

# 页岩气数值模拟技术进展及展望

孙海, 姚军, 孙致学, 樊冬艳

(中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266555)

**摘要:** 页岩气是重要的非常规资源, 数值模拟技术对于页岩气藏的开发具有重要的意义。综述了页岩气数值模拟技术的进展, 论述了页岩气的储集和运移方式, 讨论了在页岩孔隙中运移的表征方法; 目前页岩气数值模拟分为双重介质、多重介质及等效介质3种模型; 在分析了目前页岩气数值模拟技术研究中存在问题的基础上, 对其未来发展方向进行了展望。未来页岩气数值模拟技术的发展方向为: 研究页岩气气水两相运移机制, 开展气水两相页岩气数值模拟; 研究页岩中有机质分布规律及有机质孔隙气水运移规律, 建立考虑有机质影响的页岩气数值模拟模型; 研究页岩气吸附气运移机制, 建立准确描述页岩气解吸机制的页岩气数值模拟模型。

**关键词:** 页岩气 数值模拟 储集 运移 进展

**中图分类号:** TE122.2

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1009-9603(2012)01-0046-04

随着全球能源需求的不断攀升, 作为重要非常规资源的页岩气藏的勘探与开发成为研究热点。中国具有丰富的页岩气资源, 与美国的页岩气资源大体相当, 中国对页岩气藏的研究刚刚起步, 目前处于成藏机理和勘探开发阶段<sup>[1]</sup>。而美国已进入页岩气藏的高速开发时期。目前, 中国各大石油、煤炭公司和国土资源部均制定了切实可行的页岩气工业化开发和应用规划。

页岩气藏是典型的非常规气藏, 孔隙致密, 渗透率低, 储集方式和运移规律复杂, 常规的达西方程无法准确描述页岩气的渗流规律。国外已对页岩气运移机制与数值模拟方法开展了初步研究, 而中国尚无成型的理论。在分析总结页岩气储集和运移方式的基础上, 综述了页岩气数值模拟技术的发展现状, 分析了目前存在问题并对未来发展方向进行展望。

## 1 储集和运移方式研究现状

页岩既可以作为源岩, 又可作为储层和盖层。页岩气主要以吸附态和游离态存在, 以吸附态赋存于页岩的岩石颗粒和有机质表面, 以游离态赋存于孔隙发育的页岩层中, 在与石油伴生的盆地中, 页岩气也可以溶解状态赋存于地层水和液态烃中。吸附是页岩气重要的储集方式, 根据 Hill 等<sup>[2]</sup>的研究,

页岩气藏中大约有 20% ~ 85% 的页岩气以吸附态的形式存在, 不同页岩吸附气所占的比例不同, 平均为 50% 左右。页岩气平均孔隙直径非常小, 多数孔隙为纳米级, 渗透率和孔隙度均非常低。Wang 等<sup>[3-4]</sup>对北美页岩气藏的基岩孔隙度和渗透率进行了统计, 基岩渗透率为  $10^{-12} \sim 10^{-6} \mu\text{m}^2$ , 孔隙度一般为 1% ~ 5%。相对于常规油气藏而言, 页岩气藏具有截然不同的孔隙结构和储集方式。

Robert 等<sup>[5]</sup>对美国 Barnett 页岩气藏孔隙进行了研究, 用扫描电子显微镜和核磁共振对 Barnett 页岩进行观测, 发现 Barnett 页岩孔隙主要分为微米孔隙和纳米孔隙2类, 其中纳米孔隙分布最广, 微米孔隙较少。纳米孔隙主要分布于有机质的孔隙中, 少量分布在黄铁矿微球粒中。有机质中纳米孔隙主要以粒间孔隙和粒内孔隙存在, 粒内孔隙较多, 粒间孔隙较少。纳米孔隙的孔隙直径为 5 ~ 800 nm, 一般为 100 nm 左右, 孔喉直径一般为 10 ~ 20 nm。

Wang 等<sup>[3-4]</sup>对页岩气的孔隙网络结构和流动方式进行了分析, 并对北美页岩气藏的基岩孔隙度和渗透率做了统计。研究发现, 有机质孔隙与其他孔隙具有较大差别, 吸附气主要吸附在有机质孔隙表面, 气体在有机质中具有不同的运移机制。有机质孔隙非常重要, 其分布对产能有很大的影响。

