第 18 卷　第 34 期　2018 年 12 月
1671—1815(2018)034-0051-06

科　学　技　术　与　工　程
Science Technology and Engineering

Vol. 18　No. 34　Dec. 2018
ⓒ　2018　Sci. Tech. Engrg.

引用格式:张德良, 吴建发, 张　鉴, 等. 北美页岩气规整化产量递减分析方法应用——以长宁-威远示范区为例[J]. 科学技术与工程, 2018, 18(34): 51—56

Zhang Deliang, Wu Jianfa, Zhang Jian, et al. Application of the normalized production decline analysis method for shale gas of North America—Taking Changning-Weiyuan Demonstration Area as an example[J]. Science Technology and Engineering, 2018, 18(34): 51—56

北美页岩气规整化产量递减分析方法应用——以长宁-威远示范区为例

张德良[1,2]　吴建发[1]　张　鉴[1]　吴天鹏[1]　朱怡辉[1]

(中国石油西南油气田分公司页岩气研究院[1], 成都 610051; 西南石油大学石油与天然气工程学院[2], 成都 610050)

摘　要　页岩气井控压生产时,工作制度变换频繁,产量及压力递减缓慢,常规递减方法难以对其生产动态进行准确预测。针对控压页岩气井生产特征,北美 Haynesville 提出采用规整化产量同时耦合压力及产量影响,进行页岩气井动态分析。基于上述方法,通过地质参数类比、数值模拟计算和矿场实例应用等验证手段,论证了北美规整化产量递减分析方法对于长宁-威远示范区气井生产动态分析的可行性,并提出了采用该方法预测长宁-威远示范区页岩气井最终可采储量(EUR)的相应步骤。研究成果证实了北美规整化产量递减分析方法应用于中国同类型页岩气田控压限产气井的可行性及优势,对国内同类页岩气田动态分析及生产规律预测具有参考和借鉴价值。

关键词　页岩气　　控压限产　　动态分析　　最终可采储量

中图法分类号　TE33^{+}2;　　**文献标志码**　A

目前,气井产量动态预测方法主要包括经验法、现代产量递减分析法、解析模型法和数值模拟法[1](表 1)。后面三种方法虽然能够对各种生产情况进行预测,但是模型输入参数复杂且计算准确性严重依赖于输入参数的可靠性。

经验法作为一种以统计回归理论为基础的气藏工程方法,以 Arps 递减、拓展指数递减、Duong 方法递减和幂指数递减分析为代表,具有应用方便,结果可靠的特点[2]。采用经验法预测气井生产动态,主要通过各种函数回归拟合产量 q-时间 t 关系,然后外推获得预测趋势结果[3]。

对于页岩气藏,随着地层流体的采出,支撑剂发生回流、嵌入、破碎,岩石有效应力增加,缝网改造区导流能力下降明显[4]。大生产压差(放压放产)对于页岩气井产能的影响,主要包括早期支撑剂回流运移和中晚期不可逆应力敏感伤害[5—8]两个方面。

不同学者考虑力学破坏准则,以及微观流动特征,建立多种页岩储层视渗透率表征模型[9—12],其计算结果均表明在应力敏感效应的影响下,页岩储层改造区渗透率随地层压力的降低下降明显。基于限制储层流体采出速度,减缓应力敏感伤害,维持渗流区长期导流能力,从而提高开发效果的基本思想[13],国内外诸学者推荐页岩气井采用控压限产的生产方式进行开发。杨波等[14]通过数值模拟计算方法研究了不同应力敏感对最终采气量的影响,通过定性分析,认为高产下渗透率应力敏感衰竭更明显,初期控压限产气井生产潜能更大。李凯等[15]通过岩心实验建立考虑应力敏感的页岩气井产能模型,模拟计算表明地层压力下降导致的应力敏感效应会使得气井产能降低 30% 以上。Wang 等[16]对 Haynesville 地区 Louisiana Bossier Parish 区块完井储层段相同的 11 口井的生产制度进行分类研究发现:5.6 ~ 8.7 mm 油嘴的递减率和累计产量明显优于 9.5 ~ 11.9 mm 油嘴,并通过数值模拟手段认为控压限产条件下 30 年的 EUR 比非控压生产提高约 30%。

