

致密砂岩气资源潜力关键参数确定方法 ——以吐哈盆地为例

王伟明¹, 赵旭², 孙计文³, 段胜强⁴, 王洋⁵, 王贵磊⁶, 闫旭⁶, 田伟超¹

- (1. 中国石油大学 非常规油气与新能源研究院, 山东 青岛 266580; 2. 中国石化 石油勘探开发研究院, 北京 100083;
3. 中国石油 辽河油田分公司 沈阳采油厂, 辽宁 新民 110316; 4. 中国石油测井有限公司 青海事业部, 甘肃 敦煌 736202;
5. 中国石油 青海油田分公司 采油一厂, 青海 茫崖 816499; 6. 东北石油大学 地球科学学院, 黑龙江 大庆 163318)

摘要:致密砂岩气资源评价方法的选取与参数的确定对客观认识致密气的资源潜力至关重要。通过分析各种资源评价方法的优缺点,选取容积法,结合致密储层特征确定了致密界限和含气饱和度两个关键参数。结果表明,容积法是评价致密砂岩气资源潜力可信度较高的方法,但参数的准确求取需结合致密储层的特征;致密砂岩储层具有喉道细小、亲水性强和束缚水含量高特点,而且渗流能力由喉道大小控制,亲水性受具体粘土矿物成分与含量控制,但不受粘土总量控制;伊利石含量越高,岩石的润湿角越小,亲水性就越强,而绿泥石刚好相反;天然气的浮力与毛管力之间的平衡关系可确定致密储层物性界线,该界线受地层倾角影响明显,从盆地中心到边缘临界致密界线逐渐变小;伊利石表面强吸附水形成的双电层具有较强的导电能力,使传统的阿尔奇公式不适合致密砂岩含气饱和度的解释。而印尼公式充分考虑了泥质含量的影响,更适合于致密储层含气饱和度的解释。

关键词:容积法;资源潜力;致密砂岩气;非常规油气;吐哈盆地

中图分类号:TE121.1

文献标识码:A

Key parameter selection for tight gas resource potential: a case from Turfan-Hami Basin

Wang Weiming¹, Zhao Xu², Sun Jiwen³, Duan Shengqiang⁴, Wang Yang⁵, Wang Guilei⁶, Yan Xu⁶, Tian Weichao¹

- (1. Research institute of Unconventional Oil and Gas and New Energy, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong 266580, China;
2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, SINOPEC, Beijing 100083, China; 3. Shenyang Oil Producing Plant, PetroChina Liaohe Oilfield Company, Xinming, Liaoning 110316, China; 4. Qinghai Division of Logging Co., Ltd., PetroChina, Dunhuang, Gansu 736202, China; 5. No. 1 Oil Production Plant, PetroChina Qinghai Oilfield Company, Mangya, Qinghai 816499, China;
6. School of Earth Sciences, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China)

Abstract: Selection of methods and relevant parameters is crucial for estimation of tight gas resources. The volumetric method was selected in this paper based on analysis of the advantages and disadvantages of different evaluation methods and relevant two key parameters were defined, namely tightness limit and gas saturation. The results show that volumetric method is the most reliable method to evaluate tight gas resource potential. However, the accurate determination of relevant parameters should be based on the features of tight sandstone reservoir. Tight sandstone reservoirs are generally characterized by small throat, strong hydrophilicity and high bound water saturation. The size of throat controls the permeability. Hydrophilicity is controlled by clay mineral components and their contents rather than the total amount of clay minerals. The higher content of Illite is, the smaller the wetting angle is and the stronger the hydrophilicity is. The contrary is true for chlorite. The balance relationship between gas buoyancy and capillary force determines the limits of reservoir properties, which is significantly influenced by wetting angle. The critical tightening limit progressively decreases from central to edge of the basin. Electric double layer formed by the strong adsorption water on Illite surface has strong conductivity, which makes the Archie formula not suitable for the interpretation of tight gas saturation. While Indonesia's formula fully takes the influence of shale content into consideration, thus is more suitable for determining gas saturation of tight sandstone reservoir.

Key words: volumetric method, resource potential, tight gas, unconventional oil & gas, Turfan-Hami Basin

收稿日期:2013-10-08;修订日期:2014-01-09。

第一作者简介:王伟明(1981—),男,讲师、博士,非常规油气资源评价与成藏。E-mail: wangweiming6686@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(No. 41302103);国家油气重大专项(2011ZX05007-001);中央高校基本科研业务费专项。

伴随世界油气需求的持续增长与常规油气产量的不断下降,非常规天然气已作为重要的接替能源而备受关注^[1-5]。从目前国内非常规天然气勘探的进程来看,致密砂岩气作为一种非常规天然气资源越来越受到国内外学者的重视,现今可开采储量居各类非常规天然气之首,是填补天然气缺口的重要资源^[6-8]。立足于油气资源的战略接替和中长期战略目标,我国地质学家正迫切关注着在致密砂岩天然气的勘探新领域中,各大含油气盆地蕴藏着多少天然气地质储量,这项工作是指导油田勘探与开发的重要依据。但致密砂岩储层有别于常规储层,具有储层岩性致密、喉道比例大、泥质含量高、束缚水饱和度高等特点^[9-10],这就让我们想到在常规天然气资源评价中行之有效的方法及参数是否还适合于致密砂岩气藏呢?因此,需要在清楚致密砂岩储层特征基础上,对关键参数进行针对性的研究和探讨。本文以吐哈盆地水西沟群致密砂岩气藏为例,在致密储层特征的针对性实验分析基础上,确定储层评价关键参数,其方法及研究思路具有一定的推广意义。