页岩气微米级和纳米级孔隙流动机制的研究刚

收稿日期: 2011-12-01。

作者简介: 孙海, 男, 在读博士研究生, 从事页岩气渗流理论及油藏数值模拟研究。联系电话: 15063975865, E-mail: sunhaiup@ sina. com。

基金项目: 国家科技重大专项“离散裂缝网络油藏数值模拟技术”(2008ZX05014-005-03), 高等学校博士学科点专项科研基金“缝洞型介质等效模型的流动模拟研究”(20090133110006)。

刚起步。Javadpour 等<sup>[6-7]</sup>从实验和理论 2 方面对页岩气在微米孔隙和纳米孔隙中的流动进行了研究。在实验方面,用脉冲衰减法得到了 415 MPa 汞压压美国 9 个页岩气藏 152 块岩心孔隙分布及代表岩样的生产数据,并用概率分布函数得到了气体在纳米孔隙中的流动特征曲线。对页岩气藏的岩样和常规油藏进行比较,发现页岩气藏中纳米孔隙数目非常多,页岩的孔隙直径从纳米级到微米级。页岩的渗透率主要为  $54 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$  左右,90% 的渗透率小于  $150 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$ ,页岩气的主要流动孔隙直径为 4 ~ 200 nm。在理论方面,将页岩气的运移过程分为 4 个阶段,并研究了每个运移阶段的表示方法,特别研究了页岩气在纳米孔隙中的流动表征方法。页岩的孔隙直径相差很大,从纳米级粒内孔隙到微米级粒间孔隙再到毫米级裂缝孔隙;页岩气的运移机制复杂,既有分子布朗运动、吸附解吸机制、扩散机制,又有滑移流动和达西流动。页岩气产出分为 4 个阶段:①粒内孔隙中气体扩散到孔隙表面;②气体从孔隙表面解吸至粒间大孔隙中;③粒间孔隙中气体扩散至裂缝中;④裂缝中气体以达西流动的形式流入井筒。

Javadpour 等<sup>[7]</sup>首次采用原子力显微镜方法观测页岩的纳米孔隙,并考虑纳米孔隙中粘性流和 Knudsen 扩散得到气体在纳米孔隙中流动的表达式,用达西方程的形式表示,得到达西形式的视渗透率,并比较了视渗透率与达西渗透率的关系。研究表明:当孔隙直径大于  $1 \mu\text{m}$  时,视渗透率与达西渗透率相当,达西定律仍适用;当孔隙直径为  $1 \text{ nm} \sim 1 \mu\text{m}$  时,视渗透率与达西渗透率比值随孔隙直径的减小而增大;当孔隙直径小于  $1 \mu\text{m}$  时,用达西定律描述页岩气在纳米孔隙中的流动则是不准确的。

Bird 等<sup>[8-9]</sup>研究气体在多孔介质中的传输规律,发现当多孔介质的孔隙非常小时,气体在其中的传输是多种运移机制共同作用的结果,孔隙中存在分子扩散、Knudsen 扩散及粘性流机制,如有气体吸附在孔隙表面时,还存在因气体解吸而引起的表面扩散机制。

## 2 数值模拟模型的研究现状

目前页岩气数值模拟模型包括双重介质模型、多重介质模型和等效介质模型。其中双重介质模型采用的最多,模型假设页岩由基岩和裂缝 2 种孔隙介质构成。气体在页岩中以游离态和吸附态 2 种形

式存在,裂缝中仅存在游离态气,基岩中不仅存在游离态气,还有部分气体吸附于基岩孔隙表面。模型一般假设页岩气在裂缝中流动是达西流动和高速非达西流(Forchheimer 流),在基岩孔隙中的运移机制是菲克扩散或考虑克林肯伯格效应的非达西流动。

Watson 等<sup>[10]</sup>采用理想双孔隙介质模型<sup>[11]</sup>对 Devonian 页岩气井产能进行研究,预测了页岩气井累积产气量随时间的变化规律。Carlson 等<sup>[12]</sup>认为由于页岩的超低渗透性,气体在页岩中运移以分子扩散为主,即使不考虑页岩气藏特殊的储集和流动性,仅考虑孔隙的致密性,Devonian 页岩也可视为特殊的双孔隙介质模型,该模型对短期内页岩气产能预测结果非常准确,但对长期气井产能预测结果偏低。且这 2 个模型考虑的因素较简单,只采用最简单的双重介质模型对气体的产出规律进行预测,忽略了吸附气的影响,认为气体只以游离态形式存在。

