

页岩气储量计算方法探讨

李艳丽

(中国石化股份有限公司胜利油田分公司地质科学研究院, 山东 东营 257015)

摘要:页岩气藏是一种非常规气藏, 由于气藏特征的特殊性导致储量计算方法有别于常规气藏。首先探讨了页岩气藏的特殊性, 其一是存储特征为形式上游离气和吸附气并存、空间上孔隙和裂缝同在; 其二是产气机制主要为游离气的扩散和吸附气的解吸。在此基础上, 总结了计算页岩气储量的方法, 主要有类比法、容积法、压力/累计产量法、物质平衡法、递减曲线分析等, 并讨论了各种方法的适用条件。同时, 指出在页岩气储量计算中应特别重视孔隙度、裂缝、吸附气、含气饱和度等几个关键问题, 并介绍了这些参数的确定方法。

关键词:页岩气; 容积法; 动态法; 吸附气含量; 裂缝

中图分类号: TE132.2

文献标识码: A

文章编号: 1672-1926(2009)03-0466-05

0 引言

目前, 世界上已开发证实的页岩气藏主要集中在北美, 页岩气已成为北美天然气资源的重要来源^[1-2]。例如美国, 已对密西根、印第安纳等5个盆地的页岩进行了商业性开采, 仅2005年页岩气产量就达到198亿m³。随着北美页岩气藏的开发, 目前国内学者也把目光逐步投向页岩气这一具有重大资源潜力的气藏^[3-8]。我国黑色页岩与北美页岩从生烃特征、生烃潜力、地质与成藏特征等方面进行比较, 结果发现我国也具有巨大的页岩气资源潜力^[5-7], 并且这一认识在四川盆地得到了证实^[8]。

页岩气是一种非常规气藏, 页岩气藏的储层特征、压力系统以及产气机制明显不同于常规气藏^[9]。因此, 随着页岩气勘探开发的不断深入, 对页岩气藏的储量评价要充分考虑其特殊性, 选取符合页岩气藏的计算方法和正确的评价参数, 做出较全面、准确的气藏评价, 提高评价结果的可靠性。

1 页岩气藏的特殊性

页岩气是指主体位于暗色泥页岩或高碳泥页岩中, 以吸附或游离状态为主要存在方式的天然气聚集。与常规气藏不同, 它既是烃源岩又是储层, 是生

物成因、热成因或者生物—热成因的连续型聚集, 运移距离较短, 基本属于自生自储型气藏^[10-13]。因此, 页岩气藏有不同于常规气藏的特殊性。

首先, 页岩气藏有独特的天然气存储特征。主要表现为: ①在形式上游离气和吸附气并存。由于页岩一般含有较高的有机质和粘土矿物, 同时, 其孔隙结构使其具有较大的比表面积, 有利于在基质孔隙表面吸附大量的天然气, 因此, 除游离气外, 吸附气也成为页岩气藏重要的天然气存在形式^[14]。②在存储空间上基质孔隙和次生裂缝并存。因此, 页岩气藏中天然气由3部分组成: 裂缝中的游离气、基质孔隙中的游离气、吸附气。

其次, 页岩气藏有特殊的产气机制。与常规低渗气藏不同, 页岩气在裂缝和基质中的流动机理是: 微小的基质孔隙中的气体向大孔隙和裂缝作扩散运动, 遵循达西定律; 而基质孔隙表面的吸附气不再是达西流, 而是在一定压力下发生解吸。并且由于裂缝空间是有限的, 因此早期以游离气为主的天然气产量快速下降并达到稳定, 稳定期的产量主要是基质孔隙里的游离气和解吸气。美国泥盆系页岩气藏90%的工业性气井需要经过压裂增大裂缝空间和连通性^[15], 使更多的吸附气发生解吸而向裂缝聚集。可见, 页岩气的产出主要有3个过程: 裂缝中游离气

的产出、基质孔隙中的游离气产出、解吸。

2 页岩气藏的储量计算方法

根据页岩气藏的自身特点,可用于页岩气藏储量计算的3种方法有:类比法、静态法和动态法。

2.1 类比法

对于勘探初期,在没有或少有探井基础数据的情况下,应用类比法比较简单有效。用类比法将我国页岩与北美典型性页岩进行区域地质、储层、地球化学等多方面比较,认识到我国具有较大的页岩气潜力^[5-7];在缺乏钻井数据的前提下,甚至可以利用两者类比,对我国页岩气资源进行粗略估算。这种估算的精度不高,但也能为初期勘探提供一些指导。

