页岩油注气提高采收率现状及可行性分析

梅海燕[1],何 浪[1],张茂林[2],胡欣芮[1],毛恒博[1]
(1. 西南石油大学石油与天然气工程学院,四川 成都 610500;
2. 中国石油长庆油田公司采油十二厂,甘肃 合水 745400)

摘要:页岩油在世界范围内资源丰厚,具有广阔的开采前景。然而水平井以及大量水力压裂措施使得成本大大提高。大量的实验和数值模拟结果表明,通过注气能极大提高页岩油采收率,目前还没有将这一技术商业应用的成功案例,因此页岩油注气提高采收率是否可行还存在争论。通过对比页岩岩心气驱实验、页岩油注气数值模拟及矿场试验三个方面的研究,发现实验条件及数值模拟模型与实际页岩储层存在较大差异。结合李传亮提出的页岩储层微型岩性圈闭构造理论,得出只有在压裂改造,或建立正交水平井井网缩短井距的条件下进一步注气,才能达到提高页岩油采收率的目的。这对于我国乃至世界页岩油采收率的提高具有重要指导意义。

关键词:页岩油;注气;提高采收率;气驱实验;数值模拟;矿场试验;可行性分析
中图分类号:TE341 **文献标识码:**A

Status and feasibility analysis on improved shale-oil recovery by gas injection

Mei Haiyan[1], He Lang[1], Zhang Maolin[2], Hu Xinrui[1] and Mao Hengbo[1]

*(1.School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China;
2.No. 12 Oil Production Plant of Changqing Oilfield Company, CNPC, Heshui, Gansu 745400, China)*

Abstract: Shale oil resources are rich around the world and have extraordinary exploitation prospects. However, drilling horizontal wells and huge amounts of hydraulic fracturing measures had sharply increased the cost. A large number of experiments and numerical simulations showed that the gas injection could significantly improve the shale oil recovery. Nevertheless, this technique had not been implemented to the practical exploitation of shale oil. Consequently, it was still controversial whether shale oil recovery could be optimized through gas injection or not. By the comparison of the gas displacement experiments of the shale cores, the numerical simulation of shale oil recovery by gas injection and the gas injection pilots in practical fields, it was found that the results from experimental conditions and numerical simulation models were different from those in field pilots. Li Chuanliang insisted that the shale reservoir was consisted of myriad micro-lithologic traps. It was concluded that only if the gas was injected after fracturing, or establishing an orthogonal horizontal well pattern to dense the well spacing, would the shale oil recovery be improved. It has essential guidance for the improvement of shale oil recovery in China or even in the world.

Key words: shale oil, gas injection, improved oil recovery, gas drive experiment, numerical simulation, field pilots, feasibility analysis

页岩油又称致密油,是一种源储共生的非常规石油,通常以游离态、吸附态及少量溶解态赋存于泥页岩层系中[1-3]。页岩油资源丰厚,然而页岩储层物性差,孔喉比和渗透率极低,导致其衰竭开采采收率极低。例如巴肯威利斯顿盆地、北达科他、蒙大纳等页岩区,平均孔隙度为5 %,渗透率为0.04×10^{-3} μm^2。平均衰竭开采采收率大约为7 %,其中一些区块采收率仅有1 %~2 %[4],需要通过大量钻水平井和压裂维持产量,成本极高[5]。国外许多实验和数值模拟研究表明注气能使页岩油采收率提高20 %左

收稿日期:2018-04-17。
第一作者简介:梅海燕(1965—),女,研究员,油气藏工程,注气提高原油采收率等方向的研究。
基金项目:国家科技专项"盐间页岩油有效开发技术政策研究"(2016ZX05049005010);国家科技专项"龙马溪组页岩气压裂及采气规律研究"(2016ZX05060026)。

