

基于修正容积法计算页岩气井改造区 原始天然气地质储量

李海涛¹ 王科¹ 张庆² 陶建林² 黄静¹

1. “油气藏地质及开发工程”国家重点实验室·西南石油大学 2. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司

摘 要 采用容积法计算页岩气井原始天然气地质储量 (OGIP) 需要分别考虑吸附气含量、游离气含量、溶解气含量及有效页岩体积等 4 个方面的因素。为了提高页岩气单井 OGIP 的计算准确度和可信度, 修正了计算吸附气含量、游离气含量的校正公式; 分析溶解气取舍的条件, 得出了地层水和页岩油中溶解气含量的计算公式; 并在页岩气井有效页岩体积计算方法比对的基础上, 应用修正后的公式对四川盆地某页岩气井的地质储量进行了计算和评价。结果表明: ①页岩气井有效页岩体积采用改造储层体积 (SRV) 能够在很大程度上提高单井储量计算的可信度; ②计算吸附气含量时, 应基于温度、压力、总有机碳含量对兰格缪尔吸附能力及压力进行校正; ③计算游离气含量时, 真实孔隙体积等于绝对孔隙体积减去油、水、吸附相体积; ④溶解气含量的取舍应视地质储量级别而定, 若其级别低, 溶解气含量可以忽略, 反之则应考虑溶解气含量。结论认为: ①修正后的吸附气含量、游离气含量校正公式更加合理; ②分层计算气体含量、采用 SRV 作为有效页岩体积, 使得最终计算的单井 OGIP 可信度显著提高; ③与动态储量对比, 单井 OGIP 能预判该井是否出现生产问题, 并据此指导气井日常工作制度调整。

关键词 页岩气 单井原始天然气地质储量 修正容积法 吸附气含量 游离气含量 溶解气含量 有效页岩体积 计算准确度与可信度

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2017.11.008

Calculation of OGIP in the stimulated zone of a shale gas well based on the modified volumetric method

Li Haitao¹, Wang Ke¹, Zhang Qing², Tao Jianlin² & Huang Jing¹

(1. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation//Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Chengdu, Sichuan 610051 China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 37, ISSUE 11, pp.61-69, 11/25/2017. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: When the volumetric method is used to calculate the original gas in place (OGIP) of a shale gas well, adsorbed gas content, free gas content, dissolved gas content and effective shale volume shall be considered respectively. In this paper, the correction formulas used to calculate adsorbed gas content and free gas content were modified in order to increase the calculation accuracy and reliability of single-well OGIP. Then, the selection conditions of dissolved gas were analyzed and the formula for calculating the dissolved gas content of formation water and shale oil was established. Finally, the methods used to calculate effective shale volumes of shale gas wells were compared, and the OGIP of a certain shale gas well in the Sichuan Basin was calculated and evaluated using the modified formula. The following results were obtained. First, the calculation reliability of single-well reserves can be increased greatly when the stimulated reservoir volume (SRV) is taken as the effective shale volume of a shale gas well. Second, when the adsorbed gas content is calculated, Langmuir adsorptive capacity and pressure shall be corrected on the basis of temperature, pressure and TOC. Third, when the free gas content is calculated, the actual pore volume is equal to the absolute pore volume deducted by oil, water and adsorbed phase volume. Fourth, the selection of dissolved gas content shall be dependent on the level of OGIP. If the level is low, the dissolved gas content can be neglected, and otherwise, it shall be taken into account. To sum up, the modified correction formulas of adsorbed and free gas contents are more reasonable. Besides, when gas content is calculated by layers and SRV is taken as the effective shale volume, the ultimate reliability of the calculated single-well OGIP is increased significantly. Finally, different from dynamic reserves, single-well OGIP can be used to predict whether the well suffers from production problems, and guide the adjustment of the routine working system of gas wells.

Keywords: Shale gas; Single-well OGIP; Modified volumetric method; Adsorbed gas content; Free gas content; Dissolved gas content; Effective shale volume; Calculation accuracy and reliability

基金项目:“十三五”国家科技重大专项 (编号:2016ZX05017005-006)、“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室基金项目 (编号:PLN201625)。

作者简介:李海涛, 1965 年生, 教授, 博士生导师; 主要从事完井理论与技术、注水理论与技术、非常规油气开采理论和水平井找水控水理论与技术等方面的研究工作。地址: (610500) 四川省成都市新都区新都大道 8 号。ORCID: 0000-0003-1797-9430。E-mail: lihaitao@swpu.edu.cn

通信作者:王科, 1990 年生, 博士研究生; 从事页岩气储量评价、压裂返排工艺及产能评价等方面的研究工作。地址: (610500) 四川省成都市新都区新都大道 8 号。ORCID: 0000-0002-8294-2186。E-mail: 490260359@qq.com

0 引言

页岩气资源初期评估中,容积法是最常用、最准确的方法^[1-3];气田开发中、后期随着地层认知程度的加深,容积法可以预测可靠程度更高的原始天然气地质储量(Original Gas in Place,缩写为OGIP,常简称为地质储量或地质资源量),与动态储量的共同使用可以诊断气井的生产问题,指导调整工作制度,并可预测储层的开发程度。页岩气赋存于富含有机质的页岩层段中,以吸附态、游离态和溶解态储藏^[4-6],用容积法评估页岩气地质储量时,应首先计算单位体积岩石所赋存的3种状态的天然气含量,然后根据储层认知程度及所需地质储量级别计算有效页岩体积。

国内于2014年制定了《DZ/T 0254—2014页岩气资源/储量计算与评价技术规范》^[5](简称《技术规范》,下同),给出了容积法计算页岩气地质储量的基本公式以及不同级别地质储量下的页岩体积圈定,计算过程忽略了地层水中溶解气,若有页岩油,需要考虑页岩油中的溶解气;游离气含量与常规气藏的计算方法相同,吸附气含量主要由实验方法得到,但《技术规范》没有明确说明各项参数的校正与准确计算。随后陈元千等^[7-8]对《技术规范》提出了不同的意见,认为页岩气层当中一般不存在页岩油层,也不存在地层束缚水,所以就无从谈起溶解气。国外,Ambrose等^[9-10]对页岩气藏纳米孔隙气体类别进行了研究,认为页岩气层单位质量页岩孔隙当中存在自由气、吸附气、液态烃中溶解气、地层水中溶解气,对于液态烃中的溶解气常被当作吸附气来计算,而地层水中溶解气常忽略不计。

