

油水饱和度及其测定方法

摘要：在油田的勘探和开发过程中，即需要了解原始地层的含油、含水饱和度，也需要了解经过开采后的地层含油、含水饱和度，确定现在的开发方案的有效性，以决定下一步的调整方案。油水饱和度有实验室测定和根据测井曲线推算的两种方法，实验室的测定结果，是权威性的。钻井密闭取心就是为了获取准确的含油饱和度资料的取心方法。

关键词：含油饱和度，含水饱和度，蒸馏抽提法，核磁共振法，离心法，密闭取心，弛豫时间

1、概念及方法

1.1 油水饱和度的概念

某种流体的饱和度是指：储层岩石有效孔隙中某种流体所占的体积百分数。它表示了岩石有效孔隙空间被某种流体所占据的程度。岩石中由几相流体充满其有效孔隙，流体饱和度的和为 1(100%)。

1.2 钻井取心

钻井取心的目的就是取全、取准地质资料，利用这些资料可以提高油气开采效率，提高综合地质研究水平，进一步探明油气储量。钻井取心可分为常规钻井取心和特殊钻井取心。常规钻井取心能够满足获取一般地质资料的要求，特殊钻井取心是针对不同的特殊需要设计的，保压取心和海绵衬筒取心可以用来获取更准确的含油饱和度资料，全密闭取心系统则专门用于改进疏松储层的取心质量，表 1、表 2 归纳了一些常规和特殊的钻井取心方法。

表 1 常规钻井取心方法汇总^[1]

取心内筒	岩心长度 (m)	特征
低碳钢	9.14~36.58	现成的岩心保存系统，适用于高温
低碳钢	0.46	为小半径取心装置设计
高强度钢	36.38~121.9	增加岩心筒的强度，包括额外的内筒和使外岩心筒稳定的装置
玻璃纤维	9.14~27.43	现成的岩心保存系统。可用于胶结储层，也可用于疏松储层。最高操作温度：普通树脂 121℃，高温树脂 176.7℃。
铝	9.14~27.43	现成的岩心保存系统。使用的最高温度：176.7℃。
带有塑料衬管的钢筒	9.14	现成的岩心保存系统。使用的最高温度：82.2℃，取心直径减少了 12.7mm。
带有玻璃纤维衬管的钢筒	9.14	现成的岩心保存系统。最高温度：121℃，取心直径减少了 12.7mm。
带有铝制衬管的钢筒	9.14	现成的岩心保存系统。最高温度：176.7℃，取心直径减少了 12.7mm。

表 2 特殊钻井取心方法汇总^[1]

取心系统	最大岩心尺寸*	特殊应用
保压取心	95.3mmx3.05m (34.5MPa) 63.5mmx6.1m (69MPa)	保压分析、流体饱和度、气体体积以及组分分析
海绵衬筒取心	88.9mmx9.1m	流体饱和度分析
密闭取心	101.6mmx18.3m	疏松地层取心
橡胶套筒取心	76.2mmx6.1m	疏松地层、裂缝地层以及砾岩地层取心
电缆回收取心	69.9mmx9.1m	不用起下钻柱的取心
电缆冲击井壁取心	25.4mmx44.5mm	钻井和测井后的取心
电缆钻井井壁取心	23.9mmx44.5mm	钻井和测井后的取心
井壁取心器	63.5mmx3.05m	钻井和测井后取得的岩心

*注：因为钻井技术和取心技术的发展，可取岩心的最大尺寸可能略有变化。

保压取心能够在保持油藏压力的情况下取得岩心，是公认的获得岩心含油饱和度的最好办法，在取心的同时，也采集了油藏流体。保压取心特别适用于提高采收率方案的可行性评价及煤田甲烷气含量的估算，但是因为取心费用和工艺的问题，目前国内还没有大规模开展；海绵衬筒取心系统是为了提高岩心含油饱和度的精度而发展起来的，其优点是测取的含油饱和度精度高，并且操作费用比保压取心低。

目前国内采用的密闭取心方法可以适用于固结和疏松地层的取心，但不能达到保压的要求。在国内现有条件下，虽然尽可能地采取了保证地层原始状态的措施，但最后得到的结果还都是岩石中的残余油水饱和度。

1.3 油水饱和度测量方法及其适用性

油水饱和度的测量，目前有以下 7 种方法：

①常压干馏法；②蒸馏抽提法（全直径岩样、柱塞岩样、不规则岩样）；③保压岩心分析法；④溶剂冲洗法；⑤海绵衬筒取心法；⑥含石膏的岩心分析方法；⑦煤样分析法。

这些方法可用于不同物性、不同尺寸以及用不同的取心方法获得的岩心样品。柱塞岩心是指在用全直径取心装置取出的岩心上钻取、制备的岩样。表 3 是岩石类型以及推荐的流体饱和度测量方法。