右[6-9]，然而目前只有美国和加拿大的巴肯页岩区存在着极少数的注气试验，还没有将注气用于实际矿场生产。矿场注气试验是否与气驱实验及注气数值模拟具有相同的结果，以及注气是否具有可行性，什么条件下注气能提高页岩油采收率有待研究。

1 页岩岩心气驱实验研究

Kovscek等人[10]研究了混相对于页岩岩心气驱效率的影响，采用精密CT扫描仪观测驱替过程并计算驱替效率。实验表明非混相条件下，逆流（流动方向与岩心长度方向垂直）和顺流（流动方向与岩心长度方向相同）的驱油效率分别为0～10 %和18 %～25 %；当注入CO_2混相驱时，逆流和顺流的驱油效率则分别增加25 %和10 %，混相比非混相驱油效率更高。

Yu等人[11-12]在Kovscek的基础上，进行了注N_2驱替实验。实验装置由岩心饱和装置和注气装置组成（图1）。实验显示，驱替时间越长，驱油效率越高；驱替压力越高，驱油效率也越高，但气体突破将会更快。

B Vega等人[13]通过细管实验确定CO_2与油样的最小混相压力，并在最小混相压力之上先后进行了CO_2逆流和顺流实验。实验发现，CO_2混相驱替原油的效果相当可观，逆流和顺流的驱油效率分别为54 %和39 %，总驱油效率达到了93 %，比Yu等人的驱油效率高很多，这是因为前者渗透率和孔隙度比后者高很多。

Alharthy等人[14]将岩心放进一个比其稍大的浸提器中，岩心柱与浸提器器壁的间距仅4 mm，等效于一条宽为4 mm的裂缝，再将岩心随着浸提器一并放入高压容器中，将油从岩心中驱出，经过气相色谱仪分析岩心的轻质组分已经挥发，可等效为衰竭开采后的岩心。实验结果表明注入85 %CH_4和15 %C_2H_6的混合气能达到与注入CO_2相同的驱油效率（95 %），但注入CO_2前期的驱替速度更快，这是因为CO_2更早突破了。注入CH_4和N_2的最终驱油效率分别为92 %和26 %，由此认为开采效果为CO_2最好，CH_4次之，N_2较不理想。得出了分子扩散和对流传质是页岩油主要的开采机制。Gamadi、Tovar等人[15-17]也建立了类似的模型。

Hawthorne等人[18]将巴肯上中下部页岩储层岩心与常规储层岩心进行了对比，模拟CO_2注气吞吐，实验数据显示巴肯中部区岩心几乎跟常规储层岩心一样达到了100 %的驱替效率，驱替速度几乎也跟常规储层岩心一样快，而巴肯上、下部页岩区岩心驱油效率较低，这是因为其渗透率和有机质成熟度都还很低。

2 页岩油注气提高采收率数值模拟研究

Gamadi等人[19]建立了水平井多级压裂单井模型，研究表明注气吞吐后采收率提高了，但非均质地层的采收率高于均质地层，他们认为对于均质地层，注入的CO_2容易扩散到储层深部，导致关井时“焖井憋压”效果变差，驱替到井筒中油量减少，采收率相对较低。他们还发现注入压力越高、吸气时间越长、循环周期数越多，采收率就越高。

Zhu等人[5]建立了“缝注缝采”模型（图2），即从水平井的一条裂缝注入CO_2，并从相邻一条裂缝采出。经模拟发现，注入CO_2后采收率大幅提高。且基质渗透率越高，其采收率越高；注入压力越高，采收率也越高。

Dong等人[20]对美国Sanish区块进行了注CO_2的可行性研究，建立了水平井多级压裂模型，比较不同注入压力和不同注入速度下的采收率，并对比了衰竭开采、注CO_2和水驱的开采效果。发现相对于衰竭开采，注气和水驱开采的采收率分别提高约5 %和

