

文章编号: 1000-0747(2015)01-0060-08 DOI: 10.11698/PED.2015.01.07

致密砂岩气资源分级评价新方法 ——以吐哈盆地侏罗统水西沟群为例

王伟明¹, 卢双舫¹, 陈旋², 李兴伟³, 李吉君¹, 田伟超¹(1. 中国石油大学(华东)非常规油气与新能源研究院; 2. 中国石油吐哈油田公司勘探开发研究院;
3. 中国石油大庆油田公司勘探开发研究院)

基金项目: 国家自然科学基金项目(41302103; 41330313; 41272152); 国家油气重大专项(2011ZX05007-001)

摘要: 针对致密砂岩的润湿、吸附、孔径分布特征, 开展X衍射、润湿角测定、静态氮吸附、压汞等实验, 以孔隙微观结构为主线, 构建储能评价参数, 对致密砂岩气资源进行分级评价。研究表明: 致密砂岩的亲水性与黏土矿物总含量无关, 而与伊利石相对含量密切相关, 伊利石相对含量越高, 岩石的亲水性越强, 因此印尼公式更适合对伊利石相对含量高的致密储集层进行含气饱和度解释; 致密储集层微观孔隙结构与孔隙度关系规律性明显, 孔隙度低的致密砂岩具有小孔径孔隙比例高、排驱压力高等特点; 孔隙度高的致密砂岩具有大孔径孔隙比例高、排驱压力低、平均喉道半径大等特点。从致密砂岩气的赋存和渗流能力角度出发, 由孔隙度、渗透率、含气饱和度构建了新的储能评价参数, 该参数与孔隙度的关系具有明显的三分性, 以孔隙度6%和4%为界可把致密砂岩气资源划分为I类(优质)、II类(潜在)、III类(难动用)3个级别, 该三分性对应的孔隙度界限与孔径变化对应的孔隙度界限一致。图10表1参20

关键词: 致密砂岩气; 储集层微观孔隙结构; 比表面积; 孔径分布; 储能评价参数; 资源分级; 吐哈盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

A new method for grading and assessing the potential of tight sand gas resources: A case study of the Lower Jurassic Shuixigou Group in the Turpan-Hami Basin

Wang Weiming¹, Lu Shuangfang¹, Chen Xuan², Li Xingwei³, Li Jijun¹, Tian Weichao¹

(1. Research Institute of Unconventional Petroleum and Renewable Energy, China University of Petroleum (Huadong), Qingdao 266580, China; 2. Petroleum Exploration and Development Research Institute, PetroChina Tuha Oilfield Company, Hami 839009, China; 3. Petroleum Exploration and Development Research Institute, PetroChina Daqing Oilfield Company, Daqing 163712, China)

Abstract: A grading system from a pore structure perspective for assessing the quality of tight gas reservoirs in China is proposed based on an analysis of wettability, adsorption and pore throat size distribution and experiments such as X-ray diffraction, contact angle measurement and static nitrogen adsorption, upon tight sand samples from wells in Turpan-Hami Basin, western China. The hydrophilicity of tight sand has nothing to do with the overall clay content; instead, it is linked to the content of illite. Higher illite content means stronger hydrophilicity of the rocks. Indonesia's formula is proven to be more suitable for the interpretation of gas saturation measurement in tight reservoirs with higher content of illite. The microscopic pore structure of tight reservoir is clearly related to the porosity. The tight sandstone reservoir with low porosity is characterized by high proportion of small pores and high drainage pressure, while the tight sandstone reservoir with high porosity is characterized by high proportion of large pores, low drainage pressure and large average pore size. In view of endowment and flowing of tight sand gas, a new reservoir potential assessment parameter is established by porosity, permeability and gas saturation. The parameter relates to the porosity in a clear manner of trichotomy. Given the porosity of 6% and 4% as threshold, the tight sand gas can be divided into three types: I (Good), II (Potential) and III (Challenging). The trichotomy corresponds to a consistent porosity limit with the pore size change.

Key words: tight sand gas; reservoir microscopic pore structure; specific surface area; pore size distribution; reservoir potential assessment parameter; resource grading; Turpan-Hami Basin

0 引言

致密砂岩气作为近期全球天然气增储上产的重要战略性资源, 其产量已占据非常规天然气资源的主导

地位^[1-2]。致密砂岩气在“成藏”地质特征上与常规天然气藏有较大差异, 对于常规天然气藏的形成, “生、储、盖、运、圈、保”6大地质要素缺一不可, 而致密砂岩气的形成主要受生烃条件(优质烃源岩大规模发

育) 储集条件(致密储集层连片分布)和运移条件(源储叠置背景下的短距离运移)控制^[3-6]。特殊的成藏条件决定了致密砂岩气资源存在品位低、单井控制规模小、空间分布零散、气层识别难度大等问题。目前,美国采用加密井网、大型压裂、多层完井等先进技术,率先在致密砂岩气开发领域取得重大突破,2010年其致密砂岩气产量已达 $1.754 \times 10^8 \text{ m}^3$,约占美国当年天然气总产量($6.110 \times 10^8 \text{ m}^3$)的30%^[2]。借鉴其成功经验,中国相继在鄂尔多斯、四川、塔里木、松辽、吐哈等多个盆地获得致密砂岩气开发的重大突破^[7-8],但国外致密砂岩气的地质评价理论并不完全适用于中国,尤其是针对中国一些资源分布极其零散的中小型盆地,在勘探开发初期,急需一套适合于致密砂岩气成藏特点的资源评价方法,优选出优质致密砂岩气资源。通过资源分级评价,将致密砂岩气划分为近期可有效开采用资源、未来技术突破有望开采的资源及难以有效开采的资源。针对以上问题,本文以中国西部吐哈盆地地下侏罗统水西沟群致密砂岩气为例,从致密储集层微观孔隙结构入手,重点考虑致密砂岩气的赋存和渗流能力,由孔隙度、渗透率、含气饱和度等参数构建新的储能评价参数,以期从致密砂岩气开发角度对其进行资源分级评价。

