验观察的基础上,分析运移路径的形成过程和运移现象的形成原因,有助于深入认识天然气在地下砂岩孔隙内的运移机理。

3.1 天然气运移方式及运移路径的形成机理

天然气在砂岩孔隙介质中运移属于非润湿相驱替润湿相的两相驱替过程,气体在介质喉道处受到的毛细管力是运移的阻力,因此,天然气能否运移关键取决于运移动力和阻力之间的对比关系。在气驱水运移过程中,当运移路径前缘的气体所受到的运

移动力小于其受到的毛细管阻力时,气体就会停止不动。随着气体不断的注入,运移动力逐渐积累升高,从理论上讲,只要毛细管力小于运移动力的孔道都有可能成为新的运移路径,然而事实上气体在持续气源的供给下,不断充满已经形成的所有运移路径,使得它们构成了连续统一的气柱系统。因而在运移路径前缘所有可能运移的孔道之中,只有毛细管阻力最小的孔道才能发生气体运移。气体突破该孔道进入其前端的孔隙,因毛细管阻力降低,气体能快速的向前运移。当运移前缘遇到下一批细小喉道时,毛细管阻力变大,气水前缘的驱动压力可能又不足以克服毛细管阻力,因而气体又一次停止运移,待气体压力升高到能克服最大喉道的最小毛细管阻力时,气体又可以继续运移形成新的运移路径,因而天然气运移表现为反复停止—运移的跳跃式,并且在此过程中不断形成分支路径。由于渗透性差的砂岩通常喉道半径较小,毛细管阻力大且分布不均一,使得气体运移的前缘跳跃现象更为显著和普遍,因而相对于高渗透砂岩,低渗透砂岩往往具有更多的分支运移路径。

综上所述,天然气的运移可以概括为两个过程:首先当气体接触的孔道处运移阻力大于运移动力时气体停止不前;当运移动力大于毛细管阻力后气体能快速的向前运移,而具体的运移方向则取决于运移路径前缘孔道处毛细管力之间的对比关系,气体总是时刻在寻找最容易突破的孔道(毛细管阻力最小)向前运移,形成新的运移路径。因此,在砂岩孔隙结构非均质性和运移动力变化的影响下,天然气的运移方式表现为跳跃式,而运移路径的形态通常迂回曲折,呈现出非均一的分支状。

3.2 卡断现象与天然气运移

卡断是两相界面通过孔隙喉道时经常发生的一种物理现象(曲志浩等,1986)。在本次实验中,砂岩为亲水性的孔隙介质,当气水界面流经狭窄喉道时,在喉道处发生了“收缩—变形—膨胀”的过程,前缘通过喉道后,由于后部的气柱无法顺畅通过,导致连续的气柱在喉道的出口处被切断为两个部分,前端脱离气柱后呈气泡状进入孔隙,而后端的气柱滞留下来。因而连续气柱的卡断可能与孔喉比及润湿性有很密切的关系,孔喉比相差较大的亲水介质中易于发生连续气柱被卡断的现象。当连续气柱被卡断成不连续的气泡之后,气泡在向前运移过程中将引起“贾敏效应”,增加了气体在砂岩孔隙介质内运移的阻力,减缓了气体渗流的速度,因此卡断现象对天

然气的运移十分不利。

3.3 振动促进运移的机理

在微观尺度上,实验模型的振动能促使气体向前运移至少有两种可能性:其一是由于振动作用导致孔喉内或表面较为松散的杂基物质脱落,使得孔喉被疏通变大,毛细管阻力降低;其二是在振动发生之前,气水界面处运移动力和毛细管阻力正处于一种平衡的临界状态,振动发生时模型及内部流体从外界获得了更多的能量,因气水界面处最为不稳定,这种平衡状态迅速被打破,当气水弯月面向外进一步凸出的瞬间,气体在运移动力的作用下穿过孔隙之间的喉道,向前运移。尽管我们未能对震动强度和气体运移的关系进行定量分析,但依据这一实验现象仍可以推测,在天然气的成藏时期,如果有突发性构造运动或地震发生,将会提高天然气的运移效率。

4 结论

(1)真实砂岩微观模型能较好地保存输导层砂岩的孔隙结构,具有很强的真实性,采用该模型进行气驱水运移实验,观察气体在砂岩孔隙、喉道内的运移过程,有助于更加深入的认识地下天然气的运移机理。

(2)天然气的运移取决于其所受到的运移动力和运移阻力之间的关系。当气体接触的孔道处运移阻力大于运移动力时气体停止不前;在运移动力大于毛细管阻力后气体能快速的向前运移,但运移的方向取决于运移路径前缘毛细管阻力的对比关系,气体总是时刻在寻找毛细管阻力最小的孔道向前运移,形成新的运移路径。因此,天然气驱水运移的速率不均匀,运移方式表现为跳跃式;而运移路径的形态呈现出迂回曲折,极不均一的分支状,天然气只沿优势运移路径向前运移。

(3)天然气在砂岩孔隙介质中运移时卡断现象较为普遍,该现象主要与孔喉比及润湿性有密切关系。卡断破坏了气柱的连续性,卡断产生的气泡在向前运移时引起了“贾敏效应”,增大了天然气运移的阻力,对地下天然气的运移不利。

(4)外界的振动可能使得孔喉被疏通或打破气水界面处的平衡状态,能够促进气体的运移。据此推测,在天然气的成藏时期,如果有突发性的构造运动或地震发生,将会提高天然气运移的有效性。