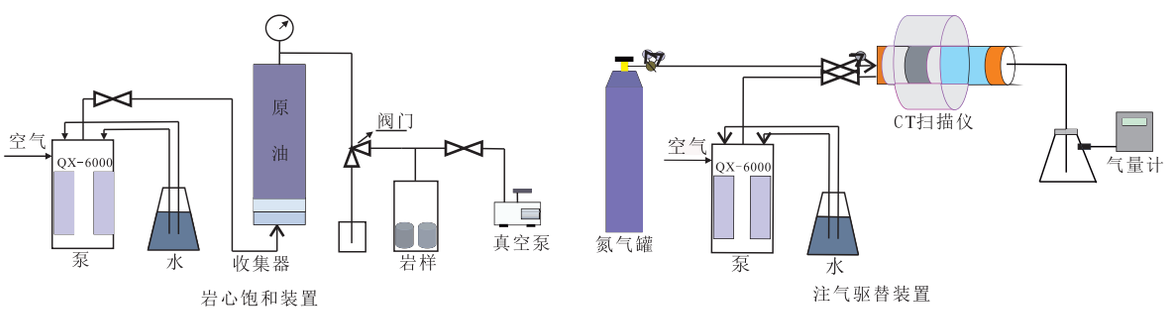

图1 N_2驱实验装置[11]

Fig. 1 Experimental facility of N_2 flooding

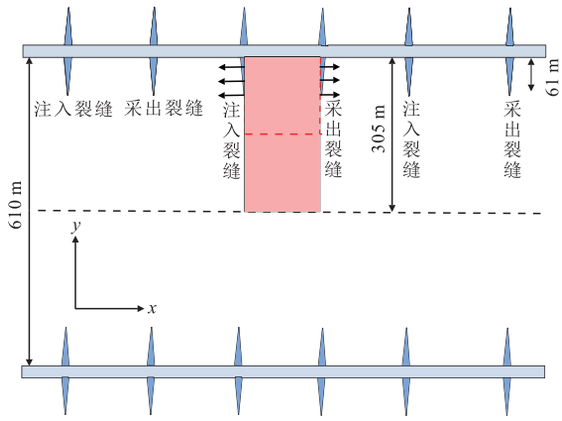

图2　“缝注缝采”模型[5]

Fig. 2　Model of fracture flooding and fracture recovery

1 %,注气比水驱提采效果更好。

Xu等人[21]研究了裂缝方向对注气的影响,同时建立了标准网格模型和网格加密模型(LGR),结果表明横向裂缝与纵向裂缝的产量和采收率基本相等,但前者气体突破时间比后者早,后者注入效果更好。并得出裂缝渗透率不是影响产量的主要因素,而裂缝半长、缝宽及支撑剂的性质对采收率影响较大。

Chen等人[22]利用组分模型模拟注气吞吐,得出相对于衰竭开采,注气吞吐作业后,采收率反而降低了,且吸气时间越长,采收率降低幅度越大;还得出无论是对于衰竭开采还是注气吞吐,储层非均质性越强,页岩油采收率都越低。

通过对比可以发现,Chen等人与其他学者得到了不同的结论,得出注气后采收率反而降低了,这是因为Chen等人的研究中未建立体积压裂模型,由于页岩储层孔隙度和渗透率极低,注气虽使得产油量增加了,但不足以弥补在注入阶段和吸气阶段由于关井导致的油量亏空,因此采收率反而降低了;而其他学者的模型中都存在体积压裂或裂缝,对储层进行了改造,因此得出注气能提高采收率。由此可见,是否进行体积压裂对于成功注气开采很关键。

3　页岩油注气提高采收率矿场试验

3.1　美国巴肯页岩区提高采收率矿场试验

Hoffman等人[23]报道了美国巴肯页岩区的七个试验,基本信息如表1所示。

表1　美国巴肯页岩区7个试验基本信息[23]