Ozkan 等<sup>[13]</sup>采用双重介质模型对页岩气运移规律进行了研究,基岩介质中考虑气体在纳米孔隙中的扩散流动,在裂缝中考虑裂缝渗透率的应力敏感性,建立了裂缝性页岩气藏中基岩裂缝双重介质模型,基岩中考虑非达西流动和扩散机制。

Bustin 等<sup>[14]</sup>认为页岩的非均质性和复杂性使页岩气的产能难以预测,页岩的基岩微结构和裂缝网络结构是影响页岩产能变化的主要因素。Bustin 等建立了气水两相页岩气双重介质模型,假设吸附气储存于基岩中,游离气储存于裂缝和基岩中。生产过程中,由于脱水或气体产出,油藏压力下降,吸附在基岩中的气体从微孔隙的内表面解吸,解吸的气体与大孔隙中的游离气以扩散运动和粘性流动机制由基岩运移至裂缝,然后气体由裂缝流入生产井。气井的生产状况与控制含气量和气体产出能力的很多因素有关,在较高的含气饱和度、气体吸附能力及油藏压力下,页岩气藏具有较高的含气量,因此,可以生产较多的气体。而对气体生产影响最大的是渗透率,渗透率与页岩结构有关。Bustin 等研究了裂缝间距和基岩扩散对页岩气产能的影响<sup>[14]</sup>。数值模拟结果表明,油藏历史拟合中的扩散系数和应力敏感裂缝渗透率是油藏产能优化的关键。

由于页岩气藏孔隙的致密性,页岩气藏必须压裂才能进行商业化开采。天然裂缝和压裂缝在形态和导流能力等方面存在较大差异,部分学者提出采用多重介质(基岩—小裂缝—大裂缝)模型来对页岩气藏产能进行研究<sup>[14]</sup>。

Wu 等<sup>[15]</sup>建立了考虑应力敏感和克林肯伯格效

应的致密裂缝性气藏多重介质模型,将裂缝分为压裂缝和天然裂缝。基岩中考虑克林肯伯格效应,裂缝中考虑惯性作用的高速非达西流。研究了克林肯伯格效应对产能的影响,并比较了双重介质模型和多重介质模型的差别。

部分学者用等效介质模型对页岩气产能进行了研究,Moridis等<sup>[16]</sup>建立了考虑多组分吸附的页岩气等效介质模型,假设气体在介质中流动是达西流或高速非达西流,考虑克林肯伯格效应和扩散的影响,分等温吸附和非等温吸附2种情况。假设气体在页岩中吸附满足Langmuir等温吸附方程,用气—水状态方程的TOUGH+模拟器模拟页岩气流动,比较等温和非等温、达西流和高速非达西流的差别,研究了吸附曲线、裂缝类型对产能的影响,并对比等效介质、双孔隙和双渗透率3种模型模拟页岩气流动时的差别,研究表明双渗透率模型与实际拟合最好,等温和非等温情况下模型预测的结果相差不大。

Freeman等<sup>[17-18]</sup>基于TOUGH+代码对致密气和页岩气进行了一系列数值模拟研究。对压裂水平井情况下致密气和页岩气的产能进行了数值模拟研究,诱导裂缝中考虑高速非达西流,并考虑渗透率和孔隙度的应力敏感、多组分解吸、Knudsen扩散和解吸机制应用,用Langmuir等温吸附方程描述页岩气的吸附解吸状况,数值模拟研究参数对产能的影响。结果表明:①孔隙压缩系数对产气速度的影响存在一个界限值,当压缩系数高于界限值时,其对产气速度有较大影响,产水速度和孔隙压缩系数具有很高的相关性;②初始含水饱和度对产水速度的影响比对产气速度的影响大,初始含水饱和度高的情况下,产气速度略有下降而产水速度则明显提高;③高速非达西流及由于气体膨胀和蒸发导致的热效应对流动速度和压力下降的影响不大;④高含气饱和度、低孔隙压缩系数和较明显的微流动情况下会有较高的初始产气速度和较低的初始产水速度;⑤在页岩气藏和致密气藏的极高压力和超低渗透率情况下,非达西流和热效应不是重要的影响因素,仅在高压高渗透情况下,非达西流和热效应才有较大的影响。

