

# Feasibility Study of Development of Shale Gas Reservoirs by Vertical Well Fracturing in China

Fujia Guan<sup>1,2</sup>, Haitao Wang<sup>2</sup>, Yuling Jiang<sup>2</sup>, Na Xiao<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Hubei Cooperative Innovation Center of Unconventional Oil and Gas (Yangtze University), Wuhan Hubei

<sup>2</sup>School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan Hubei

Email: [guan\\_fujia@163.com](mailto:guan_fujia@163.com)

Received: Mar. 24<sup>th</sup>, 2016; accepted: Jun. 21<sup>st</sup>, 2016; published: Sep. 15<sup>th</sup>, 2016

Copyright © 2016 by authors, Yangtze University and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

---

## Abstract

There existed great difference in the productivity of shale gas reservoir development between China and the foreign countries. The test open flow capacity of individual horizontal wells with multilevel segment fracturing could be  $1 \times 10^6$  m<sup>3</sup>/d, which was much higher than that of the same reservoir abroad and it was also higher than that of the most of conventional gas reservoirs. By detail analysis and contrast of geological features of shale gas reservoirs both at home and abroad, it was discovered that the well developed fracture system of shale gas reservoirs in China was the decisive factor of higher gas production. In consideration of the geological difference of shale gas reservoirs, horizontal wells with multilevel segment fracturing were not suitable for the development of shale gas reservoirs in China. In this paper, fracturing simulation and numerical simulation methods are used to simulate the fracturing scale and production of horizontal wells with multilevel segment fractured and fractured vertical wells with same volume fracturing fluid. The simulation results show that with same shale parameters and reserves, better economic benefit can be achieved by using vertical fractured wells in shale gas reservoirs in our country.

## Keywords

Shale Gas, Horizontal Wells, Vertical Wells, Fracturing

---

# 我国页岩气藏直井压裂开发可行性分析

关富佳<sup>1,2</sup>, 王海涛<sup>2</sup>, 姜宇玲<sup>2</sup>, 肖 娜<sup>2</sup>

<sup>1</sup>非常规油气湖北省协同创新中心(长江大学), 湖北 武汉

<sup>2</sup>长江大学石油工程学院, 湖北 武汉

作者简介: 关富佳(1978-), 男, 博士, 副教授, 现从事非常规油气评价与开发方面工作。

Email: guan\_fujia@163.com

收稿日期: 2016年3月24日; 录用日期: 2016年6月21日; 发布日期: 2016年9月15日

## 摘 要

国内已开发页岩气藏产能表现出与国外页岩气藏产能的巨大差异, 涪陵页岩气藏个别水平井多级分段压裂试气无阻流量可达百万立方米/天, 远远高于国外同类气藏产能, 比大多数常规气藏产能高。通过对国内外页岩气藏地质特征进行了详细分析对比, 发现国内页岩气藏十分发育的裂缝系统是页岩气井高产的决定因素。鉴于国内外页岩气藏地质特征的差异性, 水平井多级分段压裂或许并不适用于我国页岩气藏的开发。本文利用压裂模拟和数值模拟方法, 对相同压裂排量下的水平井多级分段压裂和直井压裂方式下的页岩气井压裂规模及产量进行了模拟, 模拟结果表明, 相同页岩参数和储量下, 运用直井压裂开发我国页岩气藏能够取得更好的开发效益。

## 关键词

页岩气, 水平井, 直井, 压裂

## 1. 引言

同类气藏采用相同开发方式下开发特征的差异性取决于不同的地质特征, 地质特征决定开发方式。通过对比分析国内外页岩气藏地质特征, 探讨适用于国内页岩气藏的开发方式。美国 Barnett 气藏是世界上率先成功进行商业化开发的页岩气藏, 水平井多级分段压裂技术的运用是其成功开发的关键。自此以后, 水平井多级分段压裂技术成为开发页岩气藏的首选技术, 美国和加拿大页岩气藏后续商业化开发进一步证实了该技术对页岩气藏开发的适用性。近年来, 随着我国页岩气水平井勘探开发技术的不断提高, 尤其是涪陵页岩气藏的投入开发, 水平井分段压裂技术逐渐成为首选开发技术, 页岩气井压裂试气表现出异常高产, 部分井无阻流量超过  $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ , 远远高出国外同类页岩气藏产能极限, 甚至超过绝大部分常规气藏产能。决定国内外页岩气藏产能差异性的内在地质因素是否不同, 由地质因素决定的开发因素是否要有所差别呢? 我国页岩气开发是否仍然沿用国外页岩气开发技术, 这些都是值得商榷的。

