

页岩含气量评价方法

张金川^{1,2}, 刘树根³, 魏晓亮^{1,2,4}, 唐玄^{1,2}, 刘飏^{1,2}[1. 中国地质大学(北京) 能源学院, 北京 100083; 2. 自然资源部页岩气资源战略评价重点实验室, 北京 100083;
3. 西华大学, 四川 成都 610039; 4. 中国石化 胜利油田分公司 勘探开发研究院, 山东 东营 257022]

摘要:作为页岩气资源勘探评价的核心基础,含气量的评价一直作为关键研究内容而受到高度关注。页岩气的成藏和富集是一个动态地质过程,游离和吸附状态天然气的同时存在及比例变化,导致了页岩中天然气赋存状态的复杂性。页岩含气机理与煤层气差异较大,直接和间接成因的页岩气类型各具不同的页岩油气形成条件和含气特点。垂向上的页岩含气相关指征曲线变化特点,可提供更多的沉积、含气及保存等信息。页岩含气量的获得方法可划分为6种基本类型,归属于3个可信度梯度级别,其中的现场解析法是含气量获取方法中的重要方法。在现场解析的升温过程中,只有当岩心在加热至地层温度前见解吸气者,通过线性或多项式逆向回归法计算出来的损失气量才具有明确物理意义。页岩的含气量受页岩的生气能力和强度控制,损失气、解吸气及残余气分别与吸附气和游离气存在内在联系。页岩吸附含气量和总含气量是页岩含气量地质评价中的重要参数,页岩气中游离气的占比不仅能反映页岩中天然气的赋存状态,而且更指示了页岩气的可采性。同时满足总含气量和游吸比双高目标的评价对象,是页岩气的有利目标。含气量、游吸比及可采系数等含气结构参数的同时使用,有助于更准确地进行页岩气评价。机器学习和大数据分析等提高了数据处理工作效率,智能评价是页岩含气量评价研究未来发展的重要方向。

关键词:机器学习;大数据;智能评价;含气结构;现场解析;评价方法;含气量;页岩

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Evaluation of gas content in shale

Zhang Jinchuan^{1,2}, Liu Shugen³, Wei Xiaoliang^{1,2,4}, Tang Xuan^{1,2}, Liu Yang^{1,2}[1. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China;
2. Key Laboratory of Strategic Evaluation of Shale Gas Resources, Ministry of Natural Resources, Beijing 100083, China;
3. Xihua University, Chengdu, Sichuan 610039, China; 4. Research Institute of Exploration and Development of
Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257022, China]

Abstract: The evaluation of gas content as the core of shale gas resource assessment has drawn great attention. Gas accumulation and enrichment in shale is a dynamic geological process that results in a complex occurrence of gas; free gas coexisting with adsorbed gas and their shifting proportions. The accumulation mechanism of shale gas is quite different from that of coalbed methane. Shale gas of direct or indirect origins can have quite different forming conditions and gas-bearing characteristics. The vertical variation characteristics of gas-content-related indicator curves can provide more information on sedimentation, gas content and reservoir preservation. There are, in essence, six kinds of shale gas content evaluation methods, falling into three credibility gradients. The field desorption method, among others, is the major one. According to the method, the lost gas amount of a core sample is physically meaningful only when it is the result of a linear or polynomial regressions of the gas amount desorbed from the sample before restored to its original ambient temperature (formation temperature) during evaluation. The gas content in shale is controlled by the shale's gas generation capacity and gas content. The lost gas, desorbed gas and residual gas are internally related to adsorbed gas and free gas respectively. The adsorbed gas content and total gas content of shale are important evaluation parameters for shale gas content. The ratio of free/adsorbed gas content in shale is an ideal indicator of gas occurrence and recoverability. Assessment targets with both high total gas content and high free/adsorbed gas ratio can be considered as promising. It is

收稿日期:2020-08-17; 修订日期:2020-12-26。

第一作者简介:张金川(1964—),男,博士、教授、博士生导师,非常规油气地质。E-mail:zhangjc@cugb.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(41927801); 国家科技重大专项(2016ZX05034002-001)。

recommended to combine these parameters in shale gas evaluation to obtain more accurate results. Machine Learning and big data analysis are also proven to be useful in improving data processing efficiency of shale gas evaluation, indicating intelligent evaluation being one of the important evolving directions of shale gas content evaluation.

Key words: Machine Learning, big data, intelligent evaluation, gas bearing structure, field desorption, evaluation method, gas content, shale

经过 10 余年的大规模地质调查和勘探评价工作, 中国页岩气领域目前已经取得了巨大的成功^[1-4], 先后在海相、陆相及海陆过渡相领域获得了不同程度的突破^[5], 建成了一系列页岩气勘探开发示范区和页岩气生产基地, 使中国的页岩气产量在 10 年内实现了从 0 到超过 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的巨大跨越, 目前已成为世界页岩气第二大生产国^[6-8], 极大地提振了扩大勘探领域和评价范围的页岩气产业发展信心。中国已经对多个层系和多个区域进行了页岩气资源调查和勘探评价工作, 勘探研究层系包括了蓟县系、青白口系、震旦系、寒武系、志留系, 直到古近系和第四系等, 目前已经对 15 个层系的页岩气进行了调查与评价, 获得了大量资料和信息, 并不断取得重要突破。目前中国的页岩气事业正如火如荼地全面发展, 向更深、更浅、更极端、更复杂领域进军, 昭示了中国页岩气广阔的资源前景。随着页岩气产业的发展和壮大, 页岩的含气量测试与评价愈发显现出其不可替代的重要作用。作为页岩气地质调查与资源勘探评价的核心要素, 含气量的评价与研究一直受到高度关注。但由于中国地质条件复杂, 页岩气发展历史短暂, 地质理论认识和评价技术水平不够完善, 对页岩含气量的评价认识尚存在许多困难和问题, 值得开展讨论以推进中国相关技术水平的快速发展。

1 页岩含气量评价方法发展背景

根据文献追溯, 美国的页岩气发现及发展历史可回溯至 1821—1825 年^[9-12]。尽管历史悠久, 但这并不意味着页岩含气量的获得及评价方法同样可以追溯至很久以前。实际上, 美国早期发现及开发的页岩气藏可归为页岩地层中的裂缝性天然气藏, 在地质评价、开发生产设计和资源前景预测等方面是按照常规油气勘探思路进行的。

1976 年, 美国能源局 (DOE) 针对阿巴拉契亚、密执安及伊利诺斯 3 个东部盆地, 启动了旨在页岩气资源潜力评价的东部页岩气项目 (EGSP)。1980 年, 美国天然气研究院 (GRI) 又针对美国东部和中南部盆地开展了页岩气分布和资源研究^[13]。这些研究发现了天然气在页岩中的吸附性存在, 解释了页岩气生产周

期长但产量低的基本原因, 使得页岩气资源和储量翻倍增长。由此开始, 对页岩气资源评价不再局限于储集空间的大小评价以及游离气储量的计算。总含气量的评价问题进入页岩气勘探与开发研究者的视野, 并逐渐开始受到越来越多的重视。

页岩气和煤层气同属于自生自储型天然气藏, 美国早期页岩含气量评价研究中大量借鉴了煤层含气量研究方法。美国的煤层气研究始于 20 世纪 50 年代, 通过对矿井的瓦斯进行抽放, 第一口煤层气试验井的瓦斯产量达到了 $2\ 100 \sim 12\ 000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。经过 20 世纪 60 年代的可行性研究和试验, 70 年代时开始了煤层气的勘探开发试验。至 80 年代时, 煤层气已经取得了重大突破, 达到了从业者众、年产量近亿方水平。美国矿业局 (USBM) 最早在 1970 年就给出了煤层含气量的测试方法, 该方法主要采用排水法对煤层释放的瓦斯气进行收集和计量, 常被称为 USBM 直接法^[14]。由于原理简单, 操作方便, 可推广性强, 该方法 (图 1) 目前仍然是瓦斯 (或煤层气) 含量现场测试的主要方法。

1980 年, 美国国会通过了第 29 号财税信贷法案, 一定程度上对非常规天然气勘探开发生产实行优惠, 极大地刺激了包括页岩气在内的非常规天然气开发生产热情。页岩气生产急速升温, 在没有水平井和大型水力压裂的情况下, 仅在 1985 年, 页岩气的产量就蹿升了 $34 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。在这段时间里, 煤层含气量测试与评价方法对页岩气产生了重要影响, 相关含气量获得与评价技术被移至页岩气。尽管后来发现页岩气地质特点与煤层气并不完全相同, USBM 法并不能很好地满足页岩气测试实际需要, 但在方法上并没有实质改进并一直沿用至今。