2.2 静态法

静态法也称为容积法,计算储量的一般公式是:

$$G = Ah\varphi S_{gi}/B_{gi} \quad (1)$$

式中: G 为天然气地质储量, m^3 ; A 为含气面积, m^2 ; h 为有效厚度, m ; φ 为有效孔隙度, f ; S_{gi} 为原始含气饱和度, f ; B_{gi} 为原始天然气体积系数。

显然,式(1)计算的结果仅仅代表页岩气藏中的游离气,因此公式适合于勘探初期原始条件下。如果考虑到开发过程中吸附气和游离气存在动态平衡,并且这种平衡与气藏压力密切相关,那么评价时加入压力因素会使评价结果更接近实际值^[18]:

$$G_y = V_b \cdot P \cdot K \cdot S_g \quad (2)$$

式中: G_y 为基质游离气含量, cm^3/g ; V_b 为基质中游离气的有效孔隙体积, cm^3/g ; P 为气体压力,MPa; K 为甲烷压缩系数, MPa^{-1} ; S_g 为含气饱和度,%。

在一定的温度条件下,将不同压力下的吸附气含量与相应游离气含量相加,即得到总的气含量等温线。利用这条等温线,可获得该温度下不同储层压力时的气含量值。容积法计算的关键是确定游离气的有效孔隙度和含气饱和度。这种方法使用的参数是那些被认为能代表储层的单值,所得出的体积也是单一的最佳测算值。特别是对有效孔隙的估算存在许多人为因素,其估算量往往要大于实际生产量,与动态法相比,一般包含更大的误差和不确定性,比较适合开发设计前的储量预测。

2.3 动态法

动态法利用气藏压力、产量等随时间变化的生产动态资料计算储量,适合于有足够的压力和产量变化等生产数据的情况下。通常包括:压力/累计产量法;物质平衡法(也称压降法)、递减曲线分析法等等。

(1) 压力/累计产量法是利用累计产量和压力

递减的关系进行产量外推。Kucuk等绘制了典型的双孔隙气藏压力/累计产量图(图1)。运用该模型预测储量方法简便,但预测的后期产量以及估计的累计产量比用容积法大得多,而且在压力趋势稳定之前的直线外推,只代表游离气的产出量。因此,应用该方法需谨慎。

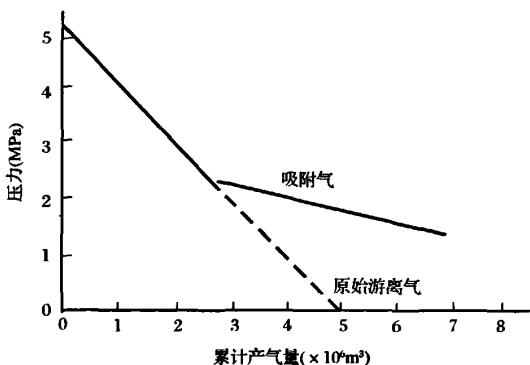


图1 页岩气藏孔隙压力和累计产气量关系^[17]

(2) 物质平衡法是以物质平衡为基础,对平均地层压力和采气量之间的隐含关系进行分析,建立适合某一气藏的物质平衡方程,这也是目前页岩气藏较常用的一种评价方法。Schilthuis于1936年建立了最早的气藏物质平衡方程,在此基础上,人们根据研究实际先后建立了各自的物质平衡方程。李士伦^[18]介绍了5种适用于定容衰竭和水驱异常高压气藏的物质平衡方程;考虑到裂缝气藏中裂缝和基质的物性差别、流体物性的非均质性,张广东^[19]建立了裂缝气藏的物质平衡方程。考虑到页岩气藏中吸附气和游离气存在吸附/解吸的动态平衡,King^[20]建立了有限水侵条件下煤层和泥盆系页岩气藏的物质平衡方程。