根据理论研究的相关成果,北美 Haynesville 页岩气田于 2010 年开始采用控压限产生产制度[17],借鉴北美相关矿场实践,长宁-威远示范区于 2016

表 1　页岩气井产量递减分析方法

Table 1　Decline analysis methods of shale gas reservoirs

方法类型	适用流态	应用思路
Arps 递减法	边界控制流	回归产量递减趋势,预测生产动态及 EUR
扩展指数递减法	线性流、边界控制流	
Duong 法	线性流段	
修正 Duong 法	线性流、边界控制流	
幂指数递减分析法	线性流、边界控制流	
修正幂指数递减分析法	线性流、边界控制流	

2018 年 5 月 5 日收到　国家科技重大专项(2016ZX05062002)资助
第一作者简介:张德良,男,博士。研究方向:油气藏渗流机理描述、开发动态及数值模拟。E-mail:onlyjjj@126.com。

年陆续开展控压限产先导试验。页岩气井采用控压限产生产制度后,表现出产量压力递减缓慢的动态特征(甚至出现台阶状稳产阶段),加之控压限产时气井工作制度变换频繁,以单一产量指标进行递减分析的方相关法难以适用[18],并且页岩气井最终可采储量指标(EUR)也难以准确预测(图 1)。

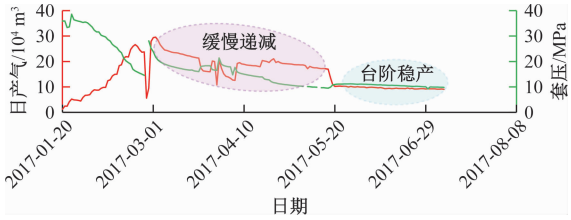

图 1 四川盆地 XX 控压限产页岩气井采气曲线

Fig. 1 Typical production curves of the XX restricted rate well in Sichuan basin

针对控压限产页岩气井动态特征,北美 Haynesville 提出采用规整化产量同时耦合压力及产量影响进行页岩气井动态分析[19],本文基于上述方法,通过地质参数类比和数值模拟验证手段,论证该方法对于长宁-威远示范区气井生产动态预测的可行性,并提出预测长宁-威远示范区页岩气井 EUR 的相应步骤。

1 理论基础

生产实践表明,通过限制油嘴尺寸限制气井产量后,压力和产量的递减均趋于缓慢,甚至几个月产量都趋近稳定,采用单一产量因素递减回归变得困难。北美 Haynesville 页岩气田基于控压限产气井动态特征,提出采用规整化耦合压力及产量影响进行页岩气井动态分析。

定义气体拟压力:

$$m(p) = \int_{p_0}^{p} \frac{p}{2\mu Z}\mathrm{d}p \tag{1}$$

式(1)中:p 为气体压力,MPa;$m(p)$ 为气体拟压力,$\mathrm{MPa}^2/(\mathrm{mPa}\cdot\mathrm{s})$;$\mu$ 为气体黏度,mPa·s;Z 为气体偏差因子。

可以类似地得到气藏采气指数:

$$J_g = \frac{q_g}{m(p_i) - m(p_{wf})} \tag{2}$$

式(2)中:q_g 为气井产量,$10^4\ \mathrm{m}^3/\mathrm{d}$;$p_i$ 为原始地层压力,MPa;p_{wf}为井底流压,MPa。

井底压力计算采用平均温度和平均偏差系数法:

$$\int_{p_o}^{p_{wf}} \frac{\frac{ZT}{p}\mathrm{d}p}{1 + \frac{1.324 \times 10^{-18} f(q_{sc}TZ)^2}{d^5 p^2}} = \int_0^D 0.034\ 15\gamma_g \mathrm{d}D \tag{3}$$

摩阻系数为

$$f = \frac{1}{\left[1.14 - 2\lg\left(\frac{e}{d} + \frac{21.25}{Re^{0.9}}\right)\right]^2} \tag{4}$$

