

吐哈录井技术在油田勘开发中的应用

从吐哈地区目前录井技术现状来看，各种录井方法均能从不同方面、不同程度反映井筒地质信息，实时地为油气层监测提供最佳服务。通过这几年的研究分析，我们认为利用综合录井仪，通过随钻地层压力、钻井液、气体色谱参数实时监测再结合常规地质、地化、QFT、PK、OFA、热解气相色谱录井技术，均能较好地完成油田勘探开发中的油气层监测与评价任务。为油气勘探开发和钻井施工提供决策依据

一、油气实时监测与评价

(一)、常规地质录井

主要是取全取准岩屑、岩心资料和荧光录井资料。这是现场地质录井鉴别油气显示的最基本方法，也是最基础、最直观的方法。其以岩屑、岩心为实物，以闻油气味、看颜色、看结构、看构造；浸水试验、滴水试验、荧光直照、滴照、浸泡、系列对比等为手段划分含油级别，快速准确地判断油气显示。

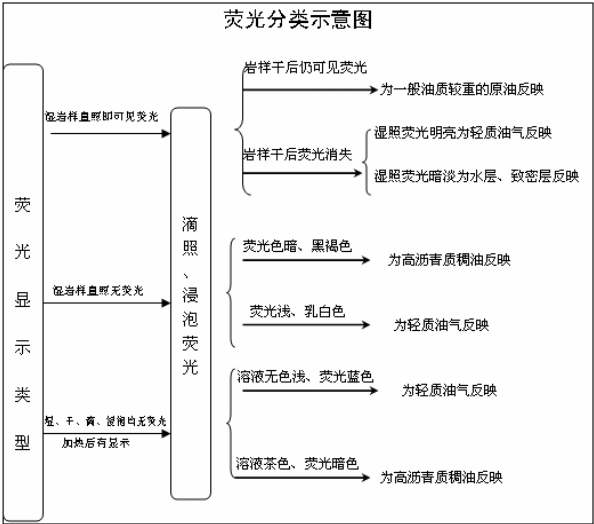
岩屑录井

岩屑录井是油田地质工作的基础，任何探井均需要进行岩屑录井。它是建立地层剖面、了解地层层序、岩性组合、油气水显示的重要手段。捞取岩屑应首先观察有无油气味及冒气泡和油花现象，发现有气泡和油花处，立即挑选出含油岩样来，擦净保存，以便进行荧光检查和描述用。在洗样时不能冲洗，放水时不能溢出砂样盆，以防含油岩屑冲漂丢失，放水满过岩样即可进行轻晃漂洗。选样时也要观察有无冒气泡和油花现象，一但发现立即取出油砂样保存。在挑样描述时，应综合分析各种资料，包括区域地质资料、邻井资料，在预计油气层段均要仔细观察挑选砂样，注意有无油气味。对岩屑表面呈黄色、浅黄色、黑色、褐色、棕褐色的砂样均要挑选出来进行详细的荧光检查。

荧光录井

荧光录井是录井现场工作的重点。其方法是样品放在紫外光下观察样品的荧光颜色和强度，进而确定其是否含油。在现场其又分为荧光直照、滴照、浸泡、系列对比五过程。虽然这种方法仍在使用，但受人为因素的制约较明显，其原因在于许多

石油其荧光都超出肉眼的观察范围。众所周知，吐哈的原油主要为轻质油(凝析油)及稠油。对于轻质油(凝析油)其在紫外线下荧光的最大强度已超出肉眼的观察范围；对于稠油，由于油质较重，容易产生“消光”现象，因而对于一些荧光显示较差或肉眼观察不到荧光的油层，随时可能在录井中漏失，从而影响了油田的勘探开发，造成难以估量的损失，为此推广应用新一代荧光录井技术(QFT、OFA)势在必行。



吐哈油田油层岩心、岩屑、荧光录井特征表

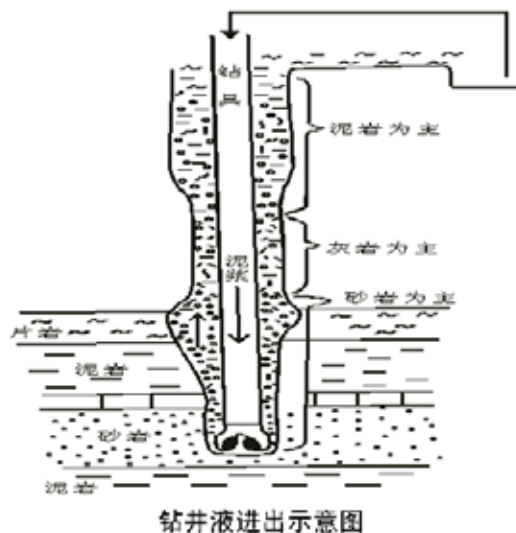
原油性质 项目	稠 油 油 层	轻质油、气层
系列对比	10~15 级	7~10 级
滴水	不渗~缓渗(3~5 级)	渗~缓渗(1~4 级)
油味	无~淡淡的油气味	较浓的油气味
荧光直照 (干湿照)	无~微弱的荧光显示 (油质较重, 产生消光现象)	乳白、乳黄、蓝白、亮黄、金黄色, 呈点状、斑块状、片状等
浸水	无气泡	强烈气泡
颜色	以灰黑色、黑色为主, 次为深灰色、 灰色、灰褐色	以灰色、浅灰色为主, 次为绿灰色 灰黄色
岩性	以细砂岩为主, 泥质胶结, 疏松	以中、细砂岩为主, 泥质胶结, 致 密~疏松
盐霜(岩心)	舌感有咸味, 部分岩心放置一段时间, 可见白色盐霜, 厚达: 0.05~2mm	舌感无或有较淡咸味
含油级别	油斑~富含油	荧光~油浸
荧光滴照	荧光颜色呈棕黄色、棕褐色、褐黄色 均匀斑块状	乳白、乳黄、蓝白、亮黄、金黄色、 呈点状、斑块状、片状等
浸泡液荧光颜色	黄褐色、棕褐色、亮黄色	乳白、乳黄、蓝白、亮黄、金黄色
浸泡液本色	棕褐色、黄褐色、褐色	无色或呈淡黄色、黄色
原油性质(观察)	黑色, 粘稠, 呈团块状, 污手, 不易 挥发	淡黄色~黄色, 易挥发

(二)、综合录井

发现和评价油气层是综合录井在钻井地质方面最主要的作用之一。综合录井仪所配备的各种测量仪器可以在录井现场连续实时地对钻时、气测全量(全烃)、组分、二氧化碳、氢气、硫化氢等气体及钻井液性能变化参数进行采集处理, 并可根据计算机软件对发现的碳氢化合物进行分析评价, 确定其有无生产价值。与此同时, 结合岩屑荧光、含油产状、油气味、泥浆密度、温度、电导率和进出口排量等参数的变化, 综合解释提出评价报告, 供地质等有关人员使用。

钻井液录井

钻开油气层, 油气层中的油和气, 将扩散到井筒内, 混入钻井液中, 并随着钻井液带至地表。现场地质工作者可以通过钻井液录井, 即观察槽面油气显示情况, 有无油花、气泡、占槽面百分比, 有无油气味、硫化氢味, 槽面上涨高度、下降情况, 并随钻测量钻井液性能变化情况, 可即时发现油气层。平衡钻进时, 槽面将可以观察到少量油花、气泡, 钻井液相对密度下降、粘度上升。当钻井液液柱压力小于地层压力时, 槽面将会出现大量气泡, 液面将大幅度上涨, 甚至造成井涌、井喷; 如果钻井液柱压力大于地层压力, 将会压死油气层, 甚至造成井漏。94 年在台南凹陷第一口井艾参 1 井的钻探中, 在井深 2142m 时, 综合录井监测到气测异常, 全烃由基值上升至 0.003, 并出现组分至 C₃, 判断有油气显示。随后发现电导率由 30 增高了 200, 泥浆池面也略有上升, 泥浆性能分析 CL⁻ 含量由 6000mg/L 增至 23300mg/l。预报有油气显示并初步判断为含油水层, 后经取心证实有较好的稠油显示, 试油证实为含油水层。



钻井液录井参数特征表

项 别		油 层	气 层	石膏	淡水层	盐水层
钻 井 液 录 井	密 度	下 降	猛降		减	先增后减
	粘 度	上 升	猛增	剧增	减	先增后减
	失 水	增 加	无变化	剧增	增	上 升
	泥 饼			增	增	增
	切 力	略增	增	增	增	减
	CL 含量	变化不大或增	变化不大	增		明显增加
	出口钻井液电导率	减小	减小	剧增	减小或不变	增 大
	出口温度	增 加	降低		增	增加
	泥浆液面	略升(呈线性、稳定升高)	升高、且时间长、速度高		略增	略 升
	槽面油显示	可见油花(少见)	泥浆气侵，槽面有大量鱼子状气泡，很活跃，破裂后有彩晕，槽面上有油气味。		无显示	无显示

气测录井

气测录井就是利用综合录井仪色谱部分随钻测量钻井液中烃类气体的含量及组份特征，根据储集层天然气组分含量的相对变化来区分油气水层，并进行油气层评价。据统计结果表明，除个别井外，凡是钻遇油气层，几乎都能见到气测异常显示。但由于钻井液中可能混合各种气体，且有泵抽空、起下钻、接单根、循环钻井液等钻井作业都有可能引起地层天然气的侵入，从而造成各种气测峰值。因此如何正确识别各种气测异常，是发现和评价油气层的关键。

1、钻井液背景气

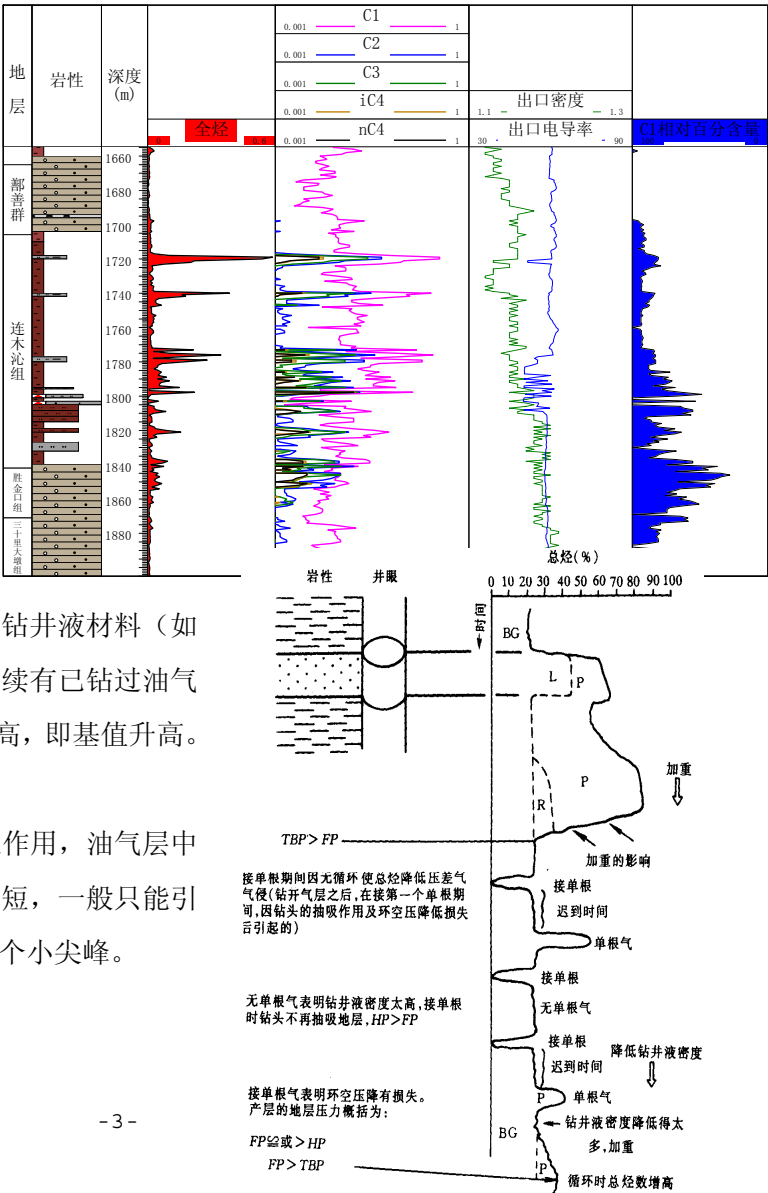
一般来说，在钻井液中，含有一定量的天然气，通常把它称为钻井液背景气。主要来源于泥页岩中生油地层中所含的分散的残留气进入钻井液，但它的数量很有限不能使气测曲线的形态发生突变，而只能形成具有一定幅度的连续变化的基线。当然，如果钻井液材料（如混油）或钻井液脱气未尽及负压钻进，继续有已钻过油气层的气体扩散，都会使钻井液背景值气升高，即基值升高。

2、接单根气

当接单根时，由于提升钻具的抽吸作用，油气层中气体会侵入井内，但由于这一过程历时很短，一般只能引起少量天然气侵入，在气测曲线上出现一个小尖峰。

3、起下钻气

胜北404井气测录井图



在钻达油气层后，每当起下钻恢复循环钻井液，就会出现一个气显示高峰。抽吸作用越强或停泵时间越长，进气量就越多，在气测曲线上的峰值也就越高越宽。但是，这种气显示一般随钻进、循环钻井液而很快消失。当欠平衡钻进时，气显示峰值越来越高，则是井涌、井喷的前兆。

4、显示气

显示气是指在钻开储集层时发现的油气。在气测曲线上呈陡而高的峰值。如果经 2-3 周循环钻井液，气显示消失，说明来自渗透性较好的储层气；如果气显示继续存在且幅度有增高趋势，说明它来自高压高产的储集层，当幅度慢慢减少，说明它来自高压低产的储集层。

吐哈盆地气测录井参数特征表

层 别 项 目	油 层	气 层	水 层
全烃	高	很高	无或低
组分特点	显示峰高且宽，较平缓；低甲烷，高重烃，组份齐全。（重质油层几乎为纯甲烷气，重烃异常不明显或无）	显示峰呈尖峰状；高甲烷，微重烃，组份（C ₃ —C ₅ ）不齐全，其含量随分子量增大而减小，C ₄ 之后无反吹综合峰(湿气例外)	含残余油水层，基本上同油层组份特点。含溶解气水层：有纯甲烷的，有含非烃和甲烷的，有非烃异常的三种情况。
泥浆含气量	高	中	低
后 效	明显	明显	除含 C ₁ 水层外，无后效反应
备注： 非烃H ₂ 是代表水性的特征参数，而CO ₂ 则不一定，在吐哈油田存在高CO ₂ 的油藏。			