Table 1　Basic information of 7 test in Bakken shale area of the United States

试验号	地区	年份	注入流体	注入方式
试验#1	北达科他州	2008	CO_2	吞吐
试验#2	蒙大纳州	2009	CO_2	吞吐
试验#3	北达科他州	2012	水	吞吐
试验#4	北达科他州	2012～2013	水	水驱
试验#5	北达科他州	2014	CO_2	直井注入
试验#6	蒙大纳州	2014	水	水驱
试验#7	北达科他州	2014	天然气	气驱

试验#1和试验#2采用吞吐注气,在低于地层破裂压力下向地层中成功注入了CO_2,而并未观察到明显的产量增长。

试验#3改用了注水吞吐,试验结果显示,成功注入水后未见产量增加。而经过将近一年后,关井一段时间再开井,观测到了产油速度的增长。但有的学者认为这是因为试验区外有一组新井正在进行水力压裂[24-26],因此无法确定采收率的提升是注水引起的还是压裂引起的。

试验#5在直井中注入CO_2,连续注入20～30 d,接着关井20 d后开井生产。结果发现不到1d就在另一口井中观察到了CO_2的突破,也未观察到产油速度的增长。

试验#4采用水驱模式作业,生产井的产油速度均未增加[27]。试验#7在试验#4的基础上,将注入流体改为天然气,持续注入55 d发现四口井产量均增加了。然而在试验#7注入过程中,试验区附近有些井正在进行水力压裂,因此仍无法确定采收率提高的原因(图3)。

试验#6同样采用水驱的注入模式,结果显示所有生产井的产油量和产水量都增加了,然而试验过

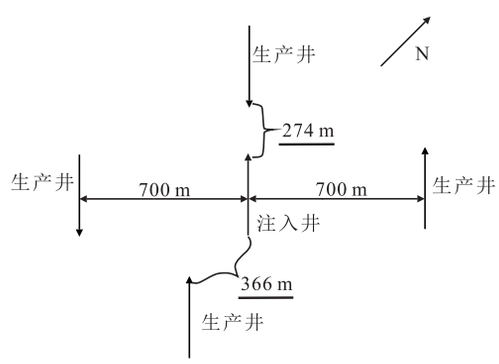

图3　试验#4、#7井位分布[23]

Fig. 3　Well distribution of test #4 and #7

程中，附近也正在进行水力压裂，同样无法判断注水能否提高采收率。

总而言之，在美国巴肯页岩区进行的七个试验表明，向页岩储层中能成功注入多种流体（CO_2、天然气、水等），但无法确定注气能否提高采收率。

3.2 加拿大巴肯页岩区提高采收率矿场试验

Schmidt等人[4]报道了在加拿大巴肯页岩区的注气试验，其岩石及流体性质如表2所示，试验区平均井距仅60 m，远低于上述美国试验区的布井井距（图4）。注入天然气后，九口井的产油速度都大幅上升，采收率从16 %提高到19 %，实现了注气提高采收率。

表2 加拿大巴肯试验区岩石及流体基本性质[4]

Table 2 Basic properties of rocks and fluids in Bakken test area of Canada

参数	值	参数	值
试验面积/km^2	1.46	原始地层压力/MPa	16
储层有效厚度/m	7 ~ 8	原始地层体积系数	1.328
孔隙度，%	9 ~ 10	原油黏度/（mPa·s）	2 ~ 3
渗透率/$10^{-3}\mu m^2$	0.01 ~ 0.1	原油重度/API	42
含水饱和度，%	55 ~ 59	地质储量/$10^8 m^3$	12.72

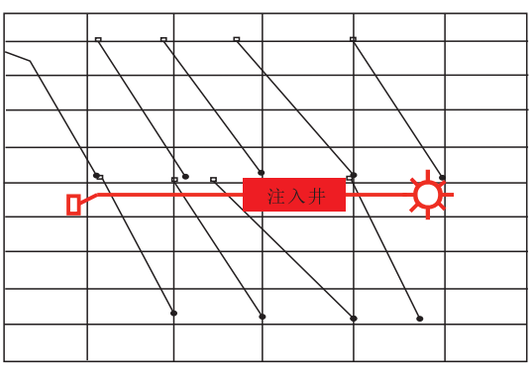

图4 加拿大巴肯试验区井位分布[3]