雷诺数为

$$Re = 1.776 \times 10^{-2} \frac{q_{sc}\gamma_g}{\mu_g d} \tag{5}$$

式中:p_o 为井口压力,MPa;γ_g 为气体相对密度,小数;T 为井筒温度,K;Re 为管流雷诺数;e 为管壁粗糙度;d 为管径,m;D 为气藏平均深度,m;q_{sc}为气井产量,$10^4\ \mathrm{m}^3/\mathrm{d}$。

实际分析时,采气指数量纲复杂应用不便,定义规整化产量:

$$q_N = J_g[m(p_i) - m(p_{ab})] = q_g \frac{m(p_i) - m(p_{ab})}{m(p_i) - m(p_{wf})} \tag{6}$$

式(6)中:q_N 为规整化产量,$10^4\ \mathrm{m}^3/\mathrm{d}$;$p_{ab}$为废弃压力,MPa。

图 2 展示了模型计算气井产量和规整化产量关系曲线,随着气井产量的递减,井底压力线性递减,规整化产量 q_N 则是一个随生产压差变化的参数,在生产中后期,井底压力 p_{wf}会无限趋近于废弃压力 p_{ab},规整化产量趋于真实产量,并最终达到统一。

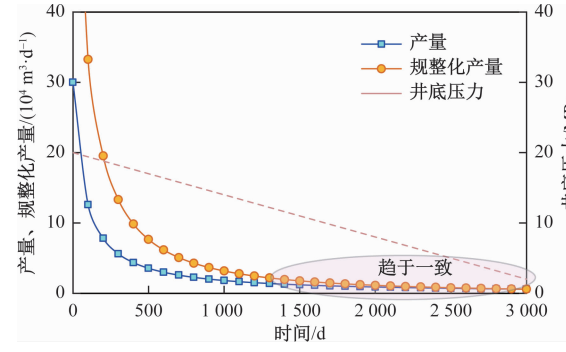

图 2 产量与规整化产量曲线对比

Fig. 2 The comparison between production and normalized production curves

2 模型验证

北美 Haynesville 页岩气田于 2012 年提出应用规整化产量进行页岩气井递减分析的模型和方法,中石油长宁-威远页岩气示范区自 2016 年开始控压限产先导试验,并通过静态地质参数类比、数值模拟计算、实际生产数据拟合等手段,对该方法的在长宁威远地区的适用性进行了评价。

长宁-威远页岩气国家级示范区位于四川盆地南部,其开发单元五峰-龙马溪组属一套深水陆棚相富有机质泥页岩,埋深 2 000 ~ 4 000 m,TOC 含量

2.5% ~4%，总含气量 2 ~7.5 m^3/t，脆性矿物含量 45% ~80%，压力系数 1.2 ~2.4[20]。

Haynesville 页岩层系是一套黑色的富含有机质的上侏罗统页岩，位于北路易斯安那盆地，主力页岩产层位于 Bossier 页岩层段的下部，埋深在 3 000 ~ 4 700 m，TOC 含量 2% ~6%，总含气量 2.8 ~ 9.4 m^3/t，整体脆性矿物含量 65% ~75%，压力系数 1.6 ~2.1[21]。

由表 2 可以看到，长宁-威远示范区与 Haynesville 页岩气田总体上都具有保存条件稳定、含气性好、储层物性佳、埋藏深度大和压力系数高的地质特征，并且在开发过程中均反映出初期产量高、首年递减快的动态特征。北美 Haynesville 页岩气田通过控压限产提高开发效果的实践经验及规整化产量分析方法，可以尝试应用于长宁威远示范区相关研究。

在地质类比的基础上，利用 Ecrin 软件平台数值计算模块，采用长宁威远示范区代表性储层的物性参数，建立多级压裂水平井模型，验证利用规整化产量进行动态分析的优势及可靠性。基本参数如表 3 所示。

模型采用控压限产三段式工作制度：定产量 10×10^4 m^3/d 生产 90 d、定井底压力 10 MPa 生产 200 d、定井底压力 1 MPa 生产 200 d（图 3）。

