

# 束缚水饱和度实验研究

李宁\* 周克明 张清秀 唐显贵

(中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院)

李宁等. 束缚水饱和度实验研究. 天然气工业, 2002; 22(增刊): 110~113

**摘要** 在地层评价中, 束缚水饱和度是体积法计算储量时的重要参数之一。本文采用3种方法—吸附法、脱附法及非稳态气驱水法对某气田侏罗系储层致密岩样进行了束缚水饱和度实验研究。文中给出了详细的实验原理、实验方法和实验步骤, 并对这3种方法取得的实验结果进行了分析和比较。实验表明: 3种方法测定的束缚水饱和度比较一致, 且与孔隙度呈负相关关系。综合3种方法的实验结果, 得到了该气田侏罗系储层孔隙度与束缚水饱和度之间的相关方程。

**关键词** 致密砂岩 束缚水饱和度 吸附 实验室 研究 脱附 非稳态相 气驱 水

某气田侏罗系储层为低孔低渗的裂缝—孔隙型及孔隙型储层, 岩类组成复杂, 物性变化也较大。其孔喉大多以细喉—特细喉、微喉为主, 分布非均质性很强, 连通性也很差。因此, 本文采用吸附法、脱附法、非稳态气驱水法对该储层的束缚水饱和度进行了实验研究, 并对这3种方法的实验结果进行了对比。

## 实验原理

吸附法、脱附法、非稳态气驱水法的测试原理各不相同, 现分别详述如下:

### 1. 吸附法测定束缚水饱和度的原理

当气体或蒸气与固体表面接触时, 如果彼此间尚未达到热力学平衡, 就会出现吸附现象, 作为“吸附质”的气体或蒸气分子在作为“吸附剂”的固体表面上不断积累, 直至达到热力学平衡。吸附法确定束缚水饱和度正是基于这一原理。当温度、压力一定时, 岩石矿物对水分子的吸附速率开始较快, 随后逐渐变慢, 直到吸附停止<sup>[1]</sup>。吸附停止后的渗吸速率为一个常数, 此时对应的吸附水量即为束缚水量, 对应的含水饱和度即为束缚水饱和度。

### 2. 脱附法测定束缚水饱和度的原理

饱和润湿相的多孔介质置于空气中时, 其润湿相将自动蒸发, 这一过程也即非润湿相的空气自发驱替润湿相的过程<sup>[2]</sup>。脱附法(也称干法)测定束缚

水饱和度正是基于这一原理。在温度、压力一定时, 饱和水的岩石与空气接触, 在蒸发的初始阶段, 主要是毛管力较小的大孔喉中的水被蒸发, 因此, 岩石中水的减少量随时间的变化曲线斜率最大; 当大孔或较大孔隙中的水蒸发完而转入由束缚水提供蒸发时, 由于毛管力的束缚作用而使蒸发过程减缓, 因此, 岩石重量随时间的变化曲线将逐渐变得平缓。曲线的拐点(临界点)对应的水饱和度即为岩石的束缚水饱和度。

### 3. 非稳态气驱水法测定束缚水饱和度的原理

非稳态气驱水法是以一维两相渗流理论和气体状态方程为依据, 利用非稳态恒压法进行岩样气驱水实验。当以恒定的压力将非润湿相(气)注入饱和润湿相(水)的岩样中时, 非润湿相的气体将驱替出岩样孔隙中的水。由于岩石微观孔隙结构的非均质性, 在驱替过程中会有部分水以水膜或泡滴的形式存在, 且在提高驱替压力时, 仍然很难被驱替出来。理论上认为, 此时岩样中的水饱和度即为束缚水饱和度。

## 实验方法及结果分析

### 1. 吸附法

吸附法测定束缚水饱和度的实验方法是: 将清洁岩样捣碎并筛选出大小均匀的颗粒, 用十万分之一电子天平称取该样品颗粒约2g, 烘干并称重,

\* 李宁, 女, 1969年生, 工程师; 1990年毕业于西南石油学院。地址: (610051) 四川省成都市府青路一段1号。电话: (028) 86015601。

置于称量瓶中,然后将其放入干燥器的陶瓷孔板上,陶瓷孔板下是饱和的  $K_2SO_4$  水溶液,再将干燥器置于恒温环境中,不断称重(称重间隔时间逐渐增加),直至重量不再变化为止。