物质平衡法适用于密闭气藏系统的近似计算,不适用于页岩与相邻地层连通的情况。同时,必须有足够的压力和可靠的生产数据,并且储层必须达到半稳定状态。该方法带有时间性和隐含性,并且易受到地层各向异性、气藏采气强度的影响,在不同开发阶段所确定的储量不同。

(3) 递减曲线分析法适用于已经生产了相当长时间,并建立了可靠的产量递减趋势的地区。它以产量最高年为基准,利用后期每年的产量占最高年产量的百分比关系,作出综合产量/时间递减曲线图,应用该方法计算储量在美国泥盆系页岩气的生产中得到较好应用^[21]。该方法的优点是能不断校正并反映一口井在整个生产过程中气层条件的变

化,评价结果真正反映了动态变化。

用动态法计算天然气储量时,应在完井及试油中准确全面地收集原始地层压力、地层温度、原始天然气压缩系数、地面标准压力、温度及天然气流体性质等参数数据。此外,还要考虑裂缝的连通性。由于裂缝并不是完全连通,因此用动态法估算的产量往往偏低。原始状态的气藏,孔隙内的游离气和吸附气处于平衡状态。一旦投入开采,平衡就会破坏,随着地层压力的降低,裂缝及与裂缝相连同的大孔隙中的气体向井中流动,而微小孔隙向大孔隙作扩散,然后处于吸附态的气体在一定的地层压力下发生解吸作用,并建立新的平衡。随着生产的进行,这种平衡不断的变化,导致不同时期计算的储量会有差别,因此,用动态法应在较长时间内经常进行计算。

3 页岩气藏储量计算中的几个关键问题

3.1 孔隙度的确定

无论是静态法还是动态法,孔隙度是页岩气藏储量计算最重要的参数之一。测定孔隙度的传统方法是利用岩心直接在实验室测量,美国天然气研究院就多次应用改进的岩心实验室方法测定孔隙度^[22]。但是,页岩气藏的储积空间包括基质孔隙和裂缝,裂缝的张开度受压力的影响较大,在岩心的采集过程中压力的改变会使岩心的裂缝孔隙度发生改变,不适合用岩心直接测量,因此,应该分别确定基质孔隙度和裂缝孔隙度。

目前,一般以岩心孔隙度为基础,利用测井资料测定基质孔隙度。当储层含水时,声波测井能准确反映基质孔隙度。当地层孔隙度小于5%时,用声波时差的“威利时间平均公式”计算,当地层孔隙度在5%~25%时,用“雷伊麦公式”计算基质孔隙度。但研究发现在双孔结构地层中,由于受到次生孔隙的形状、大小和分布的影响,威利方程求取的基质孔隙度不够准确^[23]。近年,许多研究利用密度和中子测井解释气层孔隙度。当储层含有天然气时,密度测井受天然气的影响,解释孔隙度 φ_D 将比实际孔隙度大;而对于中子测井,由于天然气的含氢指数与体积密度比水小的多,再加上天然气挖掘效应的影响,解释孔隙度 φ_N 比实际值减小。可见,由于页岩基质孔隙度小,用单一的测井方法解释的孔隙度值误差就更大,因此利用中子、密度和声波的相互补偿关系,建立三孔隙度回归模型,这样求取的气层孔隙度数据更可靠^[24]。此外,核磁共振测井作为一种新方法近年被用于孔隙度的测定,它能弥补常规测井受

气层和岩性影响的不足^[25]。

裂缝孔隙度的确定是难点。目前,双侧向测井是计算裂缝孔隙度较为成熟的方法。在识别裂缝层段的基础上,用深、浅侧向测井资料,利用回归分析建立深浅侧向电阻率与孔隙度的关系模型。该方法适用于致密砂岩、碳酸盐岩等低渗储层裂缝孔隙度的评价^[26-28]。