1 实验样品与分析

目前关于致密砂岩气的定义大多以渗透率为依据^[9]。本次资源分级评价将10%作为致密储集层上限,在孔隙度尺度下,从致密储集层开发的角度,探讨致密储集层的分类。

1.1 样品采集

本次研究的23个致密砂岩样品均采自吐哈盆地水西沟群(见图1)。从岩心的孔隙度分析来看,巴喀和温吉桑两个区块的19个样品中有80%集中分布于3%~6%,样品岩性以(长石)岩屑砂岩为主,粒度细、孔喉细小,具有明显的致密储集层岩石学特征;火8区块的4个样品孔隙度都大于11%。本文的出发点是从开发的角度,以孔隙度作为主要指标对致密砂岩气资源进行分类评价。按孔隙度10%为致密储集层上限,巴喀和温吉桑两个区块为致密储集层,火8区块为常规储集层。

1.2 微观储集层实验分析

随着微观储集层测试分析技术的快速发展,目前应用于微观孔隙结构研究的实验方法及手段很多^[10-15],如铸体薄片、扫描电镜与能谱分析等,可重点对致密

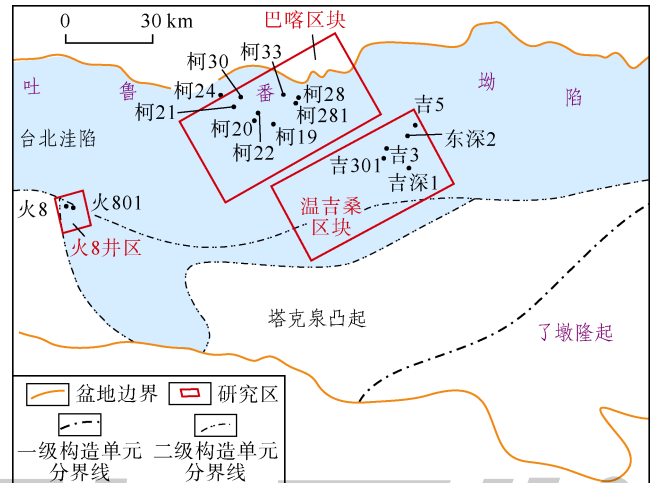


图1 研究区及取样井位置图

储集层的孔隙结构和表面形态进行描述;电子探针、X衍射、阴极发光等,可提供岩石矿物组成信息;常规压汞法进汞速度很快,可用于分析连通的中孔和大孔;恒速压汞进汞速度慢,可精细刻画细小孔喉的结构特征^[13]。本次研究的目的是分析致密砂岩气的赋存和渗流能力,因此,除测试样品孔隙度、渗透率等基本物性数据外,还重点开展了静态氮气吸附、润湿性、X衍射、常规压汞和恒速压汞等实验,分析致密储集层的润湿、吸附及孔径分布特征。

2 致密砂岩储集层微观孔隙结构特征

2.1 润湿性特征

利用LT/Y2009-005接触角测量仪,采用QB/T悬滴法测定致密砂岩样品的润湿角,从实验结果来看,靶区润湿角分布于 $10.35^\circ \sim 34.94^\circ$ (润湿角越低,岩石亲水性越强),表现为较强的亲水性。为确定润湿角的影响因素,对样品进行X光衍射黏土矿物分析平行实验。通常认为岩石黏土矿物总含量越高亲水性越强,但本次实验结果表明,岩石润湿性受黏土矿物的成分及相对含量控制。由图2可见,伊利石、绿泥石相对含量与润湿角的相关性最好,其次是高岭石,而黏土矿物总含量与润湿角没有直接关系。具体表现为伊利石相对含量越高,润湿角越小,岩石的亲水性也就越强;而绿泥石表现出相反的特征,绿泥石相对含量越高,润湿角越大,岩石的亲水性也就越差;高岭石相对含量在小于10%时,岩石的润湿角变化加大($16^\circ \sim 28^\circ$),二者相关性不明显,但当高岭石含量大于10%以后,岩石的润湿角不再变化,说明岩石的亲水性也较为稳定(见图2)。从三者对比来看,伊利石在致密储集层中表现为一种强亲水矿物,其相对含量越高,