1 致密砂岩气资源评价方法优选

可用于致密砂岩气资源评价的方法很多,但不同的方法所基于的原理和模型有较大的差别,其评价结果差别也较大。国外常用的评价方法有类比法、单井储量估算法、体积法、发现过程法和资源空间分布预测法等,也有人根据常规资源与非常规资源的比例来确定致密砂岩气资源量^[11-13];国内常用的致密气资源评价方法可归结为类比法、成因法、容积法和动态法四大类。①类比法,选取国内外勘探程度高的致密砂岩天然气研究区作为比样板,对评价盆地或区带的油气地质条件综合打分,根据评分结果计算致密砂岩天然气资源量。类比法适用于勘探程度低、资料少的地区,参数的类比更多依靠经验,人为因素影响较大,评价结果的精度及可信度低。②成因法,从生烃量角度出发,通过源岩热模拟实验可以定量评价生烃量和残烃量(吸附气+油溶气+水溶气),应用物质平衡原理,得出有效排烃量,再乘以合理的聚集系数得出致密气的资源量。众所周知,致密砂岩气藏由于源储紧密叠置的地质特征,天然气聚集系数要高于常规天然气的聚集系数,但对于聚集系数确切高于常规天然气多少等问题至今还没有针对性研究,因此,如何准确求取致密砂岩气聚集系数,在一定程度上增加了成因法评价资源量的不确定性。③容积法,也叫做体积法,与成因法不同,其评价对象是从储层角度出发,实质是计算地下岩石孔隙中油气所占的体积,然后用地面的质量单位

或体积单位表示。该方法原理简单实用,可应用于不同勘探开发阶段,关键在于致密储层评价参数的选取及确定方法。④动态法,包括产量递减法、弹性二相法、压降法等,应用的原理均是利用致密气开发区块的动态生产数据,从压力、产能等数据的规律性变化预测可采油气地质储量。该方法的关键在于动态数据的准确性,以及生成数据记录的全面性,而且不同动态方法评价结果差别较大。

由此可见,容积法不仅适用于不同圈闭类型、储集类型和驱动方式,而且适用于不同的勘探开发阶段,其计算的精度随着资料掌握程度的增加而提高^[14-15]。容积法气藏地质储量采用公式(1)计算。

$$G = 0.01A_g h \Phi S_{gi} / B_{gi} \quad (1)$$

式中: G ——气藏气地质储量, 10^8 m^3 ;

A_g ——含气面积, km^2 ;

h ——有效厚度,m;

Φ ——平均有效孔隙度,%;

S_{gi} ——原始含气饱和度,%;

B_{gi} ——原始天然气体积系数,无量纲。

容积法计算储量原理简单,只要知道气藏的含气面积、有效厚度、孔隙度、含水饱和度等关键参数,即可得出原始地质储量。

2 致密砂岩储层特征

与常规储层相比,致密砂岩储层具有微观孔喉结构复杂、粘土含量高、亲水能力强等特点,除常规储层岩石学特征及孔渗特征评价外,还需对喉道、润湿性、束缚水含量等特征开展针对性研究。

2.1 喉道特征

致密砂岩储层广泛分布着纳米级孔喉网络系统,孔喉尺寸的大小是决定储集层储集能力和渗流能力更直接的参数^[16-18]。针对致密储层低孔、低渗的特点,常规压汞实验技术不能得到精确的孔喉尺寸,而恒速压汞实验技术是采用高精度泵,以极低的恒定速度($0.000\ 05 \text{ mL/min}$)向岩样喉道及孔隙内进汞,因孔隙半径与喉道半径在数量级上的差异,汞注入到孔隙后进汞压力会迅速下降,可根据进汞曲线的波动将孔隙与喉道区分开,因此,相比于常规压汞技术,恒速压汞分析结果能够直观、定量分析致密砂岩储层的孔隙、喉道、孔喉半径比值大小及分布特征^[19-20]。

本次对12个致密砂岩样品进行恒速压汞实验分析,可以明显看出,孔隙半径均值与渗透率关系较差(图1a),而主流喉道半径(指贡献率达到95%时的所有喉道加权平均值)与渗透率具有较好的相关性,渗透率随着主流喉道半径的增大而增大(图1b),由