美国作为页岩气行业的先驱者, 先后开发了水平井、水力压裂两大核心技术, 以形成页岩储层网状裂缝系统为目的, 实现了页岩气的大规模开采。在目前的页岩气开发中, 水平井加大规模水力压裂被认定为唯一方式, 但其成本较高。据张小龙[1]对美国 Barnett 页岩约 10,000 口水平井的长度及页岩气单井第一年的产量统计, 发现两者没有明显相关性, 且离散性大, 这说明影响页岩气产量变化的因素很多, 能否完全照搬美国水平井和大规模水力压裂的成功经验, 很多人对此提出了质疑[2]。

## 2. 国内外页岩气田地质特征对比

对比国内几个页岩气开发区块的岩石矿物组成及地球化学指标等参数,如表 1 所示,可以看出,我国页岩气藏和美国著名的 Barnett 页岩气藏存在较大差异性。

### 2.1. 总有机碳含量

Barnett 页岩沉淀初期总有机碳含量(TOC)可达 20%,现今 TOC 为 3%~13%,平均 4.5%。涪陵焦石坝区块 TOC 主要分布在 0.46%~7.13%,平均 2.66%,其中 TOC  $\geq 1.0\%$  样品较多,达到样品总数的 95.1%。鄂尔多斯盆地南部张家滩页岩有机质丰度为 1.76%~5.88%,平均 3.24%。川东南涪陵地区页岩 TOC 一般为 1%~2%,横向分布稳定[3]。

### 2.2. 有机质类型与演化程度

涪陵焦石坝区块五峰组-龙马溪组有机质显微组分中腐泥组含量最高[4],烃源岩主要为 I 型,镜质体反射率为 2.42%~2.80%,平均 2.59%。川东南涪陵地区下侏罗统大安寨页岩有机质类型以 II<sub>2</sub> 为主,镜质体反射率为 1.26%~1.55%,基本处于高成熟阶段。鄂尔多斯盆地南部张家滩页岩镜质体反射率为 0.52%~1.13%,平均 0.72% [3]。与北美 Barnett 等典型页岩地质特征相比,以涪陵龙马溪组为代表的国内页岩 TOC、含气量、黏土矿物含量、脆性矿物含量等参数指标与北美页岩基本相当,具有相似的页岩气形成条件,埋藏深度适中,但热演化程度偏高[5]-[7]。

### 2.3. 物性特征

#### 2.3.1. 孔隙度

涪陵焦石坝区块五峰组-龙马溪组孔隙度分布在 1.17%~8.61%之间,平均 4.87%,孔隙度总体表现为低-中孔[8]。川东南涪陵地区下侏罗统页岩大安寨段孔隙度为 1.40%~8.17%,平均 4.68% [9]。

#### 2.3.2. 渗透率

涪陵焦石坝区块五峰组-龙马溪组页岩储层垂直渗透率远远低于其水平渗透率[10],垂直渗透率平均值为 0.1539 mD,水平渗透率平均值为 0.4908 mD。涪陵地区下侏罗统页岩大安寨段渗透率为 0.0111~96.2014 mD,平均 0.7371 mD。Barnett 已发表渗透率数据为 0.001~0.005 mD [11]。对比渗透率数据可以看出,相比于 Barnett 毫达西级甚至是毫微达西级的渗透率,涪陵地区的渗透率存在数量级的增长,这可能是产能差异的主控因素之一。

## 3. 国内页岩气田高产因素分析

我国涪陵页岩气区块[12] 2013 年 11 月 30 日,稳定生产 368 d 后,JY1 井产气量仍高达  $6.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,压力稳定在 20 MPa。已完成试气的 26 口井投入试采后均获得较高产能,单井无阻流量  $10.1 \times 10^4 \sim 155.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,单井产量  $5 \times 10^4 \sim 35 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,区域井组日产气量  $308.66 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。数据显示,截至 2014 年