Freeman等<sup>[18]</sup>建立了考虑生产相关参数如超致密基岩渗透率、水力压裂水平井、多重孔隙和渗透率场及解吸等影响的数值模拟器,这些参数影响致密气和页岩气的生产。开发出可能适合页岩气藏的模式,在基岩中考虑扩散流动,由于超低的基岩渗透率,气体流动主要受裂缝宽度和裂缝网络形态控制。

部分学者<sup>[19-23]</sup>采用商业数值模拟软件Eclipse

对页岩气的产能进行了研究。Zhang等<sup>[19]</sup>用Eclipse研究了油藏参数和水力压裂参数对页岩气藏产能的影响,采用带基岩子网格的多孔隙系统描述基岩到裂缝的非稳态气体流动,用扩展的Langmuir等温吸附方程模拟多组分解吸。垂直于水平井的主要水力压裂缝用无限导流能力的加密网格表示,水平井附近的压裂诱导裂缝网络用基岩—裂缝耦合参数和裂缝渗透率描述。模拟了基岩和裂缝的孔隙度及渗透率、基岩—裂缝耦合参数、基岩分块、裂缝半长、间距、高度、岩石压缩系数及气体含量对页岩气产能的影响,并对这些参数进行了敏感性分析。

Cipolla等<sup>[20-21]</sup>用油藏数值模拟软件对页岩气藏进行了模拟,主要模拟裂缝导流能力、裂缝间距及解吸等压裂参数对页岩气产能的影响,为如何提高压裂设计、完井方式和油田开发策略来提高产气速度和最终采收率提供了指导。Kalantari-Dahaghi<sup>[22]</sup>采用Eclipse软件模拟了二氧化碳驱开发页岩气的可行性。用DFN模型对不确定的参数进行有效计算及修正。模型中考虑水力压裂缝,同时对包含天然裂缝和水力压裂缝模型的基岩和裂缝的关键参数进行敏感性分析。数值模拟建立合适的网格(水力裂缝附近局部网格对数加密),为模拟基岩到裂缝的非稳态流动,基岩子网格中采用多孔隙模型。

### 3 存在的问题

目前页岩气数值模拟模型中假设气体在裂缝中为达西流动或高速非达西流,基岩中考虑气体扩散、粘性流机制及气体在基岩中的解吸机制,解吸用Langmuir等温吸附方程描述。综合分析,目前页岩气数值模拟技术存在4方面问题:①数值模拟模型多为单相模拟,少数考虑气水两相的模型也是按常规气藏处理。而页岩气藏中水的流动机理与常规油气藏中的流动机理有很大差别<sup>[3]</sup>,因此,不能按常规气藏方法建立页岩气气水两相数值模拟模型。②有机质是重要的气体储集空间,页岩中气体多吸附在有机质孔隙表面,有机孔隙网络对页岩气的产能有很大影响,页岩气数值模拟模型中未考虑有机质的影响,因此,模型还有待完善。③页岩气藏一般天然裂缝发育,但大部分天然裂缝必须经压裂才能张开,因此,商业化开发页岩气藏必须要进行水力压裂,裂缝是页岩气藏的主要运输通道。现存的页岩气数值模拟模型所采用的气体在裂缝中流动模型不同,有些学者采用达西流动模型<sup>[10-14]</sup>,有些学者采



用高速非达西流模型<sup>[15,17-18]</sup>,对于气体在裂缝中的流动机制没有准确的认识,有待进一步研究。④现存的数值模拟模型中以Langmuir等温吸附方程表征气体在页岩的吸附解吸行为,研究表明<sup>[3]</sup>吸附在页岩孔隙的气体有不同的运移方式,有些气体以表面扩散的形式运移到孔隙中,有些气体直接解吸到孔隙中,但目前对于气体在页岩表面的吸附解吸机制还没有清晰的认识,因此,针对页岩气的吸附解吸机制和页岩气吸附解吸表征方法有待进一步研究。

## 4 结束语

随着国民经济的飞速发展,页岩气作为重要的非常规能源和清洁能源在国家能源战略中具有举足轻重的地位。大部分页岩必须压裂才能进行商业化开采,对页岩气进行数值模拟研究,不仅能够研究页岩气的渗流规律,分析其生产影响因素,而且可以为页岩储层压裂改造的工程理论及工业化开发方式优选提供理论支持。