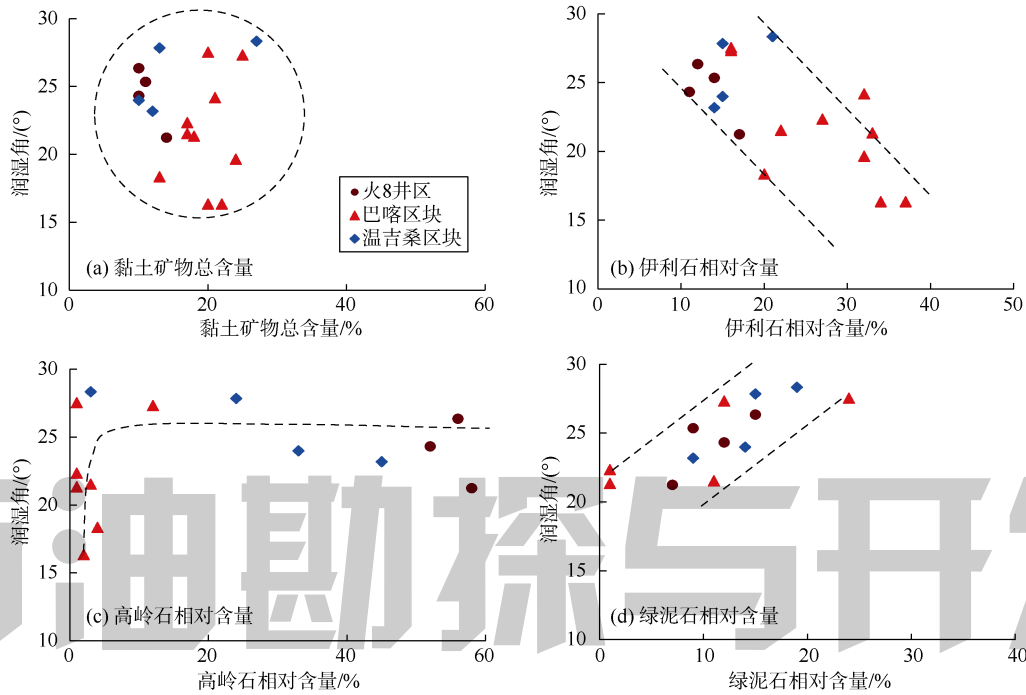


图 2 吐哈盆地水西沟群黏土矿物与润湿角关系图

岩石的亲水能力越强，因此，伊利石相对含量的高低是影响致密岩石表面亲水性强弱的主要因素。

2.2 孔径分布特征

静态氮气吸附容量法不仅可以测定致密砂岩的比表面积，还可以根据吸附曲线评价致密砂岩的孔径分布^[13,16-17]。实验利用美国 Thermo Fisher 公司生产的 SURFER 型比表面积和孔径分布分析仪，吸附孔直径分析有效范围在 1.5~200.0 nm，重复试验的相对误差不大于 5%，具有较高的精度和可信度，可有效定量表征致密砂岩的微观孔隙结构。测试结果表明，致密砂岩样品的孔径分布具有较强的非均质性。以吉 101 井致密砂岩样品为例，该样品的孔隙度为 8.5%，为致密储集层中孔隙度相对较高的样品，但孔径在 10 nm 以下的孔隙体积仍占较高比例，对比常规储集层火 801 井（孔隙度为 11.7%）样品可以看出（见图 3），后者

孔径在 10 nm 以下的孔隙所占比例明显降低。

为探明孔径分布与孔隙度之间关系，笔者统计了不同范围孔径对应的孔隙体积所占百分比，包括 0~20 nm、20~50 nm、50~100 nm、100~150 nm 和大于 150 nm 等不同范围孔径，发现孔径在 20 nm 以下的孔隙以及孔径在 150 nm 以上的孔隙所占比例与孔隙度之间有较好对应关系，可以反映致密砂岩的微观孔隙结构变化规律。由图 4 可见，在孔隙度小于 4% 时，孔径在 20 nm 以下的孔隙体积比例随着孔隙度的增加而减小，当孔隙度大于 4% 后，比例基本不变，稳定分布于 30% 左右；在孔隙度小于 6% 时，孔径在 150 nm 以上的孔隙体积比例随着孔隙度的增加而增加，当孔隙度为 6%~9% 时，比例基本不变，稳定分布于 13% 左右，当孔隙度大于 9% 以后，孔径在 150 nm 以上的孔隙体积比例明显增加，开始进入常规储集层的范畴。