针对吐哈油田油气藏特点,对于气测资料的解释,目前我们建立了以三角形、3H、地层含气量为主的图版解释方法。

1、三角形图版：

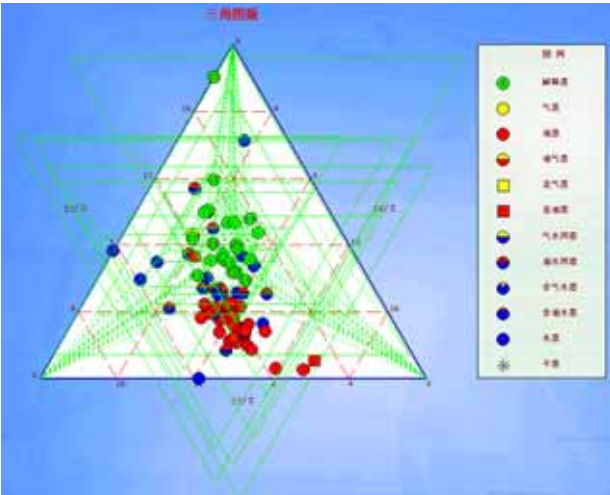
图版理论依据：根据不同类型油气藏油、气、水所组成的天然气成份的不同，选用C₂/ΣC、C₃/ΣC、C₄/ΣC三种参数，构成三角形解释图版。三角形的形状和大小，由天然气组份含量变化所决定，它与油气有直接的关系，反应了油气水的性质及规律。该图版主要考虑了乙烷、丙烷、丁烷之间的关系，忽视了三者与甲烷的关系。

解释步骤：

①、首先计算出各组份占全烃的百分数，按异常段气体组份相对百分含量值，计算C₂、C₃、C₄分别占总含气量的相对百分比值，按三角形解释图版的绘制座标，分别做C₂平行于C₃，C₃平行于C₄，C₄平行于C₃的三条直线，进行烃比值交汇。交汇出三角形的形状有正倒之分，大小分为极大、大、中、小。大小按边长比例划分，大于边长 100%的为极大三角形，大于边长 75%的为大三角形，占边长 25-75%的为中三角形，小于边长 25%的为小三角形。

②、判别三角形的正倒和大小；

$$C_2 + C_3 + iC_4 + nC_4 > 20$$
 为倒三角形



$C_2+C_3+iC_4+nC_4 < 20$ 为正三角形

$$\frac{|C_2+C_3+iC_4+nC_4-20|}{20} \begin{cases} <25\% & \text{为小三角形} \\ 25-75\% & \text{为中三角形} \\ >75\% & \text{为大三角形} \end{cases}$$

③、图版中直角坐标点 X、Y 的计算公式

$$X = \left\{ 10 \times C_2 + 20 \times (iC_4 + nC_4) \right\} / (C_2 + C_3 + iC_4 + nC_4)$$

$$Y = (C_3 + iC_4 + nC_4) \times 17.32 / (C_2 + C_3 + iC_4 + nC_4)$$

2、3H 图版解释

本图版的解释原理：轻烃主气，重烃主油。该图版是根据 HAWORTH 轻质烷烃比值法建立起来的双对数坐标图版，该图版考虑了轻重烃的整体关系，忽视了重组份之间的关系。

湿度比：是重烃与全烃的比，它的大小是烃密度的近似值，是指示油气基本特征类型的指标。

$$WH = \frac{C_2 + C_3 + iC_4 + nC_4 + C_5}{C_1 + C_2 + C_3 + iC_4 + nC_4 + C_5}$$

轻重比：帮助识别煤层效应。因为煤层气含有大量的 C_1 和 C_2 ，可以和油气显示区别开。

$$BH = \frac{C_1 + C_2}{C_3 + iC_4 + nC_4 + C_5}$$

特征比：该值的大小可进一步确定该气相是否与油相关。

$$CH = \frac{iC_4 + nC_4 + C_5}{C_3}$$

1>湿度分界点

当 $WH < 0.5$ 为干气； $0.5 < WH < 17.5$ 为气层； $17.5 < WH < 40$ 为油层； $WH > 40$ 为残余油层。

2>湿度和轻重比综合解释：

① $BH > 100$ 为干气 ② WH 为气时： $BH > WH$ 为气层； $BH < WH$ 气/油或气/凝析油

③ WH 为油层时： $BH < WH$ 为油层 ④ $WH > 40$ 时： $BH < WH$ 为残余油

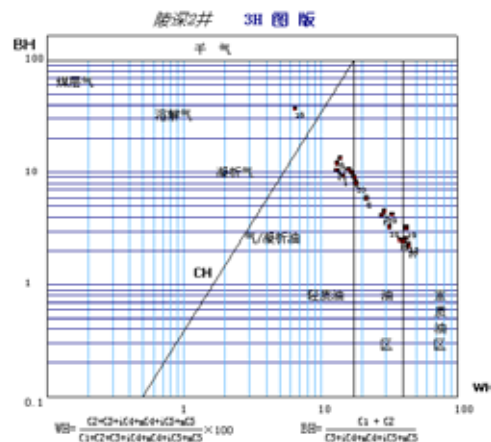
3>特征值判断：特征比 CH 值仅用于当 WH 和 BH 表示气体时，澄清解释。

$CH < 0.5$ ： WH 和 BH 解释的气是正确的

$CH > 0.5$ ： WH 和 BH 解释的气与油伴生。

4、地层含气量图版：

它是以全烃显示层为基础，取泥浆样品在同一条件下进行热真空蒸馏，再用同一台标准仪器对样气进行色谱分析，利用它取得的 C_1 、 C_2 、 C_3 、 iC_4 、 nC_4 、 H_2 、 CO_2 脱气量、总含气量、烃总量、非烃气总量等 11 个参数，分别计算出泥浆含气量、冲淡系数、地面含气量、地层含气量。将其值分别绘制在双对数坐标纸上。左边标有 0.01-100 的地面含气量坐标值，下边标的是 0.001-100 泥浆含气量坐标值，右边



标的是 0.004-40 地层含气量座标值，斜线为冲淡系数。冲淡系数的上限值为 3000，下限值为 30。

泥浆含气量（%）-单位体积泥浆里所含有单位体积的气体浓度，称为泥浆含气量。它是用泥浆真空蒸馏器对定量的泥浆（400ml）全脱气，经色谱仪测定各组份浓度值计算出来的。

$$G_{Dg} = \frac{a}{b} \times \sum C \times 10$$

G_{Dg} : 泥浆含气量（%）（二次含量）
 a : 泥浆蒸馏后收集的气样量（ml）20-25
 b : 蒸馏使用的泥浆体积（ml）400
 $\sum C$: 蒸馏出的烃气浓度总和（%）
 $\sum C = (C_1 + C_2 + C_3 + iC_4 + nC_4)$ 绝对含量

冲淡系数（E）-单位时间的泥浆量对于单位时间破碎岩石体积的稀释程度叫冲淡系数。它代表了因钻井参数改变所引起的气体含量的测定差别。当钻井参数基本一致时，如井径一定，泥浆排量变化不大时，冲淡系数是钻时的函数。因而根据该值的大小可间接的判断储集层的致密程度，以及孔隙性生渗透率等，是判断储集层好坏的标志之一。

$$E = \frac{Q \times T}{\pi / 4 \times d^2}$$

E : 冲淡系数;
 Q : 泥浆排量 (m³/分)
 T : 钻时 (分 / m);
 d : 钻头直径 (m)
 V : 钻井速度 (m/min)

地面含气量（m³/m³）-指单位体积岩石中进入单位体积泥浆中的地面条件下的气体浓度。

$$C = E \times G_{Dg} \times 1/100 \quad (\text{Gdg应为清除基值后的值})$$

地层含气量（%）：-地面含气量经体积系数校正后的结果称地层含气量。

$$\overline{C} = C \times B \times 100$$

B : 气体体积系数 (0.004)

地层含气饱和度的计算方法：

$$S = \frac{\overline{C}}{K} \times 10$$

S : 地层含气饱和度（%）
 C : 地层含气量（%）
 K : 地层总孔隙度（%）

⑤ 全脱气估算显示层生产能力

$$P = A \times C \times K \times \phi \times \pi \times d^2 \times h / 4$$

P : 显示层生产能力 (m³) ; A : 根据产层求得产能系数; K : 渗透率 ϕ : 孔隙度; d : 钻头直径 (m) ;

h : 显示层厚度 (m)

解释注意事项：

1、气层特征：全烃显示值很高，显示峰呈尖峰状。气体组份：甲烷含量占 90%以上，重组份仅含少量的乙烷和丙烷，不含非烃气。泥浆含气量一般都较高，组份图解为中正、小正、小倒三角形。地层含气量图解处在气区或油气转化带上。

2、油层特征：全烃显示值较明显，显示峰宽较平缓，气体组份齐全，重烃组份含量较高约 10-40%，甲烷低于气层，有些地区油层含有CO₂，泥浆含气量常处于中值，组份图解为极大倒、大倒，有时为中倒、中正三角形，地层含气量图解处在油区或油气转化带上，有的也处在油水过渡带上。区间值：
 C_1 : 78.3-52.4%; C_2 : 13.4-15.7%; C_3 : 4.5-17.2%; iC_4 : 2.3-8.5%; nC_4 : 1.6-6.2%.

3、油气层特征：全烃显示值明显>0.5%，或大于 2 倍的对比系数为异常显示段，气体组份齐全。泥浆

含气量高，多在于 2-6%之间，高者在 10%以上。含量图解为高值，组份图解变化较多，地层含气量图解常处在油气转化带上。它的最大特点是全烃显示峰象气层，组份齐全，重组份含量低于油层，尤其丁烷含量差别较大。凝析油的特征和油气层显示相似，具备了以上这些特点。区间值：
 C_1 :84.4-87.8% ; C_2 :4.1-7.5% ; C_3 :7.8-2.76%; iC_4 :3.5-0.69%; nC_4 :0.2-0.69%.

4、水层特征：纯水层全烃无显示，和油气接触过的水层分三种情况出现，即甲烷含量 100%；甲烷加氢气 100%；非烃气含量 100%（常有 $H_2+CO_2=100\%$ ）。它的特点是全烃显示值低，泥浆含气量低，地层含气量处于水区或油水过渡带上，组份图解是大正三角形。总之 CO_2 、 H_2 是含水性的标志，但不是绝对的，特别 CO_2 ，往往是油气的伴生气，如丘东、温吉桑油气田的 CO_2 含量相当高。

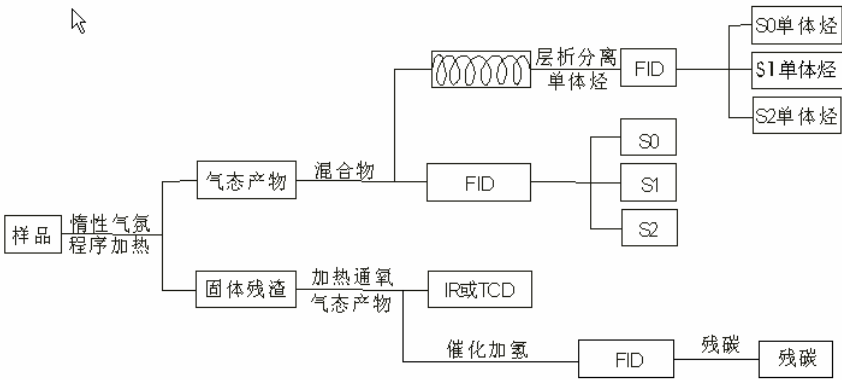
5、油水层：全烃显示值 $>0.5\%$ ，或大于 2 倍的对比系数为气测异常井段，一般气体组份有两种，一是组份齐全，含有 H_2 和 CO_2 ；二是组份不齐全，含有 H_2 和 CO_2 。 H_2 : 1.86-12.97%; CO_2 :16.6-60.87%, 组份图解为小正或中正三角形，含量图解低-中值。

6、重质油、稠油层：油气比 $<50-100$ ， ρ : 0.85-0.99, 粘度 >100 厘泊 ;气测显示值较低, 重组份含量少, 有时仅 C_1 、 C_2 , 但组份曲线有明显的反吹峰.

(三)、地化(岩石热解)录井

地化录井原理是在特殊热解炉中对岩石样品进行程序升温，使岩样中的烃类和胶质、沥青质在不同温度下裂解、挥发，检测仪依次记录下各组份值 S_0 、 S_1 、 S_2 和 S_2 峰顶温度 T_{max} ，并计算推导出GPI、OPI、TPI、Pg、 C_p 五个派生参数。

对于储集层，其有如下意义：
 S_0 (mg/g)： 单位岩石中所聚集的气态烃含量(C_7 以前)；
 S_1 (mg/g)： 单位岩石中所聚集的液态烃含量($C_7\sim C_{33}$)；
 S_2 (mg/g)： 单位岩石中 C_{33} 以后的重烃、胶质、沥青质的蒸馏和裂解量；



T_{max} ： 最高热解峰温(烃类物理性质判别参数)；
地化录井在现场随钻分析岩屑、岩心样品，并能根据其值的大小直接判断油气显示和原油性质，并能判断真假油气显示。

1、储层含油级别定量划分法

地化录井利用原始参数 S_0 、 S_1 、 S_2 的和 P_g 直接将含油级别划分为饱含油、富含油、油浸、油斑和油迹、荧光六个级别，标准见下表：对于稠油也可利用含油饱和度计算公式计算储层的含油饱和度值定量划分储层的含油级别。

吐哈盆地轻质油含油级别划分标准

级别 参数	饱含油	富含油	油 浸	油 斑	油 迹	荧 光
----------	-----	-----	-----	-----	-----	-----

S0 (mg/g)	>0.9	0.9-0.4	0.1-0.4	0.05-0.1	0.01-0.05	<0.01
S1 (mg/g)	>5	3-5	2-3	1-2	0.5-1.0	<0.5
S2 (mg/g)	>1	0.5-1	0.2-0.5	0.2-0.5	0.1-0.2	<0.10

吐哈盆地稠油层含油级别划分标准 (P_g法)

级别 参数	饱含油	富含油	油 浸	油 斑	油 迹	荧 光
P _g (mg/g)	>50	30 ~50	20 ~30	10 ~20	1.0 ~10	0.1 ~1.0

吐哈盆地稠油层含油级别划分标准 (含油饱和度法S_{oil})

级别 参数	饱含油	富含油	油 浸	油 斑	油 迹	荧 光
S _{oil} (%)	>60	40 ~ 60	20 ~ 40	10 ~20	5 ~ 10	<5

2、原油性质判别

地化录井利用参数P_g、TPI和T_{max}将原油性质划分为轻质油、中质油、稠油。

吐哈盆地原油性质划分标准

油 质 参 数	轻质油	中质油	稠 油
P _g (mg/g)	1.0~10		10~60
TPI	0.65~0.95	0.50~0.65	<0.65
T _{max} (°C)	<430	425~440	>435

3、真假油气显示的判断

在常温常压下，300℃以后的组份不会大量损失，故轻烃损失仅对 S0 和 S1 含量有影响，而且时间越长，环境温度越高，损失量越大，而 S2 含量却是稳定的，根据这一道理，地化录井仪可以定量测出槽面油气显示和岩屑样品中的 S0、S1、S2 值，这就可以区分真油气显示不是污染物(混油泥浆)假显示。地层中的油气显示刚出露地表时间很短，轻烃损失量少，故测得的 S0、S1 值就大，而污染物已长期在常温常压下大量损失轻烃物质，故 S0、S1 值小。