目前对单位质量页岩所含吸附气量的确定主要是借鉴煤层气藏中吸附气的评价方法,采用等温吸附模拟实验,建立吸附气含量与压力、温度的关系模型^[5,11]。适合于固体表面单分子气体吸附的模型有亨利、付氏及兰氏等温模型等,国外的勘探实践表明,北美页岩吸附气大多服从兰氏等温吸附公式^[9-12],国内相关的研究也是基于兰氏模型^[5,13]。实际应用表明,并不是所有的井都会取心进行等温吸附实验,且同一储层不同深度TOC不同,不同储层温度、压力也可能不相同,那么需要进行温度、压力、TOC的校正。针对各项参数对吸附气含量的影响,Rick等^[11]于2004年提出了校正方法,国内文献^[3]也进行了引用。

对于游离气含量的传统计算,《技术规范》^[5]已

详细说明,但越来越多的研究^[3,9,10,13-14]表明,以吸附态赋存的气体会像孔隙水、液态烃一样占据纳米孔隙的部分空间,游离气赋存的空间不再是绝对孔隙减去油水占据的空间,还要减去吸附态气体赋存的空间。Ambrose等^[9-10]给出了新的游离气计算公式,张译戈^[13]、石晓兵^[14]等针对新公式的系数进行了调整。

目前针对页岩气藏有效页岩体积的研究很少,《技术规范》^[5]给出的圈定方法基于常规气藏,而页岩气藏异常致密,只有经过压裂改造形成有效裂缝才能进行工业产气^[15-18],未改造区域虽可以提供少量气体,但是基本可以忽略。因此,页岩气藏中能有效供气的储层体积只有形成有效渗流裂缝的改造储层体积(Stimulated Reservoir Volume,缩写为SRV)^[19]。若页岩有效体积采用常规气藏方法进行圈定,所得到的地质储量可信度往往不高,所以页岩气藏开发中后期,为了评价储层的开发程度、预判气井生产问题等应提高气藏有效页岩体积圈定的准确程度。

笔者修正了吸附气含量受TOC、压力、温度影响的校正公式,与Rick公式^[11]对比,结果更加合理;修正了游离气含量受吸附相影响的校正公式,与Ambrose公式^[9-10]对比,结果更加准确;分析了溶解气取舍的条件并给出了地层水中溶解气、页岩油中溶解气的计算公式;有效页岩体积采用SRV,并分层计算各层气体含量,最终计算的单井OGIP可信度显著提高;与动态储量对比,能预判该井是否出现生产问题,指导调整气井日常工作制度,还可预测储层的开发程度。

1 容积法预测页岩气单井OGIP的精细化计算

用容积法可以计算不同区块、不同井组、不同沉积单元的地质储量。因为页岩气藏储层都由很多小层构成,在应用过程中为了提高地质储量的精度,常常分层进行计算,然后将各层储量累加即可。具体公式如下:

$$G = \sum_{i=1}^n (G_{sfi} + G_{ai} + G_{w di} + G_{odi}) \quad (1)$$

上式中, i 表示某沉积单元,带下标 i 的参数为各对应沉积单元的不同状态气体含量。将式(1)细化到单位质量页岩气体含量时变为:

$$G = A_g \sum_{i=1}^n [h_{gi} \rho_{gi} (V_{sfi} + V_{ai} + V_{w di} + V_{odi})] \quad (2)$$

2 吸附气量确定

对于式 (2) 中的吸附气含量,《技术规范》^[5] 规定式 (3) 右边需要除以原始气体偏差系数 (Z), 陈元千等^[7-8] 认为单位质量页岩吸附气含量 (V_{ai}) 是在地面标准条件下进行实验所得到的, 所以不需要除以原始气体偏差系数; 国外大量相关应用^[9-11] 也证实了陈元千的观点。所以单井吸附气储量为:

$$G_a = \sum_{i=1}^n G_{ai} = A_g \sum_{i=1}^n (h_{gi} \rho_{ri} V_{ai}) \quad (3)$$

目前计算单位质量页岩吸附气含量的方法主要是经验公式法及实验方法。实验方法基于兰式等温吸附实验。经验公式法也是基于大量的兰式等温吸附实验数据得来的, 主要依据是吸附气含量与某单一影响因素呈相关关系, 拟合吸附气含量与该因素的关系公式作为模型, 然后对目的储层吸附气含量进行预估, 目前主要有吸附气含量与 TOC 的正相关关系公式^[11-13, 20-21]、吸附气含量与储层温度的负相关关系公式^[20-21]。

2.1 基于多因素影响的单位质量页岩吸附气含量校正

影响单位质量页岩吸附气含量的因素主要有 TOC 、温度、压力。兰式等温吸附实验通过测定恒定温度下不同压力下的岩心吸附气含量, 制作等温吸附曲线, 然后通过兰式等温吸附公式计算储层压力下的吸附气含量, 该方法是目前被公认最为准确的预测目的储层单位质量岩石吸附气含量的方法^[5]。但实际应用表明, 现场不可能将所有的井都取心进行等温吸附实验, 取心实验也只代表储层某一点, 而同一储层不同深度页岩 TOC 并不相同, 不同井所在的储层温度、压力也不一定相同; Rick 等^[11] 于 2004 年针对此问题提出了校正方法, 该方法是目前最常用的校正方法^[4]。

1) 对于温度、压力相同的储层, 单位质量页岩吸附气含量基于 TOC 的校正方法^[12] 如下:

$$V_a = \frac{V_l p}{p + p_l} \frac{TOC_{\log}}{TOC_{iso}} \quad (4)$$

该公式的原理是页岩吸附能力与 TOC 呈正相关关系。

2) 若储层温度差异大, 那么单位质量页岩吸附气含量基于温度、 TOC 的校正方法如下:

$$V_a = \frac{V_l p}{p + p_l} \frac{TOC_{\log}}{TOC_{iso}} \quad (5)$$

$$\begin{cases} V_l = 10^{-0.0027(T-T_{iso})} V_1 \\ p_l = 10^{0.005(T-T_{iso})} p_1 \end{cases} \quad (6)$$