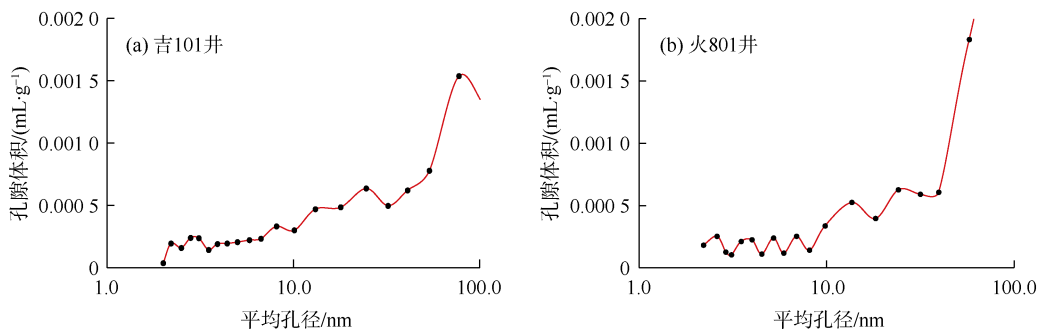


图 3 吐哈盆地水西沟群致密砂岩孔径分布曲线

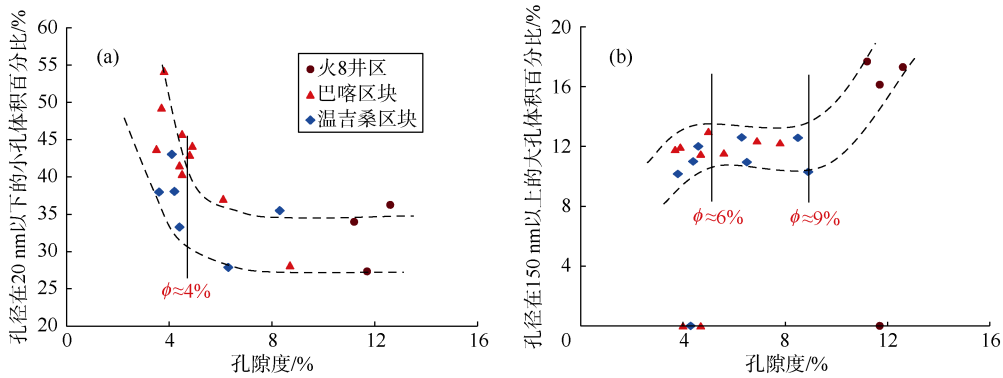


图4 吐哈盆地水西沟群致密砂岩纳米级孔隙体积百分比与孔隙度(ϕ)关系图

为进一步验证低温氮气吸附法测定的孔径分布是否正确反映了孔隙的微观结构,选取13个砂岩样品(其中11个样品为致密砂岩,2个样品为常规砂岩)进行常规压汞分析。从压汞分析参数与孔隙度之间关系可以看出(见图5),当孔隙度小于4%时,排驱压力基本大于0.8 MPa,但平均喉道半径与孔隙度为4%~6%的样品差别不大,可能与储集层过于致密有关;当孔隙度大于6%但小于9%时,平均喉道半径大小随孔隙度

的增加而逐渐增加,但排驱压力却变化很小,基本分布于0.6 MPa左右,说明该孔隙度范围内的致密砂岩流动能力接近,孔隙体积随孔隙度增加而增加;当孔隙度大于9%时,进入常规储集层范围,排驱压力明显降低,平均喉道半径也明显增加。通过上述压汞数据与孔隙度的关系可以看出,依据孔隙度4%和6%可将致密储集层划分为3个级别,这与低温氮气吸附分析的孔径分布具有较好的一致性。

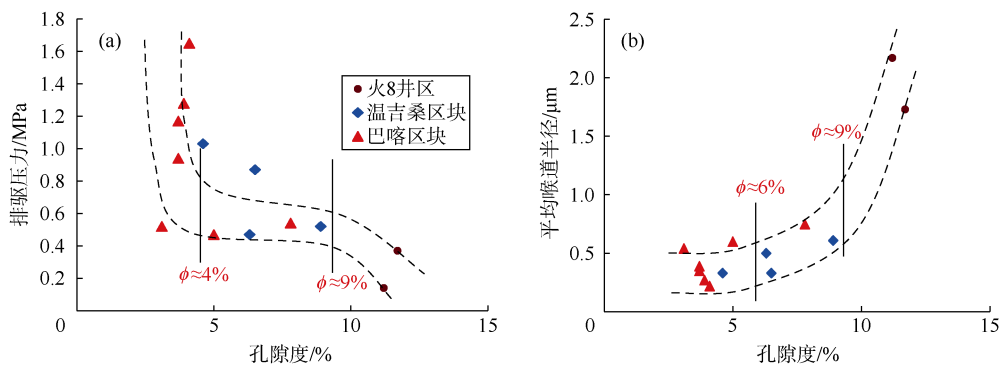


图5 吐哈盆地水西沟群致密砂岩压汞参数与孔隙度关系图

2.3 岩石比表面积

岩石比表面积是评价致密储集层微观孔隙结构的重要参数。从等温吸附曲线来看(见图6),当相对压力(平衡压力与饱和蒸气压的比值)在0.05~0.35时(相对压力低于0.05时,不易建立多层吸附平衡;相对压力高于0.35时,容易发生毛细管凝聚作用),吸附量与相对压力之间均呈较好线性关系,满足BET吸附方程,可得到可靠的样品比表面积;当相对压力大于0.35后,随相对压力增大吸附量继续增加,但呈下凹形态;相对压力接近1.0时,吸附曲线向上突然变陡,但仍没有出现氮气的吸附饱和,说明样品中仍存在一定的大孔。由于致密砂岩的孔径分布复杂,孔隙喉道细小,吸附在孔隙壁的氮气量多,测得的比表面积

也较大,为1.71~6.49 m²/g,平均高达3.41 m²/g,而且比表面积与岩石的孔隙度和渗透率之间也有较好的相关性,孔隙度和渗透率越小岩石的比表面积越大(见图7)。

从等温脱附曲线来看(见图6),当相对压力约大于0.45时,样品的吸附线和脱附线不重合,相同的相对压力下,脱附线在吸附线上方,具有明显的滞后现象,说明孔隙中纳米级孔隙对气体起到了吸附聚集作用,难以解吸,而且滞后现象也与孔隙度大小密切相关,以相对压力为0.8时为例,随着孔隙度从3.7%增加到11.7%,吸附量与脱附量的差值也由1.79 mL/g减小到0.25 mL/g,滞后环带的面积越来越小。