4、储层孔隙度Φ和含油饱和度的确定

地化录井能随钻计算储层孔隙度Φ和含油饱和度，这对于钻井取心的储层早期定量评价具有重要意义，借助干样、湿样参数，选择合适的样品，就可计算储层的孔隙度含油饱和度。

孔 隙 度： $\Phi = 1 - (2.3w_f / 2.7w) \times 100\%$

含油饱和度： $S_{oil} = \rho_{岩} \times P_g / (1000 \times \rho_{油} \times \Phi) \times 100\%$

式中：W： 样品重量 mg； w_f： 样品热解氧化后干重(mg)；

$\rho_{岩}$ ： 岩石密度(1.9~2.3g/cm³) (借用邻井试油资料)

$\rho_{\text{油}}$: 原油密度 (0.92~96 g/cm³) (借用邻井试油资料)

P_g : 单位岩石中烃含量 (mg/g)

如果随钻进行了PK分析, 则直接引用其分析参数有效孔隙度: $P_{\text{有}}$ 。

5、储量丰度、单储系数计算及产能预测

A: 储量丰度计算:

$$Q_{\text{储}} = K \times (S_0 + S_1 + S_2) \times \rho_{\text{岩}} \times H / 10 \text{ (万吨/km}^2\text{)}$$

B: 单储系数计算

$$Q_{\text{单}} = K \times (S_0 + S_1 + S_2) \times \rho_{\text{岩}} \times 1 / 10 \text{ (万吨/km}^2 \cdot \text{m)}$$

C: 产能估算

$$Q_{\text{产}} = H \times \Phi^2 \times K \times (S_0 + S_1) \times S / 1400 \text{ (m}^3\text{/d)}$$

式中:

H: 为储层有效厚度 (m)

$\rho_{\text{岩}}$: 岩石密度 (g /m³) 借用储层分析化验资料 (1.7~2.3 g/cm³)

Φ : 油层有效孔隙度 (电测或岩心分析%)

S: 原油粘度校正系数

K: 烃类恢复系数 (据邻井区地化、试油成果资料反推)

6、用原始地化录井分析数据定量划分油水层

S_0 、 S_1 、 S_2 是现场地化录井所直接取得的储层分析数据, 可定量反映岩石含油量的多少; TPI是派生参数, 反映了原油油质的轻重。对于稠油层, 这几项参数有如下意义:

S_0 (mg/g): 单位岩石中所聚集的气态烃含量 (C_7 以前)。这项参数可反映油层的能量大小, 值越大, 能量越大, 也反映了储层上部盖层的密封好坏。对轻质油层, 由于油质较轻, 伴生气 (凝析气) 含量较高, 因而油层的地化分析值 S_0 较高 (0.6~3.0 mg/g); 对于残余油层和浅层油层 (井深 < 1000m), 由于是油气多次运移或油藏受破坏后的残留, 储油层中轻质组份逸散殆尽, 因而 S_0 分析值较低, 一般小于 0.3 mg/g; 对于台南凹陷稠油层, 由于在古时期盖层遭受风化剥蚀、油气二次运移分配、地层水冲刷、生物降解等因素的影响, 造成轻质组分偏低, 油层能量也较低。 (S_0 : 0.01~0.31 mg/g)。

S_1 (mg/g): 单位岩石中所聚集的液烃含量 ($C_7 \sim C_{33}$)。这是指示油层的主要参数, 反映了岩石中可流动烃的含量, 在评价油层时起到了关键作用。一般来说, 其值越大, 油层越好, 产能越高。对轻质油层: S_1 : 1.5~7.0 mg/g, 台南凹陷稠油层: S_1 : 10.0~45.0 mg/g。

S_2 (mg/g): 单位岩石中 C_{33} 以后的重烃、胶质、沥青质的裂解量, 一般来说, 其值越大越不好, 高含量会引起原油油质变稠, 造成产能降低, 成为“死油”。

TPI (油气比)、 $\frac{S_0 + S_1}{S_2}$ (轻重比): 这两项参数均反映了油质的轻重, 可帮助我们在评价油藏时, 了解油气在纵向上的分布特征, 是“上轻下重”, 还是“上重下轻”; 也可帮助横向追踪油气运移指向 (多井评价)。在油、水层解释中, 该参数也很重要, 不管含油丰度多大或多小, 还得要看 TPI 的大小与变化规律来判断是否是油层。

基于上述参数特征, 我们分别制定了吐哈油田轻质油层、稠油层地化原始数据划分油水层的标准。

吐哈盆地油、水层划分标准

(轻质油)

储层性质 地化指标	油 层	含水油层	油水同层	含油水层	干层或水层
S ₀ (mg/g)	>0.6	0.4-0.6	0.2-0.4	0.1-0.2	<0.1
S ₁ (mg/g)	>3.5	3.0-3.5	2.0-3.0	0.8-2.0	<0.8
S ₂ (mg/g)	>0.6	0.6-1.5	0.6-1.5	0.6-3.0	<0.6
TPI	0.7-0.9	0.6-0.85	0.55-0.8	0.3-0.6	<0.3

(稠 油)

储层性质 地化指标	油 层	油水同层	含油水层	干 层	水 层
S ₀ (mg/g)	>0.10	>0.10	<0.10	>0.10	<0.10
S ₁ (mg/g)	>15	10.0~20.0	<10	<5.0	<0.5
S ₂ (mg/g)	>10.0	5.0~25.0	<15	<10.0	<0.5
TPI	>0.45	0.40~0.55	<0.40	>0.40	<0.35

备注：1. 含油水层是指残余油层；干层是指油干层，无自然产能。
2. 解释时，应以参数S₁为主，次为S₂，结合TPI进行解释。

7、地化录井解释图版及解释方法

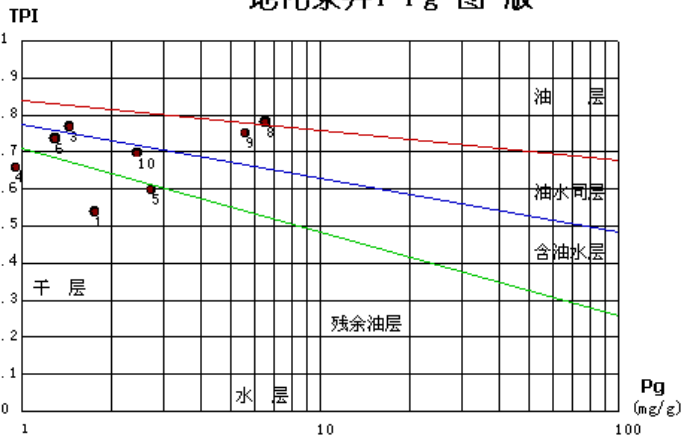
① “T-P_g” 图版：

本图版有两项参数：储层油气比TPI和单位岩石中热解烃总量P_g。其含义如下：

T： 即 TPI→反映了原油性质；
P_g：反映了岩石的含油丰度(mg/g)。

这种图版的建立主要立足于现场及时进行单层多点评价，其特点是既考虑了岩石含油丰度，又考虑了原油油质轻重对产能的影响，因为含油丰度高不一定出油，还要考虑油质的影响，油质太重，会成为“死油”。这两个因素互相影响、相互补充。该图版价值区是在地化参数与试油结论对比分析、归纳后总结出来的，有较好的适用性和较高的符合率。

地化录井T-P_g 图 版



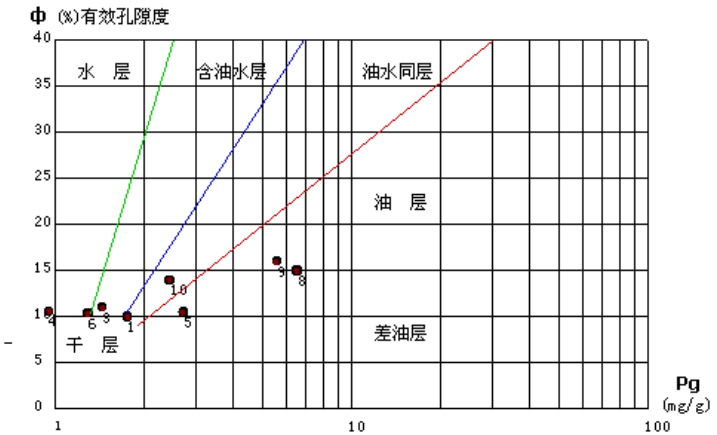
②. “Φ-P_g” 图版 (见图 13)

该图版是建立在含油饱和度基础之上，其理论公式为：

$$SoIL_{(含油饱和度)} = (\rho_{岩} \times P_g) / (\Phi \times \rho_{油} \times 1000)$$

式中：ρ_油为原油密度，其变化范围较小，一般在 0.90~0.99 (g/m³)，ρ_岩为岩石密度，一般在 1.9~2.3 (g/m³)。我们把 ρ_岩和 ρ_油看作常数，从而制定出 “Φ-P_g” 油、水层划分图版，该图版为地化解释评价中经典型图版。具有较好的可行性，因为它既考虑了储层中的烃含量，又考虑了储层的物性，使评价结论更为准确。在现场解释时，孔隙度采用PK分析成果 (也可用地化计算 Φ

地化录井Φ-P_g 图 版



值)。目前该图版在稠油层的油、水层解释中应用较好，具有较高的解释符合率。

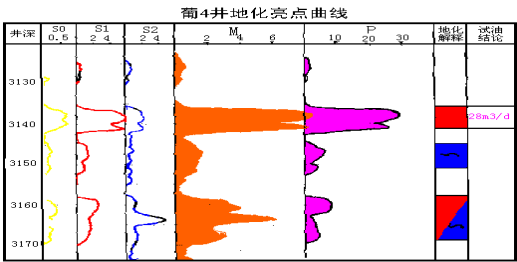
③. 地化亮点评价方法

该方法是从地震亮点找油技术引申而来，亮点找油就是把复杂的问题简单化，抓清油气层的主要特征，直接做出结论。因而亮点找油技术有两大要素：一是要有一段连续测量或分析的数据背景，这个背景是亮点的前提；二是要有反映油气层的主要特征参数。从近年的地化评价实践来看，油气层的地化参数 S_0 、 S_1 、 S_2 显示特征已经比较清楚，一般来讲，油层的 $(S_0+S_1+S_2)$ 比较高，且轻重比 $(S_0+S_1)/S_2$ 也比较高，而对于残余油层这两个条件不能同时满足。因而我们可以确定 $(S_0+S_1+S_2)$ 和 $(S_0+S_1)/S_2$ 是反映油气层的主要地化特征参数，下面我们就可从这两参数着手；

$m=S_0+S_1+S_2$ 反映储层含油气丰度 (mg/g)

$B=(S_0+S_1)/S_2$ 反映原油油质轻重

这两项参数均体现出了油气层特征，那么它们的综合体现 $p=m.b$ 则更突出了油气层特征，在曲线上呈现明显的异常。



因而 p 点称之为地化亮点。通过对台南凹陷油层、水层的地化资料进行亮点分析发现，规律明显、分离效果较好，油层均能在亮点曲线突出表现同来。

依照目前资料分析，储层流体性质判别的标准如下：

轻质油： 油层： $p \geq 16$ 油水同层： $16 > p > 8$ 水层：（残余油层）： $p \leq 8$

稠油： 油层： $p \geq 35$ 油水同层： $35 > p > 18$ 水层：（残余油层）： $p \leq 18$

由于亮点 p 的计算直接从现场湿样分析数据获取，勿需引用其它参数，因而 p 值获取简单，基本与 S_0 、 S_1 、 S_2 同步。

亮点曲线评价油气层的特点是：

- (1) 便于纵向对比，直接发现油气层
- (2) 可以劣中选优，提出可能油气层层位

④. “ $\Delta t-P_g$ ”、“ $\Delta t-T_g$ ” 曲线图定量分析、定性解释评价方法：

前面的图版虽然有较高的解释符合率，但其参数 Φ 和 P_g 是用平均法取值，由于以点带面，掩盖了岩石含烃量和岩石物性的微观变化特征，使其对储层的认识、评价受到了限制。

在储层含油性解释及评价中，地层电阻率 R 是一项很重要的参数，人们往往根据储层电阻率的高低来初步评价含油性的优劣。但由于地层电阻率的影响因素较多，往往不取决于储层含油性单一因素，其它如地层水矿化度、矿物组成及储层物性特征也都是影响地层电阻率的重要因素。因此，如果不加以区别及研究，单凭地层电阻率及其它相关定性描述来判断储层含油性，那么普遍存在的低阻油层将会漏失；而热解参数与地层电阻率、声波时差、密度曲线的结合使用，则能在很大程度上解决低阻油层的识别问题。

此方法是测井解释“微差识别”法的进一步延伸和完善。主要是在绘制 1:200 的地化棒图(油气显示段)的基础上，从组合测井曲线中抽取“ Δt ” 声波时差、深侧向(R)、密度、自然伽玛曲线等，然后

仔细分析地化参数 P_g 与时差、密度曲线的响应特征。

此方法的理论指导主要是含油饱和度公式：

$$SoiL_{(含油饱和度)} = \frac{\rho_{岩} \times P_g}{\Phi \times \rho_{油} \times 1000}$$

式中 P_g 和 Φ 的关系可表明：

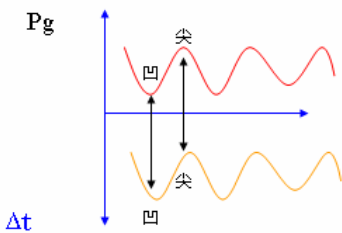
A：水层或干层的基本特征：孔隙度的增大对应着 P_g 值的减小或无变化；

B：油层的基本特征：孔隙度的增大对应着 P_g 值的增大；

C：残余油层的基本特征：孔隙度的增大对应着 P_g 值的减小，这种特征可归结为孔隙度曲线与 P_g 地化曲线的尖凹对应性。

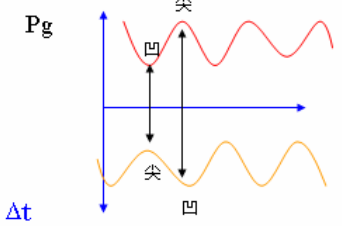
水层、干层和残余油层

声波时差(孔隙度 Φ)曲线与 P_g 地化曲线呈对应的相同方向变化，尖对尖，凹对凹，这种特征称之为“相向对应”特征。



油层

声波时差(孔隙度 Φ)曲线与 P_g 地化曲线呈对应的相反变化，凹对尖，尖对凹，这种特征称之为“镜像对称”特征。



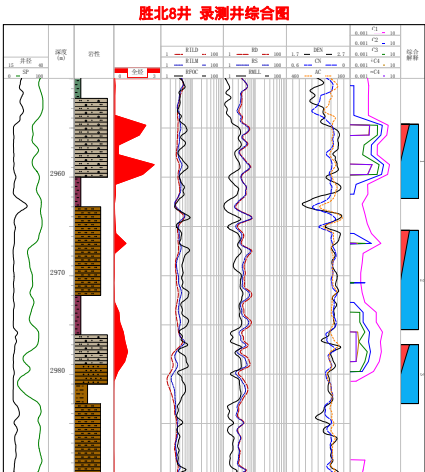
过玉东 1 井、艾参 1 井、胜北 8 等井的应用，这种解释方法对识别油层和微观分析含油丰度在储层纵向的变化有独到之处。对于油层：时差值大的层段(物性好)；地化参数值较高；而对于残余油层，由于遭受水洗的缘故，时差值大的层段(物性好)，地化值反而呈现低值(水洗彻底)，如艾参 1 井，井段 2155. 66～2193. 60m，玉东 202 井上油组 2843. 2～2878. 2m 就具有以上残余特征。