水饱和度计算公式如下:

$$S_w = \frac{m_1 - m_2}{V_p \cdot \rho_w} \times 100 \quad (1)$$

$$V_p = \frac{m_1}{\rho_s} - V_g \quad (2)$$

式中:  $S_w$  为含水饱和度,%;  $m_1$  为样品干重,g;  $m_2$  为样品湿重,g;  $V_p$  为样品孔隙体积, $cm^3$ ;  $\rho_w$  为蒸馏水密度, $g/cm^3$ ;  $\rho_s$  为岩石密度, $g/cm^3$ ;  $V_g$  为样品颗粒体积, $cm^3$ 。(下同)

采用吸附法测定束缚水饱和度的样品共 9 个,样品孔隙度范围从 4%~9.7%。处理实验数据后得到吸附时间与含水饱和度关系曲线,9 个样品的曲线形态非常相似,如图 1。

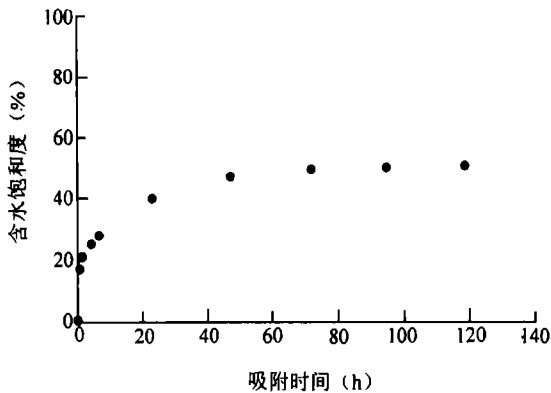


图 1 7# 样品吸附时间与含水饱和度关系

从图 1 可看出:在吸附开始阶段,样品含水饱和度随吸附时间的增加而增加很快,大约在 70 h 后,含水饱和度上升趋势变缓。在吸附时间与含水饱和度关系曲线上,平缓段的切线在纵坐标上的截距即为样品的束缚水饱和度。

9 个样品的孔隙度与束缚水饱和度关系见图 2。样品孔隙度与其束缚水饱和度之间存在良好的相关关系:

$$S_{wi} = 93.27e^{-0.1251} \quad (3)$$

式中  $S_{wi}$  为束缚水饱和度,%;  $\phi$  为样品孔隙度,%;(下同)

相关系数为 0.9285。

### 2. 脱附法

脱附法测定束缚水饱和度的实验方法是:将饱和水的岩样装入称量瓶,置于恒温容器中,用万分之

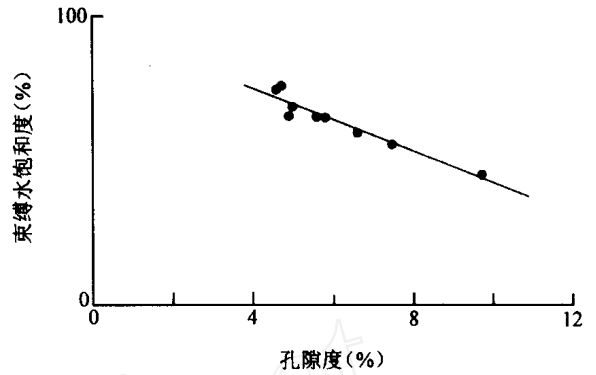


图 2 孔隙度与束缚水饱和度关系

一的电子天平不断称重(称重间隔时间逐渐增加),直至重量不再变化为止。整个实验过程恒湿。

采用脱附法测定束缚水饱和度的岩样共 7 块,样品的孔隙度范围主要集中在 4%~6%。处理实验数据后作出脱附时间与含水饱和度关系曲线,7 块样品的曲线形态极为相似,如图 3。

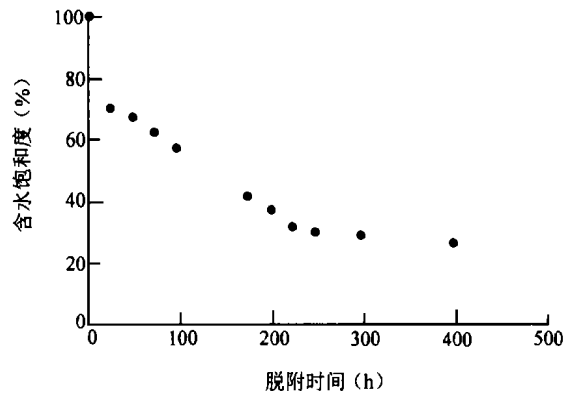


图 3 4# 样品脱附时间与含水饱和度关系

从图 3 可看出:在脱附开始阶段含水饱和度以恒速下降,约 200 h 后,下降趋势变缓。在两段曲线上分别作切线,两切线交点对应的含水饱和度即为样品的束缚水饱和度。