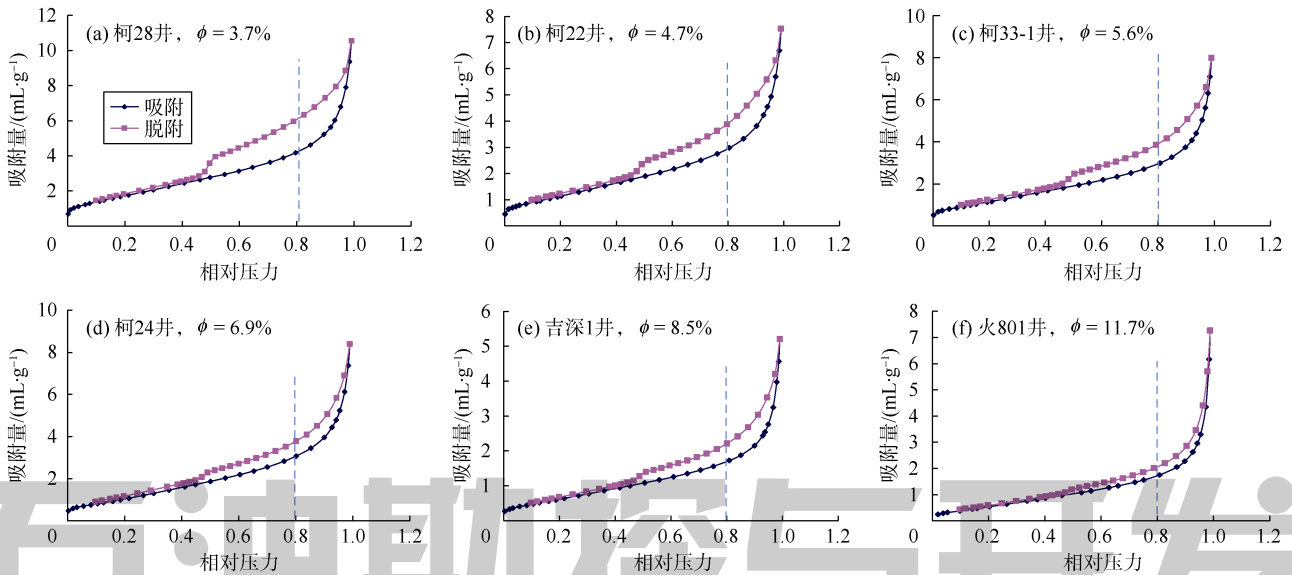


图6 吐哈盆地水西沟群致密砂岩氮气吸附曲线

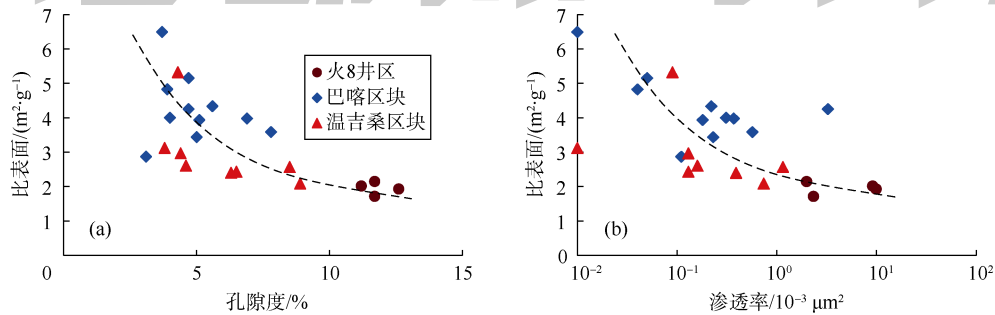


图7 吐哈盆地水西沟群致密砂岩比表面积与孔隙度和渗透率关系

3 致密砂岩气资源分级评价

3.1 储能评价参数的构建

致密砂岩气的富集程度与孔隙度、含气饱和度有关，而致密砂岩气的可采性还与岩石的渗透率直接相关。考虑以上因素，构建了与孔隙度、含气饱和度及渗透率相关的地质函数，将其定义为储能评价参数，具体公式为：

$$A = \phi S_g K \quad (1)$$

该储能评价参数具有如下地质意义：①孔隙度和含气饱和度可直接反映致密储集层的容积空间大小及天然气的充注程度，与致密砂岩气的赋存状态密切相关；②渗透率可直接反映致密储集层中流体的流动能力，与天然气是否可动密切相关。由此可见，包含孔隙度、含气饱和度、渗透率3参数的储能评价参数，不仅反映了致密砂岩气的富集能力，还反映了致密储集层的渗流能力，从致密砂岩气开发角度可作为其资源分级评价的有效参数。

3.2 关键参数的选取

从储能评价参数公式看，孔隙度和渗透率可以用一个地区实测的基本物性资料求取，而含气饱和度的求取，如果应用气水相渗、毛管压力等多种方法准确求取，必然会受到样品来源、实验周期、经费来源等多种因素的制约，笔者认为通过测井解释的方法求取含气饱和度是较为可行的方法。

测井解释模型的选取是求取含气饱和度的关键。目前针对常规储集层，阿尔奇公式已得到广泛应用，其是以纯砂岩为模型，把岩石电阻率转换成饱和度^[18]。由阿尔奇公式计算含水饱和度的解释模型如下：

$$S_w = [abR_w / (R_i \phi^m)]^{\frac{1}{n}} \quad (2)$$

$$S_g = 1 - S_w \quad (3)$$

印度尼西亚公式（简称印尼公式）也是在含气饱和度测井解释中相对比较流行的计算公式，其原理与阿尔奇公式相同，二者本质区别在于印尼公式考虑了泥质导电的影响，当泥质含量为零时，两个公式计算结果一致^[19]。由印尼公式计算含水饱和度的解释模型