上述公式也符合俞凌杰等^[21] 针对温度对兰式吸附模型的影响: 兰格缪尔吸附能力与储层温度呈负相关关系, 储层温度越高, 兰格缪尔压力越大, 吸附能力越小。

2.2 对 Rick 吸附气含量计算公式的分析

Rick 公式^[11] 与笔者所提出的吸附气含量校正公式的主要区别如下:

$$\begin{cases} V_l = 10^{-0.0027(T+0.0027T_{iso})} V_1^{-0.0027} \\ p_l = 10^{0.005(T-0.005T_{iso})} p_1^{0.005} \end{cases} \quad (7)$$

结合实际地层温度范围, $0.0027T_{iso} \ll T$ 、 $0.005T_{iso} \ll T$ 及 $10^{0.005T} p_1^{0.005} \ll p$, 那么将式 (7) 代入式 (5), 并进行简化可得:

$$V_a = \frac{1}{V_1^{0.0027}} \frac{1}{10^{0.0027T}} \frac{TOC_{\log}}{TOC_{iso}} \quad (8)$$

又因为 $10^{0.0027T} V_1^{0.0027} > 1$, 所以 $\frac{V_l p}{p + p_l} < 1$ 。明显此公式是不合理的, 而国内《非常规气藏工程方法》^[3] 书籍直接引用, 明显不妥。

3 溶解气量确定

单井溶解气储量为:

$$G_d = A_g \sum_{i=1}^n [h_{gi} \rho_{ri} (V_{w di} + V_{o di})] \quad (9)$$

页岩气藏中的溶解气量一般很少, 但取舍也要视情况而定。

1) 勘探开发前期, 目标井储层资料缺少, 单位岩石含气量评价结果有很大误差, 或单井有效页岩体积难以确定, 比如储层未进行改造或 SRV 误差大, 此时要求的地质储量级别较低, 可信度也低, 那么基本可以把溶解气忽略; 但随着中后期储层认识程度的加深, 单位岩石含气量评价结果及单井有效页岩体积逐渐准确, 那么为了获得可信度更高的地质储量, 溶解气量就不能忽略。

2) 如果测定方式是目的层新取岩心解析实验, 那么溶解气常被当作吸附气来处理^[9-10], 此时不需要考虑溶解气; 因为溶解态的天然气与吸附态的天然气之间会互相转化, 目前还没有有效的方法分开测试^[10]。若测定方式是用充分粉碎加热的岩心进行的等温吸附实验^[21], 那么就不会存在把溶解气当作吸

附气来处理的问题，溶解在水、油中的气体含量可按下述方式分别进行计算。

3.1 单位质量页岩所含地层水中的溶解气含量 (V_{wd})

单位质量岩石中地层水溶解的气体含量为：

$$V_{wd} = \frac{\phi S_w R_{gw}}{B_w \rho_r} \quad (10)$$

3.2 单位质量页岩所含页岩油中的溶解气含量 (V_{od})

单位质量岩石中页岩油溶解的气体含量为：

$$V_{od} = \frac{\phi S_o R_{ow}}{B_o \rho_r} \quad (11)$$

4 游离气量确定

单井游离气储量为：

$$G_{sf} = A_g \sum_{i=1}^n (h_{gi} \rho_{ri} V_{sfi}) \quad (12)$$

4.1 单位质量页岩游离气含量 (V_{sf}) 传统计算公式

单位质量页岩游离气含量通常用常规气藏计算方法进行计算^[5]，即

$$V_{sf} = \frac{\phi(1 - S_w - S_o)}{B_g \rho_r} = \frac{\phi S_g}{B_g \rho_r} \quad (13)$$

4.2 吸附相对单位质量页岩游离气含量的影响

根据 Ambrose 等^[9-10]对页岩气藏纳米孔隙的研究发现，游离气占据的孔隙空间不再是绝对孔隙减去油水体积后的剩余空间，因为以吸附相赋存的气体会另外占据孔隙的部分空间，所以真实的游离气所占据的孔隙空间应为绝对孔隙减去油、水、吸附相体积后剩余的部分（图1）。

Ambrose 等^[9-10]也给出了吸附相占据的孔隙度计算公式为：

$$\phi_a = 1.318 \times 10^{-6} \frac{M \rho_r}{\rho_s} V_a \quad (14)$$

上式中， $M = \sum_{i=1}^n x_i M_i$ 。对于吸附气含量 (V_a) 的值，Ambrose 等^[9-10]、石晓兵等^[14]直接取兰式等温吸附公式进行计算，并没有考虑温度、TOC 等对吸附气含量的影响，此处应该取修正后的吸附气含量计算式（5）进行计算；另外，吸附相密度可由下式进行计算^[3]：

$$\begin{cases} \rho_s = \frac{8Mp_{pc}}{RT_{pc}} \\ p_{pc} = \sum_{i=1}^n x_i p_{ci} \\ T_{pc} = \sum_{i=1}^n x_i T_{ci} \end{cases} \quad (15)$$

所以，经过校正后的单位质量页岩游离气含量 (V_{sf}) 计算公式为：

$$V_{sf} = \frac{\phi(1 - S_w - S_o) - 1.318 \times 10^{-6} \frac{M \rho_r}{\rho_s} \frac{V_{lt} p}{p + p_{lt}} \frac{TOC_{log}}{TOC_{iso}}}{B_g \rho_r} \quad (16)$$

其中 V_{lt} 、 p_{lt} 的具体计算见式（6）。

5 页岩气单井有效页岩质量预测分析

有效页岩质量计算公式如下：

$$m = A_g \sum_{i=1}^n h_{gi} \rho_{ri} \quad (17)$$

实际工程计算时，应根据现有资料确定储量计算单元的边界，圈定含气面积；另外，对于不同级别的地质储量，要求圈定的含气面积可靠程度不同，可靠程度由高到低分别为：探明地质储量 > 控制地质储量 > 预测地质储量，其中探明地质储量可信度大于 80%，控制地质储量可信度约为 50%，预测地质储量可信度介于 10% ~ 20%^[5]；油田开发不同阶段对储层的了解程度不同，此时可按阶段、按需求