3.2 裂缝系统的评价

裂缝按成因可分为异常压力裂缝、构造裂缝和成岩裂缝3类。不同方位、不同倾角以及不同成因类型的裂缝在平面上和纵向上互相连通,并通过层面、水平裂缝和穿层裂缝与储层及裂缝系统相连通,共同组建网状裂缝系统。页岩本身具有很低的渗透率,但网状裂缝系统大大提高了页岩的储气能力。北美页岩气藏的勘探实践证实,网状裂缝比较发育的地区往往能获得工业性的页岩气,成为勘探开发的首选区^[29-32]。例如,作为美国主要产层之一的Antrim页岩,在主要生产区就存在2组主要的天然裂缝,而在周边裂缝不发育的地区天然气产出率很低。因此,在对页岩气藏进行储量计算时,对页岩中裂缝系统的评价十分重要。

目前,常用测井方法评价裂缝,如微电阻率测井、声波测井、双侧向测井、成像测井等^[33-34]。在泥岩裂缝发育层段,自然电位幅度和形态趋向于纯砂岩层,较小裂缝层自然电位和幅度趋向于高含泥质砂岩层。声波测井对低角度和水平裂缝反映较好,对高角度裂缝反映较差。对低角度裂缝,声波时差和裂缝之间符合威利公式,声波孔隙度随裂缝倾角的增大而增大;声波时差不反映垂直裂缝。双侧向测井是近年发展起来的识别裂缝的好方法。裂缝越发育,双侧向电阻率越低;垂直及网状裂缝越发育,双侧向差异越大。高角度裂缝的有效性表现为电阻率曲线在高阻背景上有所下降,深浅侧向电阻率幅度差很大,但是如果差异过大,裂缝的张开度虽很大,但横向延伸很短,裂缝的有效性就很差;低角度裂缝的有效性表现在电阻率曲线在高阻背景上的明显降低,曲线形状尖锐,一般呈负差异,说明横向延伸较远,幅度差越大,张开角度就越大,有效性就越好;如果出现正差异,说明横向延伸短,有效性就差。此外,应用于页岩裂缝识别的还有井径曲线的变化、异常流体压力和应力的关系、相干分析技术等^[34-36]。

3.3 吸附气含量的确定

由于页岩气与煤层气具有相似的吸附机理,因此,目前对页岩吸附气量的确定主要是借鉴煤层气

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。

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式^[17,37-38]:

$$V_E = \frac{V_L P}{P_L + P} \quad (3)$$

其吸附特征是在低压下,吸附量随着压力的增大快速增加,达到一定压力后吸附量达到饱和,成为一条几乎不变的平滑直线。

通过等温吸附实验数据,建立某一地区页岩吸附气模型,运用模型计算吸附气含量。模拟实验一般采用纯 CH_4 作为吸附气,而实际天然气除 CH_4 外,一般还含有 N_2 和 CO_2 等气体组分,以往煤层气的吸附实验结果表明多元混合气体的吸附存在差别^[38-40],因此用纯 CH_4 进行等温吸附实验能否代表实际气体直接关系到页岩储层吸附量的评价。在进行模拟实验时,要充分考虑有机质、干酪根类型、矿物组成、气体成分等因素对吸附量的影响^[40-42],正确选取有代表性的样品,选择最接近的实验条件(如温度和湿度)、应用最佳的实验方法来提高实验结果的准确性。

3.4 含气饱和度的确定

对于孔隙型气层,利用阿尔奇公式计算含气饱和度。对于泥岩裂缝储层,建立岩石电阻率、泥质水电阻率、有效孔隙度同地层混合水电阻率的关系式,以此为基础利用阿尔奇公式计算含水饱和度。近年,利用核磁共振测井提供的 T_2 谱,根据 $T_{2\text{cutoff}}$ 确定的界限,用不可动部分的面积与总谱图包络面积的比值来表示束缚水饱和度,这种方法的关键在于 $T_{2\text{cutoff}}$ 的确定^[43-44]。

4 结论与认识

页岩气藏作为非常规气藏,具有吸附气和游离气 2 种天然气存在形式,具有基质孔隙和裂缝 2 种存储空间。页岩气藏由基质孔隙中的游离气、裂缝中的游离气和吸附气 3 部分组成。页岩气的产出机理主要为游离气的扩散和吸附气的解吸。

页岩气藏储量计算的方法有类比法、静态法和动态法。在利用静态法和动态法进行储量计算时,要充分考虑吸附气含量、裂缝系统、孔隙度、含气饱和度等因素,选择合适的评价方法、建立合适的解释模型及校验公式、选取正确的评价参数才能得到较全面、准确的储量数据。