从煤层气沿用过来的页岩含气量评价方法还有等温吸附法, 该方法在页岩含气量中的应用研究最早可见于 Thomas (1980) 的研究^[15]。Schettler 等 (1991) 利用等温吸附法对页岩中吸附气含量的占比进行研究^[16], Lu 等 (1995) 对等温吸附法测试页岩吸附含气量方法进行了系统介绍^[17]。利用等温吸附法计算页岩吸附含气量已经成为了目前页岩含气量评价的一种基本手段, 但该方法所得的含气量结果仅是一种最大的吸附含气能力, 并没有反映真实的地层吸附含气量。

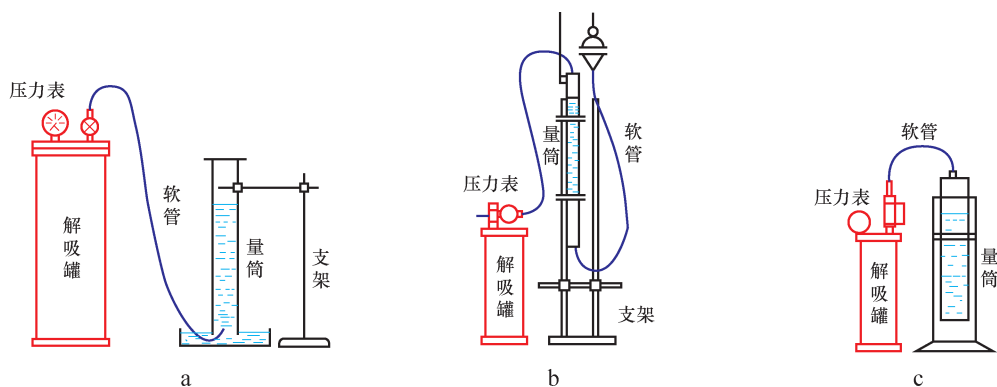


图1 煤层含气量现场解吸装置(据文献[14]修改)

Fig. 1 Field desorption unit for coal bed methane assessment (modified after reference[14])

a. 向下排水解吸装置; b. 连通器型排水解吸装置; c. 浮力排水解吸装置

页岩气的勘探开发离不开钻井工程的实施,因此利用钻井、录井以及测井进行的低成本页岩含气量测试一直是勘探工作中的研究重点。最常用的是根据测井数据进行含气量计算,这一方法源自常规油气藏评价。页岩中游离气含量受到孔隙度控制,可以通过计算有效孔隙获得。Archie(1942)提出了使用测井资料计算砂岩储集物性参数的经验公式(后称阿尔奇公式)^[18],虽然后期的研究显示页岩中复杂的矿物成分会严重影响阿尔奇公式的适用性,但该公式以及基于该公式延伸出的公式一直是计算常规油气储层的经典工具。Sneider等(1987)指出,由于粘土矿物和地层水矿化度的影响,测井数据在计算高粘土矿物含量地层的物性参数时具有较大误差^[19]。换言之,在页岩地层中直接使用常规储层的测井评价方法和参数,将难以对页岩气进行合理评价。吸附气含量主要受到页岩比表面控制,目前的测井技术无法直接获得结算吸附气含量的参数。因此常用的手段是首先计算页岩中总有机质碳(TOC)含量,而后利用TOC与吸附气之间的经验关系推算吸附气含量。针对页岩地层特点,Schmoker(1979)提出了使用密度测井计算烃源岩TOC的方法^[20],Passey等(1990)则进一步提出了利用声波(或密度)和电阻率估计TOC的 $\Delta\lg R$ 方法^[21]。这些方法不断改进,如Herron等(1990)利用C/O能谱测井求取TOC^[22],Jacobi等(2008)利用核磁和密度测井计算TOC等^[23]。尽管测井方法在实际应用过程中还存在一定的技术问题,但基本解决了使用测井资料进行页岩含气量快速预测的问题。

利用地震资料进行含气量预测的方法可追溯至20世纪下半叶^[24],Fatti等(1994)、White(1977)分别利用“烃类异常”检测技术对常规储层中的天然气富集进行了预测^[25-26]。目前公认最可信的页岩含气量

的准确确定方法是保压取心法,该方法在密闭取心技术思路基础上发展而来,但由于该方法技术难度大且成本高昂而实现困难,故应用极大受限。

与国际上页岩含气量测试方法和技术的发展路径相同,中国的页岩含气量评价方法和技术演化也经历了复杂的过程。采用解吸法测试煤岩含气量的方法开始于20世纪80年代初,煤炭科学研究院在1984年和2008年先后提出了两套煤样含气量测定国家标准^[27-28]。其中,2008年颁布实施的《煤层气含量测定方法》将测试过程中的煤层气划分为损失气、解吸气及残余气3部分。伴随着中国页岩气勘探开发热潮的到来,煤层含气量测试方法被直接引入到了页岩含气量测试与评价中。在这一过程中,尽管还存在着许多问题,但也在一定程度上缓解了中国页岩含气量地质评价中的需求压力。

随着研究程度的增加,页岩含气量数据的获取和评价方法渐趋多元化发展。例如聂海宽等(2009)利用参数拟合法,对四川盆地及其周缘下古生界页岩气资源进行了计算^[29]。唐颖等(2011)、胡微雪等(2014)、邢雅文等(2015)先后对页岩含气量的测试与分析方法进行了改进^[30-32]。薛冰等(2015)通过拟合深度和有机碳含量等参数,建立了不同有机质类型条件下页岩含气量预测的理论图版^[33]。郭旭升等(2015)通过建立岩心含气量与密度的经验关系,利用叠前密度反演实现了对焦石坝地区页岩含气量的预测^[34]。陈超等(2016)通过叠前反演,综合有机碳含量和压力系数,实现了页岩含气量的预测^[35]。

2 页岩含气量评价原理

2.1 页岩含气

天然气在页岩孔隙和裂缝中以游离方式存在,在

干酪根和粘土颗粒表面以吸附状态存在,少部分可以溶解状态存在于干酪根、沥青质或其他地层流体中^[36-37],其中,游离态和吸附态是页岩中天然气主要存在方式。研究人员通过拟合 TOC 含量、矿物含量以及孔隙结构等参数与页岩含气量之间的关系后认为,吸附气含量与 TOC 和粘土矿物含量呈正相关关系^[38-39],并且随孔隙结构复杂程度增加而增加^[40-42]。页岩游离气含量与常规天然气藏类似,受到孔隙度和含水饱和度控制,游离气含量随孔隙度增加而增加,随含水饱和度增加而降低^[43]。

页岩气的赋存状态受页岩储层的孔隙结构影响较大,页岩储层主要由微纳米孔隙所组成^[37,44-45]。根据国际纯粹与应用化学联合会(IUPAC)的分类,可将页岩内的微纳米孔隙根据直径大小划分为宏孔(直径 > 50 nm)、介孔(2 nm ≤ 直径 ≤ 50 nm)及微孔(直径 < 2 nm)。根据天然气赋存富集理论,3 种大小孔隙空间中的天然气赋存状态各有不同(图 2),且随孔隙条件不同而有所变化。在孔隙空间体积较小的微孔中,天然气更多地以吸附状态为主存在。在储集空间较大的宏孔中,天然气更倾向于以游离状态存在。而在介于两者之间的介孔中,游离与吸附状态的天然气可同时存在,其吸附和游离状态天然气各自占比的多少随孔隙大小而变化。

页岩是由矿物、有机质和孔隙所组成的复杂混合物^[37,46-49],在不考虑溶解态存在的天然气时,孔隙体积和比表面积的大小就决定了页岩所能储集的天然气总量。除此之外,温度和压力的变化会导致吸附和游离态天然气含量的不同幅度变化。游离和吸附状态天

然气的同时存在,导致了页岩中天然气存在的复杂性。由于渗流性质的差别,两种相态气体的比例很大程度上决定了页岩气的流动能力。而天然气在地下的流动能力直接反应出天然气的可采性,因此可以认为游离气和吸附气的比例(游吸比)直接决定了天然气的可采性。当页岩中游离状态天然气比例较高、吸附状态天然气比例较少时,即页岩具有高游吸比时,页岩气的可流动性和可采性较强。当页岩中决定吸附态天然气数量的有机质含量确定时,页岩自身的孔隙特点及其压力环境决定了页岩的含气特征和开发生产特征。当孔缝发育条件或者保存条件较差、地层压力较低时,页岩中的游离状态天然气比例明显较低,而吸附态天然气比例相对较多。此时页岩中天然气的可流动性较差,尽管页岩气的总含气量可能较大,但开发生产效果不好,开发能力受限;当页岩孔缝发育,孔隙体积和孔隙度较大,且地层压力较高时,页岩孔隙空间中所含的游离态天然气比例较高,可流动性较强,开发生产效果较好。尽管此时所测定的总含气量可能不一定很高,但往往会获得较好的开发生产效果。