Fig. 4 Well distribution in Bakken test area of Canada

4 页岩油注气提高采收率可行性分析

著名学者李传亮认为页岩由泥岩和砂条组成。页岩中的泥岩通常称作基质，是页岩的烃源岩。而砂条则是页岩的储集层，每一个小砂条和周围的泥岩基质构成了一个微型圈闭[28]（图5），无数个微型圈闭则构成了大型页岩储层。

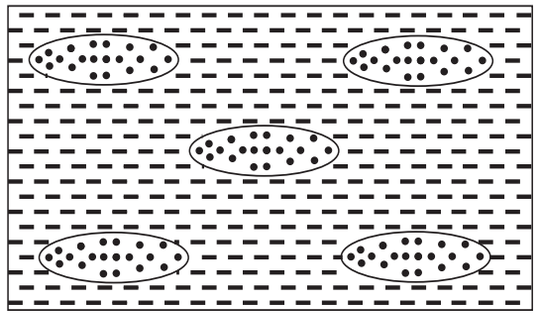

图5 页岩储层构造模式[29]

Fig. 5 Tectonic model of shale reservoir

若想要实现注气提高采收率，前提是需要体积压裂形成裂缝或其他措施，将这些大量微型圈闭连接起来，形成连通关系，如此气体才能有效地将原油从微型圈闭驱入裂缝并进入井筒中。前文所介绍的四个气驱实验中，虽然岩心都未经过压裂，不存在人造裂缝，但都成功驱出了原油，原因是岩心体积较小，不存在严格意义上的圈闭，与常规储层岩心的气驱机理基本相同，只是驱油效率一般低于常规储层。

上文中Chen等人通过数值模拟发现，注气后采收率反而降低了，原因就是没有建立压裂模型。而其他许多学者在建立压裂模型后发现注气能提高页岩油采收率。许多学者的注气数值模拟结果显示采收率能提高20 %左右，而加拿大矿场注气试验采收率仅提高了3 %，说明许多数值模拟模型可能未较真实地反映实际页岩储层的构造。

美国巴肯页岩区的七个矿场试验中，三个试验观察到了产油量的增加。这一现象很可能是因为由于在注入过程中，试验区附近有些井正在进行水力压裂，使得试验区产生了裂缝，所以产量增加了，其余四个试验由于没有形成裂缝将微型岩性圈闭连接起来，故没有实现产量增长。

加拿大巴肯页岩区的试验结果显示注入天然气使得页岩储层采收率从16 %提高到了19 %，成功实现了注气提高页岩油采收率，此试验过程不存在压裂，但试验区采用正交的水平井布井，并且井距很小（仅60 m），能够很好地沟通储层，将许多微型岩性圈闭连接起来了，因而注气能发挥提高采收率的作用。

综上所述，只有当储层内大量微型岩性圈闭实现了良好沟通，注气才能达到提高采收率的效果。

5 结论与认识

1）许多实验和数值模拟结果表明注气能大大提高页岩油的采收率,而实际矿场注气试验结果并不理想,这说明实验条件及数值模拟模型与实际页岩储层的真实情况存在着一定的差异。

2）结合李传亮提出的页岩储层微型岩性圈闭构造理论,只有对储层进行压裂改造形成大量裂缝,或建立正交水平井井网及缩短井距,或采取其他措施,让大量微型岩性圈闭连接起来,注气才具可行性,才能实现注气提高页岩油采收率。

参考文献

[1] 张廷山,彭志,杨巍,等.美国页岩油研究对我国的启示[J].岩性油气藏,2015,27(3):1-10.