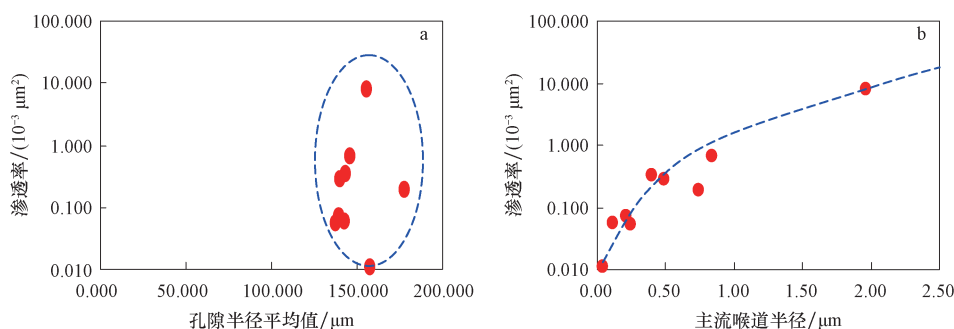


图1 吐哈盆地水西沟群孔隙半径、主流喉道半径与渗透率关系

Fig. 1 Relationship between pore radius, mainstream throat radius and permeability of Xigou Group, Turfan-Hami Basin

a. 孔隙半径均值与渗透率关系; b. 主流喉道半径与渗透率关系

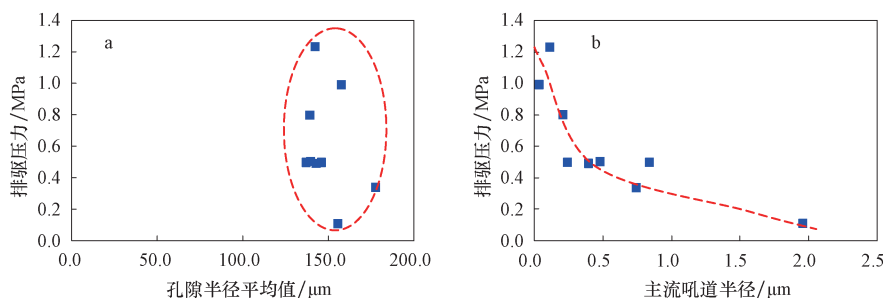


图2 吐哈盆地水西沟群孔隙半径、主流喉道半径与排驱压力关系

Fig. 2 Relationship between pore radius, mainstream throat radius and displacement pressure of Xigou Group, Turfan-Hami Basin

a. 孔隙半径均值与排驱压力关系; b. 主流喉道半径与排驱压力关系

此也说明了主流喉道半径的大小影响储层的渗流能力。从排驱压力与孔隙半径、主流喉道半径的相关性上也可以得出类似的结论,孔隙半径均值的大小与排驱压力的变化没有关系(图2a),而主流喉道半径小到一定程度时,排驱压力急剧增加(图2b)。由此可见,喉道的大小不仅控制着致密砂岩储层的渗流能力,而且也决定着天然气是否能在致密储层中有效的保存。

2.2 岩石润湿性特征

岩石的润湿性影响着油气在储层中的运移难易程度,不同的润湿性造成油气在孔隙中的流动方式、残留形式和数量的不同。而润湿性的强弱可以用岩石和水之间润湿角来表示,润湿角越小,说明岩石的亲水性越强。本次研究利用QB/T悬滴法测定20个致密砂岩的润湿角,为了找出影响岩石润湿性的主控因素,对这20个平行样品进行了全岩粘土矿物分析。分析表明,水西沟群致密砂岩的润湿角变化较大,分布于 $10.35^{\circ} \sim 28.34^{\circ}$,表现为较强的亲水性。

在常规储层中,粘土总含量越高岩石的亲水性越强,而吐哈盆地致密砂岩的亲水性却与粘土含量没有直接关系,真正影响其润湿性的却是粘土矿物的成分及含量。全岩粘土矿物分析表明,研究区的粘土矿物不发育蒙皂石等极度膨胀矿物,主要是高岭石、伊利石和绿泥石,这三种粘土矿物也表现出了不同的亲水性

(图3)。①高岭石,晶层的一面全部由氧组成,另一面全部由羟基组成,晶层之间通过氢键紧密联结,水不易进入其中。在水西沟群表现为含量小于10%时,高岭石含量越高润湿角越大,含量大于10%后,高岭石含量变高润湿角不再变化,说明岩石润湿性不仅与矿物类型有关,更与粘土矿物含量有关(图3a);②伊利石,基本结构层是由两个硅氧四面体片和一个铝氧八面体片组成,属于层状粘土矿物,通过共用氧联结在一起。在水西沟群表现为伊利石的含量越高,润湿角越小,岩石亲水性越强(图3b);③绿泥石,与伊利石同是层型结构,不同之处在于它的层间为水镁石所充填,层间静电引力更大。在水西沟群表现出与伊利石相反的特征,绿泥石含量越高,润湿角越大(图3c);④粘土总量,其与润湿角相关性较差,说明岩石的润湿性与粘土矿物的成分与含量密切相关,并不是粘土总量控制着致密砂岩的亲水性(图3d)。

2.3 束缚水饱和度特征

由于致密储层的岩石颗粒细小、孔喉结构复杂、泥质含量高等特点^[21-22],致密砂岩的喉道管壁及孔隙空间都强吸附着一部分以强吸附状态存在且难以自由流动的束缚水。油气充注排替水的成藏时期,这部分束缚水大多是不能完全被驱替出来的。因此,高束缚水饱和度是致密砂岩气含气饱和度低的关键因素。