除了孔隙结构变化影响页岩含气量及游离气占比变化以外,温度和压力变化也同样对页岩含气特点产生重要影响。在其他条件保持不变情况下,当地层温度升高时,处于游离状态的天然气将发生体积膨胀作用,导致页岩地层压力增高^[50]。同时,处于吸附状态的天然气将发生脱吸附作用,进一步增加游离气体积的膨胀作用。在页岩气保存条件好的情况下,页岩中的含气结构将会向高占比的游离气方向发展;当地层压力升高时,页岩中吸附剂的吸附能力和作用增强,处于游离状态的天然气将更倾向于转变为吸附状态。此时的游离气占比相对减少,将导致页岩气的可采出能力降低。地层的升降构造运动或将导致温度和压力的同时降低,或将导致温度与压力的同时升高,但温度和压力各自对吸附气和游离气变化的影响原理和作用效果各不相同,因变时的敏感性也不一致,但不论是页岩地层抬升还是沉降,都将对页岩的含气量和含气结构变化产生双重影响。

2.2 页岩含气原理

除了温度、压力及孔隙结构之外,含气量更受页岩自身生气能力和保存条件的约束^[51-52]。页岩中所含的天然气总量既受生成的天然气量影响,也受扩散逃逸的天然气数量影响。页岩中天然气的成藏和富集是一个动态地质过程,页岩含气量及含气结构会随地质条件变化而变化,甚至会在扩散作用的影响下随时间

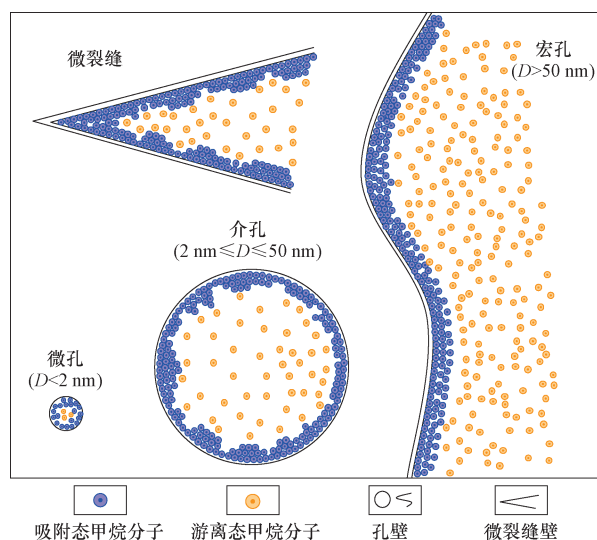


图2 页岩(有机)孔缝中的天然气赋存状态

Fig. 2 Phase of natural gas in shale (organic matter) pores and fractures

变化而变化。

页岩中天然气的生成存在两种模式^[53]。在埋藏与成岩作用较轻的低温浅埋条件下,泥质沉积物中的有机质在厌氧细菌作用下产生物气^[54]。这些生物气会随着天然气产生数量的增多而改变存在方式,由以吸附和溶解为主的状态向以游离方式为主的状态转变。由于此时的泥质沉积物尚处于成岩过程中,地层含水率高、流体压力小、孔隙半径大、渗透能力强,所生成的天然气多吸附于有机质表面或溶解于水。产生的更多天然气则可析出形成游离态,进一步发生聚并而逐渐充满孔隙。由于此时的孔隙半径大、连通性强,游离态天然气保存的稳定性差。又由于孔隙表面表现为亲水属性,故孔隙水的可流动性强,增加了游离态天然气存在的不稳定性,故生物成因页岩气的保存条件普遍较差,富集程度低,整体含气量低。如果生物产气作用发生在较大埋藏深度处,则会由于页岩储层致密化程度增加而使保存条件变好,有望形成达到工业开发标准的页岩含气量。若此时页岩上覆存在有利的封盖遮挡层,则同样有利于页岩气的保存。

在有机质热成熟作用阶段,干酪根在成熟演化后期可以生成大量天然气。根据前人关于油气成藏下限条件研究认识,当 TOC 含量和镜质体反射率(R_o)均达到 0.5% 时,可以形成大中型常规油气藏。常规油气藏的形成是油气运移至圈闭并保存的结果,因此对于同一套油气成藏体系来说,常规油气藏的形成时间应当晚于页岩气藏的形成时间。故当各项基本条件具备时,同一套成熟页岩所生成的同一批油气在形成油气藏时满足以下推论,即页岩油气藏可以单独形成,但常规油气藏不能单独形成。页岩油气藏与常规油气藏可以同时存在,且常规油气藏的形成时间必须晚于页岩油气藏的形成时间。当 TOC 和 R_o 均达到 0.5% 时就具备油气二次运移并形成大中型常规油气藏的条件,则可以认为形成页岩油气藏的条件要低于 TOC 和 R_o 均达到 0.5% 这一界限。换言之,页岩油气藏开始形成时的 TOC 含量和热演化成熟度条件均小于 0.5%。Curtis (2002) 对美国东部地区页岩气形成条件的统计结果表明,当 TOC 和 R_o 分别只需要达到 0.3% 和 0.4% 时,即可满足页岩气成藏条件^[55]。

页岩中,天然气生成的成熟度条件随有机质的类型变化而变化,这与天然气形成时的热裂解过程直接相关。腐殖型干酪根在达到成熟条件时,干酪根直接热解为以甲烷为主的烃类气体,形成直接成因型页岩气^[56]。由于有机质的热成熟作用与页岩的埋藏成岩过程直接关联,故当腐殖型干酪根达到生气条件时,成

岩作用相对偏弱,页岩的孔隙半径较大且孔渗条件较好,有利于天然气的储集。但富含腐殖型有机质的页岩多发育在过渡相环境中,导致该类型的页岩通常较薄,且与煤或砂岩互层,对已富集天然气保存的影响较大。故除非有较好的遮挡、封盖或保存条件,否则页岩气保存能力受限。由于腐殖型干酪根对天然气的吸附能力明显大于腐泥型干酪根^[57],故该类型页岩地层中常普遍含气。因而页岩中基质裂缝或夹层裂缝发育,有助于该类型页岩气的保存,甚至会成为该类型页岩中天然气富集的主要空间。

当腐泥型干酪根达到有机质热演化的成熟度条件时,将首先形成高分子的液态烃类,成熟度条件进一步提高并达到高成熟条件时,所生成的原油依次裂解为凝析油气、湿气和干气。这种间接成因类型页岩气的生成时间较晚,页岩成岩作用较强,储层物性致密。特别是,在经历过生油过程之后,页岩表面已经由原来的亲水特征转变为亲油属性,增加了毛细管压力,有效地阻止了天然气的运移。故所形成的页岩气常具有良好的保存条件,强烈的热裂解生气作用可导致较高的地层压力,使得页岩中的含气量普遍较高。实际地质情况下,该类型页岩气常与页岩油共生。

页岩的含气量受生气能力和强度控制。当页岩有机质热演化成熟度越来越高,生气能力越来越弱、天然气富集速度越来越小时,天然气散失(包括扩散和渗流)的速度相对增大。当后者大于前者时,页岩气藏进入消亡阶段。此时的页岩地层压力不断减小,含气量逐渐降低。在页岩气藏破坏过程中,游离气首先发生散失,在含气量降低的过程中降低游离气的占比,改变含气结构。

页岩吸附含气量和总含气量一直是页岩含气量地质评价中的重要参数,而游吸比及其他含气结构参数往往被忽略。从煤层气和页岩气对比角度看,易于理解游吸比的重要作用。实验数据显示煤岩的含气量通常可以是页岩的数倍之多,但同等情况下的煤层气井产量远不及页岩气井产量,其主要原因是煤层中所含的天然气绝大部分是以吸附状态存在的,尽管总含气量高,但可流动性和可采能力不足。因此,尽管含气量表示了页岩气资源的丰富程度,但它并不能反映页岩气的可开发程度。页岩气中游离气的占比不仅能反映页岩中天然气的赋存状态,而且更重要的是指示了页岩气的可采性。因此含气量和游吸比结合所构成的评价体系可以提供对页岩气可采性判断的准确依据。

2.3 含气量变化的垂向剖面分析

通过录井和测井分析,可以在垂向上获得井筒页

岩地层含气参数的连续变化曲线。根据这些变化,容易获得解释参数的最大值及其对应深度,为地层含气量评价及甜点优选提供依据。根据结构特点,可将测/录井曲线按结构划分为多种类型(表1)。在页岩含气量解释研究中,页岩的最高含气量水平表现为含气相关特征曲线或含气结果曲线的幅度高低,页岩的含气充盈程度和规模大小表现为相关特征曲线的饱满程度。