根据理论模型计算结果，绘制规整化产量与常规产量对比曲线图，如图 4 所示。可以看到，规整化产量可以对定产生产阶段进行分析，并且其递减规律在工作制度变化前后更加稳定，适用于控压限产页岩气井的动态分析。

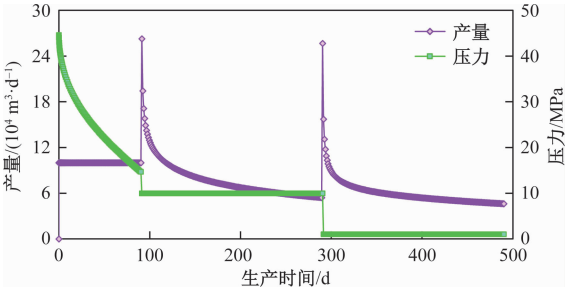

图 3　数值模型三段式工作制度下采气曲线

Fig. 3　Three stage production curves calculated from numerical model

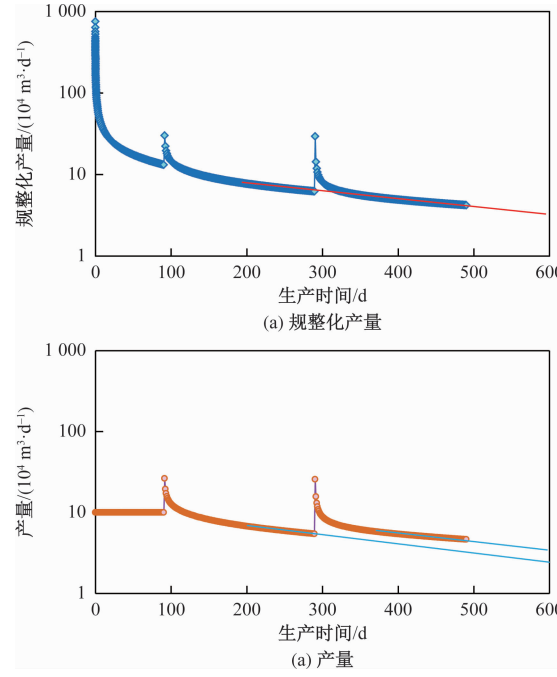

图 4　采用数值模拟计算数据的规整化产量分析效果对比

Fig. 4　Comparison of normalization production and production decline analysis using calculated data

进一步利用长宁-威远示范区控压生产页岩气井动态数据，开展规整化产量递减分析方法适应性研究。在实际生产时，受控于管线输压，控压限产气井晚期近似以定压生产，规整化产量与常规产量递减规律会趋于一致（图 5）。同时在早期控压限产阶段，规整化产量曲线递减规律出现时间更早，能够更加及时确定生产动态。

综合静态地质参数类比、数值模拟计算、实际生产数据拟合的结果认为规整化产量能够适用于长宁-威远示范区控压限产页岩气井的生产动态预测。相对于传统产量递减分析，主要包括以下优点。

表 2　长宁-威远与北美 Haynesville 页岩气田地质条件对比

Table 2　The comparison of geology parameters between Changning-Weiyuan and Haynesville

区块	沉积环境	TOC/%	R_o/%	孔隙度/%	埋深/m	含气量/($m^3\cdot t^{-1}$)	压力系数	地貌特征	脆性矿物含量/%	裂缝	泊松比
Haynesville	深水陆棚	2.0 ~6.0	1.8 ~2.5	5 ~11	3 000 ~4 700	2.8 ~9.4	1.6 ~2.1	平原	65 ~75	不发育	0.27
长宁-威远	深水陆棚	2.5 ~4.0	2.5 ~3.5	4.5 ~7.5	2 000 ~4 000	2 ~7.5	1.2 ~2.4	山地、丘陵	45 ~80	较发育	0.2 ~0.3