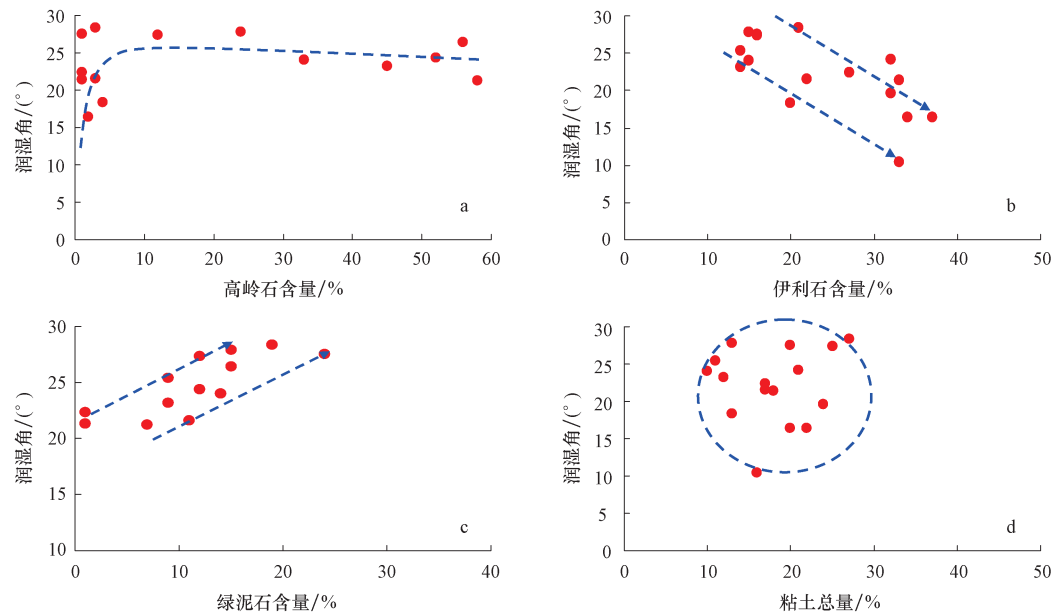


图3 吐哈盆地水西沟群粘土矿物与润湿角关系

Fig. 3 Relationship between clay minerals and wetting angle of Xigou Group, Turfan-Hami Basin

a. 高岭石含量与润湿角关系; b. 伊利石含量与润湿角关系; c. 绿泥石含量与润湿角关系; d. 粘土总量与润湿角关系

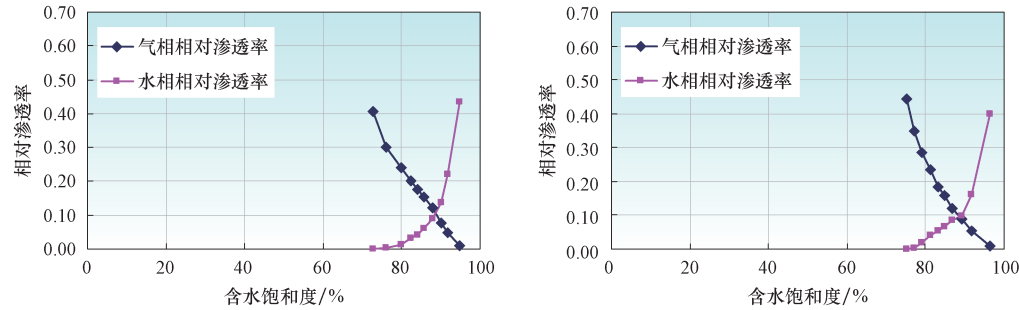


图4 吐哈盆地水西沟群致密砂岩气、水相对渗透率曲线

Fig. 4 Gas-water relative permeability curves of Xigou Group, Turfan-Hami Basin

a. 柯33, 3801.01 m, 孔隙度4.5%, 渗透率 $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; b. 吉13, 884.83 m, 孔隙度5.4%, 渗透率 $0.97 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

图4为吐哈盆地水西沟群致密砂岩样品的气水相渗分析结果,表现出束缚水饱和度高、气水共渗区窄、气相渗透率急剧降低、气体流动性差等特点。通过核磁测井解释的束缚水饱和度与实测孔隙度之间的关系也可以看出(图5),二者具有明显的负相关,孔隙度越低,束缚水饱和度越高。由此可以说明,孔隙度越低孔隙结构就越复杂,储层中细小喉道所占的比例就越大,束缚水饱和度就越高。

3 关键参数的确定

影响容积法资源潜力评价的关键参数有含气饱和度、有效孔隙度、含气面积、有效厚度下限,大多数参数用常规方法可以准确选取,但致密储层的物性界线和含气饱和度两个参数受致密储层的特殊性影响较大,需针对性研究。

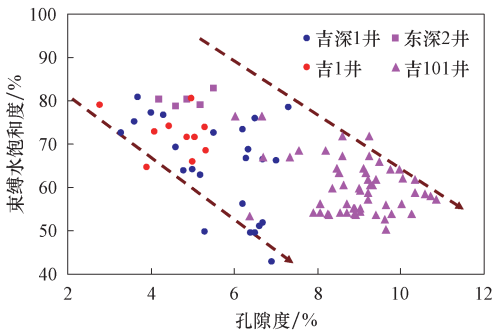


图5 吐哈盆地温吉桑地区水西沟群砂岩孔隙度与核磁解释束缚水饱和度关系

Fig. 5 Relationship between porosity and NMR bound water saturation of Xigou Group, Turfan-Hami Basin