页岩的平面分布和剖面结构变化较快,常因岩性更迭、岩相变化及储层非均质性影响而导致含气表征曲线的多样性。低幅锯齿形含气特征曲线主要表现为整体幅度较低且极不规则,主要为页岩地层沉积非均质性和页岩气保存条件较差所致。陆相或海陆过渡相背景中的页岩岩性变化急剧,常表现为典型的低幅锯齿状;煤岩有机碳含量较高,通常均在30%以上,对天然气具有极强的吸附能力,录、测井过程中表现为异常高的含气量特征,含气特征曲线出现锥形特点。该类型特征曲线的出现,通常表明了潟湖、潮坪、三角洲等海陆过渡相或河流、沼泽、滨浅湖等陆相沉积环境的出现;指状含气和高幅锯齿含气均表明了高能沉积环境中优质页岩的发育和存在,页岩含气饱和度普遍较高,但由于岩性变化等原因,导致页岩含气量波动跳跃。该两种类型含气特征曲线的出现,也表示了页岩气保存能力可能走低的开始。

对于厚层页岩,箱形含气特征曲线表明了良好的含气性。曲线幅度越大,含气量越高,游吸比越高,地层压力越大;当页岩生气能力变弱,或者保存条件变差时,总含气量和游吸比降低,夹层中以游离方式存在的天然气逐渐逃逸,地层压力降低,含气特征曲线表现为哑铃形;构造保存条件进一步变差,页岩中天然气倾向于在裂缝顶部集中,从而形成漏斗形特征曲线。此时的页岩总含气量较低,但游吸比相对较高,具有裂缝含

气特征;页岩地层抬升,或者生气过程终止,页岩气保存条件不差,仅在生气和保存条件较好的中下部有少量吸附气存在,此时的总含气量和游吸比低,地层压力为常压甚至是负压。

3 页岩含气量评价

3.1 页岩含气量评价主要方法

页岩含气量分析评价贯穿于从页岩气勘探评价到开发生产的全过程,方法多样,各有所别。根据所依据资料基础的类型及工序流程,页岩含气量参数获取方法可分为钻前的地震解释、钻-录-测井解释(井筒技术)、现场测试、实验计算、地质分析和生产测试等6种类型(表2)。在页岩气勘探评价实践中,各种方法均有不同程度地应用,但适用条件各有不同。

在地震资料基础上开展的烃类检测,易于获得页岩地层含气量,已被广泛地应用到了已有地震资料覆盖的地区。该方法以地震波属性参数异常变化为基础,寻找异常变化与含气量之间的变化关系,预测含气量的空间分布。其最大优点是操作快捷、数据连片,可对井间页岩进行有效约束条件下的合理预测,获得含气量及其空间变化。当有钻井数据约束时,预测结果的合理性和可信度增加。

气测录井作为钻井过程中记录气体显示与评价储层流体性质的一种重要手段,在页岩含气性评价中发挥着重要作用。在钻进过程中,地层流体进入井筒并随钻井液返至地表,同时将地层的含气信息携带出来。页岩的录井含气量评价方法主要借助录井异常曲线进行,利用全烃和甲烷含量异常值可以对页岩含气量,特别是其中的游离气含量进行直接反映。当发生气侵或井涌等现象时,表明地层含气量较高或者钻遇裂缝含

表1 录井/测井曲线所反映的页岩含气特点

Table 1 Shale gas characteristics reflected by mud logging/logging curves

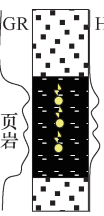
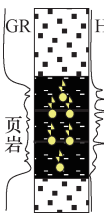
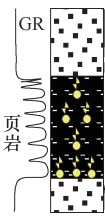
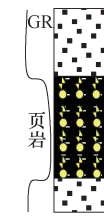
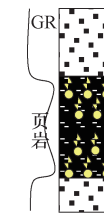
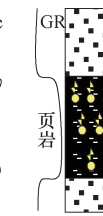
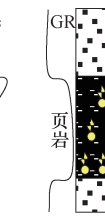
序号	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
曲线形态	低幅锯齿形	锥形	指形	高幅锯齿形	箱形	哑铃形	漏斗形	钟形
柱状图示								
含气	低含气量	煤岩含气	薄互层含气	薄夹层含气	页岩饱含气	厚夹层含气	裂缝含气	页岩气残余

表 2 页岩含气量评价主要方法
Table 2 Main methods of shale gas content evaluation

方法		基本原理	方法要点	适用条件	结果可信度
地震处理	烃类检测	当页岩地层含气时,相关的地震参数将发生对应响应	提取页岩层段的速度、频率、振幅、相位等参数,发现变化异常	需要有一定的测网密度和覆盖次数,有钻井资料验证	预测结果取决于数据采集和处理质量,受地质条件和地震解释影响较大
钻录测井 (井筒技术)	气测异常	对钻井泥浆进行脱气处理,检测其中的气体类型和数量	减少钻井和泥浆的干扰,在相同条件下进行脱气检测	钻井过程中通过录井仪实现,适用范围广	具有重要参考价值,但受泥浆、钻井过程等影响较大
	测井计算	依据不同类型的测井曲线,建立计算关系模型,解释计算页岩地层含气量	按沉积类型不同,分别建立不同层系、不同类型页岩地层的解释参数关系模型	有自然伽马、声波及电阻率等测井曲线,有根据实验数据建立起来的关系模型	既取决于测井质量,又取决于参数关系模型的建立,还取决于含气量的计算方法
现场测试	浸水观察	将岩心放入水中,逸出气在水中直接可见	将岩心清洗后放置于透明的清水容器中	最简单的观察方法,随处可用	属于经验估计,标准难以统一,误差大
	现场解析	在模拟地层温度条件下,收集计量从岩心中解吸逃逸的气体总量	模拟地层温度,测准解吸气和残余气,合理获得损失气	对于取心井段均可实施,适用于各种可能的页岩含气目的层	直接沿袭自煤层气的现场解析法(USBM法等),无法合理求得损失气
	保压取心	使岩心在维持原始地层压力条件下,达到地表并进行测量	保持平衡钻井条件下完成取心作业,核实取心筒内压力,完成检测	当钻遇断层破碎带,或者裂缝较为发育时,该方法的误差较大	当满足保压取心和含气量评价条件时,可获得较为准确的数据,
实验计算	等温吸附	在地层温度条件下,模拟不同压力时的天然气吸附能力	提高测试精度,合理获得压力与吸附气量之间的关系	主要用于计算页岩的最大吸附含气量和临界解吸压力	所得数据为最大吸附能力,煤层气的测试方法需要修正
	模拟计算	在地层温度和压力条件下,分别根据储集空间和吸附能力计算游离和吸附气量,求得总含气量	同时计算孔隙和裂缝所能容纳的游离气量,计算吸附气,在总含气量中扣除重叠计算的部分	对于具备有机碳含量、裂缝孔隙度、埋藏深度等参数的研究对象,可获得计算含气量	计算结果受较多因素影响,通常大于实际数值。但出现高压异常时,计算结果变化相反
地质分析	图版查阅	根据已知的有机碳含量、埋藏深度等条件,直接在图版上查询结果	增加对实际地质条件的考量,根据地质特殊性对理论值进行修正	缺乏页岩气地质研究资料时的一种简单、快捷预测方法	由于图版法考虑的因素较为有限,通常需要根据实际资料进行校正
	地质类比	依据页岩气成藏地质条件的相似性进行类比计算	选择对含气量有主控影响的参数进行相似度计算	在可用资料少、情况下的常用方法	受研究认识程度、类比区及类比参数等影响较大
生产测试	试井分析	在一定的生产制度下,测试获得不同条件下的天然气产量,计算获得地层含气量	观察钻井、压裂、排采后的页岩气显示情况,在确定的生产制度下计算含气量	适用于已有钻井实施,目前正处于压裂、排采、试气阶段的评价对象	可信度相对较高,但取决于钻探及储层改造的工程质量,也取决于试井方法
	生产测试	根据压裂效果及累计产气量进行计算	借助页岩气生产过程中的EUR计算获得	已有页岩气生产井和页岩气产量积累	使用不同阶段的地层累计产气量进行计算

气。通过测井解释,易于计算获得页岩的孔隙度、含气饱和度以及有机碳等参数。利用测井解释法求取页岩含气量包括了两部分:一是通过页岩的物性参数计算页岩的游离含气量,二是通过有机碳含量和吸附含气量之间的经验关系计算吸附含气量,两者之和即为含气量。该两种方法所获得的含气量的准确度依赖于经验关系模型的建立。等温吸附测试的基本方法是在确定的地层温度条件下,通过改变压力大小,测定页岩对应的解吸或吸附甲烷数量的多少,根据压力与脱附或吸附气量的对应关系,计算确