同样的解释原理，我们在气测录井解释方面，建立“ $\Delta t-T_g$ ”解释方法(T_g 代表气测全烃)。如胜北 8 井 2954. 6～2983m。

层号	井段 (m)	厚度 (m)	气测(%)		RD $\Omega \cdot m$	渗透率 $X10^{-3}um^2$	声波 us/m	岩性	解释 结论
			全烃	甲烷					
1	2954. 6-2962. 2	7. 6	2. 58	63. 56	3. 4	3. 0	242	砂砾岩	含油水层
2	2965. 4-2975. 5	10. 1	0. 78	80. 06	3. 0	2. 0	248	粉砂岩	含油水层
3	2977. 0-2983. 0	6	0. 88	80. 95	1. 6	6	250	细砂岩	含油水层

从气测录井来看，1 号层是本井显示最好的层段，有效显示厚度 4m，全烃高达 2. 58%，但和 2 号层相比较，甲烷相对百分含量相对较低，物性稍差。2 号层虽然甲烷相对百分含量较高，但全烃值较低，物性好，有效显示厚度仅 1m（2967-2968m）。

从 1、2、3 号层宏观来看，体现出“物性差，含油性好；反之则差”之特征。且 2、3 号层显示有效厚度较薄，并位于层之顶部。因而综合解释为残余油层，后试油为低产水层。



(四)、OFA、QFT 定量荧光录井

荧光录井技术的应用有近 60 年的历史，其方法是将样品放在紫外光下观察样品的荧光颜色和强度，进而确定其是否含油。这种方法受人为因素制约较明显，可靠性较差，其原因在于许多种石油其荧光都超出肉眼的观察范围。对台南凹陷稠油油藏，由于受油质“密度大、粘度高、沥青、非烃含量高”的影响，荧光录井中“消光现象”较为严重，肉眼几乎见不到荧光显示，而 OFA、QFT 荧光分析则能精确地确定岩屑和岩心内的石油含量(荧光强度与样品内的石油含量成正比)。其结果可绘制于随井深变化的录井图上，从图中可看出随井深变化的石油浓度。从国内外 OFA、QFT 的应用实践表明，它是一种检测液态烃准确、可靠的方法，它可检测到常被常规泥浆录井漏掉及难以用电测识别的油层，只要能取到有代表性的地层岩样，应用 OFA、QFT 法就能检测到地层内的石油含量。

QFT、OFA 定量荧光分析技术优势：

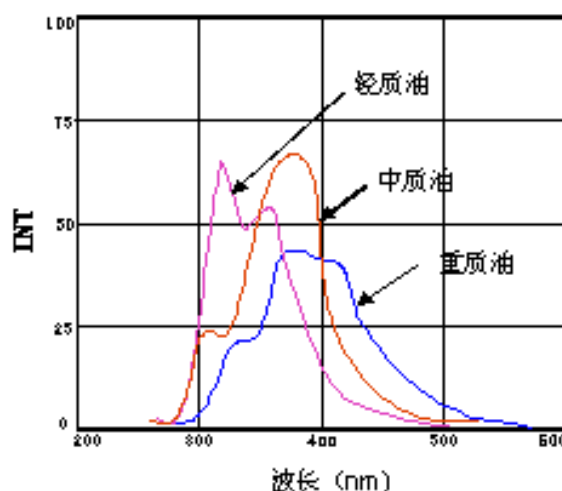
(1) 定量荧光分析仪具有简便、快捷进行荧光检测的特点。每个样品仅需几分钟便可完成含油情况的测定，并消除了人为因素的干扰。

(2) 能消除来自钻井液添加剂污染、矿物发光等的干扰，有利于真伪显示的辨别，计算机可快速提供相应的图谱和数据，给出信息量多，自动化程度高。

(3) 直观、准确、定量分析地层中的单位含油丰度，灵敏度高。

(4) 判别原油性质，更有利于辨认轻质油、凝析油。

(5) 通过大量的岩样检测，可借助定量荧光分析图谱进行油源对比，分析、鉴定生油岩，指导勘探开发部署。



主要参数及物理意义：

1)、原油荧光波长 (λ)：原油中荧光物质所发射荧光所对应的波长，其所反映的为原油中成份的不同，单位 (nm)。

2)、原油荧光强度 (F)：原油中荧光物质所发射荧光的强弱，其所反映的为同一原油样品中不同组成成分含量的高低。

3)、相当油含量 (C)：单位样品中荧光物质相当于原油的量，其所反映的为被测样品中的含油丰度，单位 (mg/l)。

4)、荧光对比级别 (n)：单位样品中含有的荧光物质所对应的荧光系列对比级别。

5)、油性指数：原油样品样品中不同荧光物质荧光强度的比值，其所反映的为该原油样品不同原油成分的含量，代表原油密度，反映原油性质。

吐哈油田定量荧光油气水层划分标准

分类		波长	相当油含量	荧光级别
轻质油	油气层	310-340	>19.5	>6
	油水层		14.0-19.5	5.6-6.0

	水层干层		<14	<5.6
中质油	油气层	340-370	>39	>7
	油水层		16.4-39	5.8-7.0
	水层干层		<16.4	<5.8
重质油	油层	380-400	>78	>8
	水层干层			

气层、凝析油层在定量荧光分析图谱上表现为曲线呈明显双峰，第一个峰波长在 310 — 330nm 左右，不超过 330nm，荧光峰值 F1 相对较大，第二个峰波长在 350 — 370nm 左右，不超过 380nm，荧光峰值 F2 相对较小，380nm 以后不出峰即 F3 没有， $F1/F2 \geq 0.8$ ，含油浓度 <40mg/l，荧光级别 <8 级，含油级别一般为荧光甚至低于荧光级别。

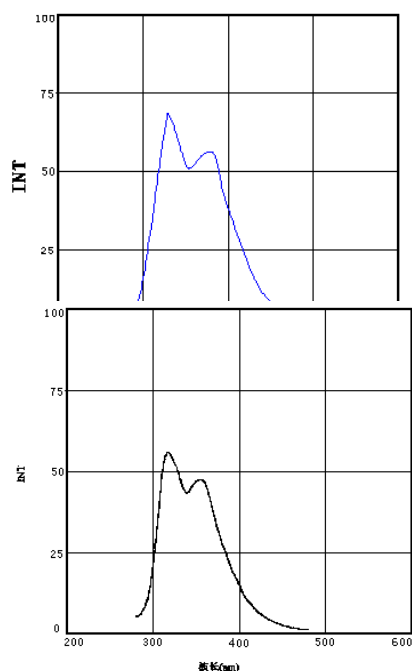
油层在定量荧光分析图谱上曲线一般为双峰，主峰波长一般在 350 — 370nm 左右，第二峰波长一般在 310 — 330nm 左右，F2 较大，F1 较小，F3 很小， $F2/F1 > 1.20$ ， $F2/F3 > 2$ ，含油浓度 >40mg/l，荧光级别 >8 级。

油水同层、含油水层在定量荧光分析图谱上曲线一般为单峰，主峰波长一般在 360nm 左右，F2 较大，波长 310 — 330nm 左右、380 — 400nm 左右基本不出峰，若出峰 F1、F3 也很小， $F2/F1 > 2$ ， $F2/F3 > 2$ ，含油浓度 >40mg/l，荧光级别 >8 级。

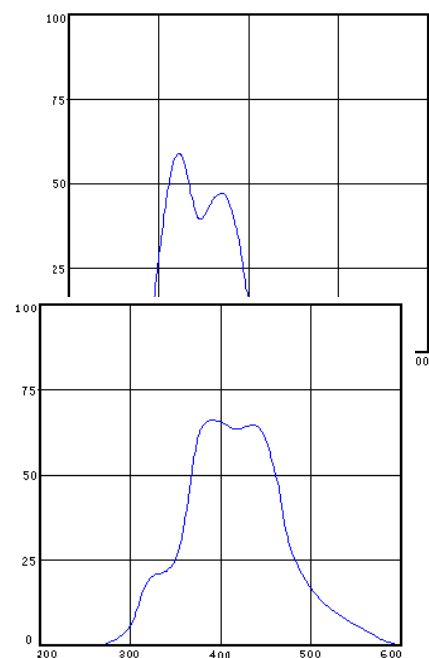
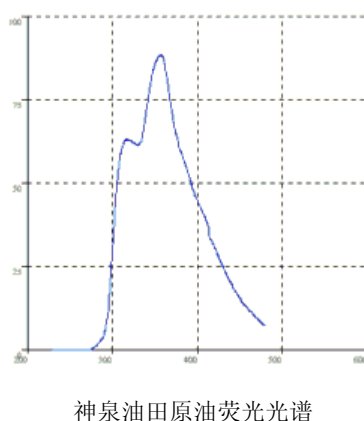
水层(这里是指有显示的水层，大部分水层无显示)在定量荧光分析图谱上表现为曲线为不明显双峰，波长在 310 — 330nm 左右基本不出峰，即 F1 基本没有，第一个出峰波长在 350 — 370nm 左右，F2 相对较大，第二个出峰波长在 380nm 以后，F3 也相对较大， $F3/F2 \geq 0.8$ ，含油浓度 <100mg/l，含油级别 <9 级。

以上说明油气水层在定量荧光分析中荧光波形、出峰波长、荧光峰值、峰值之间的比值、含油浓度、荧光级别、含油级别是不相同的，存在一定差异，各有各的特点，因此定量荧光分析可以定性判断油气水层。

为了更好的推广 OFA 定量荧光分析技术，我们先后取得了神泉油田、鲁克沁稠油、红南油田、丘陵油田、鄯善油田的原油样品，在实验室进行了分析对比。



丘陵油田原油荧光光谱



鲁克沁稠油原油荧光光谱

(五)、热解气相色谱录井

热解气相色谱录井判断储集层性质的理论依据是：储层在沉积及成岩过程中，孔隙体积中充满了原生水。水中含有一定量的氧气和各类细菌，地下水动力作用越强，氧的含量就越高，以氧赖以生存的细菌越发育，后期运移至储层中的烃类占据的只是部分有效孔隙的空间，另一部分有效孔隙体积和死孔隙体积之中，还是充满了原生水，这部分水与占据有效孔隙体积的油气接触。在漫长的地质历史过程中，水中的氧和细菌就与烃类发生菌解和氧化作用，从而形成一定量的色谱柱无法细分但却能检测其总体含量的未分辨化合物。储层水动力作用越强，孔隙体积中水的含量越高，氧的含量也就越高，细菌就越发育，氧化和菌解作用也相应地就越强，生成的未分辨化合物的含量要较试油测试产纯油的储层高出几倍。此外，试油测试产纯水的储层烃的浓度低，多以溶解烃的形式存在，其谱图特征也很明显。因此，我们可以根据谱图形态、未分辨化合物含量、碳数范围等特征定性描述储层。通过分析可以获得各种储层的组分峰图，它们都各自具有不同的特征，以及提供不同的地化参数，因此可以直观、准确地了解储层的情况。在地质应用方面，热解气相色谱录井主要解决以下几大问题：

1、鉴别真假油气显示

在石油钻井过程中，为了预防钻井工程事故，获得较快进尺，在钻井液中加入的添加剂越来越多。这些添加剂大部分为有机物质，对岩屑和井壁取心造成污染，为正确判断油气层和评价油气带来了很大困难，因此鉴别真假油气显示的工作非常重要。

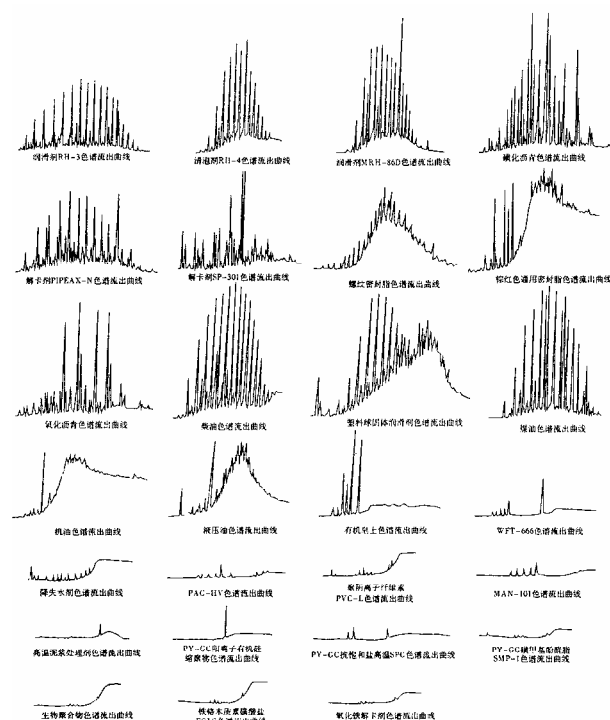
钻井液添加剂的来源主要有三个方面：

①钻井过程中，由于膨胀性地层的缩径和疏松性地层的垮塌，常常造成卡钻事故，所以在钻井液中加入原油、柴油和有机解卡剂。

②一些特殊评价井，为了最大限度的保护储层免遭污染，通常采用油基泥浆钻井，给录井工作带来了很大的麻烦。

③由于钻井工艺需要，在定向井、丛式井及水平井的钻井过程中，常常使用有机添加剂和混油钻井液，这给储集层油气显示的识别及评价带来很大困难。

应用热解气相色谱录井鉴别真假油气显示的原理



是：任何有机物质都可以采用氢火焰离子化检测器检测，有机物质不同，组分出峰也不同，就象人的指纹一样。泥浆中加入的不同有机物添加剂，可分析不同的色谱峰。我们可以把各种类型的添加剂都作出它们的色谱分析谱图，作为比较的标准谱图。假如某种有机添加剂与一种油气显示混合在一起时，分析出来的色谱图就有两者重叠峰的特点，将此重叠峰与各自的标准谱图比较，就很容易识别真假油气显示了。国内一些研究人员采用热解气相色谱分析方法曾对 27 种常见添加剂进行了实验分析，发现 15 种添加剂对岩屑录井影响较大。