Table 1. Geological data of shale gas reservoirs both at home and abroad

表 1. 国内外页岩气田地质数据表

区块名称	黏土矿物含量/%	脆性矿物含量/%	孔隙度/%	TOC/%	压力因数/1
长宁	3	4	7	8	1.35~2.03
威远	4	3	5	9	1.4~1.96
焦石坝	7	6	7	8	1.35~1.55
Barnett	4	3	5	9	0.99~1.02

底涪陵页岩气井已完井 113 口，投产 89 口，平均单井日产量达  $8.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，较之于美国许多页岩气井产量有大幅增长。

### 3.1. 基于二元富集理论的有利目标选区

将我国第一批页岩气井威 201 井等与美国页岩气藏进行对比研究发现，我国南方地区海相沉积页岩气藏具有构造运动复杂、多期构造叠加、热演化程度高、保存条件复杂等特点。通过对比研究得到了“并不是所有页岩都具有页岩气，并不是所有页岩气都是商业性页岩气”，以页岩厚度、有机质丰度、热演化程度、埋藏深度和脆性矿物含量等主要地质评价参数，发现了奥陶系五峰组 - 志留系龙马溪组关键参数的耦合规律，提出海相页岩气“二元富集”理论并建立了相应的页岩气选区体系和标准[13]。结合进一步勘探开发经验，逐步形成了页岩气形成条件研究、富集主控因素分析及勘探实践的“三元富集”理论[14]。

### 3.2. 异常高压

地层压力系数是页岩气富集高产评价指标之一。页岩气藏相比常规油气藏具有特殊性，是生储盖三位一体的地质体[15]，因此其保存条件的评价也有所不同。页岩地层异常高压的产生原因目前还存在争议[16]，部分学者认为高压是烃源岩生烃过程中增压及泥页岩的欠压实作用[17]，以及良好的保存条件下天然气聚集所引起的，反之会因为气藏封闭性不好，页岩气排出过快造成压力大幅降低，甚至形成低压。美国 Barnett 和 Haynesville 等页岩气高产区均存在不同程度高压[18]，众多学者认为合适的高压是页岩气高产的重要原因之一[19]-[21]。

一方面在页岩气产出过程中高压提高了传质速度；另一方面，在大规模水力压裂过程中高压能够与水力作用相互影响，产生更多朝向射孔点方向的诱导裂缝，有效沟通储层、增强压裂效果。页岩中的异常高压可提高开采过程中的天然气流速，在压裂过程中，异常高压能够与水力作用“里应外合”，使压开裂缝朝井眼汇集，提高压裂开采效率。

### 3.3. 潜在的诱发裂缝

微地震数据监测到页岩地层裂缝呈现不规则的复杂裂缝网络系统[22] [23]，通过分析井周天然裂缝随机分布与层理平行发育下的诱导缝形态，从力学角度考虑，天然裂缝与层理高度发育的地层有潜力实现诱导缝分支，形成复杂的诱导缝形态[24]。然而 Mayerhofer [25]研究 Barnett 页岩气井产量规律时，从微地震监测与压裂裂缝形态变化特征入手，得出改造网状裂缝系统体积(SRV)越大，产量越高。

## 4. 页岩气储层直井开发的可行性论证

对比国内外页岩气地质特征，分析国内页岩气高产因素，参照国际油价，页岩气开发能否选用直井代替水平井具有重大现实意义。根据第五届中国石油工程设计大赛页岩气数据，见表 2。采用压裂模拟软件 Meyer 中适用于页岩气的 MShale 模块对比模拟水平井和直井压裂过程，将得到的裂缝信息输入数值模拟软件 CMG 的 GEM 组分模拟器，模拟页岩气的开采动态，并进行页岩气藏直井压裂开发的可行性论证。

Table 2. Shale gas data of the 5th National petroleum engineering design competition