[2] 贾承造.论非常规油气对经典石油天然气地质学理论的突破及意义[J].石油勘探与开发,2017,44(1):1-11.

[3] 雒才能,陶士振,白斌,等.论非常规油气与常规油气的区别和联系[J].中国石油勘探,2015,20(1):1-16.

[4] Schmidt M, Sekar B K. Innovative unconventional EOR-A light EOR and unconventional tertiary recovery approach to an unconventional Bakken reservoir in Southeast Saskatchewan[C]// paper WPC-21-1921 presented at the 21st World Petroleum Congress, 15-19 June 2014, Moscow, Russia.

[5] Zhu P, Balhoff M T, Mohanty K K. Simulation of fracture-to-fracture gas injection in an oil-rich shale[C]// paper SPE-175131-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 28-30 September 2015, Houston, Texas, USA.

[6] Wan T, Sheng J J, Soliman M Y. Evaluate EOR potential in fractured shale oil reservoirs by cyclic gas injection[C]// paper URTEC-1611383-MS presented at the Unconventional Resources Technology Conference, 12-24 August 2013, Denver ,Colorado, USA.

[7] Wan T. Evaluation of the EOR potential in shale oil reservoirs by cyclic gas injection[C]// paper SPWLA-d-12-00119 presented at the SPWLA 54th Annual Logging Symposium, 22-26 June 2013, New Orleans Louisiana, USA.

[8] Wan T, Meng X, Sheng J J, et al. Compositional modeling of EOR process in stimulated shale oil reservoirs by cyclic gas injection[C]// paper SPE-169069-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, 12-16 April 2014, Tulsa, Oklahoma, USA.

[9] Tao Wan, James Sheng, Marshall Watson. Compositional modeling of the diffusion effect on EOR Process in fractured shale oil reservoirs by gas flooding[C]// paper URTEC-1891403-MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, 25-27 Augst 2014, Denver, Colorado, USA.

[10] A R Kovscek, G Q Tang, B Vega. Experimental investigation of oil recovery from siliceous shale by CO_2 injection[C]// paper SPE-115679-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition , 21-24 September 2008, Denver, Colorado, USA.

[11] Hoffman B T. Comparison of various gases for enhanced recovery from shale oil reservoirs[C]// paper SPE-154329-MS presented at the 18th SPE Improved Oil Recovery Symposium, 14-18 April 2012, Tulsa, Oklahoma, USA.

[12] Wei Y, Al-Shalabi E W, Sepehrnoori K. A sensitivity study of potential CO_2 injection for enhanced gas recovery in Barnett shale reservoirs[C]// paper SPE-169012-MS presented at the SPE Unconventional Resources Conference, 1-3 April 2014, the Woodlands, Texas, USA.

[13] Vega B, O'Brien W J, Kovscek A R. Experimental investigation of oil recovery from siliceous shale by miscible CO_2 injection [C]// paper SPE-135627-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-22 September 2010, Florence, Italy.

[14] Alharthy N, Teklu T, Kazemi H, et al. Enhanced oil recovery in liquid-rich shale reservoirs: Laboratory to field[C]// paper SPE-175034-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 28-30 September 2015, Houston, USA.

[15] Gamadi T D. Experimental and numerical study of the EOR potential in shale oil reservoirs by cyclic gas injection[D]. Texas, USA: Texas Tech University, 2014.

[16] Gamadi T D, Sheng J J, Soliman M Y. An Experimental Study of Cyclic Gas Injection to Improve Shale Oil Recovery[C] paper 169142-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, 12-16 April 2014, Tulsa, Oklahoma, USA.

[17] Tovar F. Experimental investigation of enhanced recovery in unconventional liquid reservoirs using CO_2: A look ahead to the future of unconventional EOR[C]// paper SPE-169022-MS presented at the SPE Unconventional Resources Conference, 1-3 April 2014, the Woollands, Texas, USA.