因此，根据添加剂的指纹热解谱图，并利用热解气相色谱录井仪来分析岩样，可快速、有效的排除样品污染对录井工作者地质解释造成的干扰。

各种添加剂和原油热蒸发烃图形对比

样 品	主峰碳	碳数范围	峰形特征
煤油	nC ₁₇	nC ₁₄ ~nC ₂₆	图形呈陡山峰形，无奇偶优势，主峰碳不明显唯有MRH-86D主峰碳呈强峰，nC ₁₉ 后有邻苯二甲酸二丁脂中强峰。
柴油	nC ₂₃	nC ₁₃ ~nC ₂₉	
RH-4	nC ₁₉	nC ₁₃ ~nC ₂₅	
MRH-86D	nC ₂₅	nC ₁₃ ~nC ₂₇	
螺纹密封脂	nC ₂₇	nC ₁₅ ~nC ₃₄	图形呈慢坡鼓包山峰形，在山峰上长着高低不等的树木。棕红色通用密封脂、HZH-102 分别在坡底中坡中长着较高的树木。图形由无环异构芳烃组成，正烷烃峰极弱。
棕红色通用密封脂	nC ₁₈	nC ₁₆ ~nC ₃₀	
HZN-102	nC ₁₇	nC ₁₀ ~nC ₃₅	
机油	nC ₂₅	nC ₁₂ ~nC ₃₂	
液压油	nC ₃₀	nC ₁₃ ~nC ₃₄	图形呈馒头型，有如在馒头上又插上几根细铁丝表现在正构烷烃峰度低，其它化合物出现强峰。
氧化沥青	nC ₁₈	nC ₁₄ ~nC ₂₉	
磺化沥青	nC ₁₇	nC ₁₃ ~nC ₂₉	
解卡剂 SR-301	nC ₁₇	nC ₁₁ ~nC ₂₈	
RH-3	nC ₁₅	nC~nC ₂₅	峰形呈馒头型，奇偶优势不明显，主峰碳分别为nC ₁₅ 和nC ₁₆ 。
PIPELAX-N	nC ₁₆	nC~nC ₂₇	
有机皂土	nC ₁₃	nC ₉ ~nC ₁₃	图形呈小鼓包型，鼓包底部出现正碳五个峰。

2、判断储集层原油的性质

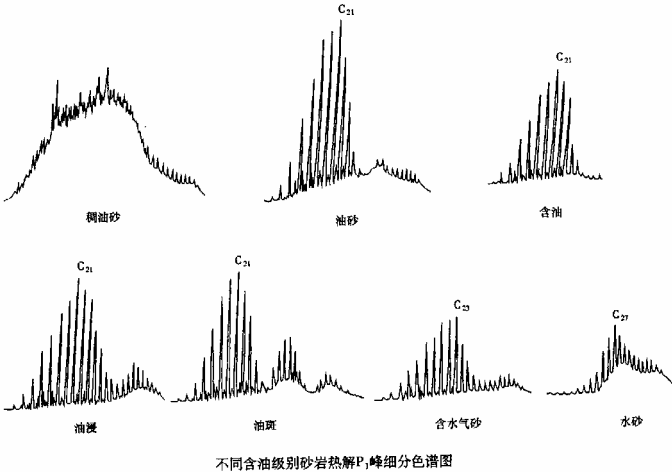
储集层中的不同油气藏：天然气、凝析油、轻质原油、中质原油和重质原油（即稠油），这些油气藏是以烃类系统在地层中存在的状况来划分的，实际上，它们之间均以过渡状态存在，无明显的界限。要想勘探、开发和利用好这些油气资源，必须清楚它们的化学组成、物理性质、地下储存状态和开发过程中的相态变化。油气组份综合评价仪均可以给出它们完整的组份谱图，根据它们各自的特征谱图很容易鉴别各种油气藏的详细情况。

①天然气

天然气是以甲烷为主的气态烃，甲烷含量一般在 60%以上，干气藏甲烷含量高，有少量的C₂以上的组份。湿气藏含有一定量的C₂-C₅组份，甲烷含量偏低。

②凝析油

凝析油就是轻质油藏和凝析气藏中产出的



油，正构烷烃碳数分布窄，主要分布在 nC_1 - nC_{20} ，主峰碳 nC_6 - nC_8 。

③轻质原油

轻质原油组份峰主要特征是：轻质烃类丰富，正构烷烃碳数主要分布在 nC_1 - nC_{28} ，主峰碳 nC_9 - nC_{12} 。

④中质原油

中质原油组份峰主要特征是：族组份中饱和烃含量丰富，正构烷烃碳数主要分布在 nC_1 - nC_{32} ，主峰碳 nC_{15} - nC_{25} ， $\Sigma C_{21}-/\Sigma C_{22}+$ 比轻质原油小。

⑤重质原油（稠油）

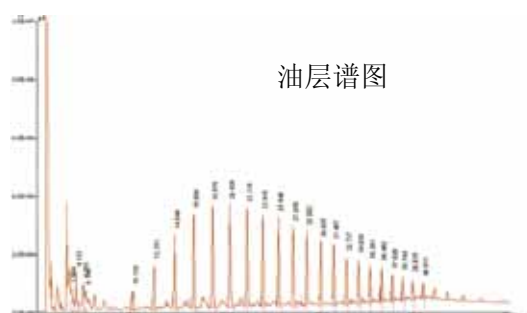
重质原油分为三种类型，I类组份峰主要特征是：原油轻重组份大多分为两段，异构烃和环烷烃含量丰富；II类组份峰主要特征是：异构烃和环烷烃含量较多；III类组份峰主要特征是：胶质、沥青质含量特别高，链烷烃含量特别少，有“地沥青”之称。

3、判断储集层性质

油水层的区分对于决策钻井、降低钻井成本都是非常重要的。采用热解气相色谱录井可以精确定位油水层。

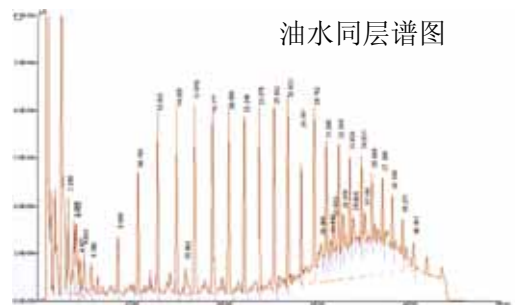
①识别油层

此处所说的油层是指试油测试只产油而无其它流体产出的储层，这类储层的存在有两种可能，一种是单层储层均质性强，孔渗物性好，含油饱和度值高，含水饱和度值低，多在束缚水范围内，故试油产纯油；另一



油层谱图

类是储层非均质性强，孔渗物性差，以亲水为主的矿物，颗粒骨架对水的运移阻力大，即使含水饱和度很高，含油饱和度很低，如果不改善通道，试油测试也只产纯油。这类储层的组分流出曲线特征明显，它们都具含油特征，碳数分布范围宽，为 nC_{13} - nC_{32} 左右。主峰碳 nC_{19} - nC_{23} ，正构烷烃组分齐全，呈规则梳状结构。由于含水量相对较低，氧化和菌解作用弱，形成的未分辨化合物的含量低，基线较平直。



油水同层谱图

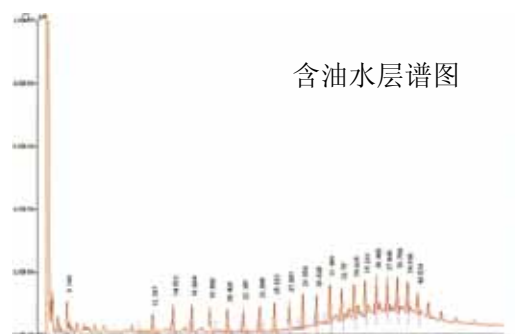
②识别油水同层

这类储层油水混相共存，含油饱和度大于残余油饱和度，含水饱和度大于束缚水饱和度，这类储层样品其组份流出曲线具有与纯油层相似的特征。它们也都具有含油特征，碳数分布范围宽，为 nC_{14} - nC_{32} 左右，主峰碳 nC_{21} - nC_{23} ，正构烷烃组分齐全，呈规则梳状结构。

与纯油层组份流出曲线不同的是，这类储层由于水的含量高，水动力强，水与油的接触关系密切，而导致原油的菌解和氧化作用强烈，形成的未分辨化合物含量高，基线具明显的穹隆状。

③识别含油水层

这里所说的含油水层是指具含油产状，但含油饱和度底，多在残余油饱和度范畴，这类储层多数具有较好的孔渗物性，所含原油既可以是凝析油，轻质原油，又可以是中质



含油水层谱图

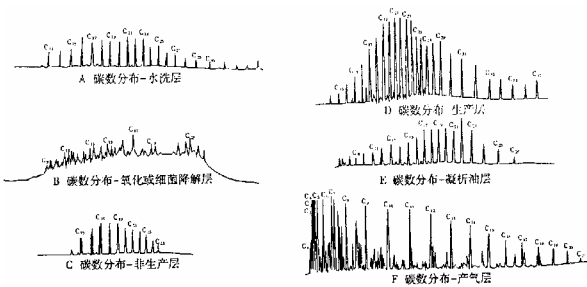
油或重质油。无论是何种性质的原油，由于丰度值底，其原油组分组成中的轻质组分多以溶解的形式存在，碳数分布范围窄，为nC₈-nC₂₀左右，主峰碳<nC₁₂，其组份谱图特征相当明显，主峰碳明显，正构烷烃组份不全，分布呈不规则状或马鞍形。基线下的未分辨化合物含量高低不等。

④识别气层

这类储层依据甲烷的含量又可分为湿气和干气。干气由于甲烷气的易挥发性，气相色谱无法定性检测和区分。而湿气除含有一定量的甲烷外，还含有一定量的乙烷，丙烷和丁烷，这类气体多与凝析油相伴生，这类储层样品其气相色谱流出曲线具有碳数范围窄，多在nC₂-nC₂₀左右。其正构烷烃分布规则呈尖梳状结构，基线下未分辨化合物含量低，基线较平直。

⑤识别气水层

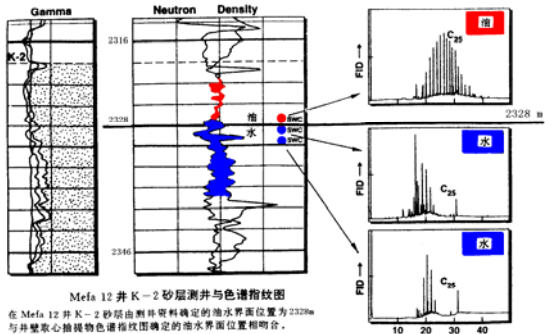
这类储层气水没有产生重力分异，气以溶解烃的形式存在。这类储层组份流出曲线具有与纯气层的组份流出曲线相似的特征，碳数分布窄，多在nC₁₄-nC₂₀左右，其正构烷烃分布呈规则尖梳状结构，不同的是水的含水量高，水动力作用强，氧化和菌解作用相应也较强，生成的未分辨化合物含量高，基线多呈明显的穹隆状。



不同类型产层油砂岩热解气相色谱流出曲线

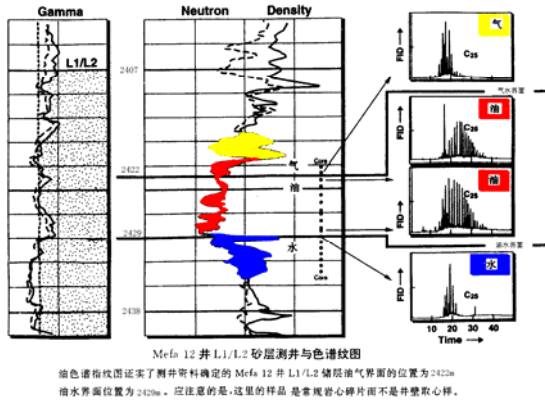
⑥识别油气层

这类储层油质较轻，多含溶解气，在试油测试过程中，地层打开后，压力下降，溶解气析出，因而油气同产。其组份流出曲线也具有含油特征，碳数范围较中质油层提前，为nC₅-nC₃₀左右，正构烷烃组份齐全，呈规则梳状结构。由于水的含量底，且束缚水的存在方式决定了油水接触关系密切，因而氧化和菌解作用弱。基线下的未分辨化合物含水量低，基线较平直。



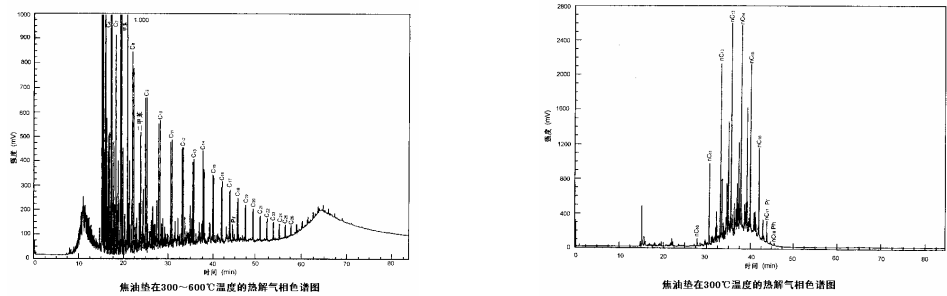
4、确定各单层原油的产状

目前大多数油田的生产井多为混层或多层开采，如果要求单层产量、决定注水层位或判断窜层情况等问题，即了解单个储集层情况，热解气相色谱录井能很好地解决这方面的问题。因为不同层的原油虽然正构烷烃分布可能相似，但异构、环烷烃等却多少存在差别，各单层油、窜层油和混层油都有各自的组份特征谱图，如同前述鉴别真假油气显示一样，这些判别可以用原油所含化合物的绝对浓度或相邻化合物的峰高比值表示。当几个单层的油混合时，就可以根据各单层油所含化合物的浓度（或比值）的变化关系确定各单层出油贡献，能够比较容易地识别各单层油的情况，从而解决这方面的问题。



5、对焦油垫的特征及位置研究测定

焦油垫主要代表原地不可采的油,也代表低渗透率油藏内阻碍原油流动的屏障或遮挡物。焦油垫定义为富含沥青质的石油带,与上覆石油柱间有成分突变的界面,焦油垫常分布在接近地质不连续界面,例如油水界面或渗透率突变带。焦油垫的分布直接影响储油层的质量,因为它代表原地不可采石油,代表低渗透率储层间的流动隔层,轻质油气藏在采油过程中发生的脱沥青作用也产生焦油垫。焦油垫是沥青质富集带,其一般厚度在十几米左右,是高浓度的含 N、S、O 元素的大分子化合物。小焦油垫(10cm~1m)在轻质油藏中普遍存在,是油藏中的沥青质沉淀所致。其成因是石油在流动过程中由于压力和温度的变化引起沥青质在原油中的溶解度降低而沉淀。原油热降解作用和油柱中增长的气体溶解作用也会形成焦油垫。对焦油垫的分析和研究,与油田开发和可采储量的计算都有着重要意义。