参考文献:

- [1] Scott L M, Daniel M J, Kent A B, *et al.* Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential[J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(2): 155-175.
- [2] Martineau D F. History of the Newark East field and the Barnett Shale as a gas reservoir[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 399-403.
- [3] 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.
- [4] Hobbs G W. 页岩气, 煤层气及地热资源开发前景评价[J]. 段永华译. 天然气地球科学, 1998, 9(2): 37-40.
- [5] 李新景, 胡素云, 程克明. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 392-400.
- [6] 白云来, 吴武军, 房乃珍, 等. 民和一宁盆地油页岩资源特征及勘查开发利用条件分析[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(5): 627-633.
- [7] 孙超, 朱筱敏, 陈菁, 等. 页岩气与深盆气成藏的相似和相关性[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(1): 26-31.
- [8] 谭蓉蓉. 页岩气有望成为缓解资源接替压力新主角[J]. 天然气工业, 2007, 27(1): 119.
- [9] Gault B, Stotts G. Improve shale gas production forecasts[J]. E&P, 2007, 80(3): 85-87.
- [10] Martini A M, Walter L M, Budai J M, *et al.* Genetic and temporal relations between formation waters and biogenic methane-Upper Devonian Antrim Shale, Michigan Basin, USA[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1998, 62(10): 1699-1720.
- [11] Daniel M J, Ronald J H, Tim E R, *et al.* Unconventional shale-gas systems: the Mississippian Barnett shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.
- [12] Hill R J, Zhang Etuan, Katz B J, *et al.* Modeling of gas generation from the Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 501-521.
- [13] Ross D J K, Bustin R M. 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, 2008, 92(1): 87-125.
- [14] Bustin R M. Gas Shales Tapped for Big Play//[C/OL]. AAPG Explorer; February 2005. // <http://www.smtbackup.com/artikler/Tax%20Credit%20Ignited%20Development.pdf>.
- [15] Hunter C D, Young D M. Relationship of natural gas occurrence and production in eastern Kentucky (Big Sandy gas field) to joints and fractures in Devonian bituminous shales[J]. AAPG Bulletin, 1953, 37(2): 282-299.
- [16] 张新民, 韩保山, 李建武. 褐煤煤层气储集特征及含气量确定方法[J]. 煤田地质与勘探, 2006, 34(3): 28-31.
- [17] Langmuir I. The adsorption of gases on plane surfaces of glass, mica and platinum[J]. Journal of American Chemical Society, 1918, 40(9): 1403-1461.
- [18] 李士伦, 孙雷, 汤勇, 等. 物质平衡法在异常高压气藏储量估算