表 3　理论模型基本参数

Table 3　Synthetic data used for the theoretical model

参数	区域范围/m	地层压力/MPa	储层厚度/m	孔隙度/%	水平井长度/m	压裂段数	气藏温度/℃	相对密度	渗透率/mD	裂缝半长/m
数值	1 600×600	44.6	40	7	1 500	20	100	0.6	2×10^{-4}	80

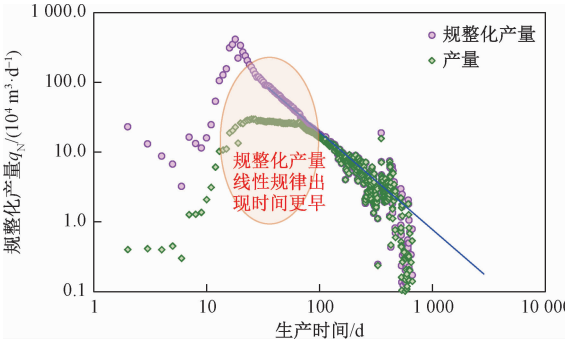

图 5 采用实际生产数据的规整化产量递减分析效果对比

Fig. 5 Comparison of normalization production and production decline analysis using field data

(1)耦合考虑了生产压差和产量间的相互影响,能够对缓慢递减以及定产生产阶段进行分析。

(2)对于气井工作制度经常变换的情况,递减规律前后更加稳定一致。

(3)相较于常规递减模型,其回归关系更加明确且相关性出现时间更早。

3 应用实例

根据规整化产量计算方法,结合模型验证成果,充分考虑长宁-威远示范区实际工况,开展 EUR 预测研究。

北美计算页岩气井 EUR 时,通常以经济极限产量作为截止指标,中国页岩气田一般以 20 年末的累产气量作为 EUR 指标,其应用步骤如下。

(1)绘制规整化产量与生产时间关系曲线,确定 20 年末规整化产量大小,如图 6 所示。由图 6 可知生产 20 年时对应规整化产量均匀 0.4×10^4 m^3/d。

(2)在此基础上绘制规整化产量与累产关系曲线,如图 7 所示。通过趋势预测,分析规整化产量递减至 0.4×10^4 m^3/d 时的累计产量,可知该井 EUR 为 0.79×10^8 m^3。

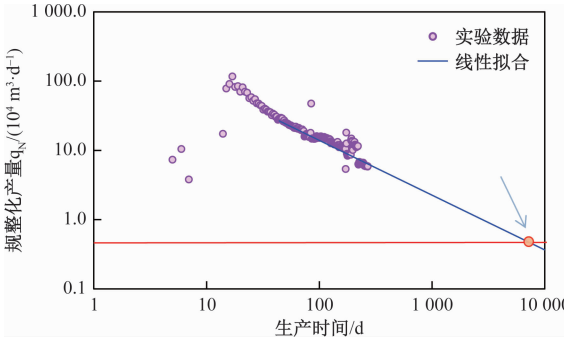

图 6 XX 页岩气井规整化产量与生产时间关系曲线

Fig. 6 The relationship between normalized production and time of XX shale gas well

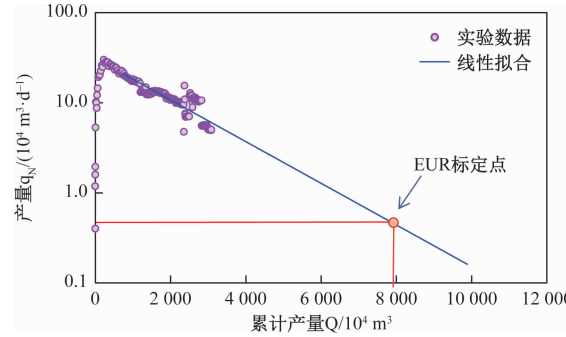

图 7 XX 页岩气井规整化产量与累积产量关系曲线

Fig. 7 The normalized and cumulative production curves of XX shale gas well

4 结论

(1)规整化产量耦合考虑了压力和产量的影响,能够对缓慢递减以及定产生产阶段进行分析。

(2)相较于传统递减经验方法,规整化产量应用于控压限产井时,规律更加明显,趋势更加稳定,预测更加准确。

(3)采用规整化产量计算页岩气井 EUR,应用便捷,结果可靠,可广泛适用于缺乏地质资料情况下的 EUR 计算。

参 考 文 献

1 Gentry R W. Decline curve analysis. Journal of Petroleum Technology, 1972; 24(1): 38—41

2 胡建国. 产量递减的典型曲线分析. 新疆石油地质, 2009; 30(6): 720—721
Hu Jianguo. An analysis of production-decline type curve. Xinjiang Petroleum Geology, 2009; 30(6): 720—721