7 块样品的孔隙度与束缚水饱和度关系见图 4。样品孔隙度与其束缚水饱和度之间存在较好的相关关系:

$$S_{wi} = 120.7e^{-0.2006} \quad (4)$$

相关系数为 0.864 3。

### 3. 非稳态气驱水法

非稳态气驱水法测定束缚水饱和度的实验方法是:将饱和水的岩样装入岩心夹持器,用恒定的压力气驱水。当出口见气时,加密记录数据。随着出口水量的减少,逐渐延长记录时间,直至驱不动为止。

采用非稳态气驱水法测定束缚水饱和度的岩样

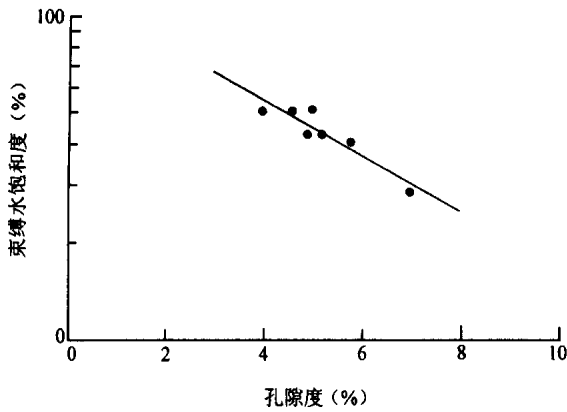


图4 孔隙度与束缚水饱和度关系曲线

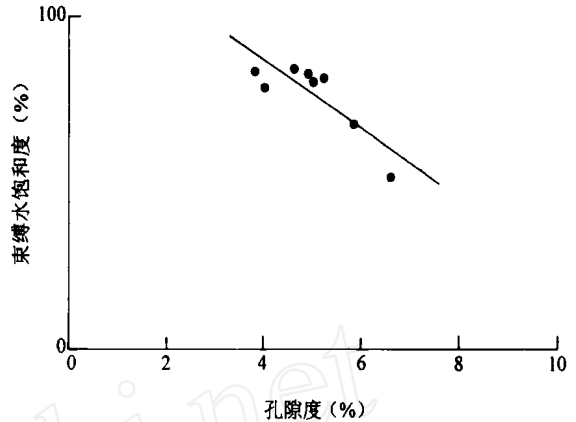


图6 孔隙度与束缚水饱和度关系曲线

共8块,样品的孔隙度范围主要集中在4%~6%。处理实验数据后作出驱替时间与含水饱和度关系曲线,8块样品的曲线形态相似,如图5。8块样品的含水饱和度与驱替时间之间存在极好的相关性,用对数公式拟合曲线,得到2#样品含水饱和度与驱替时间的相关关系如下:

$$S_w = -12.107 \ln(t) + 159.83 \quad (5)$$

相关系数为0.9938。式中: $t$ 为驱替时间, $s$ 。(下同)

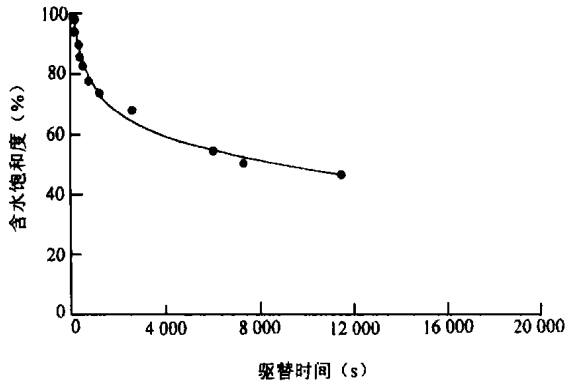


图5 2#样品驱替时间与含水饱和度关系曲线

其余岩样的含水饱和度与驱替时间的关系,采用对数公式拟合后,均得到很好的相关关系,其相关系数平均在0.99以上。

由于实验样品比较致密,在实验室条件下,样品很难被驱替到残余水(束缚水)状态。因此,根据拟合方程确定时间在36000s时对应的含水饱和度作为束缚水饱和度。样品孔隙度与束缚水饱和度关系如图6。