定页岩在地层温度条件下的吸附含气量。如果采用已经脱气的干燥页岩样品进行甲烷重新吸附的测试,则所得数据结果仅为页岩在模拟压力条件下的最大吸附含气能力。由于页岩的总有机碳含量较低,吸附能力测试常出现较大误差。当可用数据资料较少时,则可采用理论图版法进行预测。该方法借助页岩气富集地质理论,对预先设定的各种地质条件页岩进行含气量计算,并将结果编制成可方便查询使用的图版。该方法要求地质资料少且得到结果速度快,但页岩气地质条件的复杂变化性难以反

映其中。与之相对应,地质类比法则显得灵活多样。尽管该方法可以广泛应用于不同勘探程度地区,但评价结果的准确性受评价者的经验影响较大。

在所有评价方法中,准确度较高的仍然是基于钻井取心的测试实验法。钻井取心由于提心时间较长而产生了较大的气量损失,绳索取心速度较快但仍然无法解决天然气的损失问题,密闭取心对不可压缩的液态流体有效,但对膨胀性较强的天然气其有效性不足,保压取心克服了前者的缺点和不足但成本昂贵,包含上述各方法优点而又规避其不足的折中方法是含气量的现场解析法。按照测试流程,该方法将含气量分解为损失气、解吸气和残余气。该方法将岩心置于解吸罐中,通过加热模拟地层温度为测得解吸气量。通过粉碎和升温手段,可得吸附于页岩中的残余气量。通过方法改进,可对损失气量进行测量计算。尽管该方法仍然存在着测量误差和分析结果不确定等问题,但因其快捷性、部分可确定性及结果可把握性而成为目前最常用的方法。

以不同地区不同层系页岩气的实际勘探情况为基础,选取不同级别的含气量参数获取方法进行分级分类含气量获取,对于提高含气量获取的精准度和评价效果具有重要意义。尽管页岩含气量获得方法众多,但基于不同勘探程度和获取方法的数据结果可信度相差甚远,大致可以划分为3个梯度级别(图3)。一级可信度含气量获得方法结果准确,其中的现场解析法方便、经济、快捷,可适用于多种情况,是含气量获取方法的首选。但由于页岩气常表现为微、小、低、少含气倾向,与煤层气存在显著差异,故页岩含气量的现场解吸方法需要针对测量精度进行系统改进;二级可信度含气量获得方法主要借助于实验、测井和地震等数据基础,适用于有一定地质资料或钻井已经结束的情况,可根据已经获得的各种资料进行计算分析,获得尽量可信的含气量数据;三级可信度含气量获得方法主要包括标准图版、理论计算、等温吸附及地质类比等方法,可适用于勘探程度低、可用资料少、研究认识浅的地区,给出含气量近似结果或数值变化范围。

3.2 页岩含气结构

吸附和游离状态天然气的同时存在导致了页岩含气结构和可采能力的复杂变化。对于潜质页岩,虽然总含气量测试结果可能相同,但页岩中的天然气解吸条件和速度不同,开发生产效果也将可能完全不同。与煤层气相比,页岩中的有机碳含量较低,页岩气的赋

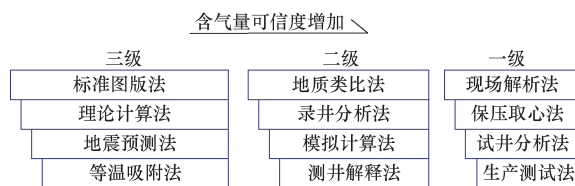


图3 页岩含气量获得方法及其可信度

Fig. 3 Methods for obtaining shale gas content and their credibility

存状态变化较大(游离态天然气含量介于20%~80%),游离态天然气渗流能力强,当通道连通且存在压差时,天然气易于产出。吸附态天然气则受温度和压力同时控制,即使通道连通,天然气也不能顺畅产出。在压力降低情况下,也需要一定的时间使天然气缓慢解吸。这就解释了一个基本现象,即煤层的解吸气量和总含气量通常高于页岩,但同等情况下页岩气的单井产量却高于煤层气。

在现场解析过程中,页岩气可分为3个组成部分,即钻头打开页岩地层至岩心解吸样品被装入解吸罐时所逃逸且难以测得的天然气量(损失气)、页岩在模拟地层温度条件下所释放出来的天然气量(解吸气)、在模拟地层温度条件下无法通过解吸获得的天然气量(残余气)。在页岩地层被钻头打开并提升至地表过程中,由于温压条件的改变,游离和吸附状态的天然气同时逸散。游离状态的天然气在压力降低条件下直接逃逸,吸附状态的天然气开始缓慢解吸。可以认为,该过程中所逃逸的天然气以游离气为主;页岩解吸气是最主要和最常见的测试内容,但与煤层气相比,要求在不影响其他测试功能的前提下提高精准度,页岩解吸气通常采用快速解吸法获得。当随时间变化的总解吸气量逐渐由快速的单调增转变为缓慢的增加或接近平台状时,终止实验,获得解吸气量。在解吸过程中,天然气的逃逸总是从游离相开始,逐渐向以吸附相为主的方向转化,故解吸气对应于游离和吸附两种相态;残余气只有在测试时间更长或者温度更高条件下才能获得,与其以吸附为主的特性一致。残余气的获得方法可以是高温法、延时法或磨碎法,为了缩短测试时间并提高工作效率,通常采用粉碎与高温合并方法。为了获得准确的测试数据,要求对岩心的粉碎、加热和残余气的解吸必须在完全隔绝空气条件下连续完成。

根据现场解析过程和原理,易于建立解析含气量与天然气赋存状态之间的关系。在页岩气解析过程中,游离气总是首先逃逸而构成损失气,同时也可有条件地成为解吸气的主要贡献者;吸附气则随时间延长

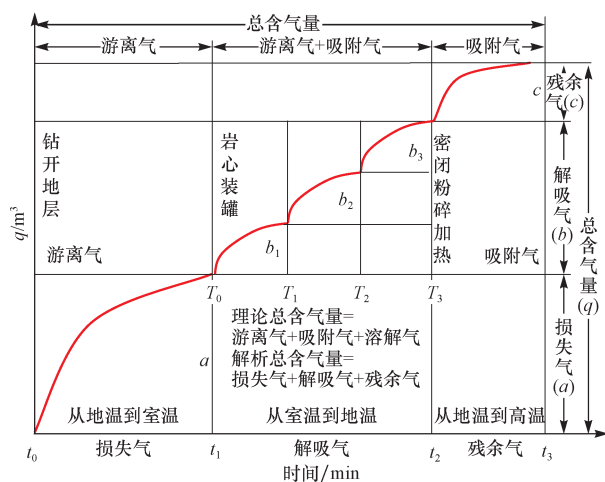


图4 页岩气解吸过程与赋存方式关系

Fig. 4 Relationship between shale gas desorption process and occurrence mode

[q 为解吸总含气量, m^3 ; t_0 为常温段解吸起始时间点, 通常设为 0; t_1 为常温段解吸结束(地温段解吸开始)时间点, min ; t_2 为地温段解吸结束(高温段解吸开始)时间点, min ; t_3 为高温阶段解吸结束时间点, min ; 其余变量说明详见正文。]

和温度升高而逐渐成为逃逸天然气的主要贡献者, 除一部分成为解吸气之外, 它还是残余气的构成主体。由此, 易于获得表征页岩中游离气与吸附气相对比值的参数或者游吸比。游吸比表征了页岩气的赋存状态特征, 该值越高, 页岩气越容易采出。因此总含气量较高但以游吸比较低的页岩气目标未必是利目标, 总含气量较低但以游吸比较高的目标未必不是利目标。同时满足总含气量和游吸比双高目标的页岩对象, 是页岩气的甜点或者有利区。

对于游吸比, 可采用“三段式”分解法进行计算求取(图4)。若分别视损失气量(a, m^3)、解吸气量(b, m^3)及残余气量(c, m^3)为 3 个独立过程(大三段法), 则游吸比 k_1 或 k_2 ,

$$k_1 = \frac{a}{c} \quad (1)$$

$$k_2 = \frac{a+b}{b+c} \quad (2)$$

式中: k_1 为损失气量(a)和残余气量(c)计算所得游离气量与吸附气量比例, 无量纲; k_2 为损失气量(a)、解吸气量(b)和残余气量(c)计算所得游离气量与吸附气量比例。

由于损失气量 a 的准确获取常较为困难, 故可采用解吸气进行计算。若根据温度区间对解吸气进行分解, 则可得对应的三段解吸气(小三段法)。假设 b_1 , b_2 , b_3 分别对应室温(T_0 或 T_1)、地温(T_2)以及高温