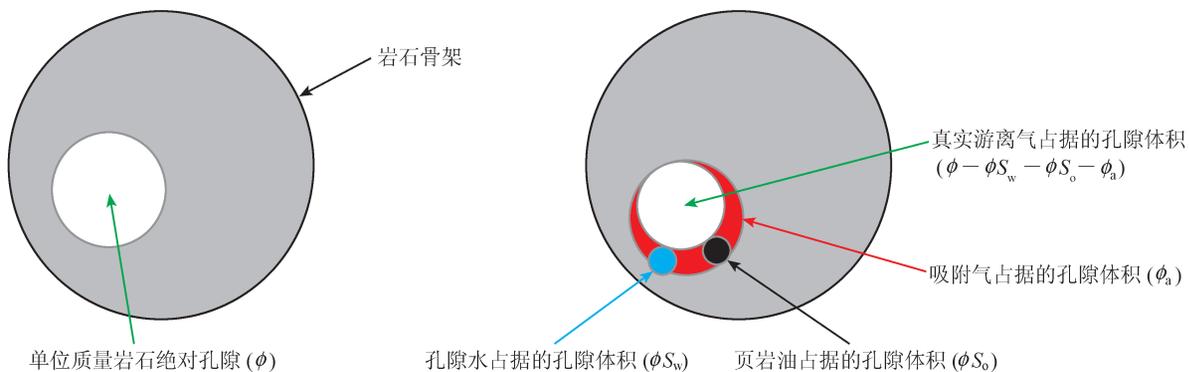


图1 单位质量页岩游离气有效孔隙示意图^[9-10]

圈定对应级别的地质储量。

页岩气藏储层岩石单位含气量在气藏开发前期就可以通过上述相关分析获得较准确的结果,同时可按照常规气藏技术^[5]获得可信度较低的地质储量,随着储层被压裂改造、进行工业产气后,储层有效页岩体积可以充分被认知,那么页岩气藏可获得可信度更高的原始地质储量。

由于页岩气藏属于致密性气藏,只有经过压裂形成有效裂缝才能产生工业气流,未压裂的部分岩石之间是不连通的^[15-18],那么基本就不会产生气体供应,因此页岩气藏中能有效供气的体积只有形成了有效渗流裂缝的改造储层体积^[19],SRV 区域内的地质储量可信度是最高的。所以式(17)可变为:

$$m = SRV \rho_{gi} \quad (18)$$

目前用来预测储层改造情况的方式有很多^[22-27],但基本可以分为 3 大类,分别为仪器监测法、储量反演法、裂缝扩展数学预测模型法。工程应用中,可根据各类方法的优缺点,综合考虑储层改造情况。

5.1 仪器监测法

目前,在美国页岩气开发地区,可用于预测页岩气井水力压裂规模的现场直接监测方法有微地震监测、测斜仪裂缝监测、电位法裂缝测试技术。仪器监测法的共同缺点是只能监测压裂过程中张开的裂缝,并不能反映支撑剂有效支撑的裂缝。

微地震监测^[22,25-27]一般通过在邻井或地面上放置三维地震传感器阵列进行裂缝检测,裂缝裂开瞬间会产生地震波,传感器接收到信号后会在计算机上形成特定的阵列信号(图 2),以此可确定裂缝的方向、

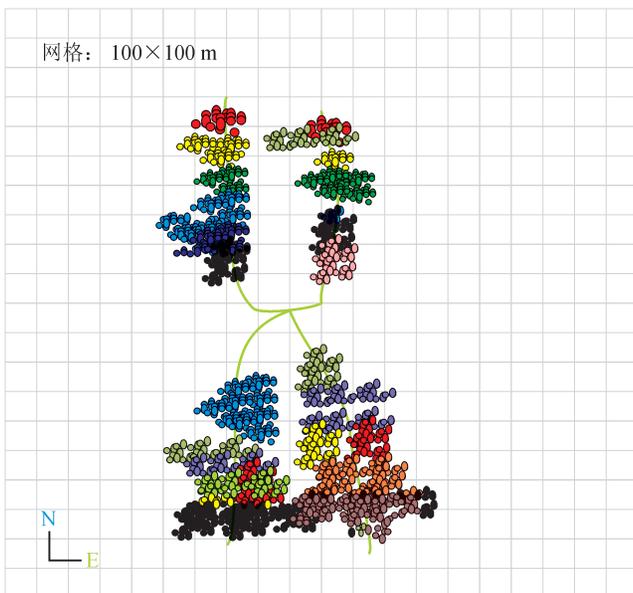


图 2 微地震信号示意图

长度和高度。该方法是目前最常用的方法,精度较高,可靠性强;缺点是成本较大。

测斜仪监测^[25]是通过布置在压裂井周围、精度极高的一组地面测斜仪来测量压裂过程中的地面倾角变化,并通过反演获得裂缝方位、倾角等参数,地面倾角变化由向各个方向辐射的变形场引起,图 3 为垂直裂缝在地面引发的变形场示意图。该方法的优点是不影响油气生产,成本较低;缺点是精度较低,无法确定单个和复杂裂缝的尺寸,且深井不适用。

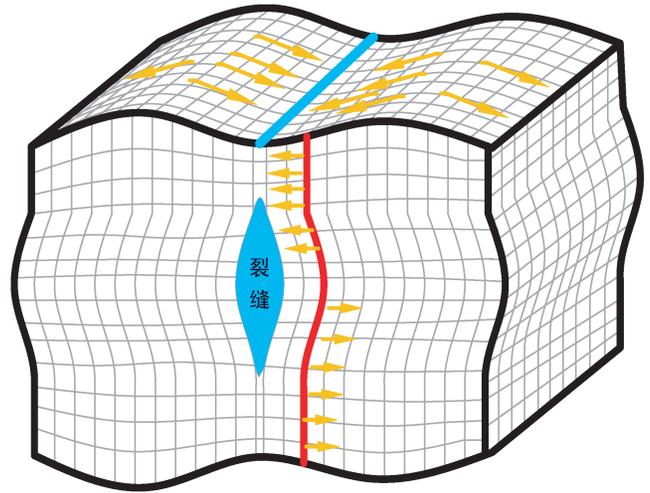


图 3 压裂裂缝引起的变形场示意图^[25]