3 何 俊, 陈小凡, 乐 平, 等. 线性回归方法在油气产量递减分析中的应用. 岩性油气藏, 2009; 21(2): 103—105
He Jun, Chen Xiaofan, Yue Ping, *et al*. Application of linear regression method to analysis of oil and gas production rate decline. Lithologic Reservoirs, 2009; 21(2): 103—105

4 John T, Li F, Dee G, *et al*. An overview of horizontal well completions in the Haynesville shale. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2011; 50(6): 22—35

5 李武广, 钟 兵, 张小涛, 等. 页岩人工裂缝应力敏感评价方法. 大庆石油地质与开发, 2016; 35(3): 159—164
Li Wuguang, Zhong Bing, Zhang Xiaotao, *et al*. Evaluating method of the stress sensitivity for the artificial fractures in the shale. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016; 35(3): 159—164

6 朱维耀, 马东旭. 页岩应力敏感实验研究. 北京力学会第 23 届学术年会论文集. 北京: 北京力学会, 2017: 152—153
Zhu Weiyao, Ma Dongxu. Experiments of stress sensitivity in shale. The Proceedings of 23th Beijing Mechanical Association Annual Conference. Beijing: Beijing Mechanical Association, 2017: 152—153

7　朱维耀, 马东旭, 朱华银, 等. 页岩储层应力敏感性及其对产能影响. 天然气地球科学, 2016; 27(5): 892—897
Zhu Weiyao, Ma Dongxu, Zhu Huayin, *et al*. Stress sensitivity of shale gas reservoir and its influence on productivity. Natural Gas Geoscience, 2016; 27(5): 892—897

8　周登洪, 孙　雷, 严文德, 等. 页岩气产能影响因素及动态分析. 油气藏评价与开发, 2012; 2(1): 64—69
Zhou Denghong, Sun Lei, Yan Wende, *et al*. The influencing factors and dynamic analysis of shale gas deliverability. Reservoir Evaluation and Development, 2012; 2(1): 64—69

9　代　宇, 贾爱林, 尚福华. 考虑岩石变形效应的页岩气渗流模型. 科学技术与工程, 2016; 16(11): 44—48
Dai Yu, Jia Ailin, Shang Fuhua. Seepage character research for shale gas reservoirs with consideration of rock deformation. Science Technology and Engineering, 2016; 16(11): 44—48

10　张烈辉, 单保超, 赵玉龙, 等. 页岩气藏表观渗透率和综合渗流模型建立. 岩性油气藏, 2017; 29(6): 108—118
Zhang Liehui, Shan Baochao, Zhao Yulong, *et al*. Establishment of apparent permeability model and seepage flow model for shale reservoir. Lithologic Reservoirs, 2017; 29(6): 108—118

11　张　烨, 潘林华, 周　彤, 等. 龙马溪组页岩应力敏感性实验评价. 科学技术与工程, 2015; 15(8): 37—41
Zhang Ye, Pan Linhua, Zhou Tong, *et al*. Experimental study of stress sensitivity of shales in Longmaxi formation. Science Technology and Engineering, 2015; 15(8): 37—41

12　姜瑞忠, 汪　洋, 贾俊飞, 等. 页岩储层基质和裂缝渗透率新模型研究. 天然气地球科学, 2014; 25(6): 934—939
Jiang Ruizhong, Wang Yang, Jia Junfei, *et al*. The new model for matrix and fracture permeability in shale reservoir. Natural Gas Geoscience, 2014; 25(6): 934—939