表 2. 第五届中国石油工程设计大赛页岩气数据

气藏顶深/m	基质水平渗透率/mD	基质垂直渗透率/mD	裂缝渗透率/mD	基质孔隙度/%
2500	0.1	0.1	0.001	0.045
裂缝孔隙度/%	压力因数/1	岩石压缩系数/psi <sup>-1</sup>	基准压力/MPa	油藏温度/°C
0.001	1.45	0.000001	35	85

#### 4.1. Meyer 的 MShale 模块对比模拟水平井和直井压裂

模拟水平井压裂，水平段长 1500 m，射孔压裂段深度 2485.6~2549.34 m，分 20 段压裂，每段分 3 簇射孔，簇间距 25 m，每簇长 0.5 m，使用大型压裂：大排量(泥浆速率约为 11 m<sup>3</sup>/min)、大液量(每段 909 m<sup>3</sup>泥浆)、大砂量(支撑剂总质量 67.390 t)、低砂比(小粒径以 100 目和 40~70 目为主)，最后模拟得到压裂半长为 200 m，高 72.566 m 的裂缝。共用泥浆 18,185.6 m<sup>3</sup>，共用支撑剂 1374.8 t。

模拟直井压裂，直井段全射孔，射孔压裂段深度 2479.2~2563.7 m，不改变裂缝数据等，Mshale 中不勾选水平井选项，改变井斜数据，换为直井，所用泥浆体积和支撑剂质量均为水平井总量的 1/3，总泥浆 6364.9 m<sup>3</sup>，共用支撑剂 471.73 t。模拟 Mshale 得到压裂半长为 503.7 m、高 81.29 m 的裂缝，见表 3。

由表 3 和图 1、图 2 可知，模拟使用水平井所需 1/3 泥浆体积和支撑剂用量的直井压裂半长为 503.7 m，计算得出的有效改造体积与水平井计算出的有效改造体积相差不大，故直井结合水力压裂具有现实意义。

#### 4.2. 页岩气直井压裂和水平井压裂开发数值模拟

由于页岩节理和裂缝发育，基质孔隙作为页岩气储集空间，裂缝系统才是主要渗流通道，因此，采用双孔双渗模型对区块进行动态模拟和预测研究。将水平井和直井裂缝半长分别设置为 200 m 和 503 m 作对比分析，得到日产气量预测图(图 3 和图 4)。