电位法裂缝测试技术的原理^[27]是压裂液电阻率与地层介质的电阻率差异较大,当电流通过压裂液和地层介质时,相应的电流密度会改变,地面电位也会发生改变。以压裂井井口为中心,在井口周围环形布置多组测点,通过钢套管对井下进行大功率的充电,同时采集井口周围电场数据并进行精细化处理。该方法能解释压裂裂缝的方向和长度,但无法解释缝高、缝宽等参数,且要求压裂液和地层水矿化度差别大,优点是成本较低。

5.2 储量反演法

反演方法一般先得到自由气或总气体可采储量,然后反演得到储层有效改造体积(Effective Stimulated Reservoir Volume, 缩写为 ESRV),但反演的结果往往偏小。最常用的是通过压力恢复试井先求出储层原始压力及储层平均压力,得到页岩气总储量,然后得到自由气储量,最后根据自由气储量反演得到储层有效改造体积,其计算公式为:

$$ESRV = \frac{G_{sf} B_g}{\phi S_g} \quad (19)$$

工程上也常用动态生产资料预测自由气或总气体可采储量,然后通过式(19)求得储层有效改造体积。

5.3 裂缝扩展数学预测模型法

在缺少现场仪器检测数据的条件下,裂缝扩展数学预测模型是目前最常用、也是研究最多的方法。裂缝扩展数学预测模型的基本原理是裂缝的延伸及起裂与施工压力、岩石弹性性质相关,通过分析裂缝内的压降变化、地层滤失等,达到预测裂缝几何参数的目的^[24]。现有的裂缝扩展数学预测模型可以分为:二维模型、拟三维模型和真三维模型^[23],他们的主要区别是裂缝的扩展和裂缝内的流体流动方式不同。二维模型假设裂缝高度是常数,流体仅沿缝长方向流动,即裂缝内只有一维(缝长)流动;拟三维模型和真三维模型假设缝高沿缝长方向是变化的,流体在缝长、缝高方向上均有流动(即存在压力降)。绝大多数裂缝扩展数学预测模型都只有数值解,需要编制软件进行计算,目前最常用的单井压裂

设计软件有FracpropT、Stimplan、Terrfrae、Gohfer、Meyer、3D-HFODS等^[27]。该方法受输入参数好坏的影响,模拟的裂缝参数较理想,模拟所得体积大于有效支撑体积。

6 实例应用

6.1 实例井储量计算

以四川盆地某页岩气田某口页岩气单井A为例进行计算。该井有效层主要是下志留统龙马溪组、上奥陶统五峰组,其中龙马溪组一段分为4个小层,各层相关参数如表1所示。该井储层垂直深度为2557.7 m,储层原始压力33.008 MPa,储层温度96 °C,没有进行目的层岩心等温吸附实验。取邻井等温吸附实验数据来预测A井的吸附气含量,实验温度为94 °C,单井A邻井等温吸附实验所取岩心深度为2568.14 m,岩心TOC=3.46%,兰格缪尔吸附能力 $V_1=2.86 \text{ m}^3/\text{t}$,兰格缪尔压力 $p_1=9.18 \text{ MPa}$,邻井等温吸附实验曲线如图4所示。

表1 四川盆地某页岩气单井A各小层主要参数表

地层	厚度/m	岩石密度/($\text{t} \cdot \text{m}^{-3}$)	孔隙度	含气饱和度	含水饱和度	含油饱和度	TOC_{\log}
龙一 _d 层	22.1	2.60	6.7%	65.5%	34.5%	/	2.5%
龙一 _c 层	4.9	2.61	6.5%	65.7%	34.3%	/	4.7%
龙一 _b 层	3.8	2.58	4.3%	66.1%	33.9%	/	3.3%
龙一 _a 层	5.2	2.57	8.2%	63.9%	36.1%	/	7.4%
五峰组	8.0	2.63	1.3%	65.8%	30.1%	4.1%	1.2%

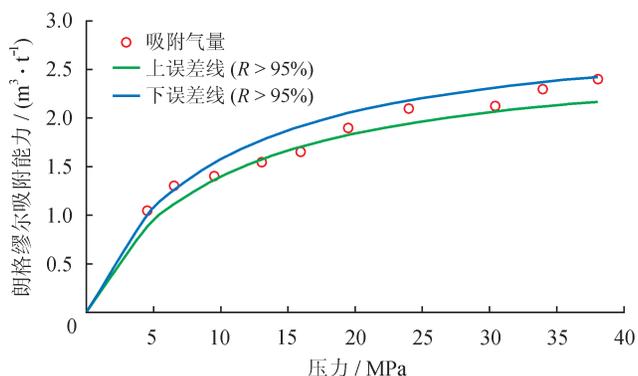


图4 四川盆地某页岩气单井A等温吸附曲线图

已知储层压力下的天然气在地层水中的溶解度 $R_{gw}=2.549 \text{ m}^3/\text{m}^3$,地层水体积系数 $B_w=1.026$;储层压力下的天然气在地层页岩油中的溶解度 $R_{ow}=75 \text{ m}^3/\text{m}^3$,地层原油体积系数 $B_o=1.28$;储层游离气体积系数 $B_g=0.003622$ 。单井A所产天然气含有6种气体组

分,分别为He(0.5‰)、 N_2 (6.4‰)、 CO_2 (13.2‰)、 CH_4 (974.8‰)、 C_2H_6 (4.9‰)和 C_{3+} (0.2‰),那么可得吸附相气体摩尔质量 $M=21.7$;该井每种组分气体对应临界温度及压力可查表得到,并据式(15)分别得到吸附相气体的视临界压力 $p_{pc}=4.668 \text{ MPa}$,视临界温度 $T_{pc}=192.27 \text{ K}$,吸附相密度 $\rho_s=0.514 \text{ t}/\text{m}^3$ 。