13　Swami V, Settari A, Javadpour F. A numerical model for multi-mechanism flow in shale gas reservoirs with application to laboratory scale testing. The Proceedings of EAGE Annual Conference & Exhibition Incorporating SPE Europec. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2013: SPE 164840

14　杨　波,罗　迪,张　鑫,等. 异常高压页岩气藏应力敏感及其合理配产研究. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016; 38(2): 115—121
Yang Bo, Luo Di, Zhang Xin, *et al*. A study of stress sensitivity of abnormal high pressure shale gas reservoir and reasonable productivity allocation. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016; 38(2): 115—121

15　李　凯, 张　浩, 冉　超, 等. 考虑应力敏感的页岩气产能预测模型研究——以川东南龙马溪组页岩气储层为例. 西安石油大学学报(自然科学版), 2016; 31(3): 57—61
Li Kai, Zhang Hao, Ran Chao, *et al*. Productivity model of shale gas well with consideration of stress sensitivity: Taking Longmaxi formation shale gas reservoir in southeastern Sichuan basin as an example. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2016; 31(3): 57—61

16　Fred P, Wang U H, Li Q H. Overview of Haynesville shale properties and production. AAPG Bulletin, 2013; 105:155—177

17　Viannet O, Fleur G, Sarfare M, *et al*. Estimated ultimate recovery (EUR) as a function of production practices in the Haynesville shale. The Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2011: SPE 147623

18　朱　琴, 张烈辉, 张博宁, 等. 考虑微裂缝的页岩气藏三重介质不稳定产量递减研究. 科学技术与工程, 2013; 13(29): 8595—8599
Zhu Qin, Zhang Liehui, Zhang Boning, *et al*. The research about transient production decline of triple porosity model considering micro fractures in shale gas reservoir. Science Technology and Engineering, 2013; 13(29):8595—8599

19　Xie X, Michael D, Kevin S, *et al*. A new method for earlier and more accurate EUR prediction of Haynesville shale gas wells. The Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2012: SPE 1159273

20　张金川, 姜生玲, 唐　玄, 等. 我国页岩气富集类型及资源特点. 天然气工业, 2009; 29(12): 109—114
Zhang Jinchuan, Jiang Shengling, Tang Xuan, *et al*. Accumulation types and resources characteristics of shale gas in China. Natural Gas Industry, 2009; 29(12): 109—114

21　范琳沛, 李勇军, 白生宝. 美国 Haynesville 页岩气藏地质特征分析. 长江大学学报(自科版), 2014; 11(2): 81—83
Fan linpei, Li Yongjun, Bai Shengbao. The Haynesville shale gas reservoir geological characteristics analysis. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2014; 11(2): 81—83

Application of the Normalized Production Decline Analysis Method for Shale Gas of North America —Taking Changning-Weiyuan Demonstration Area as an Example

ZHANG De-liang[1,2], WU Jian-fa[1], ZHANG Jian[1], WU Tian-peng[1], ZHU Yi-hui[1]
(Shale Gas Research Institute, Southwest Oil & Gas Field Branch, PetroChina[1], Chengdu 610051, China;
Petroleum and Natural Gas Engineering College, Southwest Petroleum University[2], Chengdu 610050, China)

[**Abstract**] During the gas extraction, as the effective stress increases, the conductivity of fracture network decrease obviously, which would lead to a sharply decline on the production curve. Shown by the practices of North America, Restricting rate is an effective operation to maintain a long-term productivity. Since the relatively steady production during the restricted period, production decline analysis methods could not be used. Based on the flow dynamic of the restricted rate, Haynesville put forward the normalized rate for dynamic analyses. The usefulness of the method for the Changning-Weiyuan Demonstration Area is proved by means of geological parameter analogy, numerical simulation calculation and field data application. Moreover, procedures of using this method to determine the estimated ultimate recovery (EUR) in Changning-Weiyuan were presented. The analysis example and result can be referenced by the similar shale reservoirs in China.

[**Key words**] shale gas restrict rate dynamic analysis estimated ultimate recovery