表 3 常用的饱和度测量方法^[1]

岩石类型	推荐的测定方法
胶结的碎屑岩、碳酸盐岩	a,b,c,d,e,f
疏松岩石（含轻油）	c,d,e
疏松岩石（含重油）	c,c(*),e
溶洞性碳酸盐岩	b,d,e,f
裂缝性岩石	a,b,d
含粘土的岩石	a,c(*),e
蒸发岩	g,e
低渗透岩石	a,b,c,d,e,f
煤	h
页岩	a,b,c
油页岩	a,(*)
硅藻土	c,e

注：a—常压干馏法；b—蒸馏抽提法（全直径岩心）；c—蒸馏抽提法（柱塞岩样和非规则形状的岩样）；d—保压岩心分析法；e—溶剂冲洗法/Karl Fischer；f—海绵衬筒取心法；g—含石膏的岩心分析方法；h—煤样分析法；（*）—修改的方法

目前国内的分析方法，普遍使用的是蒸馏抽提法，因为此方法分析误差小，操作简便，对岩心的形状没有要求，适用于砂岩岩心的测量。

影响流体饱和度准确性的因素很多，为使取心样品中的流体饱和度及其分布与储层取心之前一致，就要进行储层评价。在取心、岩心保存以及运输阶段，经常会使流体成分及其分布发生改变；实验室内岩样处理、加工以及检测过程中也会使流体的成分及其分布发生进一步的变化，所以在岩心分析报告中的最终流体饱和度的影响因素是十分复杂的，流体饱和度还可能会改变岩心的润湿性，影响岩心的进一步分析。

2、蒸馏抽提法的具体操作

目前国内实验室主要应用蒸馏抽提法。蒸馏抽提法适用于岩心柱塞样品和非规则形状的岩心，柱塞岩心的规格是 $\Phi 2.5\text{cm} \times 2.5 \sim 5.0\text{cm}$ 。

蒸馏抽提法分析测定流体饱和度的方法是把岩样中的水蒸馏出来：利用溶剂把岩样中的油抽提取干净，加热溶剂使其中的水份蒸发，然后把水蒸气冷凝下来，并收集在一个经过校准的集液管中；把洗净油的岩样放在烘箱中烘干，称重，通过质量差来确定岩样中油的含量和体积。

用于准备岩样的流体必须与切割全直径岩心时所用的流体（泥浆）相配伍，以保证用油基（或水基）泥浆取心的岩样的残余油水饱和度不变；对于冷冻的油砂样品必须用液氮作为冷却液。在切割岩样两个端面之后，将岩心上多余的流体及时擦去，在擦拭过程中，不能使用类似海绵那样的东西，以免把岩样有效孔隙中的流体吸出来，只能用没有吸附性的清洁布轻轻地擦去岩样表面的流体；岩样要在分析天平上称重，精确到毫克（0.001g），完成称量后应立即把岩样装到仪器中，或者储存到一个容器里。储存的时间要尽量短，以防止流体的损失。在每一个环节称重的目的就是确保清楚每个环节岩样的质量损失。

全直径岩心的蒸馏抽提的过程至少要进行 48 小时。每天观测液面，只有当收集到的水的体积在 24 小时内没有变化，蒸馏抽提过程才可以结束。普通岩心柱塞样品进行 6~8 小时即可。根据岩样的大小和渗透率来决定蒸馏抽提时间，但必须保证所用的溶剂能够将所有的油从整个柱塞岩样中抽提出来。用氯代甲烷在紫外光源下观察岩心清洗的效果，直到没有荧光（没有残余油）为止，洗油结束。分析使用的仪器设备如图 1，其中集液管的刻度为 0.02ml，读数精度为 0.02ml。



图 1 蒸馏抽提法测量油水饱和度的装置

岩样烘干到恒重，岩心滤杯和岩心样品可能破裂掉碎片、岩心颗粒会损失、含有高矿化度盐水的岩样表面会掉下沉淀的盐，如果没有考虑这些因素，就会引起测试误差。对于有沉淀盐的岩样，应使用甲醇或类似的溶剂把盐除掉，然后烘干称重，用总的液体质量损失减去收集到的水量，就是从岩样中洗出来的油量。

3、蒸馏抽提法油水饱和度的计算

油水饱和度的计算方法，目前有质量法和体积法两种，常用的是用体积百分数表达油水饱和度。

4.1 油水的质量百分含量

质量分析法的计算和表述

$$\text{Water} = \frac{W_w}{C_w} \times 100 \quad (1)$$

或者是

$$\text{Water} = \frac{V_w \times \rho_w}{C_w} \times 100 \quad (2)$$

$$\text{Solid} = \frac{C_w d}{C_w} \times 100 \quad (3)$$

$$\text{Oil} = \frac{C_w - C_w d - W_w}{C_w} \times 100 \quad (4)$$

式中: W_w —水的质量, mg;
 C_w — 岩心样品的原始质量, mg;
 V_w — 水的体积, ml;
 ρ_w — 水的密度, g/cm^3 ;
 C_{wd} — 干岩心样品的质量, mg;
 ϕ — 岩样的孔隙体积, %;
 M_o — 油的质量, mg;
 ρ_o — 油的密度, g/cm^3 ;
 V_c — 岩心的体积; ml。