使用上述已知参数,可计算每小层单位质量页岩所含吸附气、游离气、溶解气(表2),并将计算的各气体类型含量结果与另外3种最完整、引用最高的文献所述方法进行比较(取5个小层平均值),其结果如图5所示。三类文献分别为《非常规气藏工程方法》^[3]、《技术规范》^[5]和Ambrose等^[9-10]。

从图5可以看出,笔者所提出的修正公式计算结果更加准确:①吸附气含量对比可以发现,除《非常规气藏工程方法》用Rick公式计算结果偏小之外,

表 2 四川盆地某页岩气单井 A 各小层单位质量页岩所含气体含量汇总表

m³/t

地层	吸附气含量	游离气含量	水中溶解气含量	油中溶解气含量	各层单位质量页岩气体含量
龙一 _d 层	1.589	4.636	0.022	/	6.247
龙一 _c 层	2.988	4.489	0.022	/	7.499
龙一 _b 层	2.098	2.986	0.014	/	5.098
龙一 _a 层	4.704	5.492	0.029	/	10.225
五峰组	0.783	0.884	0.004	0.012	1.683

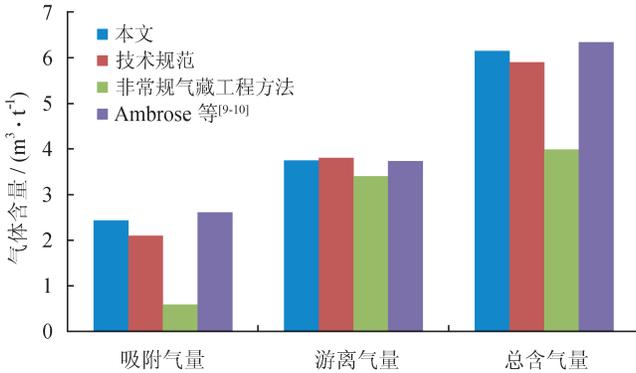


图 5 4 种方法计算的各类气体含量对比图

其他 3 类方法结果相近,《技术规范》直接使用邻井实验数据、Ambrose 使用兰式等温吸附公式,这两种方法都没有考虑温度、压力的影响,方法欠妥,结果不合理;②游离气含量对比可以发现,《非常规气藏工程方法》计算结果依然偏小,主要原因是《非常规气藏工程方法》在引用 Ambrose 游离气含量计算方法时,单位引用出现错误,另外根据 Ambrose 游离气含量计算公式可以知道吸附气含量越多,吸附相所占据孔隙体积越大,游离气量越少,而《技术规范》没有减去吸附相孔隙体积,所以结果偏大。

利用微地震监测法来判断页岩气单井 A 的压裂改造效果, A 井的微地震信号示意图如图 6 所示,显示该井的改造面积 $A_g=36 \times 10^4 \text{ m}^2$,那么页岩气单井 A 的改造区域 OGIP 为:

$$G = A_g \sum_{i=1}^n [h_{gi} \rho_{ri} (V_{sfi} + V_{ai} + V_{w di} + V_{o di})] =$$

$$36 \times 10^4 \times (2.6 \times 22.1 \times 6.247 + 2.61 \times 4.9 \times 7.499 + 2.58 \times 3.8 \times 5.098 + 2.57 \times 5.2 \times 10.225 + 2.63 \times 8 \times 1.683) = 2.44 \times 10^8 (\text{m}^3) \quad (20)$$

6.2 预判气井生产问题

同一区块页岩气单井 B 与单井 A 含气量、改造体积相近,压裂改造效果如图 6 所示,改造面积约为 $35 \times 10^4 \text{ m}^2$,单位质量页岩含气量为 $6.02 \text{ m}^3/\text{t}$,该井改造区域 OGIP 为 $2.41 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

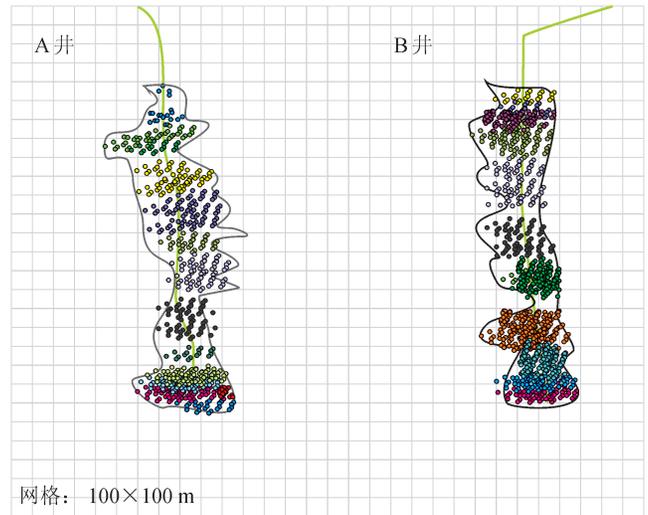


图 6 页岩气井微地震信号示意图

已知单井 A、单井 B 的动态产气曲线见图 7,2 口井最高日产气量相近,前 200 d 都快速递减,但是超过 200 d 后,单井 A 逐渐稳产至日产气约为 $8 \times 10^4 \text{ m}^3$;而单井 B 继续递减至日产气约为 $4 \times 10^4 \text{ m}^3$,关井调整过后也快速递减。用动态评价方法评价 A 井动态储量为 $142\,508 \times 10^4 \text{ m}^3$,采收率为 58.4%;B 井动态储量为 $7\,250 \times 10^4 \text{ m}^3$,采收率为 30.1%。

因为 A 井、B 井改造区域地质储量相近,而动态储量却存在较大差异,说明 B 井一定存在某些问题,例如:①井筒积水;②压裂液返排率低;③邻井压裂作业干扰;④改造缝网类型。现场工作者应该将这些问题逐个排查,了解 B 井递减快、产气低的原因,从而及时做出工作调整,以增加作业效率。

7 结论与认识

页岩气主要以吸附气、游离气赋存于有机页岩层段中,且含有少量的溶解气。容积法是油气资源初期评估中最常用的方法,中后期随着各项参数的精细化,该方法也可指导生产,优化工作制度。