样品孔隙度与束缚水饱和度之间存在着相关关系:

$$S_{wi} = 191.77e^{-0.2382} \quad (6)$$

相关系数为0.6987。

#### 4 实验结果比较

三种测定束缚水饱和度的方法均有过一些实验研究的报道<sup>[1,2]</sup>,且与经典方法进行过比较,证明方法是可行的。从实验过程和实验结果来看,吸附法和脱附法尽管实验时间较长,但不受岩样物性好坏的影响,对于测定致密岩样束缚水饱和度不失为一种有效方法。而吸附法采用岩屑即能进行束缚水饱和度测定,对于取芯困难的井是非常有用的方法。采用非稳态气驱水法测定致密岩束缚水饱和度的优点是,其驱替过程与储层中束缚水的形成过程相似。该方法的缺点是,在实验室条件下,气驱水很难达到束缚水状态。但通过拟合驱替时间与水饱和度关系曲线,也能得到比较满意的结果。

三种方法研究的样品均属致密岩样。样品孔隙度主要集中在4%~6%,空气渗透率均小于 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。由于在该气田侏罗系储层未进行油基泥浆密闭取心,也未取得水基泥浆的岩心饱和度分析资料,因此只能将三种方法得到的束缚水饱和度与测井计算的束缚水饱和度比较,将结果列于表1。

从表1中可明显看出:三种方法得到的束缚水饱和度趋势一致,即随着孔隙度的增加,束缚水饱和度降低。比较三种方法,岩样孔隙度小于7.0%时,非稳态法气水相对渗透率得到的束缚水饱和度比其他两种方法高;岩样孔隙度大于7.0%时,吸附法得到的束缚水饱和度较高。对于其他两种方法来说,脱附法得到的束缚水饱和度略低。综合三种方法得到的束缚水饱和度与测井计算的含水饱和度相比,测井计算的含水饱和度一般要高出10%~20%左右,分析认为是由于该储层试油时一般都见部分水,也即地层中除去束缚水外或多或少带有部分可动水,测井计算为总的含水饱和度,显然应比实验室得到的高。因此,我们认为,三种方法用于该气田侏罗

表 1 不同孔隙度下的束缚水饱和度数据表

孔隙度 (%)	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	9.0	相关方程
	束缚水饱和度 (%)						
吸附法	64.1	56.5	49.9	44.0	38.9	30.3	$S_{wi} = 93.27e^{-0.1251}$
脱附法	66.0	54.0	44.0	36.0	30.0	20.0	$S_{wi} = 120.7e^{-0.2006}$
非稳态气驱水法	9.9	74.0	58.3	45.9	36.2	22.5	$S_{wi} = 191.77e^{-0.2382}$
综合三种	74.7	67.3	50.7	42.5	36.0	24.2	$S_{wi} = 121.27e^{-0.1685}$
测井法	100	78	72	60	48	35	测井计算

系储层束缚水饱和度测定是可行的,而综合三种方法得到的相关方程也能比较真实地反映该气田侏罗系储层中孔隙度与束缚水饱和度关系。

### 结论与认识

通过上述实验研究和分析,可以得到以下结论:

- 1) 吸附法、脱附法和非稳态气驱水法用于该气田侏罗系储层束缚水饱和度测定是可行的。
- 2) 束缚水饱和度与孔隙度之间呈负相关关系。即随着孔隙度的增加,束缚水饱和度降低。

3) 综合三种方法,可得到该气田侏罗系储层的孔隙度与束缚水饱和度相关方程:

$$S_{wi} = 121.27e^{-0.1685}。$$

### 参 考 文 献

- 1 张大奎,周克明. 封闭气与储层下限实验研究. 天然气工业,1990;10(1)
- 2 向阳. 油气储集层岩石特殊物理研究方法. 成都四川科学技术出版社,1994

(收稿日期 2001 - 12 - 08 编辑 黄君权)

and Development, Southwest Oil and Gas Field Branch, PCL). *NATURAL GAS IND.* v. 22, supplementary issue, pp. 107 ~ 109, 5/25/2002. (ISSN1000 - 0976; **In Chinese**)

**ABSTRACT:**The deviation factor of natural gas or condensate gas plays an important role in estimating gas reserves and is widely applied to the gas field development plan compilation and gas reservoir performance analysis as well as the processing, storage and transportation of natural gas. At present, the methods of determining the deviation factor of gas reservoir are mainly experimental determination, formula calculation and typical curve graphic determination and the formula calculation may be divided into two categories, i. e. empirical equation calculation and state equation calculation. In the paper, by means of a large number of experiments finished up for the common natural gas and the natural gas with high nonhydrocarbon content respectively, some change rules of the deviation factor natural gas are summarized and the experimental results are contrasted with the results calculated by empirical equations and software.