参 考 文 献

康永尚,郭黔杰,朱九成,等. 2003. 裂隙介质中石油运移模拟实验研

- 究. 石油学报, 24(4): 44~47.
- 孔令荣, 曲志浩, 孙卫, 等. 1991. 砂岩模型两相驱替实验. 石油勘探与开发, 18(4): 79~85.
- 曲志浩, 孔令荣. 1986. 用透明孔隙模型研究油层残余水的形成. 石油实验地质, 8(1): 72~77.
- 唐玄, 金之钧, 杨明慧, 等. 2006. 碳酸盐岩裂缝介质中微观二维油水运移聚集物理模拟实验研究. 地质论评, 52(4): 571~576.
- 曾溅辉, 金之钧, 王伟华. 1997. 油气二次运移和聚集实验模拟研究现状与发展. 石油大学学报(自然科学版), 21(5): 94~97.
- 曾溅辉, 金之钧. 2000. 油气二次运移和聚集物理模拟. 北京: 石油工业出版社, 50~114.
- 曾溅辉, 王洪玉. 2001. 静水条件下背斜圈闭系统石油运移和聚集模拟实验及机理分析. 地质论评, 47(6): 591~595.
- 张发强, 罗晓容, 苗盛, 等. 2003. 石油二次运移的模式及影响因素. 石油实验地质, 25(1): 69~76.
- 张发强, 罗晓容, 苗盛, 等. 2004. 石油二次运移优势路径形成过程实验及机理分析. 地质科学, 39(2): 159~167.
- Catalan L, Xiaowen F, Chatzis I, et al. 1992. An experiment study of secondary oil migration. AAPG Bulletin, 76(3): 638~650.
- Dembicki H J, Anderson M J. 1989. Secondary migration of oil phase along limited conduits. AAPG Bulletin, 73(8): 1018~1021.
- Emmons W H. 1924. Experiments on accumulation of oil in sands. AAPG Bulletin, 4: 103~104.
- Kang Yongshang, Guo Qianjie, Zhu Jiucheng, et al. 2003. Physical simulation experiment oil migration fracture media. Acta Petrolei Sinica, 24(4): 96~101 (in Chinese with English abstract).
- Kong Lingrong, Qu Zhihao, Sun Wei, et al. 1991. The two phase displacement experiment in sand rock models. Petroleum Exploration & Development, 18(4): 59~64 (in Chinese with English abstract).
- Lenormand R, Touboul E, Zarcone C. 1988. Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media. Fluid Mech, 189: 165~187.
- Luo X R, Zhang F, Miao S, et al. 2004. Experimental verification of oil saturation and loss during secondary migration. Petroleum Geol., 27: 241~251.
- Qu Zhihao, Kong Lingrong. 1986. The research of development of residual water in oil reservoir by transparent porous model. Petroleum Geology & Experiment, 8(1): 72~77 (in Chinese with English abstract).
- Tang Xuan, Jin Zhijun, Yang Minghui. 2006. Experimental study on water-oil migration and accumulation in 2-D micro-model of carbonate fracture media. Geological Review, 52(4): 571~576 (in Chinese with English abstract).
- Thomas M M, Clouse J A. 1995. Scaled physical model of secondary oil migration. AAPG Bulletin, 79(1): 19~29.
- Tokunaga T, Mogi K, Masubara O, et al. 2000. Buoyancy and interfacial force effects on two-phase displacement patterns: an experimental study. AAPG Bulletin, 84(1): 65~74.
- Zeng Jianhui, Jin Zhijun, Wang Weihua. 1997. The status and advances of the studies on the experimental simulation hydrocarbon migration and accumulation. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 21(5): 94~121 (in Chinese with English abstract).
- Zeng Jianhui, Jin Zhijun. 2000. The physical experimental simulation of hydrocarbon secondary migration and accumulation. Beijing: Petroleum Industry Press, 50~114 (in Chinese).
- Zeng Jianhui, Wang Hongyu. 2001. Simulation experiment and mechanism analysis of petroleum migration and accumulation in anticlines under hydrostatic condition. Geological Review, 47(6): 591~595 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Faqiang, Luo Xiaorong, Miao Sheng, et al. 2003. The patterns and its effect factors of secondary hydrocarbon migration. Petroleum Geology & Experiment, 25(1): 69~75 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Faqiang, Luo Xiaorong, Miao Sheng, et al. 2003. Experiment on oil migration in a limited pathway and the mechanism analysis. Chinese Journal of Geology, 39(2): 159~167 (in Chinese with English abstract).

**Physical Simulation Experiment of Gas Migration
in Sandstone Porous Media**

ZHANG Likuan¹⁾, WANG Zhenliang²⁾, QU Zhihao²⁾, YU Lan³⁾,
YUAN Zhen²⁾, LIU Xiaohong²⁾

1) *Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing, 100029*

2) *Department of Geology, Northwest University, Xi'an, 710069*

3) *Geological Scientific Research Institute of Shengli Oilfield Corporation Ltd., Dongying, Shandong, 257015*

Abstract

Based on true sandstone micro-model, an experiment of gas-drive-water was performed to simulate the secondary migration in the sandstone porous media. The migration course and characteristics of gas in pores and throats are observed. Furthermore, the micro-mechanisms of gas migration are analyzed and discussed. It is found that the migration pathways are usually flexuous and look like branches of tree. Gas always migrates forward along the limited pathway where the capillary force is lowest. The migration speed is inhomogeneous because of the inhomogeneous porous structure and the change of migration drive. The snap-off is prevalent in water-wet media whose ratio of pore and throats is large. The snap-off is disadvantageous for gas migration because it will increase the migration resistance. It is also observed that a sudden shake can promote gas migration.

Key words: true sandstone micro-model; gas migration; micro-mechanisms; physical simulation experiment