目前的页岩气数值模拟模型还存在不足之处,要提高其准确性必须改进数值模拟模型,今后页岩气数值模拟模型须在以下3个方面有所进展:①研究页岩中气、水流动机制,建立气水两相页岩气数值模拟模型。目前水在页岩中运移机制不明确,研究水在页岩中的运移机制,建立准确的表征气水两相流体在页岩中运移产出机制的数值模拟模型。②研究有机质中气体运移规律和有机质分布规律,建立考虑有机质影响的页岩气数值模拟模型。③研究页岩吸附解吸规律,建立准确表征页岩气解吸的数值模拟模型。从微观和实验2方面对页岩气吸附解吸规律展开研究,研究其吸附解吸机理,得到准确表征页岩气解吸规律的解吸表达式,并应用于数值模拟模型,建立准确表征页岩气解吸的数值模拟模型。

### 参考文献:

- [1] 刘成林,葛岩,范柏江. 页岩气成藏模式研究[J]. 油气地质与采收率,2010,17(5):1-5.
- [2] Hill D G, Nelson C R. Gas productive fractured shales: an overview and update[J]. Gas Tips, Gas Research Institute, 2000, 6(2): 4-18.
- [3] Wang F P, Reed R M, John A, et al. Pore networks and fluid flow in gas shales [R]. SPE 124253, 2009.
- [4] Sondergeld C H, Newsham K E, Comisky J T, et al. Petrophysical consideration in evaluation and producing shale gas resources [R]. SPE 131768-MS, 2010.
- [5] Robert G Loucks, Robert M Reed, Stephen C Ruppel, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the mississippian barnett shale [J]. Journal of Sedimentary Research, 2009, 79(12): 848-861.
- [6] Javadpour F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone) [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2009, 48(8): 16-21.
- [7] Javadpour Farzam, Fisher D, Unsworth M. Nano-scale gas flow in shale sediments [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2007, 46(10): 55-61.
- [8] Bird R B, Stewart W E, Lightfoot E N. Transport phenomena [M]. New York: John Wiley & Sons, 2002.
- [9] 李菊花, 杨红梅, 刘滨, 等. 油藏注气混相驱考虑扩散作用的数值模拟研究[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(6): 54-57.
- [10] Watson A Ted, Gatens III J Michael, Lee W John, et al. An analytical model for history matching naturally fractured reservoir production data [R]. SPE 18856, 1990.
- [11] Warren J E, Root P J. The behavior of naturally fracture reservoirs [R]. SPE 426, 1962.
- [12] Carlson Eric S, James C Mercer. Devonian shale gas production: Mechanisms and simple models [R]. SPE 19311, 1991.
- [13] Ozkan E, Raghavan R. Modeling of fluid transfer from shale matrix to fracture network [R]. SPE 134830-MS, 2009.
- [14] Bustin A M M, Bustin R M, Cui X. Importance of fabric on the production of gas shale [R]. SPE 114167-MS, 2008.
- [15] Wu Yushu, George Moridis, Bai Baojun. A multi-continuum method for gas production in tight fracture reservoirs [R]. SPE 118944, 2009.
- [16] Moridis G J, Blasingame T A, Freeman C M. Analysis of mechanisms of flow in fractured tight gas and shale gas reservoirs [R]. SPE 139250, 2010.
- [17] Freeman C M, G Moridis, Ilk D, et al. A numerical study of transport and storage effects for tight gas and shale gas reservoirs [R]. SPE 131583, 2010.
- [18] Freeman C M, G Moridis, Ilk D, Blasingame T A. A numerical study of performance for tight gas and shale gas reservoir systems [R]. SPE 124961, 2009.
- [19] Zhang X, Du C, Deimbacher F, et al. Sensitivity studies of horizontal wells with hydraulic fractures in shales gas reservoirs [J]. IPTC 13338, 2009.
- [20] Cipolla C L, Lolon E P. Reservoir modeling and production evaluation in shale gas reservoirs [R]. SPE 13185-MS, 2009.
- [21] Cipolla C L, Lolon E P, Mayerhofer M J, et al. Fracture design consideration in horizontal wells drilled in unconventional gas reservoirs [R]. SPE 119366-MS, 2009.
- [22] Kalantari-Dahaghi A. Numerical simulation and modeling of enhanced gas recovery and CO<sub>2</sub> sequestration in shale gas reservoirs: A feasibility study [R]. SPE 139107, 2010.
- [23] 单炯, 姚军. 基于离散裂缝模型的裂缝井渗流压力场分析[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(3): 67-69, 73.

编辑 邹激滢



common types of low resistivity reservoirs, and summarize its inherent rule. The identification principles are using the conventional logging data as the basis, and supplemented by the geochemistry and gas-logging information, and supported by the regional oil and gas accumulation and distribution.