6、其它方面的应用

在确定烃源岩排油厚度,了解排油效应,划分成油类型、母岩类型、成熟度等方面的工作中,应用油气组份综合评价仪可以快速、有效的完成。

热解气相色谱录井定量、定性解释标准

1、 储层热蒸发烃组份分析地化定量解释标准

利用热蒸发烃正构烷烃碳数分布、含烃量,并结合储层孔渗资料,有助于区分水洗油层、细菌降解油层、非生产层、生产层、凝析油层、产气层。

储层热蒸发烃组份分析地化定量解释标准

类 型	碳数分布范围	主峰碳数	$\Sigma nC_{21}-\Sigma nC_{22+}$	$\Sigma nC_{17}-\Sigma nCn$	$\Sigma nC_{22-25}-\Sigma nCn$	$\Sigma nC_{30+}-\Sigma nCn$	Pr Ph	Pr nC ₁₇	Ph nC ₁₈	OEP
水 洗 层	C ₁₂₋₃₄	nC ₂₁	0.94	0.35	8.30	0.13	1.03	0.20	0.16	1.07
细菌降解层	C ₉₋₂₄	nC ₁₇	7.06	1.25	-	-	1.23	0.54	0.55	1.01
非生产层	C ₁₄₋₂₄	nC ₁₇	3.37	0.33	0.23	-	1.05	0.34	0.34	1.16
生 产 层	C ₁₂₋₃₇	nC ₂₁	0.76	0.15	0.29	0.11	0.99	0.35	0.26	1.02
凝析油层	C ₄₋₂₆	nC ₁₆	6.42	0.46	0.13	-	0.96	0.13	1.08	-
产 气 层	C ₁₋₂₁	nC ₇	-	1.75	-	-	1.43	0.61	0.53	1.09

2、储层热蒸发烃组份分析地化定性解释标准

储集层类型	气相色谱组份流出曲线	碳数分布	主峰碳	正构烷烃	基线下的未分辨化合物	基线
油层	特征明显, 具含油特征	范围宽, 为nC ₁₃ -nC ₃₂ 左右	nC ₁₉ -nC ₂₃	组份齐全, 分布呈规则梳状结构	含量低	较平直
油水同层	特征与纯油层相似, 具含油特征	范围宽, 为nC ₁₄ -nC ₃₂ 左右	nC ₂₁ -nC ₂₃	组份齐全, 分布呈规则梳状结构	含量高	具明显的穹窿状
含油水层	谱图特征相当明显	范围窄, 为nC ₈ -nC ₂₀ 左右	明显, <nC ₁₂	组份不全, 分布呈不规则梳状或马鞍形	含量高低不等	/
气层	/	范围窄, 多在nC ₂ -nC ₂₀ 左右	/	分布规则, 呈尖梳状结构	含量低	较平直
气水层	特征与纯气层相似, 具含油特征	范围窄, 多在nC ₁₄ -nC ₂₀ 左右	/	分布呈规则尖梳状结构	含量高	多呈明显的穹窿状
油气层	具含油特征	范围较中质及重质油层提前, 为nC ₅ -nC ₃₀ 左右	/	组份齐全, 分布呈规则梳状结构	含量低	较平直

水洗层:

碳数分布范围较宽, 为nC₁₂-nC₃₄, 主峰碳为nC₂₁, 与生产层相同。ΣnC₂₁⁻/ΣnC₂₂⁺、ΣnC₁₇⁻/ΣnC_n、ΣnC₃₀⁺/ΣnC_n比值分别为 0.94、0.35、0.13, 都相对大于生产层, 更有别于另外四种储层。

细菌降解或氧化层:

孔、渗物性值高, 正构烷烃梳状结构不发育, 谱图呈锯齿状, 主峰碳为nC₁₇, 碳数范围为nC₉-nC₂₄; ΣnC₂₁⁻/ΣnC₂₂⁺、ΣnC₁₇⁻/ΣnC_n比值高, 分别为 7.06、1.25; 显示出较多的低含量异构烷烃类; 主峰碳数和含量与其它五种储层砂岩谱图相比有相反的变化规律; 其Pr/Ph、Pr/nC₁₇、Ph/nC₁₈比值呈高值, 分别为 1.23、0.54 和 0.55, 比较明显区别其它产层。

非生产层:

碳数分布范围窄, 为nC₁₄-nC₂₄, 主峰碳nC₁₇, 非生产层含量小于 0.01mg/g, ΣnC₂₁⁻/ΣnC₂₂⁺比值 3.37, 大于生产层。

生产层:

含烃量大于 10mg/g, 碳数分布范围宽, 为nC₁₂-nC₃₇, 主峰碳为nC₂₁, (ΣnC₂₂₋₂₅)/ΣnC_n、ΣnC₃₀⁺/ΣnC_n比值分别为 0.29、0.11, 大于非生产层、凝析油产层; ΣnC₁₇⁻/ΣnC_n比值为 0.15, 小于其它五类储层; 产层显著表现出具有nC₁₈-nC₃₇较高分子量的组份, 也有低分子量的轻组份。

凝析油层:

碳数分布范围为nC₄-nC₂₆, 主峰碳为nC₁₆, ΣnC₂₁⁻/ΣnC₂₂⁺、ΣnC₁₇⁻/ΣnC_n比值分别为 6.42 和 0.46, 大于水洗层、生产层、非生产层。

产气层

碳数分布范围很窄, 为nC₁-nC₂₁, 主峰碳nC₇; 其含量从高到低降幂式分布, ΣnC₁₇⁻/ΣnC_n、ΣnC₂₁⁻/ΣnC₂₂⁺比值明显高于其它储层的几倍; 烃类分布及含量十分显著偏于nC₁-nC₁₀, 低分子量烃类物质相对含量高。

3、储层原油性质热蒸发烃组份分析地化定性解释标准

原油类型	组 份 峰 主 要 特 征			正构烷烃碳数	主峰碳	$\frac{\Sigma C_{21}^-}{\Sigma C_{22}^+}$
天然气	以甲烷为主, 含量一般>60%	干气藏	甲烷含量高, 含少量的C ₂ +	/	/	/
		湿气藏	甲烷含量偏低, 含一定量的C ₂ -C ₅			
凝析油	/			分布窄, 主要分	nC ₆ -nC ₈	值很大

			布在nC ₁ -nC ₂₀		
轻质原油	轻质烃类丰富		主要分布在nC ₁ -nC ₂₈	nC ₉ -nC ₁₂	>0.5
中质原油	族组份中饱和烃含量丰富		主要分布在nC ₁ -nC ₃₂	nC ₁₈ -nC ₂₅	<轻质原油
重质原油 (稠油)	I类	原油轻重组份大多分为两段， 异构烷和环烷烃含量丰富	/	/	/
	II类	异构烷和环烷烃含量较多	/	/	/
	III类	胶质、沥青质含量特别 高，链烷烃含量特别少	/	/	/

(六)P-K 录井

P-K 仪就是井场岩石孔隙度、渗透率快速分析仪，该方法依据脉冲核磁共振原理，测定孔隙水氢原子核共振弛豫时间，而孔隙内表面积与孔隙度有关，如果内表面积与岩石体积的比率愈大，则弛豫时间越快，利用时间与岩石内表面积的关系可测定岩石孔隙度、渗透率。把 2ms 以下弛豫时间的流体称为束缚流体，其余部分称为自由流体。经地化分析可计算出含油饱和度，由于在孔隙中被束缚水、可动水和油充填，因此可计算出储层中可动水饱和度，结合相关资料可对水层进行判断。

P-K 分析资料可快速确定储层的物性好坏，而地化录井仪可及时发现油气显示及原油的性质，两者有机结合起来，再参考其它现场资料可使综合评价效果更好。与室内常规分析方法相比，具有用样少、速度快、成本低、全井段分析的优点，而且可以弥补因无岩心而无法确定其物性的不足，及时满足现场决策的需要。其采集的各项参数及意义如下：

$P_{\text{总}}$ ：总孔隙度 (%) $P_{\text{有}}$ ：有效孔隙度 (%)
 $S_{\text{可}}$ ：可采流体饱和度 (%) S_{iw} ：束缚水饱和度 (%)
 $K_{\text{p-k}}$ ：渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)

由于仪器类型和选样位置上的差异，导致 P-K 仪分析资料与岩心分析资料的差异，为了便于资料的统一应用，通常需经过校正，即把 P-K 仪分析资料回归室内岩心分析的基础上进行应用。校正公式如下：

$$\text{孔隙度}(\phi) = 0.91 P_{\text{有}} + 1.28$$

$$\text{渗透率}(K) = 0.72 K_{\text{p-k}}^{1.08}$$

$$\text{束缚水饱和度}(S_i) = 1.3 S_{\text{p-k}} - 41.8$$

$$\text{可采流体饱和度}(S_{\text{可}}) = 41.8 - 1.3 \phi \times S_{\text{p-k}}$$

二、随钻地层压力监测

随钻地层压力监测，是根据地下高压油气层之上盖层的欠压实特点，在钻进高压油气层上部的压力过渡带时，即在打开高压油气层之前经过对有关参数进行处理，及时分析，预测其下的高压油气的存在，并估算地层压力的大小。

通过对吐哈地区所有综合录井随钻压力检测资料分析证实，随钻地层压力检测技术不仅在指导安全、优、快钻井方面具有重要价值，而且在地质评价方面有较优越的应用效果，利用它能够及时校正迟到深度，借助岩屑录井可进行地层岩性和储层归位及划分储层厚度、地质分层等，能使岩屑描述初步定量化，提高岩屑描述质量。利用随钻地层压力资料还可排除气测假异常和识别水层，发现泥页岩及火成

岩等地层中的裂缝储层，与气测和荧光资料配合能及时准确发现油气层，提高气测录井可靠性和防止压死油气层，解释地质疑难问题等。

对于随钻地层压力检测技术的研究，目前国内已形成了从预测、检测到计算超压的系统方法。吐哈油田自引进综合录井仪以来，做了大量的工作，积累了丰富的第一性资料，并相继进行了多种随钻地层压力检测技术的引进、推广和研究工作。如：dc 指数法、Sigma 法、页岩密度法、地温梯度法、色谱比值法、标准化钻速法。这几种方法，除 Sigma 法因不适合砂泥岩地层、页岩密度法因速度慢跟不上快速钻进需要外，其它均能在工程预报、地质监测中取得了较好的效果。主要因为是借助综合录井仪这一工具，使这几种方法所需的多种参数由过去的人工采集变成由传感器与计算机进行自动采集运算和输出。从而使这几种方法监测的准确度和敏感度有了较大幅度的提高，因而利用综合录井仪进行随钻地层压力检测，具有直接性、实时性和准确性。

1)、原理及方法简介

dc指数法

①、原理：随着埋藏深度的增加，上覆岩石压力的增大，泥页岩孔隙度减少，岩石变得致密，可钻性变差，因而机械钻速逐渐减小，dc 指数逐渐增大，当出现高压时，岩石孔隙度增大，机械钻速增大，dc 指数下降，另一方面地层压力升高时，井底压差减小，机械钻速增加，相应 dc 指数下降，因此将 dc 指数同相应测点的井深绘制成 dc 指数录井图，就可以看出地层压力的变化情况，计算出地层压力。

②、dc 指数求算地层压力的步聚

A、采集数据

(1) 每口井从二开后要准确采集钻压、转速、钻时、钻头直径、地层水密度、实际使用钻井液密度，并详细记录所取点的钻井条件，如井深、地层、岩性、钻头类型、水力参数、换钻头位置和特殊作业等，以便作为分析和处理数据时参考。各项数据的取点间隔为每米一点。因 dc 指数法理论限制了其使用范围(只适用于泥页岩，并不考虑水力因素、钻头磨损因素的影响)，因此必须对所取点参数进行筛选，把不符合该范围的那些点舍弃。大量的实践证实，下述情况的点是不符合要求的：

- ①岩性不纯，即非泥岩；
- ②纠斜吊打；
- ③钻头磨合期和钻头磨损后期；
- ④井底不干净；
- ⑤钻遇断层、裂缝等不整合面；
- ⑥水力因素变化很大。
- ⑦用刮刀、PDC、取心钻头或磨鞋钻进；

(2) 正常压力井段的选择：其长度不能过短，一般不小于 300m，也不能过浅，要尽量接近压力过渡带，并要排除局部地质影响而沉积不连续的井段。

B、计算 dc 指数值

$$dc = \lg[3.282 / (RT)] / \lg[0.0684W / (Db)] \cdot G_n / M_w$$

式中：dc—dc 指数值； R—转盘转速，r/min；

T—钻时，min/m；

W—钻压，kN；

Db—钻头直径，mm；

Gn——正常压力层段地层水密度，g/cm³；

Mw——实际使用的钻井液密度，g/cm³。

C、回归 dc 指数正常趋势线

在已知地层压力为正常值的井段内，把高度信赖的纯泥页岩点的井深及其对应的 dc 值进行回归处理，找出与这些点相关性最好的线性回归方程来，并且回归的相关系数要保持在 0.6~0.8 之间，斜率要控制在 0.000054~0.00006 之间，然后根据如下公式即可计算出正常趋势线上的 dc 指数值。

$$dcn=10^{aH+b}$$

式中：dcn:正常趋势线上的 dc 指数值；

H: 井深(m)；

a:正常趋势线斜率，此值在 0.000054~0.00006 之间；

b:正常趋势线截距。

D、求地层压力当量钻井液密度

$Gp=dcn * Gn/dc$ Gp为地层压力当量钻井液密度，g/cm³。

E. 求地层压力

$Pp=9.8 \times 10^{-3} Gp * H$ Pp为地层压力，MPa。

例：台参 2 井压力监测，该井在录井过程中利用 dc 指数的异常变化，成功地预报了异常高压层。

a. 井段 500.0~2096.0 m, dc 指数最小 0.70, 最大 1.90, 变化幅度较大，顶部明显向左偏离趋势线，主要是地层埋藏浅，成岩性差引起的。

b. 2096.0~3226.0 m, 钻进该段地层时，由于岩石成岩性逐渐变好，以泥岩为主，dc 指数值波动相对小，多在 1.20~2.00 之间变化，并且其值随深度的增加而逐渐加大，属正常压实段。

c. 3426~3790 m, dc 指数明显向右偏离趋势线，相对应的压力预测值明显向左偏离趋势线，处于负压状态下，钻进过程中，该段采用的钻井液密度与上部 2628.0~3226.0 m 井段的密度差异不大，其值为 1.18~2.00 之间变化，该井段能平衡钻进。

d. 3790~4500 m, dc 指数明显下降低于正常趋势线，井段 3790.0~4020.0 m dc 指数值由 2.09 下降至 1.21，表现为明显的异常压力过渡带。

现场操作人员依据 3790.0~4020.0 m 井段 dc 指数的变化情况，及时向地质、钻井工程师作出异常压力的提示，下部地层有异常高压储集层，需要采取措施处理钻井液，工程师对各项资料分析后采纳了录井操作员的建议，对钻井液进行处理，顺利钻过了 4500.0~5090.0 m 高压地层。