- 中的应用[J]. 新疆石油地质, 2002, 23(3): 219-223.
- [19] 张广东, 刘建议, 李祖友, 等. 裂缝气藏物质平衡方程[J]. 天然气工业, 2006, 26(6): 95-96.
- [20] King G R. Material balance techniques for coal seam and Devonian shale gas reservoirs with limited water influx[J]. SPE Reservoir Engineering, 1993, 8(1): 67-72.
- [21] Vanorsdale C R. Evaluation of Devonian shale gas reservoirs [J]. SPE Reservoir Engineering, 1987, 2(2): 209-216.
- [22] Hill D G, Lombardi T E, Martin J P. Fractured Shale Gas Potential in New York//[C/OL]. 1-49. http://www.pe.tamu.edu/wattenbarger/public_html/Selected_papers/-Shale%20Gas/fractured%20shale%20gas%20potential%20in%20new%20york.pdf.
- [23] 焦翠华, 王绪松, 才巨宏, 等. 双孔隙结构对声波时差的影响及孔隙度的确定方法[J]. 测井技术, 2003, 27(4): 288-290.
- [24] 李昱路, 曾小阳, 胡志方, 等. 安棚深层系储层孔隙度计算方法[J]. 河南石油, 2004, 18(6): 17-18.
- [25] 王胜奎, 罗水亮, 张俊. 应用核磁共振测井资料评价低渗透储层[J]. 断块油气田, 2007, 14(6): 81-83.
- [26] 蒋进勇. 塔河油田碳酸盐岩储层孔隙度模型的改进[J]. 石油物探, 2004, 43(6): 564-567.
- [27] 李善军. 裂缝的双侧向测井响应的数学模型及裂缝孔隙度的定量解释[J]. 地球物理学报, 1996, 39(6): 845-854.
- [28] 秦启荣, 黄平辉, 周志远, 等. 全直径样品分析在测井解释裂缝孔隙度中的应用研究[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(5): 637-640.
- [29] Zuber M D, Williamson J R, Hill D G, *et al.* A comprehensive reservoir evaluation of a shale reservoir-The New Albany Shale[C]// SPE 77469. San Antonio, Texas; Annual Technical Conference and Exhibition, 29 September-2 October, 2002.
- [30] Holst T B, Foote G R. Joint orientation in Devonian rocks in the northern portion of the lower peninsula of Michigan[J]. Geological Society of America Bulletin, 1981, 92(2): 85-93.
- [31] Gale J F W, Reed R M, Holder J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 603-622.
- [32] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [33] 唐为清, 金勇, 张世刚, 等. FORWARD 成像测井资料处理软件应用与效果分析[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(5): 549-552.
- [34] 李捷, 王云海. 松辽盆地古龙凹陷青山口组泥岩异常高压与裂缝的关系[J]. 长春地质学院学报, 1993, 26(2): 138-145.
- [35] 王建, 李云. 应用异常流体压力方法预测裂缝发育带[J]. 勘探地球物理进展, 2005, 28(6): 413-415.
- [36] 苏朝光, 刘传虎, 王军, 等. 相干分析技术在泥岩裂缝油气藏预测中的应用[J]. 石油物探, 2002, 41(2): 197-201.
- [37] Ross D J K, Bustin R M. Impact of mass balance calculations on adsorption capacities in microporous shale gas reservoirs [J]. Fuel, 2007, 86: 2696-2706.
- [38] Ross D J K, Bustin R M. Shale gas potential of the Lower Jurassic Gordondale Member, northeastern British Columbia, Canada[J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2007, 55(1): 51-75.
- [39] 唐书恒, 杨起, 汤达祯. 二元混合气体等温吸附实验结果与扩展 Langmuir 方程预测值的比较[J]. 地质科技情报, 2003, 22(2): 68-70.
- [40] Cui Xiaojun, Bustin R M, Dipple G. Selective transport of CO₂, CH₄, and N₂ in coals; insights from modeling of experimental gas adsorption data[J]. Fuel, 2004, 83: 293-303.
- [41] Hill D G. Gas storage characteristics of fracture shale plays [C]// Strategic Research Institute Gas Shale Conference. Denver, Colorado, June 11-12, 2002.
- [42] Bustin R M, Clarkson C R. Geological controls on coalbed methane reservoir capacity and gas content[J]. International Journal of Coal Geology, 1998, 38: 3-26.
- [43] 岳文正, 陶果, 赵克超. 用核磁共振及岩石物理实验求地层束缚水饱和度及平均孔隙半径[J]. 测井技术, 2002, 26(1): 22-25.
- [44] 周灿灿, 程相志, 赵凌风, 等. 用岩石 NMR 和常规束缚水的测量改进对 T_{2cutoff} 的确定[J]. 测井技术, 2001, 25(2): 83-88.

Calculation Methods of Shale Gas Reserves

LI Yan-li

(Geological Scientific Research Institute, SLOF, SINOPEC, Dongying 257015, China)

Abstract: As an unconventional gas reservoir, the calculation method of shale gas differs from conventional gas reservoirs. Shale gas reservoir has two special characters: one is that shale gas occurs as free gas and adsorbed gas, which are stored in natural fractures and matrix pores, the other is that the production mechanism shows two main processes including diffusion of free gas and desorption of adsorbed gas. Many calculation methods of shale gas reservoirs such as analog method, volumetric method, pressure and cumulative production method, material-balance method, production decline method are summarized, and the applicable conditions and limitations of all methods are discussed. Some important issues are also pointed out such as adsorption capacities, natural fractures, quantification methods of porosity and gas saturation.

Key words: Shale gas; Volumetric method; Dynamic method; Adsorbed gas; Natural fractures.