3.1 致密储层物性界线

3.1.1 储层的致密界线确定方法

天然气为什么能在构造斜坡低部位的致密砂岩中

富集,根本原因是取决于致密砂岩中天然气向上运移所受的动力(浮力)与阻力(毛细管力)之间的关系^[23]。若天然气所受毛细管力大于浮力,则不能在浮力作用下向上运移,在斜坡带聚集成藏;当浮力增大至超过毛细管力之后,天然气在浮力作用下向上运移驱替储集层孔隙水,在构造高部位聚集成藏。因此,划分储层的致密界线,需要从天然气的浮力和毛管阻力入手。天然气受浮力大小可表示为:

$$F = \frac{4}{3} \pi r_p^3 (\rho_w - \rho_g) g \sin \alpha \quad (2)$$

式中: F ——浮力, N ;

r_p ——孔隙半径, m ;

ρ_w ——水的密度, kg/m^3 ;

ρ_g ——气的密度, kg/m^3 ;

g ——重力加速度, m/s^2 ;

α ——地层倾角, $(^\circ)$ 。

天然气受毛管阻力大小可表示为:

$$p_c = 2 \pi r^2 \sigma \cos \theta / r_p \quad (3)$$

式中: p_c ——毛管阻力, N ;

r ——孔喉半径, m ;

r_p ——孔隙半径, m ;

θ ——润湿角, $(^\circ)$;

σ ——气水界面张力, N/m 。

当浮力 F 等于毛管力 p_c 时为气水界面平衡状态(致密砂岩气藏临界状态,取孔隙半径与有效孔隙喉道半径的比值为常数5),根据公式(2)和(3)推导:

$$r^2 = 3 \sigma \cos \theta / [1250 (\rho_w - \rho_g) g \sin \alpha] \quad (4)$$

由(4)式可看出,临界孔喉半径与油水密度差、润湿角、地层倾角均呈负相关。天然气上浮主要受孔喉半径的影响,即存在一个临界孔喉半径,当孔喉半径大于临界孔喉半径时,天然气将向上运移;反之,天然气将不能向上运移。

3.1.2 参数取值

由天然气浮力和阻力的受力分析可知,关键是如何准确求取不同地层倾角情况下致密砂岩的孔喉比(r_p/r)及润湿角(θ)。为了准确求取这两个参数,开展了恒速压汞实验和润湿角测定实验(图6),取吐哈盆地水西沟群致密砂岩的孔喉比(r_p/r)、润湿角(θ)的平均值分别为 90.01° 和 20.48° 。

3.1.3 建立图版

根据关键参数的实验取值,分别计算了 $10^\circ \sim 90^\circ$ 不同地层倾角的临界孔喉半径,建立了吐哈盆地水西沟群致密砂岩天然气聚集物性临界图版(图7)。为了更清晰表达临界孔喉半径与天然气聚集的关系,图版

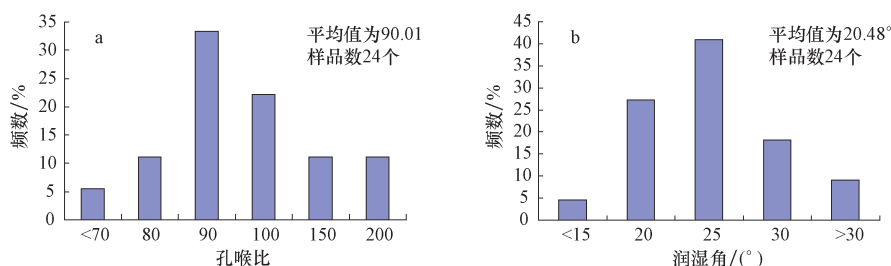


图6 吐哈盆地水西沟群致密砂岩孔喉比及润湿角分布直方图

Fig. 6 Histograms of pore-throat ratio and wetting angle of Xigou Group, Turfan-Hami Basin

a. 孔喉比分布; b. 润湿角分布

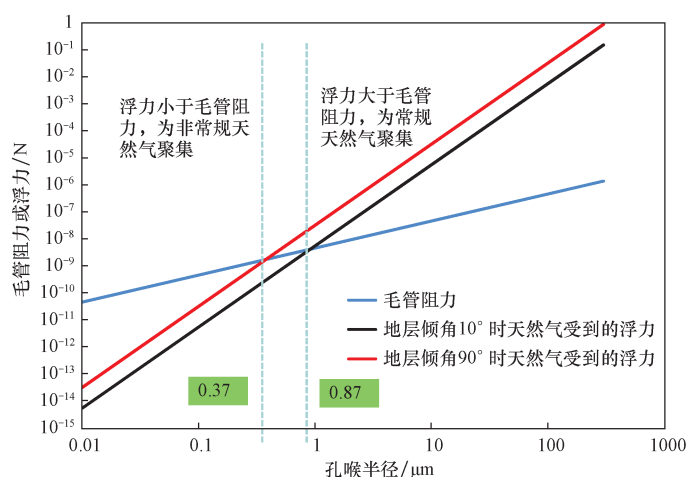


图7 吐哈盆地致密砂岩气聚集图版

Fig. 7 Tight sandstone gas accumulating chart board of Turfan-Hami Basin

中只表示了地层倾角为 10° 和 90° 两种情况。当地层倾角为 10° 时(图 7 中黑线),浮力与毛管阻力的临界孔喉半径为 $0.87\ \mu\text{m}$,当喉道半径大于 $0.87\ \mu\text{m}$ 时,天然气受到的浮力会大于毛管阻力,则天然气继续向上运移,在构造发育的高部位聚集,形成常规油气藏;当喉道半径小于 $0.87\ \mu\text{m}$ 时,天然气受到的浮力不足以克服毛管阻力,则天然气在斜坡带聚集,形成非常规天然气聚集,其分布不受构造的控制;当地层倾角为 90° 时(图 7 中红线),浮力与毛管阻力的临界孔喉半径下降到 $0.37\ \mu\text{m}$,由此可见,随着地层倾角的增加,储层喉道半径的临界值在降低。