如下：

$$\frac{1}{S_w^n} = \left(\frac{V_{sh}^c}{R_{sh}} + \frac{\phi}{\sqrt{aR_w}} \right)^2 R_t \quad (4)$$

从上述两个解释模型的原理来看，印尼公式应该更适用于致密储集层厚度小、物性差、泥质含量高的特点，笔者从理论分析和实际资料验证两个方面对比了两个公式。理论方面，由于致密储集层中泥质含量高，泥质本身不导电，但泥质中的黏土矿物通常强吸附一层带电荷的水分子，在其周围必然分布着电荷数相等的反离子，一方面受到固体表面电荷的吸引，靠近固体表面；另一方面由于反离子的热运动，又有扩散到液相内部的能力^[20]。二者相互作用下形成的扩散双电层具有一定导电性（见图8）。因此，应用阿尔奇公式计算致密储集层束缚水饱和度相当于把泥质导电的电阻率贡献解释成了地层水的电阻率贡献，即束缚水饱和度计算值偏高，则含气饱和度计算结果偏低。通过上文研究可知，伊利石的含量与致密砂岩的亲水性直接相关（见图2），因此，阿尔奇公式和印尼公式二者计算结果的差值理论上也与伊利石含量有关。

为了验证印尼公式更适用于解释致密砂岩的含气饱和度，笔者选取吉101井、吉3井和柯20井的3个致密砂岩样品，利用非稳态法气水相渗曲线实测了含

气饱和度（见图9），得出3个样品的最大含气饱和度分别为38.65%、42.43%和44.52%。另外分别应用印尼公式和阿尔奇公式计算了3个样品的含气饱和度，对比结果可以看出（见表1），印尼公式计算的含气饱和度与样品实测值更为接近。吉101井的伊利石相对含量为12%，印尼公式和阿尔奇公式的计算结果相差5.00%；吉3井的伊利石相对含量为14%，两个公式的计算结果相差7.80%；柯20井的伊利石相对含量为33%，两个公式的计算结果相差12.65%。由此可见伊利石含量高低是影响二者差值的主要因素，与上述储集层润湿性的研究结论一致。因此，应用印尼公式求取致密砂岩储集层含气饱和度更为恰当。

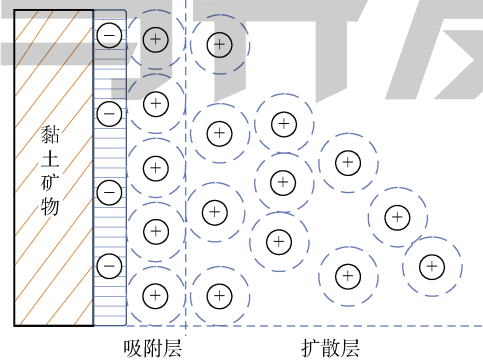


图8 黏土表面的双电层示意图

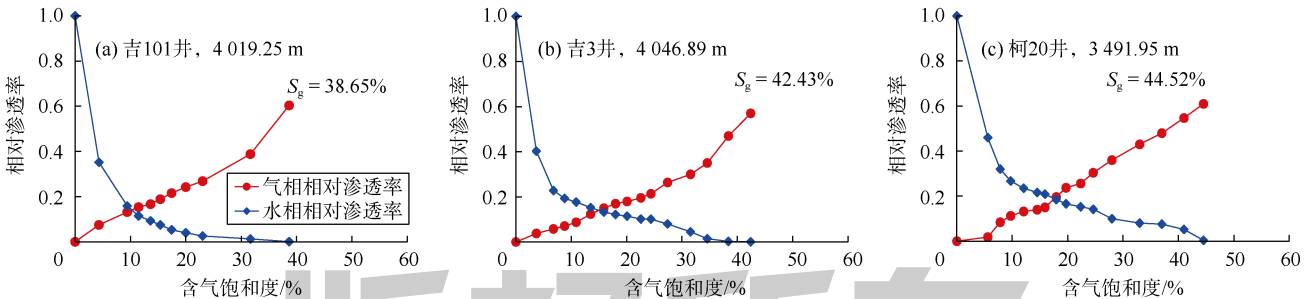


图9 吐哈盆地水西沟群致密砂岩非稳态法气水相渗曲线

表1 阿尔奇与印尼公式解释致密砂岩储集层含气饱和度结果对比表

井名	深度/m	黏土矿物含量/%	伊利石相对含量/%	含气饱和度/%			实测值
				印尼公式计算结果	阿尔奇公式计算结果	二者计算差值	
吉101	4 019.25	11	12	40.00	35.00	5.00	38.65
吉3	4 046.89	12	14	44.00	36.20	7.80	42.43
柯20	3 491.95	21	33	48.65	36.00	12.65	44.52

3.3 致密砂岩气资源分级评价

图10为应用上述储能评价参数对巴喀和温吉桑两个区块致密砂岩气资源的分级评价图，可以看出储集层评价参数与孔隙度之间具明显三分性：当孔隙度小于4%时，储能评价参数值很小，说明致密储集层的储

集空间小，含气饱和度低，而且由于物性差导致致密砂岩气的渗流能力也很低，该区域对应低值区；当孔隙度为4%~6%时，尽管大部分数据点的储能评价参数值仍较低，但有一定比例的数据点的储能评价参数值升高，说明该区间致密储集层具备了一定储集能力