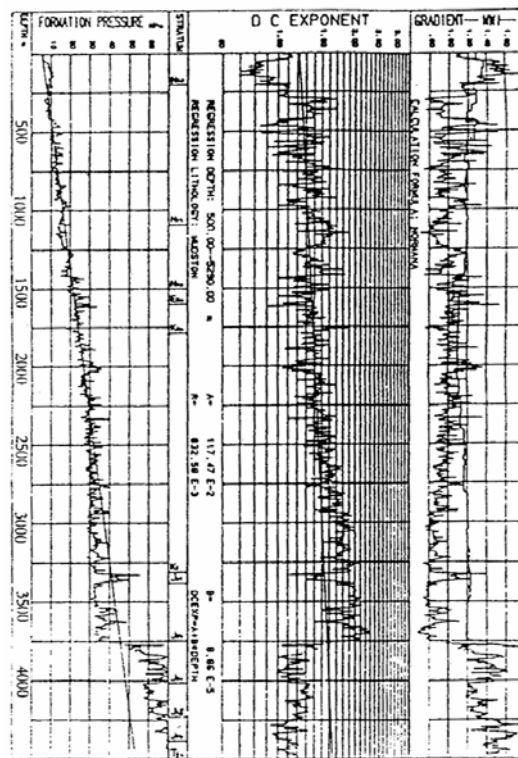


图 1 台参 2 井 dc 指数地层压力分析图

色谱比值法

色谱比值法监测地层压力具有很高的实时性和方便快捷的特点，主要依靠综合录井色谱分析和气测录井，对于吐哈地区油层地层压力监测来说，具有丰富的第一性资料，且易于现场操作达到随钻检测地层压力的目的。

该方法的主要步骤为：

1. 全烃曲线连续出现高异常

当正压钻进油气层时，由于冲洗作用，测得的气体全量只是残存的岩层破碎释放气，曲线异常幅度小，并且异常宽度与储层厚度有关，钻过储层后，曲线很快回到基值。

当负压钻遇油气层时，气体流入量增多，使泥浆遭受气侵。气体全量是增多的释放气和生产气之和。结果不但使总烃曲线出现高异常，而且异常时间持久，钻过油气层后，曲线不会很快回到基值。

在排除干扰因素后，利用全烃曲线的异常特点不仅可以指示超压，而且还可以估计地层压力的大小。钻井液气侵后经过加重处理，如果总烃曲线恢复正常，其开始下降的转折点的钻井液密度就至少等于地层平衡压力梯度。

2. 背景气升高

一般认为，在钻井液总烃曲线上，高压井段表现为气体背景值的增加，过渡带背景气增加有两个原因：

- ①压差减小，使扩散作用更加急剧；
- ②产层气体往盖层纵向移动。

3. 采用标准操作，接单根气和起下钻气的增加趋势是孔隙压力增加的预兆。

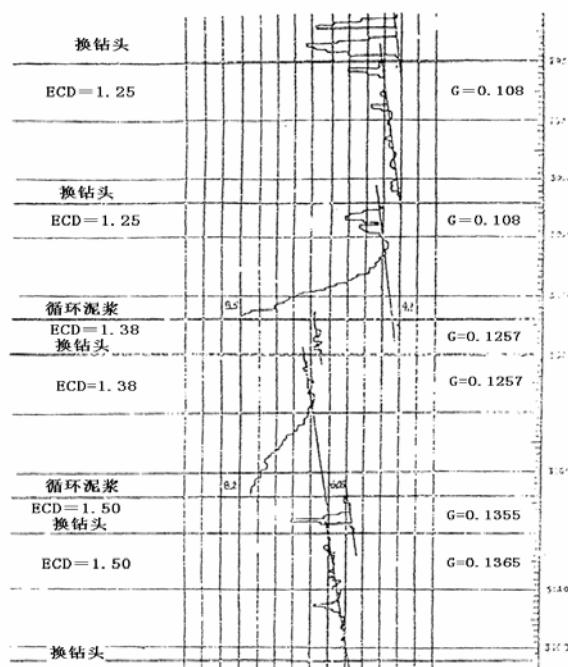
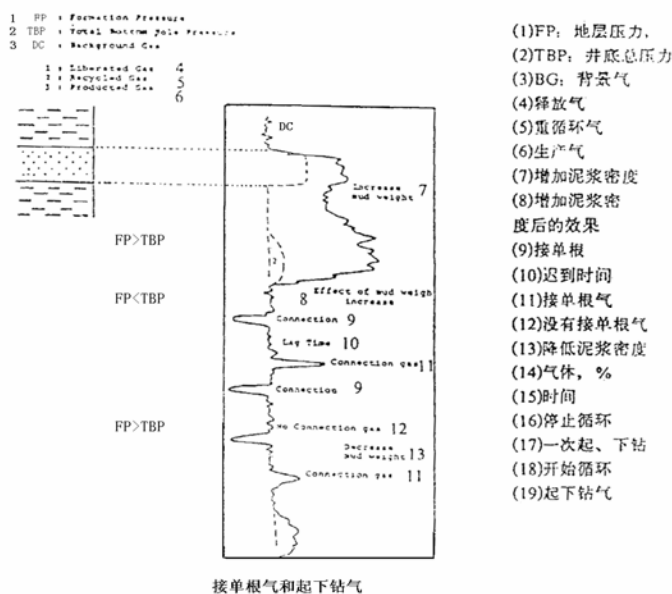
4. C_2/C_3 气体比值减少。

在欠压实泥、页岩地层中经常见到气体比值： C_1/C_2 、 C_2/C_3 、 $(C_1/C_2) + (C_2/C_3)$ 减小，其中尤以 C_2/C_3 最为明显。当 $C_2/C_3 \leq 1$ 时，常常是钻井出现复杂情况的先兆，实际上，在进入欠压实层段前，这个比值已略有变化，气体比值减小可能起源于：

- A、井眼与地层之间的压差减小，导致扩散作用增大；
- B、由于在正常压力地层和超压层之间存在的压差使地层中的气体选择性扩散到不完全渗透的压力隔层中；
- C、由于厚的粘土岩层中孔隙压力增大，使有机质成熟期加快。

标准化钻速法

标准化钻速法是以 dc 指数法为基础的新方法，具



有更高的精确度，dc 指数法是施工中普遍应用的方法，在台南凹陷勘探过程中，积累了丰富的第一手资料，因此，此方法具有丰富的资料基础和精确度高的特点。

该方法的步骤为：

1. 在一趟钻的范围内，确定以下四个参数值为标准值，以 n 为角码，并给定该地区该井段的 M 和 λ 值。

- ①钻压 W_n
- ②排量 Q_n
- ③转速 N_n
- ④钻头压力降 P_{bn}

2. 每一米或两米，记录一次实时的五个参数。

- ①钻压 W
- ④钻头压力降 P_b
- ②钻速 N
- ⑤瞬时钻速 R
- ③排量 Q

3. 换算成标准化钻速 λ

$$R_N = R \left(\frac{W_N - M}{W - M} \right) \times \left(\frac{N_n}{N} \right)^\lambda \times \left(\frac{Q_N P_{BN}}{Q P_B} \right)$$

4. 将换算后的标准化钻速值，点在坐标纸上，见图。纵向每 1 厘米代表 10 米进尺，横向每 1 厘米代表 1 米/小时标准化钻速。

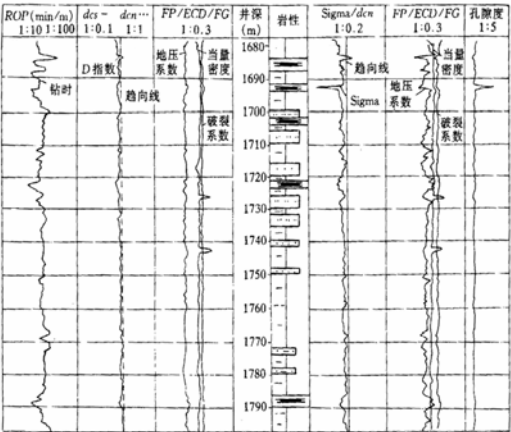
5. 计算这趟钻的循环当量比重 E C D，并在曲线上标出 E C D 和地层压力梯度值。

2)、随钻地层压力监测在地质上的应用

随钻地层压力监测资料在录井现场是非常有用的，因为依据随钻地层压力资料的 dc 指数、dc 地层压力和 ECD 曲线的不同变化，可直接进行储层深度归位、判断地层岩性、裂缝发育及储层的流体性质和产能。

在砂泥岩薄互层的地层中，靠人工是无法准确确定砂层厚度、深度位置，甚至无法描准哪段是泥岩层，哪段是砂岩层，误差很大，但是利用 dc 地层压力曲线就可准确地描述出 0.5m 厚的砂泥岩互层，并能排除各种因素的干扰，保证对薄油气层的及时发现。

依据随钻地层压力资料能识别裂缝储层。在吐哈地区山前带侏罗系段钻探过程中，随钻地层压力监资料经常出现类似钻遇砂岩储层的变化曲线，而岩屑反映的岩性是灰岩或泥岩，测井曲线解释结果和



岩屑反映基本一致，没有砂岩储层。

在三塘湖盆地马 7 井井段 1394.5-1398.5m 和 1460-1469.5 就是泥岩裂缝储层，裂缝中的流体有产能，没有气测显示，一般是水层，由上述例子可以说明：泥岩井段录井中，随钻地层压力监测显示类似钻遇砂岩层的储层，其实不是砂岩储层，而是泥岩中的裂缝储层。同样，对于深部的变质岩、火成岩裂缝储层，都可以借助于录井地层压力资料鉴别出来。

随钻地层压力资料与其它录井技术配合能准确发现油气层 因要保证气测录井的质量和 不污染油气储层,就要在钻井过程中,依据综合录井仪的随钻压力资料的变化,随时适当地调整钻井液密度,保证钻井过程始终处于平衡钻井状态,从而保证气测录井的质量,科学指导打探井和保护油气层。

1. 及时准确发现油气储层

使用随钻地层压力检测方法能够及时准确地发现储层和初步判断储层产能,但是储层中流体性质不能判别,如果与气测、地化、QFT 荧光资料配合综合分析,就能及时准确发现油气储层,并且可以初步预测产能。

2. 进行水层识别

随钻地层压力监测曲线一般在储层段都有明显异常,如果dc指数曲线有异常显示,而dc地层压力曲线没有明显显示,此储层可能是干层。如果dc指数曲线、dc地层压力曲线都有异常显示变化,而气测段荧光没有明显显示,此储层可能是水层。如果上述三条曲线都有异常显示变化,而气测组分参数中只C₁有显示,此层可能是水层或有部分溶解气的水层,若气测组分参数中有C₁、C₂,并且还有少量H₂、CO₂时,此层是气水同层;若气测组分齐全,而且还有H₂、CO₂,则此层可能是油水同层。

3. 利用随钻地层压力资料识别气测真假异常显示

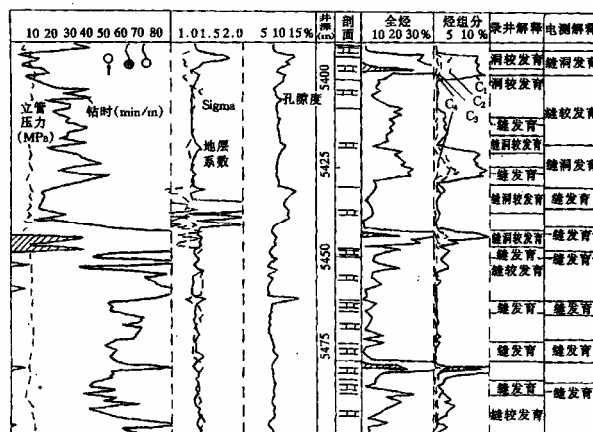
在采用平衡钻井的录井过程中,已钻穿的油气储层地层孔隙压力大于液柱压力时,随时有油气流体渗入到井筒内,或者储层中油气流体因起钻、接单根等因素产生的抽吸作用使各层的油气流体不同程度地吸入井筒内,造成一些难以识别的气测假异常显示。利用以往的经验无法剔除这些假显示,若利用随钻地层压力检测资料就较容易剔除这些假显示,也就是看该气测异常显示的深度层段是否相对应有压力异常显示层,若有,则此层显示是真的,否则可能是假显示。

在具有多层天然气层的录井过程中,气测假显示干扰严重,利用随钻地层压力检测方法进行排除是非常有效的,否则,用其它方法难以排除。

利用地层压力资料提高气测录井可靠性、防止压死油气层

气测录井过程中,若发现地层压力曲线小于ECD曲线较大时,说明该井段地层中的孔隙压力小于钻井液柱压力,即是物性较好的油气储层。油气向井筒的渗透将会降低或丧失,使气测全烃或全量曲线基值逐渐降低,甚至使基值呈直线状,含油气的岩屑也因钻井液密度过高,使得脱气器脱不出“气”来,由此不能及时发现气测显示。所以在随钻地层压力资料中见到上述现象时,要及时适当降低钻井液密度,可以避免发生气测“漏显示”现象。

如果某油气储层的地层压力曲线远小于ECD曲线,甚至ECD大于该层的破裂地层压力时,将会发生钻井液污染油气储层,甚至“压死”该油气储层的现象。在试油气过程中,经常出现不先出油或气,而最先出钻井液,出的钻井液通常由几方到几十方之间,个别能出几十方,恢复很长时间,都不能正常



出油气。

3)、随钻地层压力检测在钻井工程上的应用

1、提高钻井效率和降低钻井费用

提高钻井效率，降低钻井费用，是钻井工作者多年以来的奋斗目标，经过国内外钻井技术人员不断坚苦努力，把一些新技术不断引入钻井技术中——高压喷射技术、平衡钻进技术、钻头工艺新技术、钻具工艺新技术和钻井液动力技术等，使钻井工程技术得到长足的进步。在上述技术发展中，平衡钻井技术是最重要的，一采用平衡钻井新技术后，一般依据随钻地层压力资料的变化，随时调整钻井液密度、钻压、钻井液排量，以安全、高速实施钻井，提高钻井时效和降低钻井费用。

2、提高钻井工程预报的及时性

在钻穿的大段的泥岩或页岩井段，依据随钻地层压力资料的 $d c$ 地层压力曲线、 Σ 地层压力曲线和 ECD 曲线的变化，可以及时了解当前的钻井液密度是否合适。

a、如果某段地层压力曲线大于 ECD 曲线时，泥岩井段将会逐渐发生“缩径”现象，若此井段没有及时进行划眼扩大井径，起钻时，易发生“缩径卡钻”事故。

b、如果某段地层压力曲线大于 ECD 曲线较大时，该泥岩井段井壁岩性张力强度加钻井液柱压力之和小于地层孔隙压力，将会逐渐发生“井壁垮蹋”现象，比如大庆油田的青山口组地层，就因此现象，经常出现“井壁垮蹋”现象。

c、如果某段渗透地层的破裂地层压力曲线小于 ECD 曲线时，说明该井段张力强度远小于钻井液柱压力，将会逐渐发生“井漏”现象。见到此现象时，要及时适当降低钻井液密度，可以避免发生“井漏”事故。

d、如果某段渗透地层压力曲线大于 ECD 曲线较大时，该井段在提钻或起钻时，易发生井涌或井喷事故。见到此现象时，要及时适当升高钻井液密度，可以避免发生“井涌或井喷”事故。