**SUBJECT HEADINGS:**Natural gas, Deviation, Factor, Laboratory, Method

**Zhang Dihong** (*engineer*), born in 1971, graduated in oil production engineering at the University of Petroleum (Beijing) in 1995. Now he is engaged in the research on fluid physical property and hydrate. Add:No. 1, Section 1, Fuqing Road, Chengdu, Sichuan (610051), China Tel: (028) 86015602

**EXPERIMENTAL RESEARCH ON IRREDUCIBLE WATER SATURATION**

Li Ning, Zhou Keming, Zhang Qingxiu and Tang Xiangui (Research Institute of Exploration and Development, Southwest Oil and Gas Field Branch, PCL). *NATURAL GAS IND.* v. 22, supplementary issue, pp. 110 ~ 113, 5/25/2002. (ISSN1000 - 0976; **In Chinese**)

**ABSTRACT:**In reservoir assessment, the irreducible water saturation is one of the important parameters of estimating reserves by volumetric method. An experimental research on the irreducible water saturations of the tight rock samples collected from the Jurassic reservoirs in one gas field was carried out by use of three methods - desorption method, desorption method and unsteady-state gas drive water method. In the paper, the experimental theory, methods and procedures are given out and the experimental results achieved by the three methods are analyzed and compared with. Through experiment it is shown that the irreducible water saturations measured with the three methods are identical to each other and have a negative correlation with

porosities. An equation expressing the correlation between porosities and irreducible water saturations of the Jurassic reservoirs in the gas field is derived from synthesizing the experimental results achieved by the three methods.

**SUBJECT HEADINGS:**Tight sandstone, Irreducible water saturation, Adsorption, Laboratory, Research, Desorption, Unsteady-state phase, Gas drive, Water

**Li Ning** (*female, engineer*), born in 1969, graduated from the Southwest Petroleum Institute in 1990. Add: No. 1, Section 1, Fuqing Road, Chengdu, Sichuan (610051) Tel: (028) 86015601

**EXPERIMENTAL RESEARCH ON CORE STRESS SENSITIVITY OF CARBONATE ROCK**

Jing Minxue and Yuan Xiaoling (Research Institute of Exploration and Development, Southwest Oil and Gas Field Branch, PCL). *NATURAL GAS IND.* v. 22, supplementary issue, pp. 114 ~ 117, 5/25/2002. (ISSN1000 - 0976; **In Chinese**)

**ABSTRACT:**The phenomenon of the decrease in reservoir rock permeability owing to the change in stress is called reservoir rock stress sensitivity. It is very important for studying reasonable producing system, well productivity maintenance and the laboratorial analysis of petrophysical property to investigate the rock stress sensitivity. In the paper, through core flowing experiment, the influences of these factors, as the steady time of fluctuating pressure, the amplitude of fluctuating pressure, the Klinkenberg permeability and the core void structure, etc., on the rock stress sensitivity of carbonate reservoir are analyzed, some properties of carbonate rock stress sensitivity are summarized and several experimental methods of studying the reservoir rock stress sensitivity are put forward, which provides experimental basis for the research and application of the reservoir rock stress sensitivity.

**SUBJECT HEADINGS:**Carbonate rock, Reservoir, Stress analysis, Core test, Permeability

**Jing Minxue** (*female, senior engineer*), born in 1965, graduated in oil and gas field development engineering from the postgraduate class of the Southwest Petroleum Institute in 1987. She has been engaged in the research on reservoir protection for a long time. Add: No. 1, Section 1, Fuqing Road, Chengdu, Sichuan (610051), China Tel: (028) 86015603

**EXPERIMENTAL RESEARCH ON THE FACTORS INFLUENCING NATURAL GAS HYDRATE FORMATION**