3.1.4 致密物性确定

尽管利用浮力与毛管力建立的致密砂岩气聚集图版可以计算出不同地层倾角下的临界孔喉半径,但该参数实用性不强,需要利用孔喉半径与渗透率之间很好的线性关系(图 1b),把致密界线的划分指标转到渗透率上,再由渗透率与孔隙度之间的关系,求出临界的孔隙度值。

表 1 为根据以上方法求取的不同地层倾角情况下致密砂岩气聚集的临界物性汇总表。从中可以看出,地层倾角是控制斜坡带致密砂岩气聚集的主要影响因素,随着地层倾角的增加,储层物性界线价在逐渐减小。那么对于断陷盆地的致密砂岩气聚集而言,全盆地的构造倾角差异大,仅在盆地中心发育局部的构造平稳且地层倾角小的区域,向边部逐渐地过渡为受边界断裂控制的地层倾角较大的区域。因此,断陷盆地同一套致密层系在不同的构造部位致密气聚集的物性界线应该是不一样的,而是从盆地中心到边缘致密物性界线逐渐变小。

3.2 含气饱和度确定

3.2.1 选取解释模型

合理的含气饱和度测井解释模型直接影响资源评

表 1 吐哈盆地水西沟群致密砂岩气储层物性上限值

Table 1 Upper physical property limit of tight sandstone reservoir of Xigou Group, Turfan-Hami Basin

地层倾角/ ($^\circ$)	致密砂岩气聚集物性参数		
	临界喉道半径/ μm	渗透率/ $(10^{-3}\ \mu\text{m}^2)$	孔隙度/%
90	0.37	0.17	7.24
80	0.38	0.18	7.38
70	0.39	0.19	7.58
60	0.41	0.21	7.88
50	0.43	0.23	7.92
40	0.44	0.24	7.98
30	0.51	0.3	8.29
20	0.60	0.40	8.50
10	0.87	0.75	9.61

价的精度。针对常规储层含气饱和度的测井解释,阿尔奇公式已经得到广泛的应用,其核心内容是把测井的岩石电阻率转换成饱和度²⁴。由阿尔奇公式计算含水及含气饱和度的解释模型如下:

$$S_w = [abR_w/(R_l\Phi^n)]^{\frac{1}{n}} \quad (5)$$

$$S_g = 1 - S_w \quad (6)$$

式中: S_w ——含水饱和度, %;

S_g ——含气饱和度, %;

a ——岩性有关的系数(取值在 0.6 ~ 1.2 之间),无量纲,这里取值为 1.19;

b ——岩电实验中与岩性有关的参数,无量纲;

m ——孔隙度指数,无量纲,这里取值为 2.2;

n ——饱和度指数,无量纲,这里取值为 1.2;

R_w ——地层水电阻率, $\Omega \cdot \text{m}$, 这里取值为 0.1;

R_l ——地层电阻率, $\Omega \cdot \text{m}$, 这里取值为 3;

Φ ——孔隙度, %。

但阿尔奇公式是建立在纯砂岩模型基础上的,理论上应该不再适合致密砂岩的含气饱和度解释。因为致密储层中泥质含量高,泥质本身不导电,但泥质中粘土矿物在水中通常带有负电荷,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^[25]。二者相互作用下形成的扩散双电层具有导电性(图 8),双电层的厚度主要是受伊利石含量的影响,伊利石含量越高,双电层的厚度就会越大(图 3b)。因为双电层的存在,在应用阿尔奇公式计算致密储层束缚水饱和度时,相当于把泥质导电的电阻率解释为地层水的电阻率贡献,也就说束缚水 S_w 计算偏高,则含气饱和度计算结果偏低。

另外一个常用的含气饱和度测井解释模型是印度尼西亚公式,简称印尼公式。它与阿尔奇公式的基本原理相同,都是把测井的岩石电阻率转换成饱和度,其表达式如下:

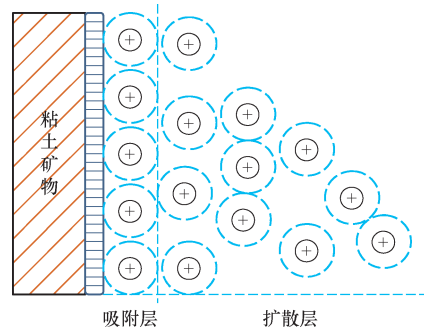


图 8 粘土层面的双电层示意图

Fig. 8 Diagram of electric double layers on clay surface

$$\frac{1}{S_w^n} = \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \frac{\Phi}{\sqrt{aR_w}} \right)^2 R_t \quad (7)$$

式中: V_{sh} ——泥质含量, %;

R_{sh} ——泥质电阻率, $\Omega \cdot m$;

其余同上。

但从表达式的对比上可以看出(5)式和(7)式, 两者的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^[26]。结合储层分析结果, 认为理论上印尼公式比阿尔奇公式更适合致密砂岩的含气饱和度解释。