(T_3) 条件下的解吸气量, 则游吸比 k_3 或 k_4 ,

$$k_3 = \frac{b_1}{b_3} \quad (3)$$

$$k_4 = \frac{b_1 + b_2}{b_2 + b_3} \quad (4)$$

式中: k_3 为解吸实验中常温解吸气量(b_1)和高温解吸气量(b_3)计算所得游离气量与吸附气量比例, 无量纲; k_4 为解吸实验中常温解吸气量(b_1)、地温解吸气量(b_2)和高温解吸气量(b_3)计算所得游离气量与吸附气量比例, 无量纲; T_0 为常温段解吸起始温度, $^{\circ}\text{C}$; T_1 为常温段解吸结束时温度, 与 T_0 相等, $^{\circ}\text{C}$; T_2 为地温温度, $^{\circ}\text{C}$; T_3 为高温温度, $^{\circ}\text{C}$; b_1 , b_2 和 b_3 分别为常温(T_0 或 T_1)解吸阶段、地温(T_2)解吸阶段和高温(T_3)解吸阶段的解吸气量, m^3 。

根据上述分解, 易于获得页岩气的可采系数(L),

$$L_1 = \frac{a}{a+b+c} \quad (5)$$

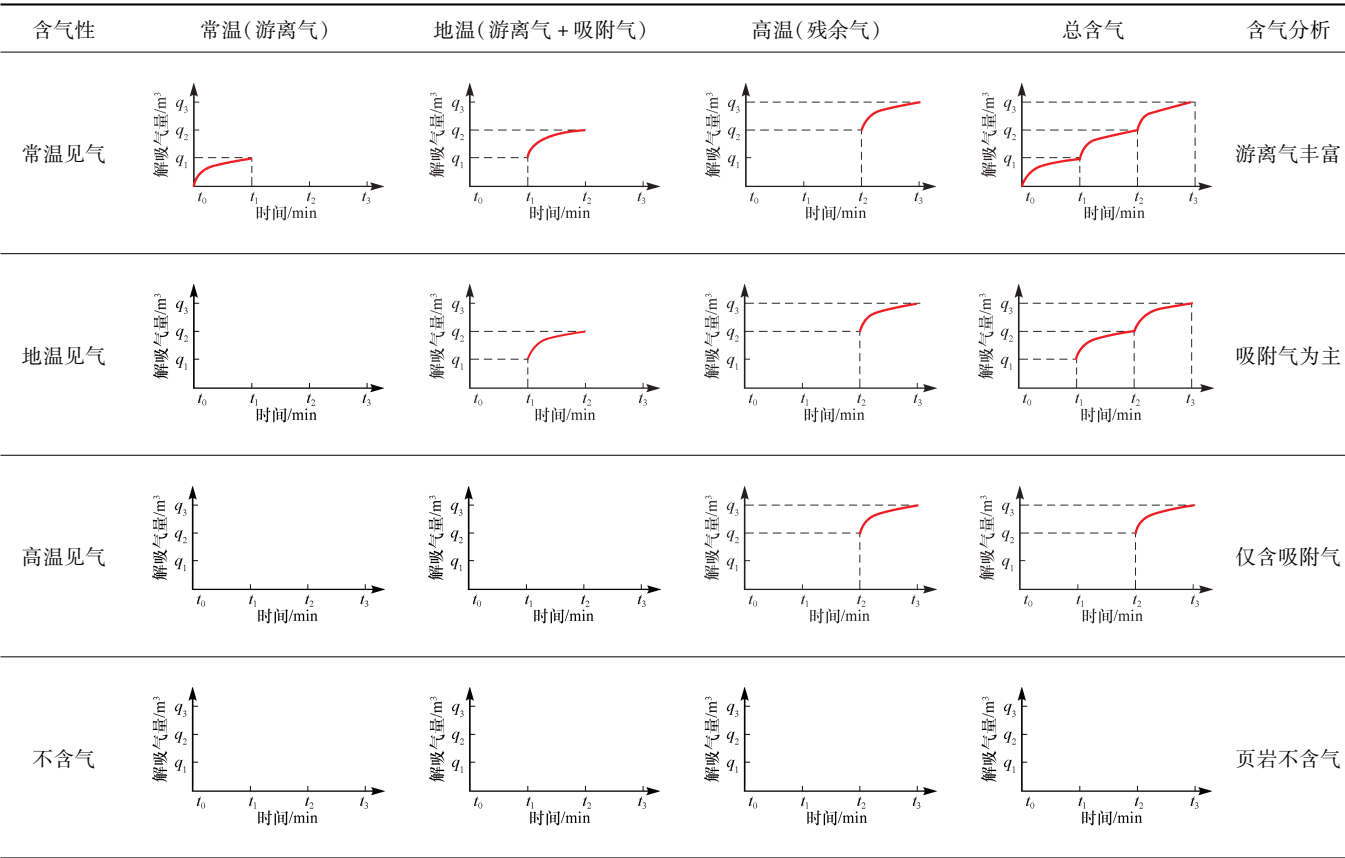
$$L_2 = \frac{b_1}{b_1 + b_2 + b_3} \quad (6)$$

式中: L_1 为损失气量(a)、解吸气量(b)和残余气量(c)计算所得的页岩气可采系数, 无量纲; L_2 为解吸实验中常温解吸气量(b_1)、地温解吸气量(b_2)和高温解吸气量(b_3)计算所得的页岩气可采系数, 无量纲。

对于损失气的获得, 目前多采用煤层气方法, 即以解吸气数据为基础, 求得解吸气量与时间平方根之间关系, 在一系列理论假设和一定的限定条件下, 对解吸气量进行反向拟合, 从而获得线性或多项式拟合的损失气量。大量钻探结果表明, 并不是所有的页岩均可计算损失气量(表3)。当岩心在高于地温条件或高温阶段时见解吸气, 甚至仍未见解吸气时, 不可计算损失气, 因为此时计算的损失气实际上是不存在的; 当岩心在加热至地温条件下见解吸气时, 可计算损失气; 当岩心在室温条件下可见解吸气时, 表明页岩游离气含量高。

由于损失气含量可以某种程度上反应出页岩中游离气的含量, 近年来针对页岩损失气获取和计算的新方法一直是页岩含气量研究的重点之一。目前页岩损失气量的获得多采用回归计算的方法, 即以解吸气数据为基础, 求得解吸气量与时间平方根之间关系。在一系列理论假设和一定的限定条件下, 对解吸气量进行反向拟合, 从而获得线性或多项式拟合的损失气量。大量钻探结果表明, 并不是所有的页岩均可计算损失气量(表3)。当岩心在高于地温条件或高温阶段时见解吸气, 甚至仍未见解吸气时, 不可计算损失气, 因为此时计算的损失气实际上是不存在

表 3 页岩损失气计算条件
Table 3 Calculation conditions for lost gas content of shale



注: q_1 为常温段解吸气量, m^3 ; q_2 为地温阶段解吸气量, m^3 ; q_3 为高温阶段解吸气量, m^3 。

的;当岩心在加热至地温条件下见解吸气时,可计算损失气;当岩心在室温条件下可见解吸气时,表明页岩游离气含量高。

游吸比是一个不同于含气量的页岩含气结构参数。在有游离气存在的前提下,游吸比与页岩总含气量呈正相关关系,含气量越大,游吸比越大,页岩气的可采能力越强。在页岩气生成初期或者保存条件较差情况下,页岩中的吸附气占比较高。页岩气保存条件越差,游离气逸散越多,页岩气的可采能力越差,直至仅有吸附气存在,此时的游吸比可能为零。对于游吸比的计算,可以在现场解析过程中,通过对不同阶段逃逸天然气量比值的计算,近似或等效折算为不同相态赋存天然气的比值,从而获得页岩游吸比。在测井解释过程中,亦可在对游离气和吸附气分别计算基础上,实现对游吸比的求取。进一步,还可以通过储层物性和等温吸附实验测试等方法进行计算。需要说明的是,页岩含气结构评价参数类型多样,但其中的游吸比直接反映了页岩气的可采能力。与总含气量相结合,易于对页岩气的资源/储量及其可采能力进行直接判断,是页岩气甜点预测的重要指标。

3.3 评价方法展望

作为页岩气地质评价的核心内容,含气量评价方法的发展取决于勘探开发生产实践的需要。尽管中国已在海相、陆相及海陆过渡相页岩中不断获得了可喜的勘探开发成果,在复杂条件和背景中不断取得突破,但含气量的获得、预测及评价一直是一个没有很好解决的难题,“准、多、快”是其中的基本追求。经过前期的不断实践,页岩含气性评价目前正从早期源自煤层气的测试与评价技术向针对性的页岩气方向转变,从基于单纯吸附原理的天然气方法向针对多项态天然气赋存的方向转变。