4.2 油水饱和度

一般用流体在岩心有效孔隙体积中所占的百分数来表示饱和度, 因此还需要知道岩样的有效孔隙度、水的密度(当前环境)和油的密度(当前环境), 如果地层水的矿化度较高, 水的密度必须校准。最后结果如(5)、(6)式计算:

$$S_w = \frac{V_w}{\phi \times V_c} \times 100 \quad (5)$$

$$S_{or} = \frac{W_o / \rho_o}{\phi \times V_c} \times 100 \quad (6)$$

式中: $M_o = C_w - C_{wd}$

S_w —含水饱和度 %

S_{or} —残余油饱和度 % $\frac{\text{干岩心样品的质量}-\text{水的质量}}{\text{干岩心样品的质量}}$

油的密度最好是取用本井的原油密度值, 如没有本井的数据, 可用同区块的、同层位的邻井原油密度或者平均密度代替, 产生的误差一般在允许范围内。

岩样中液体的有效孔隙体积百分含量精确到 0.1%。

知道了含盐量和盐水的密度, 利用由蒸馏得到的水体积, 计算岩样中盐水的体积:

$$V_{br} = \left(\frac{V_w * \rho_w}{\rho_b} \right) \left[\frac{1000000}{1000000 - C_s} \right] \quad (7)$$

式中:

V_{br} —盐水的体积, 对应于从岩样中收集到的蒸馏水的体积, cm^3 ;

V_w —从岩样中收集到的蒸馏水的体积, cm^3 ;

ρ_w —蒸馏水的密度, g/cm^3 ;

ρ_b —浓度为 C_s 的地层水的密度, g/cm^3 ;

C_s —地层水浓度, mg/L。

$$C_s = \frac{1000000 \times \text{盐的质量}}{\text{盐水的质量}}$$

4、蒸馏抽提法的优缺点

4.1 优点

- (1) 水的量测定很准确, 数据可精确到 0.02ml;
- (2) 岩样不会损坏, 可以进行下一步的实验; 但是润湿性可能会改变, 一些含有黏土(例如蒙脱石)矿物或石膏($CaSO_4 \cdot 2H_2O$)的岩石结构也会改变;
- (3) 所用的实验温度相对较低, $\leq 110^\circ C$;
- (4) 操作简单。

4.2 局限性

(1) 由于下列原因可能会使水的测量误差变大。

- ①大气湿度较大时，空气中的水份会混入其中，可以用装有干燥剂的支撑管来避免；
- ②当抽提仪与冷凝器的水循环系统没有组装好时，岩样中的水份可能在室温下就开始蒸发了，要尽量缩短岩样的暴露时间，把仪器提前组装好；
- ③水滴会粘到侧管或者冷凝器不清洁的玻璃壁上，彻底清洁玻璃仪器，用不亲水的鹅毛刷把挂壁的水珠弹到集液管中；
- ④地层水（含盐的有效孔隙水）中的盐会沉淀在岩心中，导致物性发生很大变化，可以用甲醇清洗；
- ⑤当总矿化度超过 20000mg/L 时，应该进行盐水密度的校正；
- ⑥岩样没有完全烘干，保证烘干的时间和温度；
- ⑦玻璃仪器接头处不密封，或者蒸馏温度太高，或者循环水流动不充分，导致水损失；
- ⑧只有岩样质量接近 0.1mg 时，才考虑空气浮力的作用；
- ⑨蒸馏时间不充分；
- ⑩如果岩样中含有大量的石膏或蒙脱石黏土，测得的含水饱和度会偏高；如果油藏中含有水化水，在蒸馏和烘干过程中被除掉了，那么孔渗数据就会发生变化；
- ⑪如果未知原油的密度，那么在计算中就会导致误差，因为在计算中假定了一个原油密度值，如有本井的原油样品，需要做一个原油密度分析，取得其密度值；

(2) 油的体积是通过计算得到的，并不是直接测量的，由于下列原因，可能产生误差：

- ①从岩心中收集的水量不准确，增加或减少了；
- ②岩心颗粒损失；
- ③洗油不彻底；
- ④烘干时的温度高于蒸馏时的温度，可能将水化矿物中水除掉，从而增大了油体积；
- ⑤岩石的润湿性可能会改变；
- ⑥粘土矿物的结构发生改变，从而使渗透率的测定不准确。