3.2.2 实际资料对比解释模型

为了证实是否由于粘土表面双电层的存在而影响了阿尔奇公式计算含气饱和度的精度, 本次针对性的选取了泥质含量接近, 但伊利石含量差别较大的3个致密砂岩样品。应用相同的岩电参数, 分别用印尼公式和阿尔奇公式对含气饱和度进行解释(表2)。从表2可以看出, 3个样品的泥质含量接近(20.57%~24.29%), 但伊利石相对含量差别较大(12%~33%), 伊利石含量为12%时, 两个公式计算结果相差5.0%; 伊利石含量为33%时, 二者相差达12.7%, 由此可见伊利石含量高低是影响二者差值的主要因素, 与上述储层润湿性的研究结论一致。因此, 对伊利石含量较高的致密砂岩储层, 印尼公式更适合含气饱和度的测井解释。

4 结论

1) 容积法实质是计算地下岩石孔隙中油气所占的体积, 目前是评价致密砂岩气资源潜力的比较可靠方法, 该方法应用的关键在于先要明确致密储层的特征。

2) 致密砂岩孔喉分布复杂, 喉道大小控制储层的渗流能力; 岩石的亲水性并不受粘土总量控制, 而是与具体的粘土矿物成分及含量有关, 尤其是伊利石含量越高, 岩石的润湿角越小, 亲水性就越强;

3) 致密砂岩气斜坡带聚集保存的条件是天然气在喉道处所受的浮力小于毛管力, 二者相等时对应的

的喉道半径大小为致密储层的临界物性值。致密储层物性的界线受地层倾角的影响明显, 随着地层倾角的增加, 临界物性值在逐渐的减小。

4) 伊利石表面强吸附水形成的双电层具有较强的导电能力, 使传统的阿尔奇公式不适合致密砂岩含气饱和度的解释。而印尼公式充分考虑了泥质含量的影响, 是对阿尔奇公式的改进, 更适合于致密储层含气饱和度的解释。

参 考 文 献

- [1] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 174-187.
Zou Caineng, Zhu rukai, Wu songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187.
- [2] 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 Petrolei Sinica, 2011, 27(6): 1857-1864.
- [3] 赵靖舟, 李军, 曹青, 等. 论致密大油田成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(5): 573-583.
Zhao Jingzhou, Li Jun, Cao Qing, et al. Hydrocarbon accumulation patterns of large tight oil and gas fields[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(5): 573-583.
- [4] 林小兵, 刘莉萍, 田景春, 等. 川西拗陷合兴场—丰谷地区须家河组致密砂岩气藏精细勘探[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(1): 77-84.
Lin Xiaobing, Liu Liping, Tian Jingchun, et al. Fine exploration of tight sandstone gas reservoirs in the Xujiahe Formation, Hexingchang-Fenggu area, the western Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(1): 77-84.
- [5] 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.
- [6] Philip H N. Pore throat sizes in sandstones, tight sandstone sand shale[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(3): 329-340.
- [7] Shanley K, Cluff R M, Robinson J W. Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: implications for resource assessment, prospect development and risk analysis[J]. AAPG Bull, 2004, (8): 100-102.
- [8] 戴金星, 倪云燕, 吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 257-264.
Dai Jinxing, Ni Yunyan, Wu Xiaoqi, et al. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 257-264.
- [9] Holditch S A. Tight gas sands[J]. Journal of Petroleum Technology, 2006, 58(6): 86-93.
- [10] 姜振学, 林世国, 庞雄奇, 等. 两种类型致密砂岩气藏对比[J]. 石油实验地质, 2006, 28(3): 210-214.
Jiang Zhenxue, Lin Shiguo, Pang Xiongqi, et al. The comparison of two types of tight sand gas reservoir[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2006, 28(3): 210-214.
- [11] Schmoker J W. Resource-assessment perspectives for unconventional gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1993-1999.
- [12] Olea R A, Cook T A, Coleman J L. A methodology for the assessment of unconventional (continuous) resources with an application to the greater natural buttes gas field, Utah[J]. Natural Resources Research, 2010, 19(4): 237-251.

表2 阿尔奇与印尼公式解释致密砂岩储层含气饱和度结果对比

Table 2 Comparision of tight sandstone gas saturation explained by Archie formula with Indonesia formula

井号	吉101	吉3	柯20
深度/m	4019.25	4046.89	3491.95
泥质含量/%	24.29	23.63	20.57
粘土含量/%	11	12	21
伊利石含量/%	12	14	33
印尼公式计算结果/%	40	44	48.65
阿尔奇公式计算结果/%	35	36.2	36
二者计算差值/%	5.0	7.8	12.7