1) 吸附气含量主要由兰式等温吸附实验得到,

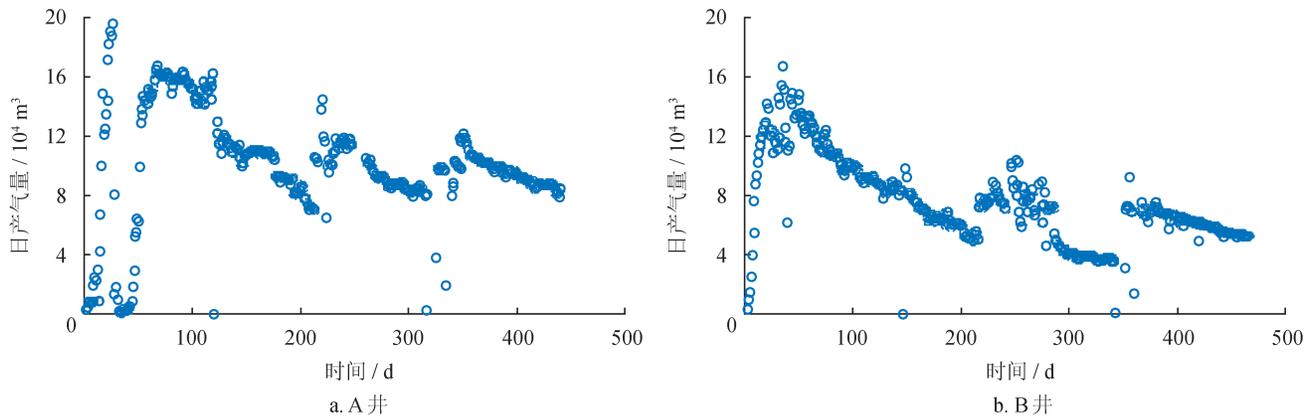


图7 页岩气单井A、单井B的日产气量曲线图

若缺少对应实验,而借助邻井或同区块实验资料,应该基于温度、压力、*TOC*对兰格缪尔吸附能力及压力进行校正。

2) 游离气含量的计算方式类似于常规气藏,主要区别是吸附气吸附在孔隙表面会占据绝对孔隙的一部分空间,所以游离气的真实孔隙是绝对孔隙减去油、水、吸附相体积。

3) 溶解气含量的取舍视情况而定,若要求地质储量级别低、可信度低,那么溶解气量基本可以忽略,否则,需要考虑溶解气量;另外,用新取岩心做解析实验,溶解气量可忽略,若用干岩心做吸附实验,那么溶解气量将不能忽略。

4) 页岩气单井有效页岩体积区别于常规气藏,只有经过压裂改造的储层才能有效产气,改造区域的页岩气地质储量可信度最高。

符 号 说 明

G 表示总地质储量, m^3 ; G_{sif} 、 G_{ai} 、 G_{wdi} 、 G_{odi} 分别表示各层游离气量、吸附气量、水中溶解气量、油中溶解气量, m^3 ; V_{sif} 、 V_{ai} 、 V_{wdi} 、 V_{odi} 分别表示各小层单位质量页岩游离气量、吸附气量、水中溶解气量、油中溶解气量, m^3/t ; A_g 表示改造面积, m^2 ; h_{gi} 表示各小层厚度, m ; ρ_{ri} 、 ρ_s 分别表示各小层页岩密度、吸附相密度, t/m^3 ; V_1 、 V_t 分别表示兰格缪尔吸附能力、经过温度校正后的兰格缪尔吸附能力, m^3/t ; p 、 p_1 、 p_t 分别表示储层压力、兰格缪尔压力及经过温度校正后的兰格缪尔压力, MPa ; T 、 T_{iso} 分别表示储层温度、实验温度, $^{\circ}C$; TOC_{iso} 、 TOC_{log} 分别表示等温吸附实验所测的岩心 *TOC*、测井获得的该沉积层平均 *TOC*; ϕ 、 ϕ_a 分别表示页岩绝对孔隙度、吸附相占据孔隙度; S_g 、 S_w 、 S_o 分别表示页岩含气、含水、含油饱和度; B_g 、 B_o 、 B_w 分别表示气体、地层油及地层水原始体积系数, m^3/m^3 ; R_{gw} 、 R_{ow} 分别表示储层压力下天然气在水中的溶解度、油中的溶解度, m^3/m^3 ; Z 表示储层温度、压力下的气体偏差系数; R 表示气体常数, $R=8.2057 MPa \cdot cm^3/(g \cdot mol \cdot K)$; p_{pc} 表示吸附相天然气的视临界压力, MPa ; T_{pc} 表示吸附相天然气的视临界温度, K ; p_{ci} 表示对应各组分气体临界

压力, MPa ; T_{ci} 表示对应各组分气体临界温度, K ; x_i 表示天然气各组分比例; M_i 、 M 分别表示各组分气体摩尔质量及吸附相摩尔质量, g/mol ; m 表示有效页岩质量, t ; $ESRV$ 表示储层有效改造体积, m^3 。

参 考 文 献

- [1] 徐海霞, 齐梅, 赵书怀. 页岩气容积法储量计算方法及实例应用[J]. 现代地质, 2012, 26(3): 555-559.
Xu Haixia, Qi Mei & Zhao Shuhuai. Volumetric method of shale gas reserve calculation and a case application[J]. Geoscience, 2012, 26(3): 555-559.
- [2] 康志勇, 王永祥, 谢开宁, 陈元平, 许廷生. 容积法储量计算方程合理性分析[J]. 特种油气藏, 2012, 19(3): 31-34.
Kang Zhiyong, Wang Yongxiang, Xie Kaining, Chen Yuanping & Xu Tingsheng. Rationality analysis of volumetric reserve estimation equations[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(3): 31-34.
- [3] 虞绍永, 姚军. 非常规气藏工程方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013.
Yu Shaoyong & Yao Jun. Unconventional gas reservoir engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013.
- [4] 董大忠, 高世葵, 黄金亮, 管全中, 王淑芳, 王玉满. 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.
Dong Dazhong, Gao Shikui, Huang Jinliang, Guan Quanzhong, Wang Shufang & Wang Yuman. A discussion on the shale gas exploration & development prospect in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(12): 1-15.
- [5] 中华人民共和国国土资源部. 页岩气资源/储量计算与评价技术规范: DZ/T 0254—2014[S]. 北京: 中国标准出版社, 2014.
Ministry of Land and Resources of the People's Republic of China. Regulation of shale gas resources/reserves estimation in China: DZ/T 0254-2014[S]. Beijing: Standards Press of China, 2014.
- [6] Chen YT, Jiang S, Zhang DX & Liu CY. An adsorbed gas estimation model for shale gas reservoirs via statistical learning[J]. Applied Energy, 2017, 197: 327-341.
- [7] 陈元干, 周翠. 中国《页岩气资源/储量计算与评价技术规范》计算方法存在的问题与建议[J]. 油气地质与采收率, 2015,