虽然中国已经进入了页岩气商业开发阶段,但页岩含气性评价参数类型少、完整性差、精度和可信度参差不齐,影响了对实践工作中许多问题的解决,包括含气结构、含气量变化主控因素、页岩气可采性等。页岩气勘探开发实践对页岩含气量评价理论和方法技术提出了更高要求,总体向高精度参数的普及、多类型参数的延伸、实时评价结果的获得等方向发展,要求在技术思路、方法手段及仪器设备等方面配套发展。

科学技术的发展带来了设备仪器和数据处理分析水平的飞速发展,为页岩含气性评价带来了新的发展机会。现今人工操作的数据拾取、处理计算及分析评价将逐步由智能化的机器所完成,通过自动处理、机器学习、大数据分析 & 智能评价等方法,获得更加客观合理、准确可信、类型多样的有效信息,提高数据处理速度,降低数据分析误差,挖掘数据地质信息,改善数据使用内涵,延伸数据功能范围,提供内容更加丰富的“准、多、快”结果。

4 结论

1) 页岩中天然气的成藏和富集是一个动态地质过程,游离和吸附状态天然气的同时存在,导致了页岩中天然气赋存状态的复杂性。页岩含气机理与煤层气差异较大,表现为游离气含量高、天然气赋存状态受孔隙结构影响较大、含气结构与环境条件变化关系密切、页岩油与页岩气共生共存等特点。直接和间接成因的页岩气类型各具不同的页岩油气形成条件和含气特点。垂向上的页岩含气相关指征曲线变化特点,可提供更多的沉积、含气及保存等信息。根据测、录井相关曲线变化特点,页岩含气性的垂向变化可分为多种类型,分别指示了不同的沉积环境特点和页岩气保存状况。

2) 页岩含气量的获得方法多种多样,但根据所依据资料基础的类型,可划分为地震解释、井筒技术、现场测试、实验计算、地质分析和生产测试等6种类型。每种方法各有其适用条件,可按勘探程度、结果可信度及适用条件等,将页岩含气量获得方法划分为3个可信度梯度级别。其中,现场解析法经济快捷,是含气量获取方法中的首选。

3) 在理论上,页岩气由游离气、吸附气及少量溶解气所组成。在现场解析过程中,页岩含气量由损失气、解吸气及残余气所组成,当岩心在加热至地温条件时仍未有气体解吸的样品可忽略损失气的存在。通常情况下,损失气由游离气所组成,而残余气由吸附气所组成,而解吸气则可能同时包含了游离气和吸附气。由此可将解吸过程中不同阶段的逃逸天然气量比值与不同相态赋存天然气的比值进行等效计算,获得游吸比和可采系数。

4) 同时满足总含气量和游吸比双高的页岩,是页岩气的甜点或者有利区。使用含气结构参数有益于分析页岩中的天然气赋存状态,并判断页岩气的可采能力。通过现场解析法可以获得含气量、游吸比及可采

系数等评价参数。

参考文献

- [1] 邹才能,潘松圻,荆振华,等.页岩油气革命及影响[J].石油学报,2020,41(1):1-12.
Zou Caineng, Pan Songqi, Jing Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1): 1-12.
- [2] 赵文智,贾爱林,位云生,等.中国页岩气勘探开发进展及发展展望[J].中国石油勘探,2020,25(1):31-44.
Zhao Wenzhi, Jia Ailin, Wei Yunsheng, et al. Progress in shale gas exploration in China and Prospects for future development[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 31-44.
- [3] 董大忠,王玉满,黄金亮,等.中国页岩气发展机遇与挑战[C]//中国地质学会.推动地质科技创新,支撑找矿突破实践,服务美丽中国建设——中国地质学会2013年学术年会.昆明:2013:510-511.
Dong Dazhong, Wang Yuman, Huang Jinliang, et al. Opportunities and challenges for China's shale gas development[C]//Geological Society of China. To promote innovation in geological science and technology, support breakthrough in prospecting practice, and serve the construction of a Beautiful China-2013 Annual Academic Conference of Geological Society of China. Kunming: 2013: 510-511.
- [4] 金之钧,胡宗全,高波,等.川东南地区五峰组-龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J].地学前缘,2016,23(1):1-10.
Jin Zhijun, Hu Zongquan, Gao Bo, et al. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the WufengLongmaxi Formation, southeastern Sichuan Basin[J]. Earth Science Frontier, 2016, 23(1): 1-10.
- [5] 康玉柱,周磊.中国非常规油气的战略思考[J].地学前缘,2016,23(2):1-7.
Kang Yuzhu, Zhou Lei. The strategic thinking of unconventional petroleum and gas in China[J]. Earth Science Frontier, 2016, 23(2): 1-7.
- [6] 天工. BP 报告预测 2035 年中国将成为全球第二大页岩气产区[J].天然气工业,2015,35(5):23.
Tian Gong. The BP report predicts that China will become the world's second largest shale gas producer by 2035[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(5): 23.
- [7] 天工.重庆现全球第二大页岩气田[J].天然气工业,2015,35(10):150.
Tian Gong. Chongqing is now the world's second largest shale gas field[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(10): 150.
- [8] 张抗,卢向前.涪陵页岩气田发现并转入商业开发中国页岩气发展实现战略性突破[J].国际石油经济,2015,23(1):29-30.
Zhang Kang, Lu Xiangqin. China's shale gas development has made a strategic breakthrough with the discovery and transfer of the Fuling Shale gas field to commercial development[J]. International Petroleum Economics, 2015, 23(1): 29-30.
- [9] 周庆凡.美国页岩气革命历程及其启示[C]//中国地质学会.中国地质学会科技情报专业委员会第三届学术研讨会.昆明:2012:10.
Zhou Fanqing. The course of American Shale gas Revolution and its