(3) 准确性和数据校正

经常检查水测量的准确程度，以确保测定结果的偏差很小。

对于质量法，把一定量的水加入抽提仪，再与蒸馏砂岩相同的条件下进行蒸馏得到的水量作图，由于仪器的冷凝效率不同，水体积的校准系数可能会不同，具有代表性的值如下

$$\text{校正过的水质量} = (\text{水的质量} \times a) + b \quad (8)$$

式中 a、b 为校准方程的斜率和截距。

对于体积法，用一个校准的玻璃量筒，把已知体积的水移入水捕集器里，捕集器的最大误差为 0.02ml，如有必要，可计算出体积校准系数，对结果进行校准。

(4)、几个常见问题

现在应用的密闭取心技术，就是要最大程度的保证岩心的代表性，最大程度的保证油气水的原始饱和程度，所以，密闭取心取得的油气水饱和度，是最接近地层原始状况的的油气水饱和度，但是因为一些工程、测试等的因素，对检测数据的准确性产生了影响，主要有以下几个因素：

- ①密闭取心的密闭率不能达到 100%，从而造成钻井泥浆液体或密闭液不同程度地侵入所取岩心内部，破坏了岩心内部原始的油、水饱和度；
- ②地层原油含气量比较大，岩心出筒后，由于压力的迅速降低，岩心中的气体组分和原油中的轻质组分会不同程度逸出岩心，造成饱和度的损失。
- ③岩心出筒后，随着岩心围压大幅度下降，地层条件下的岩石原始有效孔隙体积必然有不同程度的增大，在饱和度计算时，会不同程度的减小油水饱和度数据结果；

④岩心从取样到进入仪器进行分析的过程中，尽管采取不同的措施和方法来确保岩样中的油、水和岩石处于稳定的原始状态，也难免保证岩样中的油、水和岩石不发生任何变化，这种变化是多因素交互作用的结果，在不同情况下，这种过程会导致样品中油、水饱和度检测结果较原始状态下的真实值的减少或增加，增减的幅度取决于多因素交互作用的幅度大小。

5、核磁共振法

5.1 岩样核磁共振检测参数

岩样核磁共振检测可以得到孔隙度、含油饱和度、含水饱和度、束缚水饱和度和可动水饱和度等五项参数，通过测得的孔隙度和束缚水饱和度，借助于经验公式可定量计算获得岩样渗透率，利用这六项参数可以对储层物性作出分类评价，识别油水层，对油水层级别作出解释评价。

5.2 岩样核磁共振检测原理

核磁共振岩样分析技术检测的对象是岩样(岩心、岩屑及井壁取心等)孔隙内流体(油或水等)中的氢原子核(H1)。在特定的条件下，氢原子核与磁场之间会发生强烈的相互作用(即共振)，利用此特性，可以检测到流体的核磁共振信号强弱及 T2 弛豫时间大小。流体的核磁共振信号强弱和 T2 弛豫时间大小中包含着丰富的油层物理信息。首先核磁共振信号强弱对应于流体量，流体的总量(油+水)对应于岩样孔隙度，同理含油量对应于含油饱和度，含水量对应于含水饱和度。其次 T2 弛豫时间大小反映流体受岩石孔隙固体表面的作用力强弱，对于水相而言，T2 弛豫时间大小主要取决于表面弛豫时间即固体表面作用力。小孔隙内的水(如粘土束缚水、毛管束缚水)及大孔隙表面的水受固体表面的作用力强，为束缚水，T2 弛豫时间短，反之，大孔隙内与固体表面不是紧密接触的那部分水受固体表面的作用力弱，处于自由可流动状态，为可动水，T2 弛豫时间长，因此利用束缚水与可动水之间的 T2 弛豫时间差异，采用核磁共振技术能够定量检测岩样内的束缚水饱和度和可动水饱和度。最后利用测得的孔隙度和束缚水饱和度，借助于经验公式可定量计算获得岩样渗透率，计算公式如下。

岩样渗透率计算经验公式

$$K = \left(\frac{\Phi}{C}\right)^4 \left(\frac{100 - S_{wi}}{S_{wi}}\right)^2 \quad (7)$$

其中：K—渗透率 ($10^{-3} \mu m^2$)

Φ ——孔隙度，%；

S_{wi} ——束缚水饱和度，%；

C——待定系数，含油砂岩岩样通常取 10，无量纲。

6.3 检测方法

(1) 样品录取与保存。为尽量降低岩样内的油、水损失及外来液体挤入对检测结果的影响，岩心出筒后应尽快取样，从全直径岩心内部取样，样品取到后应尽快做核磁共振检测，核磁共振检测前岩样在密封保湿条件下保存。