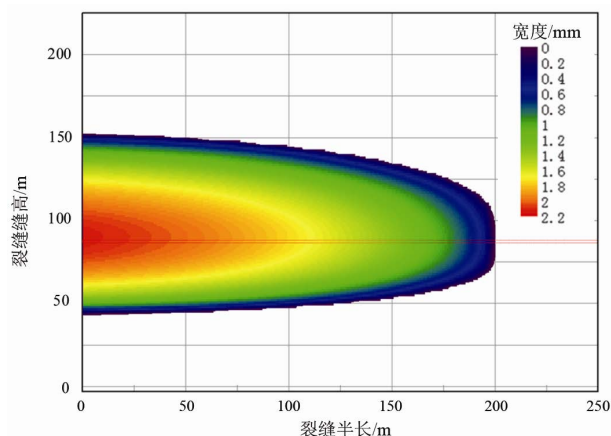


Figure 1. Fracture outline of horizontal wells

图 1. 水平井裂缝轮廓图

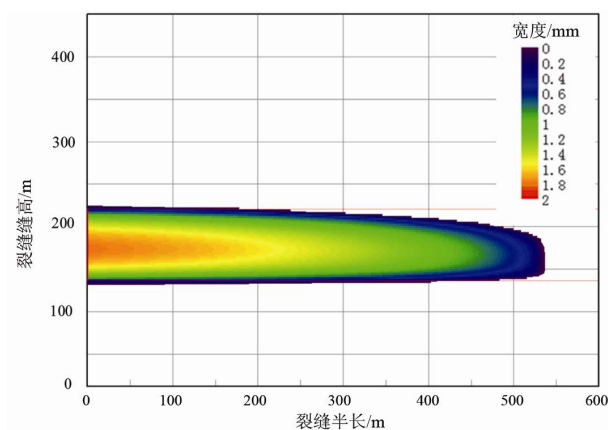


Figure 2. Fracture of vertical wells with 1/3 horizontal wells displacement

图 2. 1/3 水平井排量下直井裂缝轮廓图

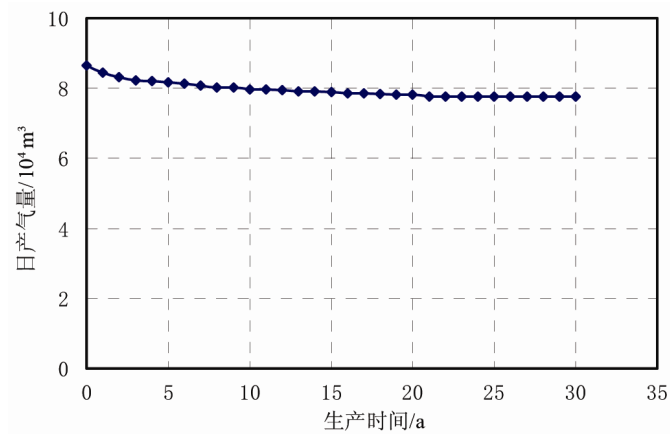


Figure 3. Prediction of daily gas production in horizontal wells  
图 3. 水平井日产气量预测图

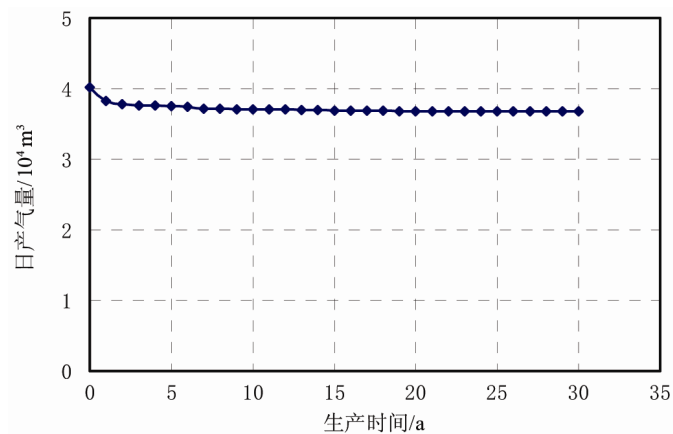


Figure 4. Daily production prediction of horizontal wells with 1/3 horizontal wells displacement  
图 4. 1/3 水平井排量下直井日产气量预测图

Table 3. Comparison of horizontal wells and vertical wells

表 3. 水平井与直井对比表

井型	泥浆体积/m <sup>3</sup>	支撑剂质量/t	裂缝半长/m	裂缝缝高/m
水平井	18,185.6	1347.8	200	120
直井	6364.9	471.73	503.7	100

由图 3、图 4 可以看出，只有水平井 1/3 压裂排量的直井日产气量却达到水平井产量的 1/2，且其钻井成本低。当压裂排量与成本不呈线性关系时，采用直井开采成本更低。

## 5. 结论与认识

1) 由近几年国内页岩气开发过程实践得出，可以借鉴美国页岩气开发的成功经验，但在现行低油价环境下不能完全照搬。

2) 对比国内外页岩气地质条件发现，在总有机碳含量、含气量、黏土矿物含量、脆性矿物含量等参数指标与北美页岩基本相当的条件下，渗透率和超压或超高压是造成产能差异的主控因素。