- enlightenment[C]//Geological Society of China. The third Academic Seminar of Science and Technology Information Committee of Geological Society of China. Kunming;2012;10.
- [10] Milici R. Autogenic gas (self sourced) from shales—an example from the Appalachian Basin[M]. United States;United States Geological Survey,1993,253–278.
- [11] Peebles M W H. Evolution of the gas industry[M]. London;the Macmillan Press Ltd.,1980;77–81.
- [12] 赵靖舟,方朝强,张洁,等. 由北美页岩气勘探开发看我国页岩气选区评价[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2011,26(2):1–7,110.
Zhao, Jingzhou, Fang Chaoqiang, Zhang Jie, et al. Evaluation of China shale gas from the exploration and development of North America shale gas[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2011, 26(2): 1–7, 110.
- [13] Webber M. Lessons from the shale revolution[J]. Mechanical engineering, 2013, 135(10): 20.
- [14] Bertard C, Bruyet B, Gunther J. Determination of desorbable gas concentration of coal (direct method)[J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1970, 7(1): 43–65.
- [15] Schettler P D, Parmely C R, Lee W J. Gas storage and transport in Devonian Shales[J]. SPE Formation Evaluation, 1989, 4(3): 371–376.
- [16] Schettler P D, Parmely C R. Contributions to total storage capacity in Devonian Shales[C]//SPE Eastern Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers, Lexington, Kentucky; 1991: 22–25.
- [17] Lu X C, Li F C, Watson A T. Adsorption measurements in Devonian shales[J]. Fuel, 1995, 74(4): 599–603.
- [18] Sondergeld C H, Newsham K E, Comisky J T, et al. Petrophysical considerations in evaluating and producing shale gas resources[C]//SPE Unconventional Gas Conference. Pittsburgh, Pennsylvania, USA; Society of Petroleum Engineers, 2010: 34.
- [19] Sneider R. Practical petrophysics for exploration and development[M]. Houston, Texas; AAPG, 1987.
- [20] Schmoker. Determination of organic-matter content of appalachian Devonian Shales from gamma-ray logs[J]. AAPG Bulletin, 1981, 65(7): 2165–2174.
- [21] Passey Q, Moretti F, Kulla J, et al. Practical model for organic richness from porosity and resistivity logs[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(12): 1777–1794.
- [22] Herron S, Tendre L. Deposition of organic facies[M]. Tulsa. AAPG, 1990, 57–71.
- [23] Jacobi D, Gladkikh M, Lecompte B, et al. Integrated petrophysical evaluation of shale gas reservoirs[C]//CIPC/SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference. Society of Petroleum Engineers, Calgary, Alberta, Canada; 2008: 16–19.
- [24] Neff D B, 赵明. 烃类储集层的递增可采层厚度模拟[J]. 地球物理学进展, 1991, (2): 103–114.
Neff D B, Zhao Ming. Simulation of increasing recoverable reservoir thickness in hydrocarbon reservoirs[J]. Progress in Geophysics & Prog Geophys, 1991, (2): 103–114.
- [25] Fatti J L, Smith G C, Vail P J, et al. Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis; A 3-D seismic case history using the Geostack technique[J]. Geophysics, 1994, 59(9): 1362–1376.
- [26] White R S. Seismic bright spots in the Gulf of Oman[J]. Earth and Planetary Science Letters, 1977, 37(1): 29–37.
- [27] 中华人民共和国国家标准 GB/T 23249—2009, 地勘时期煤层瓦斯含量测定方法[S]. 北京, 中国标准出版社.
GB/T 23249—2009. Coalbed gas content measurement methods in geological exploration period[S]. Beijing, China Standard Press.
- [28] GB/T19559—2008, 煤层气含量测定方法[S]. 北京, 中国标准出版社.
GB/T 23249—2009. Method of determining coalbed gas content[S]. Beijing, China Standard Press.
- [29] 聂海宽, 唐玄, 边瑞康. 页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J]. 石油学报, 2009, 30(4): 484–491.
Nie Haikuan, Tang Xuan, Bian Ruikang. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of South China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 484–491.
- [30] 唐颖, 张金川, 刘珠江, 等. 解吸法测量页岩含气量及其方法的改进[J]. 天然气工业, 2011, 31(10): 108–112.
Tang Ying, Zhang Jinchuan, Liu Zhujiang, et al. Use and improvement of the desorption method in shale gas content tests[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(10): 108–112.
- [31] 邢雅文, 张金川, 冯赫青, 等. 页岩含气量测试方法改进效果分析[J]. 断块油气田, 2015, 22(5): 579–583.
Xing Yawen, Zhang Jinchuan, Feng Heqing, et al. Effectiveness analysis of determination method for shale gas content[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2015, 22(5): 579–583.
- [32] 胡微雪, 薛晓辉, 李维, 等. 页岩含气量测定方法分析与优化[J]. 中外能源, 2014, 19(11): 61–66.
Hu Xuewei, Xue Xiaohui, Li Wei, et al. Analysis and optimization on determination method of gas content of the shale[J]. Sino-Global Energy, 2014, 19(11): 61–66.
- [33] 薛冰, 张金川, 杨超, 等. 页岩含气量理论图版[J]. 石油与天然气地质, 2015, 339–346.
Xue Bing, Zhang Jinchuan, Yang Chao, et al. Theoretical chart of shale gas content[J]. Oil & Gas Geology, 2015: 339–346.
- [34] 郭旭升, 尹正武, 李金磊. 海相页岩含气量地震定量预测技术及其应用——以四川盆地焦石坝地区为例[J]. 石油地球物理勘探, 2015, 50(1): 144–149.
Guo Xusheng, Yin Zhengwu, Li Jinlei, et al. Quantitative seismic prediction of marine shale gas content: A case study in Jiaoshiba Area, Sichuan basin[J]. Oil Geophysical Prospecting, 2015, 50(1): 144–149.
- [35] 陈超, 屈大鹏, 王明飞, 等. 川东南焦石坝地区海相泥页岩含气量预测方法探讨[J]. 石油物探, 2016, 55(4): 597–605.
Chen Chao, Qu Dapeng, Wang Mingfei, et al. prediction method of gas content in marine mud shale at JSB area in southeast Sichuan Basin[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2016, 55(4): 597–605.
- [36] 张金川, 姜生玲, 唐玄, 等. 我国页岩气富集类型及资源特点[J]. 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[J]. *Natural Gas Industry*, 2009, 29(12): 109–114.
- [37] Law B E, Curtis J B. Introduction to unconventional petroleum systems[J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(11): 1851–1852.
- [38] Bowker K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion[J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 523–533.
- [39] 武景淑, 于炳松, 李玉喜. 渝东南渝页1井页岩气吸附能力及其主控因素[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2012, 34(4): 40–48.
- Wu Jingshu, Yu Bingsong, Li Yuxi. Adsorption capacity of shale gas and controlling factors from the Well Yuye 1 at the southeast of Chongqing[J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2012, 34(4): 40–48.
- [40] 吉利明, 邱军利, 张同伟, 等. 泥页岩主要黏土矿物组分甲烷吸附实验[J]. *地球科学(中国地质大学学报)*, 2012, 37(5): 1043–1050.
- Ji Liming, Qiu Junli, Zhang Tongwei, et al. Experiments on methane adsorption of common clay minerals in shale[J]. *Earth Science (Journal of China University of Geosciences)*, 2012, 37(5): 1044–1050.
- [41] 侯宇光, 何生, 易积正, 等. 页岩孔隙结构对甲烷吸附能力的影响[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(2): 248–256.
- Hou, Yuguang, He Sheng, Yi Jizheng, et al. Effect of pore structure on methane sorption potential of shales[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(2): 248–256.
- [42] 姜振学, 李卓, 唐相路, 等. 页岩气成藏富集主控因素研究及目标优选[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2015, 45(A1): 1671–5888.
- Jiang Zhenxue, Li Zhuo, Tang Xianglu, et al. Study on main controlling factors and target optimization of shale gas accumulation and enrichment[J]. *Journal Of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2015, 45(A1): 1671–5888.
- [43] Ambrose R J, Hartman R C, Diaz-Campos M, et al. Shale gas-in-place calculations Part I: New pore-scale considerations[J]. *SPE Journal*, 2012, 17(1): 219–229.
- [44] Loucks R, Reed R, Ruppel S, 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.
- [45] Reed R, Loucks R. Imaging nanoscale pores in the Mississippian Barnett Shale of the northern Fort Worth Basin[J]. *AAPG Annual Convention Abstracts*, 2007, 16: 115.
- [46] O'brien N R. Shale lamination and sedimentary processes[J]. *Geological Society London Special Publications*, 1996, 116(1): 23–36.
- [47] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. *天然气工业*, 2004, 24(7): 15–18.
- Zhang Jinchuan, Jin Zhijun, Yuan Mingsheng, et al. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution[J]. *Natural Gas Industry*, 2004, 24(7): 15–18.
- [48] 张金川, 薛会, 张德明, 等. 页岩气及其成藏机理[J]. *现代地质*, 2003, 17(4): 466–466.
- Zhang Jinchuan, Xue Hui, Zhang Deming, et al. Shale gas and its accumulation mechanism[J]. *Geoscience*, 2003, 17(4): 466–466.
- [49] 据宜文, 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.
- Ju Yiwen, Bu Hongling, Wang Guochang. Main characteristics of shale gas reservoir and its effect on the reservoir reconstruction[J]. *Advances in Earth Science*, 2014, 29(4): 492–506.
- [50] 肖贤明, 王茂林, 魏强, 等. 中国南方下古生界页岩气远景区评价[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(8): 1433–1445.
- Xiao Xianming, Wang Maolin, Wei Qiang, et al. Evaluation of Lower Paleozoic shale with shale gas prospect in south China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(8): 1433–1445.
- [51] 刘树根, 邓宾, 钟勇. 四川盆地及周缘下古生界页岩气深埋藏强改造独特地质作用[J]. *地学前缘*, 2016, 23(1): 11–28.
- Liu Shugen, Deng Bin, Zhong Yong, et al. Unique geological features of burial and superimposition of the Lower Paleozoic shale gas across the Sichuan Basin and its periphery[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 11–28.
- [52] 翟刚毅, 王玉芳, 包书景, 等. 我国南海相页岩气富集高产主控因素及前景预测[J]. *地球科学: 中国地质大学学报*, 2017, 42(7): 1057–1068.
- Zhai Gangyi, Wang Yufang, Bao Shujing, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity of marine shale gas and prospect forecast in Southern China[J]. *Earth Science*, 2017, 42(7): 1057–1068.
- [53] 周文, 苏瑗, 王付斌, 等. 鄂尔多斯盆地富县区块中生界页岩气成藏条件与勘探方向[J]. *天然气工业*, 2011, 31(2): 29–33.
- Zhou Wen, Su Yuan, Wang Fubin, et al. Shale gas pooling conditions and exploration targets in the Mesozoic of Fuxian Block, Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(2): 29–33.
- [54] Liu Wenhui, Yu Xinke, Zhang Baisheng. Carbon isotope distribution in aromatic nuclei and aliphatic side chains of sedimentary organic matter[J]. *Chinese Science Bulletin*, 1995, 40(9): 753–757.
- [55] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 4586(11): 1921–1938.
- [56] 卢双舫, 黄文彪, 陈方文, 等. 页岩油气资源分级评价标准探讨[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(2): 249–256.
- Lu Shuangfang, Huang Wenbiao, Chen Fangwen, et al. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: Discussion and application[J]. *Petroleum exploration and development*, 2012, 39(2): 249–256.
- [57] Zhang T, Ellis G S, Ruppel S C, et al. Effect of organic-matter type and thermal maturity on methane adsorption in shale-gas systems[J]. *Organic Geochemistry*, 2012, 47: 120–131.

(编辑 张玉银)