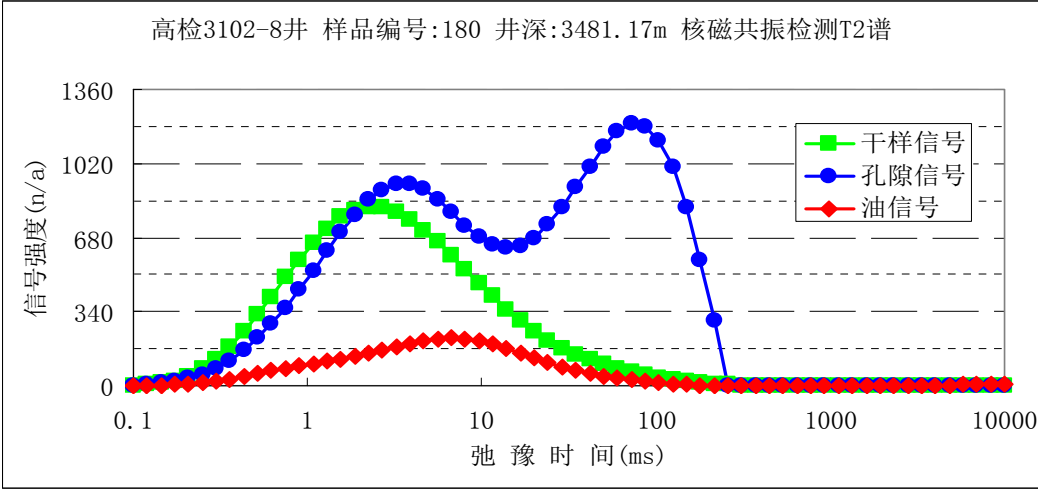
(2) 第一次核磁共振测量。对初始状态下的岩样进行核磁共振测量，测得该状态下油+水的核磁共振 T2 谱(图 3 (a)、(b) 中的绿色曲线)；

(3) 岩样到达地面后，油、气、水逃逸外溢以及体积收缩等原因会导致岩样孔隙不同程度亏空，用抽真空的方法抽出岩样内的空气，使岩样的孔隙空间内充满液体(采用饱和盐水重新饱和岩样)。对饱和状态下的岩样进行第二次核磁共振测量，测得该状态下油+水的核磁共振 T2 谱(图 3 (a)、(b) 中的蓝色曲线)；

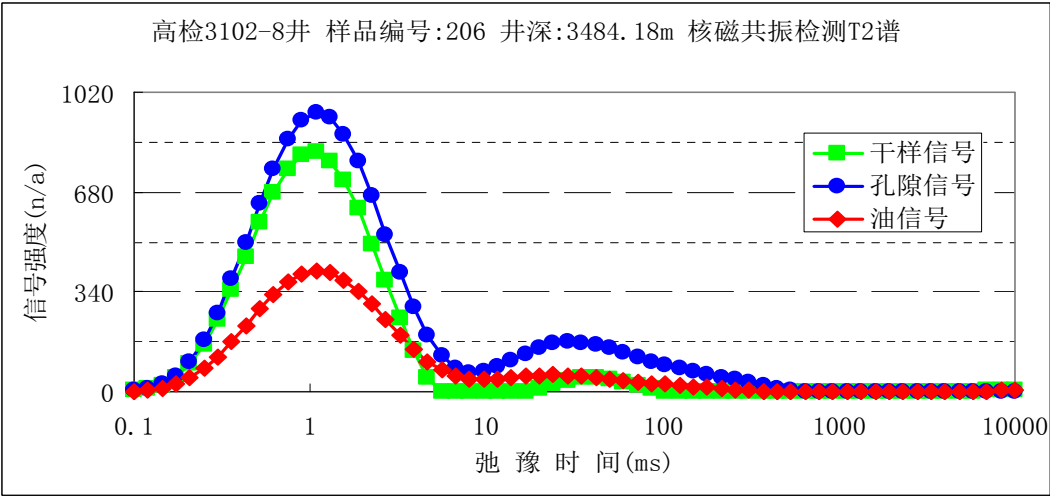
(4) 第三次核磁共振测量。用 $MnCl_2$ 水溶液浸泡岩样，锰离子扩散进入岩样内的水相中后，消除了水相的核磁共振信号，此时进行第三次核磁共振测量，只测量油相的核磁共振信号，测得该状态下油的核磁共振 T2 谱(图 3 (a)、(b) 的红色曲线)；
油+水的总核磁共振信号减去油相的核磁共振信号即为水相的核磁共振信号。



图 2 核磁共振法的仪器和计算机。



(a) 流体损失大的岩石样品



(b) 流体损失小的岩石样品

图 3 岩石样品核磁共振谱图

在核磁共振结果（图 3（a）、（b））中共有三条曲线，红色的曲线是屏蔽掉岩心样品中的水信号后测得的含油的核磁共振曲线，利用这条曲线，得到含油饱和度；绿色的曲线，代表的是原始岩心样品的油水的饱和度；蓝色的曲线，代表的是原始含油水的岩心样品经过抽空，即把岩心中未充满油和水的气隙空间中的空气抽空，然后再把这部分空间饱和盐水之后，再进行测量得到蓝色核磁共振曲线，它代表原始岩心中的油和水之和再加上抽空饱和后的盐水，三者之和理论上等于 100%（也就是相当于岩心中全部孔隙体积之和），减去含油饱和度以后，就是岩心样品的含水饱和度（原始岩心中的水加上抽空饱和后新增加的水）；