- [13] Salazar J, McVay D A, Lee W J. Development of an improved methodology to assess potential gas resources [J]. Natural Resources Research, 2010, 19(4): 253–268.
- [14] 张伦友, 张向阳. 天然气储量计算及其参数确定方法[J]. 天然气勘探与开发, 2004, 27(2): 20–23.
Zhang Lunyou, Zhang Xiangyang. Natural gas reserves calculation and its parameter Determination [J]. Natural Gas Exploration & Development, 2004, 27(2): 20–23.
- [15] 李艳丽. 页岩气储量计算方法探讨[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(3): 466–470.
Li Yanli. Calculation methods of shale gas reserves [J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(3): 466–470.
- [16] 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 nano-pore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value [J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(6): 1857–1864.
- [17] Nelson P H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales [J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(3): 329–340.
- [18] 郑磊, 金之钧, 张哨楠. 中东鲁卜哈利盆地古生界致密砂岩储层特征及评价[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(4): 475–482.
Zheng Lei, Jin Zhijun, Zhang Shaonan. Features and evaluation of the Palaeozoic tight sandstone reservoirs of the Rub Al Khali Basin in the Middle East [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(4): 475–482.
- [19] 高辉, 解伟, 杨建鹏, 等. 基于恒速压汞技术的特低—超低渗砂岩储层微观孔喉特征[J]. 石油实验地质, 2011, 33(2): 206–214.
Gao Hui, Xie Wei, Yang Jianpeng, et al. Pore throat characteristics of extra-ultra low permeability sandstone reservoir based on constant-rate mercury penetration technique [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(2): 206–214.
- [20] 李卫成, 张艳梅, 王芳, 等. 应用恒速压汞技术研究致密油储层微观孔喉特征: 以鄂尔多斯盆地上三叠统延长组为例[J]. 岩性油气藏, 2012, 24(6): 60–65.
Li weicheng, Zhang yanmei, Wang fang, et al. Application of constant-rate mercury penetration technique to study of pore throat characteristics of tight reservoir: A case study from the Upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2012, 24(6): 60–65.
- [21] 孟元林, 胡安文, 乔德武, 等. 松辽盆地徐家围子断陷深层区域成岩规律和成岩作用对致密储层含气性的控制[J]. 地质学报, 2012, 86(2): 325–334.
Meng Yuanlin, Hu Anwen, Qiao Dewu, et al. Regional Diagenetic Law and Control of Diagenesis over Gas-Bearing Capacity of Tight Reservoirs in Deep Xujiaweizi Fault Depression, Songliao Baion [J]. Acta Geologica Sinica, 2012, 86(2): 325–334.
- [22] 孟元林, 王粤川, 牛嘉玉, 等. 储层孔隙度预测与有效天然气储层确定—以渤海湾盆地鸳鸯沟地区为例[J]. 天然气工业, 2007, 27(6): 42–44.
Meng Yuanlin, Wang Aochuan, Niu Jiayu, et al. Prediction of reservoir porosity and determination of effective gas reservoirs: taking Yuanyangou area of Bohai bay Basin as an example [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(6): 42–44.
- [23] 侯启军, 赵占银, 黄志龙. 松辽盆地深盆油成藏门限及勘探潜力[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(5): 523–529.
Hou Qijun, Zhao Zhanyin, Huang Zhilong. Accumulation threshold and exploration potential of deep basin oil in the Songliao Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(5): 523–529.
- [24] 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 Petroli Sinica, 2007, 28(1): 111–114.
- [25] 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 jiangnan petroleum institute, 1996, 18(3): 41–46.
- [26] 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.

(编辑 董立)

EIA 发布新的全球页岩油气资源评价报告

EIA 于 2013 年 6 月发布最新页岩油气资源评价报告, 涉及除美国之外 41 个国家的 137 个页岩区带, 评价领域和地区较 2011 年有所扩大, 评价不仅包含页岩气, 还包含页岩油。

新的评价结果显示全球(含美国)技术可采页岩气资源量达 7 299 万亿立方英尺, 较 2011 年的 6 622 万亿立方英尺增加了 677 万亿立方英尺, 增长率近 10%, 占全球天然气资源量的 32%; 页岩油技术可采资源量 3 450 亿桶, 较 2011 年的 320 亿桶增加了 3 130 亿桶, 增长了 10 倍, 占全球原油资源量的 10%。全球页岩油气资源勘探开发前景可期。

若不考虑美国, 被评价的 41 个国家页岩油待证实技术可采资源量为 2 870 亿桶, 占原油资源总量的 9%; 页岩气待证实技术可采资源量为 6 634 万亿立方英尺, 占天然气资源总量的 32%。考虑页岩油和页岩气资源, 41 个国家原油天然气资源总量分别增长了 10% 和 48%。美国页岩油、页岩气待证实的技术可采资源量分别为 580 亿桶和 567 万亿立方英尺, 占美国原油天然气资源量的 26% 和 27%。

评价认为页岩油资源最丰富的国家分别为俄罗斯、美国、中国、阿根廷、利比亚、委内瑞拉和墨西哥, 这七个国家的技术可采资源量达到 2 440 亿桶, 占全球资源总量 71%; 页岩气资源最丰富的国家分别为中国、阿根廷、阿尔及利亚、美国、加拿大和墨西哥, 这六个国家技术可采资源量达到 4 407 万亿立方米, 占全球资源总量的 60%。

本次的资源评价领域有所扩大, 但一些有前景和潜力的页岩区带诸如位于中东和里海地区大型油田深层的页岩区带依然未被触及。EIA 认为随着时间的推移, 资源评价的水平和质量会逐渐得以提升, 被评价的区带数量也会随之增长, 关于页岩油、页岩气的评价结果将不断得以修正。EIA 同时认为, 只要有足够的预算和投入, 页岩油和页岩气的产量就会有充足的保障。

(罗佐县 供稿)