**Key words:** low resistivity oil layers; exploration practice; microscopic mechanism; geological genesis; evaluation method; Shengli oilfield

**Yao Fengying**, Geoscience Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China

**Sun Hai, Yao Jun, Sun Zhixue et al. Recent development and prospect on numerical simulation of shale gas reservoirs. *PGRE*, 2012, 19(1): 46–49**

**Abstract:** Shale gas reservoirs are important unconventional reservoirs. Numerical simulation has played important role on the development of shale gas. In this paper, the recent development of numerical simulation of shale gas is reviewed and the future trends are given. The gas storage and transport mechanisms in shale gas reservoirs and the methods describing the gas flow in shale pores are discussed. The current numerical simulation models such as dual continuum model, multi-continuum model and effective continuum model are summarized. In addition, the shortcomings of the existing numerical simulation methods are pointed out and the prospect of numerical simulation methods of shale gas is explored. The future shale gas numerical simulation should be developed in the following three aspects: firstly, the shale gas numerical simulation models should take into account of gas-water two phase transport mechanisms; secondly, the distribution of organic matter in shale and the gas-water transport mechanisms in organic matter should be studied and considered in the numerical models; thirdly, the adsorbed gas transport mechanism in shale should be studied and numerical models should consider the transport mechanism.

**Key words:** shale gas; numerical simulation; storage; migration; trend

**Sun Hai**, School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266555, China

**Wang Yanguang. Study and application of time-lapse seismic in Shengli oilfield. *PGRE*, 2012, 19(1): 50–54**

**Abstract:** In this paper, the author takes the old dataset and the newly-acquired 3D dataset in the development stage from Shengli oilfield as an example, on one hand, the feasibility of time-lapse seismic has been discussed, on the other hand, the application of the multiple acquisition dataset in the oilfield development has been explored as well. Concerning the inconsistencies to the multiple seismic data acquisition and processing as well as inconsistencies in the analysis later on, the prestack consistency and post-stack cross-equalization processing are applied in order to eliminate the effects to the energy, frequency and phase of the seismic data caused by inconsistencies between acquisition and processing, and make the difference caused by the reservoir more evident. Integrating with the dynamic production data, we try to analyze reservoir continuity and residual oil distribution as well as the adjustment of the injection-production scheme, so as to achieve the EOR. Based on the application in Shengli oilfield, it indicates that the time-lapse seismic can be applied in certain favorable and feasible conditions. Furthermore, it is a strategic issue on how to apply the re-acquired high-precision 3D data integrated with reservoir engineering to solve more development problems. The two aspects of time-lapse (multiple acquisition) seismic application in the oilfield development should be considered in a comprehensive way.

**Key words:** time-lapse seismic; multiple acquisition seismic; consistency processing; differential seismic data; Shengli oilfield

**Wang Yanguang**, Geophysical Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257022, China

**Li Zhaomin, Liu Wei, Li Songyan et al. Research on in-depth profile modification of foam and microgel complex system. *PGRE*, 2012, 19(1): 55–58**

**Abstract:** Multi-phase foam system (MFS), a new in-depth profile control agent, integrates the merits of microgel system and foam system. This paper studies the compatibility of microgel with foam, injection behaviors of foam and microgel, EOR situations of foam system, microgel system and MFS. According to the experiments: the MFS obtains the best stability in air when the concentration of microgel is 5 000 mg/L; The injection pressure of MFS exhibits a "step" ascending trend, besides absorbing on the rock pore surface, the microgels can block the formations through forming bridges in pore throats. Large pressure fluctuation which is favorable for enhancing the oil recovery occurs in the injection process of MFS. The oil recovery of MFS is higher than that of foam system and microgel system, and after MFS flooding, the ultimate oil recovery of low permeability core is higher than that of high permeability core.

**Key words:** microgel; foam; multi-phase foam system; heterogeneity; in-depth profile control; pressure fluctuation

**Li Zhaomin**, School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266555, China

**Kang Wanli, Liu Yanli, Meng Lingwei et al. Screening of emulsified viscosity reducer on heavy crude oil and effect evaluation of oil displacement, Yongping oilfield in Jilin. *PGRE*, 2012, 19(1): 59–61**

**Abstract:** An emulsion with low viscosity comes into being from two immiscible phases of oil and water by the spontaneous emulsi-