3) 通过 Meyer 软件模拟压裂和 CMG 模拟开发过程得出，采用直井结合水力压裂的方式开发页岩气藏有较强的现实意义。

## 基金项目

中国石油科技创新基金项目(2015D-5006-0206); 非常规油气湖北省协同创新中心创新基金项目(BUOG-2014-3)。

## 参考文献 (References)

- [1] 张小龙, 张同伟, 李艳芳, 等. 页岩气勘探和开发进展综述[J]. 岩性油气藏, 2013, 25(2): 116-122.
- [2] 琚宜文, 卜红玲, 王国昌. 页岩气储层主要特征及其对储层改造的影响[J]. 地球科学进展, 2014, 29(4): 492-506.
- [3] 杨阳, 朱超, 陈博, 等. 美国 Barnett 页岩与鄂尔多斯盆地张家滩页岩对比研究[J]. 长江大学学报(自科版), 2012, 9(12): 50-52.
- [4] 易同生, 高弟. 贵州龙马溪组页岩气储层特征及其分布规律[J]. 煤田地质与勘探, 2015, 43(3): 22-27, 32.
- [5] 郭少斌, 黄磊. 页岩气储层含气性影响因素及储层评价——以上扬子古生界页岩气储层为例[J]. 石油实验地质, 2013, 35(6): 601-606.
- [6] 陈波, 关小曲, 马佳. 上扬子地区早古生代页岩气与北美 Barnett 页岩气潜力对比[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2011, 33(12): 23-27, 171.
- [7] 郭彤楼, 刘若冰. 复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示——以四川盆地东部盆缘 JY1 井为例[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(4): 643-651.
- [8] 郭旭升. 涪陵页岩气田焦石坝区块富集机理与勘探技术[M]. 北京: 科学出版社, 2014: 89-90.
- [9] 周德华, 焦方正, 郭旭升, 等. 川东南涪陵地区下侏罗统页岩油气地质特征[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(4): 450-454.
- [10] 张士万, 孟志勇, 郭战峰, 等. 涪陵地区龙马溪组页岩储层特征及其发育主控因素[J]. 天然气工业, 2014, 34(12): 16-24.
- [11] Montgomery, S.L., Jarvie, D.M., Bowker, K.A., et al. (2005) Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, North-Central Texas: Gas-Shale Play with Multi-Trillion Cubic Foot Potential. *AAPG Bulletin*, **89**, 155-175. <http://dx.doi.org/10.1306/09170404042>
- [12] 周德华, 焦方正, 贾长贵, 等. JY1HF 页岩气水平井大型分段压裂技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(1): 75-80.
- [13] 郭旭升. 南海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. 地质学报, 2014, 88(7): 1209-1218.
- [14] 王志刚. 涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(1): 1-6.
- [15] 聂海宽, 包书景, 高波, 等. 四川盆地及其周缘下古生界页岩气保存条件研究[J]. 地学前缘, 2012, 19(3): 280-294.
- [16] 郭泽清, 刘卫红, 钟建华, 等. 柴达木盆地西部新生界异常高压: 分布、成因及对油气运移的控制作用[J]. 地质科学, 2005, 40(3): 376-389.
- [17] 邹才能, 陶士振, 朱如凯, 等. “连续型”气藏及其大气区形成机制与分布——以四川盆地上三叠统须家河组煤系大气区为例[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(3): 307-319.
- [18] 王世谦, 王书彦, 满玲, 等. 页岩气选区评价方法与关键参数[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2013, 40(6): 609-620.
- [19] 管全中, 董大忠, 芦慧, 等. 异常高压对四川盆地龙马溪组页岩气藏的影响[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(1): 55-60.
- [20] 董大忠, 高世葵, 黄金亮, 等. 论四川盆地页岩气资源勘探开发前景[J]. 天然气工业, 2014, 34(12): 1-15.
- [21] 房大志, 曾辉, 王宁, 等. 从 Haynesville 页岩气开发数据研究高压页岩气高产因素[J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(2): 58-62.
- [22] 赵金洲, 任岚, 胡永全. 页岩储层压裂缝成网延伸的受控因素分析[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2013, 35(1): 1-9.
- [23] 王鹏, 纪友亮, 潘仁芳, 等. 页岩脆性的综合评价方法——以四川盆地 W 区下志留统龙马溪组为例[J]. 天然气工业, 2013, 33(12): 48-53.
- [24] 黄静. 页岩气井周网状诱导缝形成岩石力学机制研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2014.
- [25] Mayerhofer, M.J. (2010) What Is Stimulated Reservoir Volume SRV. *SPE Production & Operations*, **25**, 89-98. <http://dx.doi.org/10.2118/119890-PA>

**期刊投稿者将享受如下服务：**

1. 投稿前咨询服务 (QQ、微信、邮箱皆可)
2. 为您匹配最合适的期刊
3. 24 小时以内解答您的所有疑问
4. 友好的在线投稿界面
5. 专业的同行评审
6. 知网检索
7. 全网络覆盖式推广您的研究

投稿请点击：<http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱：[jogt@hanspub.org](mailto:jogt@hanspub.org)