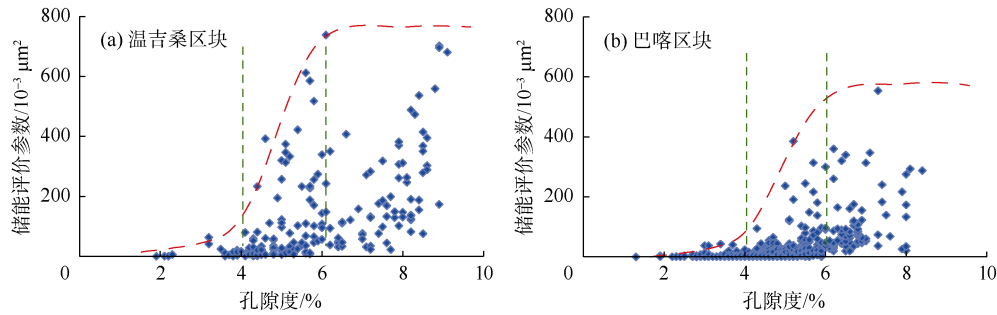


图 10 吐哈盆地水西沟群致密砂岩气资源分级评价图

和渗流能力,该区域对应上升区;当孔隙度大于6%后,大部分样品的储能评价参数值较高,说明该区域的致密储集层不仅具有较好的储集能力,而且具有较好的渗流能力,该区域对应高值区。

储能评价参数三分性变化对应的孔隙度界限为4%和6%,与上述孔径变化对应的孔隙度界限具有较好的一致性。孔隙度小于4%时,孔径在20 nm以下的孔隙比例高,影响了致密砂岩气的储集和渗流能力;孔隙度为4%~6%时,孔径20 nm以下小孔比例不变化,150 nm以上大孔比例逐渐增加,致密储集层的储集能力增加;孔隙度大于6%时,孔径在150 nm以上的大孔比例稳定,与上升区相比,不仅储集能力改善,而且致密砂岩气的渗流能力也明显改善。综上所述,把高值区、上升区和低值区对应的区域分别定义为I、II、III类资源,I类属于易动用优质致密砂岩气资源,II类属于可动用潜在致密砂岩气资源,III类属于在现有经济技术条件下,因储集层条件差而较难动用的致密砂岩气资源。

4 结论

影响致密储集层岩石润湿性的并不是黏土矿物总量,而是具体矿物的成分与相对含量。伊利石含量越高,岩石的润湿角越小,其亲水性就越强。对伊利石含量高的致密储集层,选用印尼公式求取含气饱和度结果更准确。孔径分布、排驱压力、平均喉道半径等直接反映致密储集层孔隙结构的关键参数随着孔隙度的增加,表现出较好的规律性:孔隙度小于4%时,孔径在20 nm以下的孔隙体积比例随着孔隙度的增加而减小,当孔隙度大于4%后,比例基本不变,稳定分布于30%左右;孔隙度小于6%时,孔径在150 nm以上的孔隙体积比例随着孔隙度的增加而增加,当孔隙度为6%~9%时,比例基本不变,稳定分布于13%左右,当孔隙度大于9%以后,孔径在150 nm以上的孔隙体

积比例明显增加,进入常规储集层的范畴。从致密砂岩气的赋存和渗流能力角度,由孔隙度、渗透率、含气饱和度构建了新的储能评价参数,实现了从致密砂岩气开发角度对致密砂岩气资源的分级评价。储能评价参数与孔隙度的关系具有明显的三分性,以孔隙度6%和4%为界可把致密砂岩气资源划分为I类(优质)、II类(潜在)、III类(难动用)3个级别,对应的孔隙度界限与孔径变化对应的孔隙度界限一致,说明该分级评价方法与致密储集层微观孔隙结构密切相关。

符号注释:

A ——储能评价参数, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; ϕ ——孔隙度, %; S_g ——含气饱和度, %; K ——渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; S_w ——含水饱和度, %; a ——岩性有关的系数(取值在0.6~1.2), 无量纲; b ——岩性有关的系数(取值大多接近1), 无量纲; c ——岩电实验结果有关常数(取值1~2), 无量纲; m ——孔隙度指数, 无量纲; n ——饱和度指数, 无量纲; R_w ——地层水电阻率, $\Omega \cdot \text{m}$; R_t ——地层电阻率, $\Omega \cdot \text{m}$; V_{sh} ——泥质含量, %; R_{sh} ——泥质电阻率, $\Omega \cdot \text{m}$ 。

参考文献:

- [1] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值[J]. 岩石学报, 2011, 27(6): 1857-1864.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Bai Bin, et al. First discovery of nanopore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value[J]. Acta Petroli Sinica, 2011, 27(6): 1857-1864.
- [2] Badre S, Cristiane C G, Koyo N, et al. Molecular size and weight of asphaltene and asphaltene solubility fractions from coals, crude oils and bitumen[J]. Fuel, 2006, 85(1): 1-11.
- [3] 刘传虎, 王永诗, 韩宏伟, 等. 济阳拗陷致密砂岩储层油气成藏机理探讨[J]. 石油实验地质, 2013, 35(2): 115-119.
Liu Chuanhu, Wang Yongshi, Han Hongwei, et al. Hydrocarbon accumulation mechanism of tight sandstone reservoir in Jiyang Depression[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(2): 115-119.
- [4] Fic J, Pedersen P K. Reservoir characterization of a "tight" oil reservoir, the middle Jurassic Upper Shaunavon Member in the Whitemud and Eastbrook pools, SW Saskatchewan[J]. Marine and Petroleum Geology, 2013, 44: 41-59.