[18] Hawthorne S B, Gorecki C D, Sorensen J A, et al. Hydrocarbon mobilization mechanisms from upper middle and lower Bakken reservoir rocks exposed to CO_2[C]// paper SPE-167200-MS presented at the SPE Unconventional Resources Conference Canada, 5-7 November 2013, Calgary, Alberta, Canada.

[19] Gamadi T D, Elldakli F, Sheng J J. Compositional simulation evaluation of EOR potential in shale oil reservoirs by cyclic natural gas injection[C]// paper URTEC-1922690-MS presented at the Unconventional Resources Technology Conference, 25-27 August 2014, Denver, Colorado, USA.

[20] Dong C, Hoffman B T. Modeling gas injection into shale oil reservoirs in the Sanish field, North Dakota[C]// paper URTEC-

168827-MS presented at the Unconventional Resources Technology Conference, 12-14 August 2013, Denver, Colorado, USA.

[21] Tao Xu, Todd Hoffman. Hydraulic fracture orientation for miscible gas injection EOR in unconventional oil reservoirs[C]// paper URTEC-168774-MS presented at the Unconventional Resources Technology Conference, 12-14 Augst 2013, Denver, Coorado, USA.

[22] Chen C, Balhoff M, Mohanty K K. Effect of reservoir heterogeneity on primary recovery and CO_2 huff 'n' puff recovery in shale-oil reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2015, 17(3):404-413.

[23] Hoffman B. Todd, Evans J G. Improved oil recovery ior pilot projects in the Bakken formation[C]// paper SPE-180270-MS presented at the SPE Low Perm Symposium, 5-6 May 2016, Denver, Colorado, USA.

[24] Lawal H, Jackson G, Abolo N, et al. A novel approach to modeling and forecasting frac hits in shale gas wells[C]// paper SPE-164898-MS presented at the EAGE Annual Conference & Exhibition Incorporating SPE Europec, 10-13 June 2013, London, United Kingdom.

[25] King G E. 60 years of multi-fractured vertical, deviated and horizontal wells: What have we learned?[C]// paper SPE-170952-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-29 October 2014, Amsterdam, The Netherlands.

[26] Kurtoglu B, Salman A. How to utilize hydraulic fracture interference to improve unconventional development[C]// paper SPE-177953-MS presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 9-12 November 2015, Abu Dhabi, UAE.

[27] Baker R, Dieva R, Jobling R, et al. The myths of waterfloods, EOR floods and how to optimize real injection schemes[C]// paper SPE-179536-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, 11-13 April 2016, Tulsa, Oklahoma, USA.

[28] 李传亮，朱苏阳. 页岩气其实是自由气[J]. 岩性油气藏，2013，25(1)：1-3.

（编辑　常燕）

《油气藏评价与开发》2019年专刊征稿通知

为了进一步促进油气勘探开发技术水平的提高，《油气藏评价与开发》在刊载石油和天然气勘探与开发技术和成果的同时，突出华东油气三大技术特色，2019年筹划出版CO_2驱油提高采收率、页岩气、煤层气三期主题专刊。欢迎从事以上主题研究的广大作者和读者撰写相关高质量论文按照征稿时间及时投稿。

内容要求：CO_2驱油提高采收率技术、页岩气和煤层气等非常规油气勘探开发技术，以及配套工程工艺技术研究的最新成果、创新技术。

论文要求：论文格式参见官网投稿指南，基金项目支持的论文优先录用。

投稿要求：请登陆期刊官方网站投稿。

网址：http://red.magtech.org.cn

联系人：李颖洁

联系电话：15895894582

专刊征稿时间表

专刊主题	论文提交截止时间
CO_2驱油提高采收率	2019年1月31日
页岩气	2019年4月30日
煤层气	2019年5月31日

《油气藏评价与开发》编辑部

2018年12月8日