当所取岩样非常新鲜或岩样的岩性比较疏松而不用或不能进行抽空饱和时，可以认为原始样品中油和水比较饱满（即使没有达到完全 100%饱满，也把该样品的含油和含水之和当成 100%），可不经抽空饱和盐水这一环节，直接开展核磁共振检测，这样曲线图上只有蓝色和红色两条曲线（图 4），蓝色代表全部岩心孔隙体积之和（相当于原始岩心样品中油水之和充满全部孔隙，总饱和度为 100%）；红线代表原始岩心样品中的含油饱和度（是假定油水充满全部岩心孔隙的情况下含油饱和度，即使没有全部充满岩心，理论上也按 100%计算，这样实际含水饱和度被不同程度放大），蓝色和红色之差就是被不同程度放大的原始岩心样品中的含水饱和度。

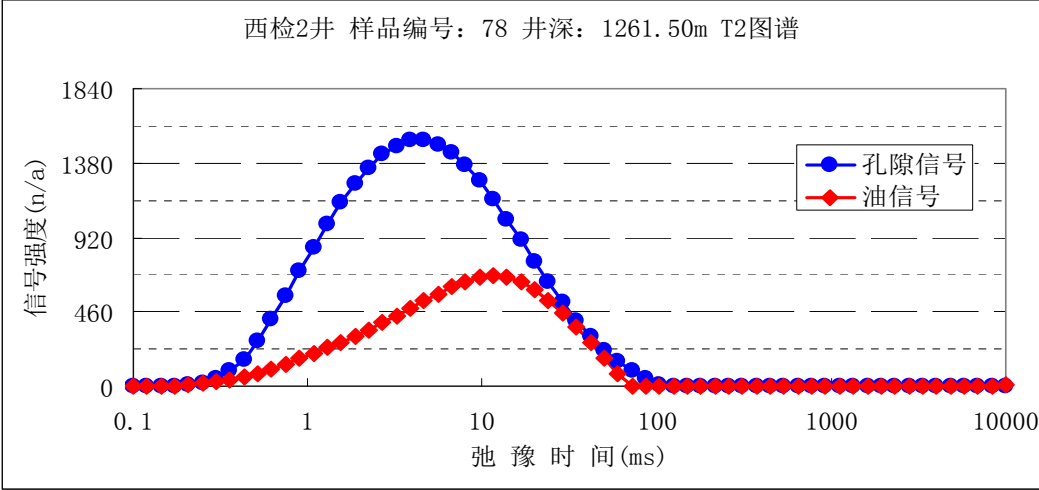


图 4 疏松岩心岩石样品的核磁共振谱图之三

在核磁共振谱图三（a）、（b）上，可以看出岩心样品中原始油水饱和度（绿线）与抽空饱和盐水后的油水饱和度（兰线）之间的空间为新增加的饱和盐水的饱和度，这部分可以认为是原始岩心中挥发掉的水分、可能的含油轻质组分和天然气以及原始岩心中在地层状态下就可能存在的未被油水等流体充满的孔隙空间。这个空白越大，越说明逸散的流体成分越多，流体饱和度的偏差越大。

5.4 核磁共振测量成果应用

根据孔隙度、渗透率、束缚水饱和度三项参数，参考储层物性分类评价标准（见表 4）。可以粗略地对岩样的储层物性做出分类评价：

表 4 储层物性分类评价参考标准

孔隙度 %	渗透率 mD	束缚水饱和度 %	储层分类
小于 8	小于 0.1	大于 85	五类(干层)
8~12	0.1~1	65~85	四类
12~16	1~10	50~65	三类

16~20	10~100	35~50	二类
大于 20	大于 100	小于 35	一类

根据含油饱和度、可动水饱和度两项参数，依据油水层级别解释评价参考标准（见表 5）。

对所测岩心油水层级别作出解释和评价。

表 5 油水层级别解释评价参考标准

含油饱和度%:可动水饱和度%	油水层级别
大于 7:3	油层
7:3~6:4	含水油层
6:4~4:6	油水同层
4:6~3:7	含油水层
小于 3:7	水层

6、实际应用效果分析和几种测量方法的对比

表 6 给出了同一个样品，用不同取样方法、不同分析方法得到的饱和度数值。

表 6 不同分析方法、不同取样方法的测量结果对比

井号及样品深度	岩性描述	取样方法	分析方法	含油饱和度	含水饱和度	饱和度之和
****井 3481.17m	饱含油砂岩	液氮钻取	蒸馏抽提法	30.0%	8.9%	38.9%
			核磁共振	17.58%	82.42%	100%
****井 3484.18m	油浸钙质砂岩	液氮钻取	蒸馏抽提法	47.7%	19.4%	67.1%
		液氮钻取	核磁共振	49.09%	50.92%	100%
		现场取样	蒸馏抽提法	0.6%	84.7%	85.3%