- [5] 邹才能, 陶士振, 侯连华, 等. 非常规油气地质[M]. 北京: 地质出版社, 2011.
Zou Caineng, Tao Shizhen, Hou Lianhua, et al. Unconventional petroleum geology[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2011.
- [6] 庞雄奇, 周新源, 董月霞, 等. 含油气盆地致密砂岩类油气藏成因机制与资源潜力[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2013, 37(5): 28-37.
Pang Xiongqi, Zhou Xinyuan, Dong Yuexia, et al. Formation mechanism classification of tight sandstone hydrocarbon reservoirs in petroliferous basin and resources appraisal[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2013, 37(5): 28-37.
- [7] 杨玉平, 钟建华, 孙玉凯, 等. 吐哈盆地水西沟群“近生近储”型致密砂岩气藏特征及其成藏机制[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2014, 38(4): 34-41.
Yang Yuping, Zhong Jianhua, Sun Yukai, et al. Discussion on characteristics and accumulation mechanisms of “proximal-generation and proximal-storage” type tight sandstone gas accumulations in Shuixigou Group, Turpan-Hami Basin[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2014, 38(4): 34-41.
- [8] 郭和坤, 刘强, 李海波, 等. 四川盆地侏罗系致密储层孔隙结构特征[J]. 深圳大学学报: 理工版, 2013, 30(3): 306-312.
Guo Hekun, Liu Qiang, Li Haibo, et al. Microstructural characteristics of the Jurassic tight oil reservoirs in Sichuan Basin[J]. Journal of Shenzhen University: Science and Engineering Edition, 2013, 30(3): 306-312.
- [9] 国家能源局. SY/T 6832-2011 中华人民共和国石油和天然气行业标准: 致密砂岩气地质评价方法[S]. 北京: 石油工业出版社, 2011.
National Energy Administration. SY/T 6832-2011 Oil and gas industry standard of the People's Republic of China: Geological evaluating methods for tight sandstone gas[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [10] 尤源, 牛小兵, 辛红刚, 等. 国外致密油储层微观孔隙结构研究及其对鄂尔多斯盆地的启示[J]. 石油科技论坛, 2013, 32(1): 12-18.
You Yuan, Niu Xiaobing, Xin Honggang, et al. Research on micro pore structure of overseas tight oil reservoir and its influence on Ordos Basin[J]. Oil Forum, 2013, 32(1): 12-18.
- [11] Tan T, Pahala S, Wattenbarger A R. Production characteristics of the Bakken shale oil[R]. SPE 145684, 2011.
- [12] Daniel M J, Ronald J H, Tim E R, et al. A comparative study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.
- [13] 杨峰, 宁正福, 张世栋, 等. 基于氮气吸附试验的页岩孔隙结构表征[J]. 天然气工业, 2013, 33(4): 135-140.
Yang Feng, Ning Zhengfu, Zhang Shidong, et al. Characterization of pore structures in shales through nitrogen adsorption experiment[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(4): 135-140.
- [14] Li K, Horne R N. Estimation of wettability in gas-liquid-rock systems[J]. Geothermics, 2008, 37(4): 429-443.
- [15] 颜肖慈, 罗名道. 界面化学[M]. 北京: 化学工业出版社, 2005.
Yan Xiaoci, Luo Mingdao. Interfacial chemistry[M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2005.
- [16] 杨峰, 宁正福, 孔德涛, 等. 高压汞法和氮气吸附法分析页岩孔隙结构[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(3): 450-455.
Yang Feng, Ning Zhengfu, Kong Detao, et al. Pore structure of shales from high pressure mercury injection and nitrogen adsorption method[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(3): 450-455.
- [17] 韩双彪, 张金川, 杨超, 等. 渝东南下寒武统页岩纳米级孔隙特征及其储气性能[J]. 煤炭学报, 2013, 38(6): 1038-1043.
Han Shuangbiao, Zhang Jinchuan, Yang Chao, et al. The characteristics of nanoscale pore and its gas storage capability in the Lower Cambrian shale of southeast Chongqing[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(6): 1038-1043.
- [18] 罗娜. 阿尔奇公式数值分析及其意义[J]. 石油学报, 2007, 28(1): 111-114.
Luo Na. Numerical analysis of Archie formulae and its meanings[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(1): 111-114.
- [19] 赵军龙. 测井资料处理与解释[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012.
Zhao Junlong. Well logging data processing and interpretation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.
- [20] 钱勇先. 油藏条件下平面双电层的特性研究[J]. 江汉石油学院学报, 1996, 18(3): 41-46.
Qian Yongxian. Plane properties of the double layer under the oil reservoir condition[J]. Journal of Jianghan Petroleum Institute, 1996, 18(3): 41-46.

第一作者简介: 王伟明(1981-), 男, 黑龙江五常人, 博士, 中国石油大学(华东)讲师, 主要从事非常规油气地质评价技术研究。地址: 山东省青岛市黄岛区长江西路66号, 中国石油大学非常规油气研究院, 邮政编码: 266580。E-mail: wangweiming6686@163.com

联系人: 卢双舫(1962-), 男, 湖北天门人, 博士, 中国石油大学(华东)教授(博导), 主要从事非常规油气地球化学及成藏方面科研工作。地址: 山东省青岛市黄岛区长江西路66号, 中国石油大学非常规油气研究院, 邮政编码: 266580。E-mail: lushuangfang@qq.com

收稿日期: 2014-03-03 修回日期: 2014-12-25

(编辑 黄昌武 绘图 刘方方)