- 22(1): 1-4.
Chen Yuanqian & Zhou Cui. Problems and recommendations for the regulation of shale gas resources/reserves estimation in China[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(1): 1-4.
- [8] 陈元千, 李剑, 齐亚东, 张小涛. 页岩气藏地质资源量、可采资源量和井控可采储量的确定方法 [J]. *新疆石油地质*, 2014, 35(5): 547-551.
Chen Yuanqian, Li Jian, Qi Yadong & Zhang Xiaotao. Determination methods of geological resources, recoverable resources and well-controlled recoverable reserves in shale gas reservoir[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2014, 35(5): 547-551.
- [9] Ambrose RJ, Energy D, Hartman RJ, Mery DC, Akkutlu IY & Carl HS. New pore-scale considerations for shale gas in place calculations[C]//SPE Unconventional Gas Conference, 23-25 February 2010, Pittsburgh, Pennsylvania, USA. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/131772-MS>.
- [10] Ambrose RJ, Hartman RC & Akkutlu IY. Multi-component sorbed-phase considerations for shale gas-in-place calculations[C]//SPE Production and Operations Symposium, 27-29 March 2011, Oklahoma City, Oklahoma, USA. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/141416-MS>.
- [11] Rick L, David I, Marc P, Jeron W, Walt S & Joe F. New evaluation techniques for gas shale reservoirs[R]. *Reservoir Symposium*, 2004.
- [12] Ross DJK & Bustin RM. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation[J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 92(1): 87-125.
- [13] 张译戈, 夏宏泉. 长宁地区页岩气测井精细解释方法研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2014.
Zhang Yige & Xia Hongquan. Fine logging interpretation of shale gas reserves in Changning area[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.
- [14] 石晓兵, 杨火海, 范翔宇, 黄兵. 页岩气储量计算的新方法 [J]. *天然气工业*, 2012, 32(4): 60-62.
Shi Xiaobing, Yang Huohai, Fan Xiangyu & Huang Bing. New methods for shale gas reserves calculation[J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(4): 60-62.
- [15] Zou YQ, Yang CB, Wu DS, Yan C, Zeng MS, Lan YY, et al. Probabilistic assessment of shale gas production and water demand at Xiuwu Basin in China[J]. *Applied Energy*, 2016, 180: 185-195.
- [16] Wang JC, Li HT, Wang YQ, Li Y, Jiang BB & Luo W. A new model to predict productivity of multiple-fractured horizontal well in naturally fractured reservoirs[J]. *Mathematical Problems in Engineering*, 2015, 2015(2): 1-9.
- [17] Li HT, Wang K, Xie J, Li Y & Zhu SY. A new mathematical model to calculate sand-packed fracture conductivity[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 35: 567-582.
- [18] Luo HW, Li HT, Zhang JF, Wang JC, Wang K, Xia T, et al. Production performance analysis of fractured horizontal well in tight oil reservoir[J]. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2017(3): 1-19.
- [19] Duong AN. An unconventional rate decline approach for tight and fracture-dominated gas well[C]//Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 19-21 October 2010, Calgary, Alberta, Canada. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/137748-MS>.
- [20] 李武广, 杨胜来, 徐晶, 董谦. 考虑地层温度和压力的页岩吸附气含量计算新模型 [J]. *天然气地球科学*, 2012, 23(4): 791-796.
Li Wuguang, Yang Shenglai, Xu Jing & Dong Qian. A new model for shale adsorptive gas amount under a certain geological conditions of temperature and pressure[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2012, 23(4): 791-796.
- [21] 俞凌杰, 范明, 陈红宇, 刘伟新, 张文涛, 徐二社. 富有机质页岩高温高压重量法等温吸附实验 [J]. *石油学报*, 2015, 36(5): 557-563.
Yu Lingjie, Fan Ming, Chen Hongyu, Liu Weixin, Zhang Wentao & Xu Ershe. Isothermal adsorption experiment of organic-rich shale under high temperature and pressure using gravimetric method[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(5): 557-563.
- [22] 罗蓉, 李青. 页岩气测井评价及地震预测、监测技术探讨 [J]. *天然气工业*, 2011, 31(4): 34-39.
Luo Rong & Li Qing. Log evaluation, seismic prediction and monitoring techniques of shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(4): 34-39.
- [23] 张琪. 采油工程原理与设计 [M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2006.
Zhang Qi. Principle and design of oil production engineering [M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2006.
- [24] Economides MJ & Martin T. Modern fracturing: Enhancing natural gas production[M]. Houston: ET Publishing, 2007.
- [25] 贾利春, 陈勉, 金衍. 国外页岩气井水力压裂裂缝监测技术发展 [J]. *天然气与石油*, 2012, 30(1): 44-47.
Jia Lichun, Chen Mian & Jin Yan. Technical progress in overseas hydraulic fracture monitoring techniques for shale gas well[J]. *Natural Gas and Oil*, 2012, 30(1): 44-47.
- [26] 刘海龙. 页岩气体积压裂效果评价数据支持系统研究 [J]. *天然气勘探与开发*, 2016, 39(1): 43-46.
Liu Hailong. Data support system for evaluating shale-gas fracturing effect[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2016, 39(1): 43-46.
- [27] 张喆. 水力压裂裂缝形态检测与分析 [M]. 西安: 西安石油大学, 2014.
Zhang Zhe. Detection and analysis of hydraulic fracturing fracture morphology[M]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2014.