从表 6 中可以看出，蒸馏抽提法测得的含水饱和度明显偏低，这就说明在取样、制样过程中油、气、水的散失，差异的大小说明散失的程度。核磁共振法的原理和方法，如前所述，根据 T2 弛豫时间，计算出含油饱和度，再用 100%减去含油饱和度，就是含水饱和度，理论上认为流体是充满有效孔隙体积的，即流体饱和度之和为 100%。

从表 6 中还可以看出，水分的散失是比较严重的，这表明了从岩心出筒到样品进入实验室进行分析的过程中，流体的散失是比较严重的。另外一块样品：3484.18m，现场取样的饱和度值与蒸馏抽提法以及核磁共振法分析所得各项饱和度值差别很大，合理的解释就是：三个方法所取样品虽然都是同一深度，但不是一块样品，考虑到岩石的不均质性和油浸砂岩中原油分布的不均匀，导致三种方法所取样品本身的岩性和含油量就有差异，从而造成测试结果的不一致性。

蒸馏抽提法得到的含水饱和度包括可动水饱和度和一部分不动水饱和度，核磁共振法得到的饱和度是根据弛豫时间谱的 T2 值推算的含水饱和度、含油饱和度和束缚水饱和度。对于束缚水饱和度，目前还有用离心法测量的，离心法原理是利用离心力，将岩心中的可动水甩出，余下为不可动水，具体实验步骤是：第一、将岩心样品充分洗油至干净；第二、彻底干燥岩心样品；第三、测量岩心的气体孔隙度和气体渗透率；第四、抽真空饱和盐水，利用湿重与干重差计算孔隙度(水测孔隙度)；第五、4. 测量饱和水状态下的核磁共振 T2 弛豫时间，第六、5. 在最佳离心力(砂砾岩为 200psi)下，对岩心进行离心实验和核磁共振 T2 弛豫时间的测量，利用离心前后岩心重量的变化，可计算获得岩心束缚水饱和度，也可利用离心前

饱和水状态下的 T2 谱和离心后束缚水状态下的 T2 谱，确定出束缚水饱和度，由于离心力大小与岩心喉道半径大小相对应，200psi 大小的离心力对应的岩心喉道约为 0.1 微米。

图 5 为某砂岩岩心饱和水状态下和离心后核磁共振 T2 谱的频率分布，对比离心前后 T2 谱，可直观看出离心前后岩心内水在孔隙中的分布，也可计算获得岩心束缚水饱和度，称重法计算岩心束缚水饱和度过程中，可能会有岩心掉渣等问题，计算得到的束缚水饱和度可能会有一定偏差。

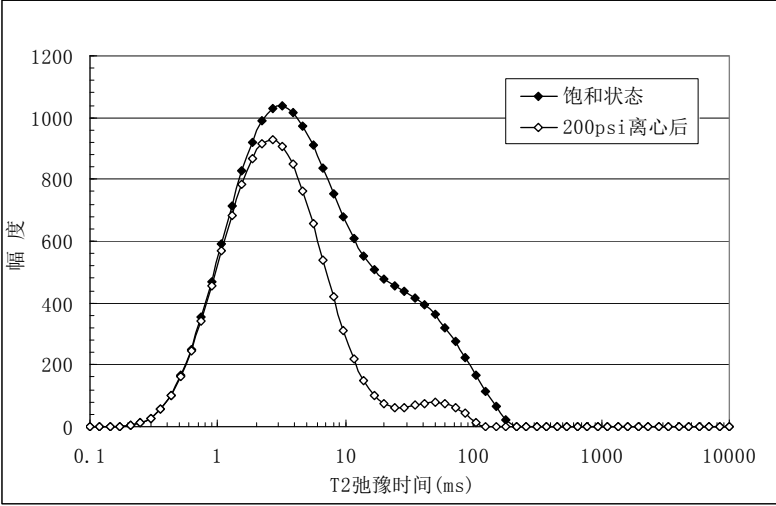


图 5 某砂岩岩心饱和水状态下和离心后核磁共振 T2 谱的频率分布

这种测量方法也是有一定误差的：首先由于岩心围压的降低，引起孔隙半径的增大，其中本来是不可动水的，变成可动水，增大了含水饱和度，使束缚水饱和度减小；其次，离心力大于地层压力或毛管压力，使不可动水甩出，也会使束缚水饱和度降低。目前离心法测量束缚水饱和度，只是一种研究手段，没有相应的国标、部标或行业标准。

纵观各种实验方法，得到的含油、含水饱和度，都是有一定误差的，这与实验方法本身有一定的关系，与岩心样品更有着直接的关系。从理论上来说，蒸馏抽提法是实验误差最小的，但是从岩心出筒到岩心进入仪器进行分析，总会有流体的损失，岩石的孔隙体积是不变的或者增大的（岩心围压的降低），含油、含水饱和度之和就不是 100%；核磁共振法测量的含油、含水饱和度是根据经验 T2 值来推算，有一个普适的经验 T2 值，如果要精确地测量 T2 值，就要对本地区进行大量的核磁共振实验，找到合适的 T2 值；离心法也同样具有不可避免的误差。

7、结论

全密闭取心就是为了获得油藏条件下准确的含油含水饱和度而设计的取心方法，是目前普遍应用且比较容易操作的取心方法；至于测量误差，由于影响的因素繁多，不能以一个测量结果，得出结论，而要结合相关地质资料和其它实验结果进行综合分析和判断，得出正确的解释结论。

- 1、 在全面分析了测量油水饱和度的方法之后，总结了可能引起误差的相关因素：密闭取心的密闭率高以及密闭液本身不侵染岩心是油水饱和度数据准确的保证；
- 2、 如果地层条件下原油的油气比大，岩心到达地面后造成流体损失的可能性就大；
- 3、 岩心从出筒到进入仪器进行分析的过程中，流体有不同程度的散失；
- 4、 实验过程本身可能出现的流体散失；
- 5、 由于压力和温度的改变，引起岩心孔隙体积不同程度的增大；

- 6、弛豫时间 T_2 值的合适与否；
- 7、岩石物性的影响，低孔隙度的样品的误差，比较高孔隙度样品的大；
- 8、取样方法的问题（液氮、压缩空气、现场取样等）。冷却剂的使用，会不同程度的造成流体损失：液氮的挥发问题（从 -197°C 到液氮挥发完全）和压缩空气的湿度与岩心样品的湿度不一致；同一深度取样位置的不一致性造成岩性的不一致性和含油的均匀性等问题，有待进一步研究。

附注：弛豫时间的概念

处在稳定外磁场中的核自旋系统受到两个作用，一个是磁场力图使原子核的磁矩沿着磁场方向就位，另一个是分子的热运动力图阻碍核磁矩调整位置。最后磁矩与稳定磁场重叠并达到一个动态平衡，此时沿磁场方向的磁化强度最大，而与磁场垂直方向的磁化强度平均为零。如果原子核系统再受到一个不同方向的电磁场作用，磁化强度就会偏离原来的平衡位置，产生与原磁场方向垂直的横向磁化强度，同时与原磁场平行的纵向磁化强度也将减小。当这个电磁场去掉之后，核系统的不平衡状态并不能维持下去，而要向平衡状态恢复。原子核从激化的状态回复到平衡排列状态的过程叫弛豫过程。这个过程遵循指数变化规律，其时间常数称为弛豫时间。

弛豫过程所需的时间叫弛豫时间，即达到热动平衡所需的时间。热动平衡 即因热量而导致的动态平衡。弛豫时间有两种即 T_1 和 T_2 。 T_1 为自旋~点阵或纵向弛豫时间,纵向磁化强度恢复的时间常数 T_1 称为纵向弛豫时间(又称自旋~晶格弛豫时间)。 T_2 为自旋~自旋或横向弛豫时间,横向磁化强度消失的时间常数 T_2 称为横向弛豫时间(又称自旋~自旋弛豫时间)。核磁测井主要通过研究岩石孔隙中流体的弛豫过程了解岩石的储集特性。因此，弛豫时间是核磁测井研究的主要参数。

束缚水饱和度

从油气运移角度考虑，当油气从生油层运移到砂岩储层时，由于油、水、气对岩石的润湿性差异和毛细管力的作用，运移的油气不可能把岩石孔隙中的水完全驱替出去，会有一定量的水残存在岩石孔隙中。这些水多数分布和残存在岩石颗粒接触处角隅和微细孔隙中或吸附在岩石骨架颗粒表面。由于特殊的分布和存在状态，这一部分水几乎是不流动的，因而被称为不可动水。又由于这部分水的存在与分布明显受固体性质影响，所以也称为束缚水或残余水，相应的饱和度称为束缚水饱和度。

主要参考书目：

- 1、中华人民共和国石油天然气行业标准 SY/T 5336-2006 《岩心分析方法》
- 2、《石油地质实验手册》 高瑞琪、孔庆云、辛国强、黄福堂等，黑龙江科学技术出版社 1992 年 1 月
- 3、《油气储层评价技术》 裴弈南、薛书浩等，石油工业出版社，1997 年 5 月