3、提高井身质量和固井质量

如果要保证井身质量，就要采用近（ECD 数据微过地层压力数据）平衡钻井技术，实施平衡钻井技术，就需要及时不断提供准确的地层压力和钻井液柱压力，此时利用综合录井仪的随钻地层压力资料，即：根据 $d c$ 指数曲线、 $d c$ 地层压力曲线、 Σ 曲线、 Σ 地层压力曲线和 ECD 曲线五条曲线的变化，随时适当的调整钻井液密度，保证钻井过程始终处于近平衡钻井状态，这样钻出井会具有较高井身质量。井身质量高的井，因井径相近，没有蹋垮现象井段，在固井施工作业中容易实现较高的固井质量。

三、钻井工程事故的监测和预报

钻井事故发生的可能性时刻伴随着钻井作业的整个过程，因而它是影响井身质量、钻井速度、经济效益和勘探效益的重要因素，也是威胁钻井安全的头号隐患。钻井技术诞生以来，从事钻井技术的专家们和现场工程技术人员就不断探索和探讨着避免和减少钻井事故的各种方法，也积累不少成功的经验。但因这些方法和经验大多靠人的感觉和指重表、泵压表的显示进行定性判断，因而及时性和准确性都不高，更谈不上对钻井事故的预报。自综合录井仪应用于随钻录井，使钻井作业的全过程处于仪器的全天候监控之中，实现了对钻井事故的连续检测和量化的分析判断，并逐步实现从后期的被动发现到先

期的主动预报。在油气检测、油气评价、优化钻井、保护油气层和做好甲方赋予的部分监督职能等方面都起着重要的作用，特别是在检测和预报钻井事故，保证钻井安全方面起到了钻井“眼睛”的作用。

（一）综合录井主要工程参数及其意义

钻压 WOB (weight of bit) 钻压是用井下钻具在泥浆中重量减去大钩负荷计算得出的。它可能不等于加到钻头上的重量。

悬重 WOHxcs 悬重即是大钩负荷 (hook load)，在起下钻中，大钩负荷可能不等于井内钻具重量，它是判断起下钻遇阻的重要依据。

泵冲 PUMP1、2、3 泵冲数是分泵检测的。泵冲数直接影响入口流量和立管压力。因此调入口流量和立管压力时，实际上调泵冲数。

转数 REVOLU 这个参数记忆并累计当前钻头在钻进中钻盘带动旋转的转数，它是评价钻头的一个参数。

转盘转速 RPM (rotation per minute 它是用于安装在转盘机构上的传感器检测的。一般而言，增加转速，钻进速度可以增加 (钻时 ROP 减小)。但是，有时因岩质易于附着钻头，反而使钻进速度降低。

立管压力 SPP (stand pipe pressure) 也称泵压，是检测得到的，它的主要用途是判断井内钻具情况。立管压力升高的原因有：钻头水眼堵塞，钻杆中有掉落物，泥浆比重提高，静止泥浆再开始循环，方钻杆考克半开。立管压力下降的原因有：水眼脱落，钻杆刺漏，安全阀门飞开，泵出毛病，调低泥浆比重等。

扭矩 TORQUE 扭矩是钻井工程的一个重要参数，一般，扭矩随转盘转速的增加而减小，随钻压的增加而增加。扭矩突然增加是蹩钻、扶正器包泥征兆。扭矩渐增是钻头牙齿或轴承磨损的征兆。钻穿泥岩到砂岩，钻时突然变好，扭矩也会增加，在这种情况下用扭矩卡砂岩地层的出现比用钻时更及时。

钻时 ROP (rate of penetration) 钻时的主要用途是：1、判断岩性，2、钻头选型、时效分析 3、预测高压地层 4、取心作业时，卡取心层位，5 划分和对比地层。

过拉 OVERPULL 过拉等于大钩负荷 (实测) 与井中钻具理论重量之差，这个参数反映了起钻时的过拉力。起钻遇阻，这个参数为正值。应注意过拉超过一定限度会发生断钻具事故。下钻遇阻，这个参数为负值。

钻头井深 BIT DEPTH 它是根据大钩上下位移的检测值，按逻辑条件计算得出的。因此它未计及钻具在井下的伸缩。还有，在钻进中，加上钻压钻杆可能弯曲和缩短。由于这些原因钻头深度参数指示的值可能与实际钻头深度有偏差。

垂直井深 VERT DEPTH 当输入井斜数据后，计算机自动计算垂直井深，如果不输入井斜数据，垂直井深与井深参数相同。

迟到井深 LAG DEPTH 它表示当前返到地面泥浆中岩屑所对应岩层的深度。通常用来指示当前采得砂样和其它泥浆参数对应岩层的深度。这个参数是计算值，由于实际井眼的不规则往往需要校正。

全烃 TOTAL GAS 全烃是气测的重要参数。在钻高温高压地层时，地层气逸出的机会增多，因此可用此参数监测高压地层的出现。

钻具重 STEEL WEIGHT 是指井下钻具在空气中的重量，其值是根据钻具长和输入的线重量计算出来的。

大钩运行速度 HK SPEED 大钩运行速度直接影响抽汲和激动当量比重。因此它对起下钻作业时效和安全有影响。

大钩高度 hook height 它是根据大钩上下位移计算出来的大钩至转盘平面的高度。若用大钩起吊物件，应知道大钩高度的上限值，这个值由钻机型号决定。

入口流量 FLOW IN 是通过泥浆泵泵冲和泵效率计算出来的。这个参数是影响循环当量比重 ECD、迟到时间的重要因素。当钻遇高压地层时，降低入口流量有诱发井涌和井漏的风险。

出口流量 FLOW OUT 一般由出口泥浆流量计检测，也可以通过泥浆池液面高度检测值和入口流量间接计算得到。在钻进过程中，出口流量是判断井涌、井漏的重要依据。

循环当量比重 ECD 循环当量比重是流动泥浆对井内钻头处的压力计算得到的一个参数，ECD 用以下公式计算： $ECD = W_1 + a \times (p/h)$ (g/cm³) 式中 W₁：泥浆比重，P：流动泥浆产生的附加压力，它与钻头水眼、入口排量等有关，a：常数，H：钻头所在垂直深度，ECD 乘井深得到循环泥浆对该井深的压力，这个压力分解为两个压力之和，一是泥浆静液柱的压力，另一是泥浆流动附加压力。在钻井中使用循环当量比重比压力更方便。ECD>PF 过平衡钻进，气测显示差；ECD=PF 平衡钻进，气测显示中等；ECD<PF 欠平衡钻进，气测显示好。但是，欠平衡钻进是处在一种危险状态的钻进。

活动泥浆池体积 PITS 活动池是指与工作泵相连整个系统泥浆总体积，它是监测井涌、井漏重要参数之一。

入口泥浆比重 MW IN 入口泥浆比重反映了泵入泥浆比重及其稳定性（均匀性）

出口泥浆比重 MW OUT 出口泥浆比重用来监测是否有油气进入泥浆、检测新调配泥浆是否替换出来。另外在 SIGMA 中要用到它。

出口泥浆温度 TEMP OUT 检测泥浆温度主要用来判断地温分布。目前常用此法探测高压地层的存在，其根据是钻遇高压地层前，地温梯度变大。其机理是这样：在欠压实泥岩地层中，由于液体增多，而影响地层的导热性。实验表明：液体导热性仅是岩层骨架的三分之一，因此在欠压实高压地层将有热能积聚。反映在出口泥浆温度上，有较大的温度梯度。这个较大的温度梯度，在钻遇高压地层前就表现出来。因此，可根据出口泥浆温度的变化，预报高压地层，但要注意排除各种人为因素对泥浆温度的干扰。利用出口泥浆温度也可判断出新泥浆是否是替换出来。

出口泥浆电导率 CON OUT 监视出口泥浆的导电性，是检测泥浆中是否进入了高矿化度地层水的重要参数之一。

地层压力梯度 PF (fpg-formation pressure gradient) 地层压力梯度系地层孔隙压力梯度。在浅层正常压实泥岩地层段（包括砂岩夹层），保持静水压力梯度。在欠压实泥岩层段（dcs 在砂岩线和左边界间）PF 值不同于静水压力，而要用公式计算 FPG 值。当欠压实泥岩夹有砂岩时，砂岩夹层的 FPG 保持上部泥岩的 FPG 值。PF 值单位取 Kg/1。在当 dcs 判断钻遇高压地层时才计算这个值，否则用上部地层的 PF 值—接继地层压力梯度。

PF 的计算公式： $PF = S - (S - H) \times (dcs / dcn)$ 1.2s 式中 S: 上覆地层压力梯度，H: 静水压力梯度，dcs: 校正 d 指数，dcn: d 指数趋势值。

西格玛 SIGMA 它是表征岩层骨架强度的一个参数，也即岩层骨架强度大其值也大。在欠压实地层中岩层骨架强度变小，因此可用此参数监测欠压实地层——高压地层，另外可用西格玛值可估算岩层的孔隙度。其计算公式如下：岩层骨架强度 $B = a \times ((wob \times 0.5 \times rpm \times 0.25) / (D \times rop - 0.25))$ 式中 a: 常数，WOB: 钻压，RPM: 转盘转速，D: 钻头直径，ROP: 钻时，水力学校正参数 $C = b \times (MW - HY) \times H$ 式中 b: 常数 MW: 泥浆比重，HY: 静水压力 H: 深度。SIGMA = $[1 - (1 + n \times c^2)^{0.5}] / n \times c$ 式中 n 为一校正常数。

dc 指数 校正 d 指数 (corrected d`exponent) d 指数是反映岩层可钻性的一个指数，主要用来指示、预报高压层的出现。有时也用来判断钻遇岩层的岩性。校正 d 指数 dcs 计算公式 $dcs = (a + \log(b \times (rop / rpm))) / (c + \log(wob / D) \times (H / ECD))$ 式中: a, c: 常数, B: 与钻头磨损有关的校正数，ROP: 钻时，RPM: 转盘转速，WOB: 钻压，D 钻头尺寸, H: 静水压力梯度，ECD: 循环当量比重。

dc 指数趋势值 dcn 这是根据本地区泥岩可钻性定义的一个数据，d 指数预期值。通常，在正常压实泥岩段，

地层破碎压力梯度 FRAC (fracturation pressure gradient) 地层破碎压力梯度根据地层压力梯度大小、泊松比和上覆压力梯度计算得到。FRAC 可在下套管固井后用实测法求得套管鞋处的值。用此值进行校正。在钻进中 ECD 应小于 FRAC，否则容易诱发井漏。通常要求：FRAC > ECD > PF。

静水压力梯度 HYDRO (hydrostatic pressure) 由于岩层是在水盆中沉积而成的，因此，油层孔隙中除油气外，其余部分全被水所充填，这时，油层中液体的重量所造成的压力称为静水压力。

抽汲压力 SWAB 上提钻具的抽汲效应产生一个附加压力，这个压力使钻头处液柱压力下降，当地层压力大于抽汲压力时，可能诱发井涌。抽汲压力的另一表示为抽汲当量比重。SWAB = $W1 - PW / 9.81 \times H$ 式中 W1: 环空泥浆比重，PW: 钻头位置抽汲附加压力，它与上提速度和诱发的泥浆流动有关。H: 深度。

油层压力 主要来源于静水压力，所以我们把油层中流体所承受的压力称为油层压力。一般情况下，地静压力对油层压力影响较小。在正常情况下，原始油层压力与静水压力相当。如果油层压力超过静水压力，称为异常高压。油层压力小于静水压力者，称为异常低压。

异常地层压力是指在任何给定深度上的地层压力偏离正常静水压力。压力系数大于 1 或远远大于 1 的地层压力为异常高压或超压；压力系数小于 1 的为异常低压。异常地层压力的分布是全球性的，超压比低压更为多见。有资料统计，陆上所钻井的一半，海上所钻井的三分之一都遇到异常地层压力。从浅至几百米到深至几千米、从新地层到老底层中都有分布。异常地层压力特别是超高压是引发恶性钻井事故最重要的地层因素之一，由此可引发井涌、井喷、井漏、井垮、卡钻等多种钻井事故。

异常地层压力的形成有多种解释,至少有六种机理可用来解释沉积盆地内异常地层的形成原因,它们是:压实效应、成岩作用、密度差的作用、构造应力及构造活动、异常地温梯度、油气生成。异常地层压力有可能是某个因素造成的,但往往是几个因素综合作用的结果。在引起异常地层压力有不同的检测和预测方法(详见下表)。按与钻井周期的关系,可分为开钻前、钻井期间和完钻后三类。综合录井对异常地层压力的检测和预报主要是随钻对欠压实超压粘土岩层和异常压力上覆过渡带地层

记录参数的时间	资料来源	显示压力的途径
开钻前	邻井及物探资料	邻井地质录井资料和钻井报告；对相似地区的地质对比；地震数据（层速度）、重力数据（体积密度）等。
钻井期间	随钻测量（瞬时的或近瞬时）	利用电法和声法传输原理（用电缆、钻柱、钻井液介质）；钻柱振动的分析；井下天然气检测仪。
	钻井参数（无迟到时间）	Dc 指数、Sigma 录井、Nx 指数、b 指数、标准化钻速、钻速系数法、钻速方程法、岩石孔隙度、扭矩、阻卡力。
	钻井液参数 （由于迟到时间而有延迟）	钻井液天然气含量、出口钻井液密度、温度、流量、井内钻井液灌满情况、钻井池 Bt Depth [m] 1980-25 LAG Time [min] 68.99 TORQUE [m.kg] 17.39 ROP [m/min] 1.49 Drilling Tripping TDR [mm/h] 4095 TOUGH [m.kg] 17.39 FLV [ppms/mm] 4.68 FLS [ppms/m] 4.68 IVD [mm/h] 4095 FLS [ppms/m] 4.68 FLS [ppms/m] 4.68
	粘土岩岩屑分析 （由于迟到时间而有延迟）	(阳离子交换容量)、古生物化石、含膏蜡钻井液或钻井液滤液的电阻率、颜色 PH 值、氧化还原电位、重碳酸盐总量、特低渗透性、Ca ⁺⁺ 和 CaCO ₃ 的浓度、湿度含量指数等。ECD at BD kg/l ECD at TD kg/l
	地球物理测井	电测——地层电阻率、矿化度、泥质胶结因素、声波测量：传播时间隔时差测并）、弹性模量（中子测并）、变密度测并（补偿测并等）、体积密度测并、核磁共振测并；正负能谱测并。
		直接测定
完钻或停钻后	压力计—连续测试、电缆式地层测试。	

由 1.17Kg/L 上升为 1.23Kg/L。

数、泥岩密度、钻井液温度、电导率等参数，发现欠压实粘土岩层和异常压力过渡带。欠压实粘土岩层具有高孔隙度和低岩石密度的特征。钻遇这些岩层时，综合录井仪测量参数表现为钻速加快、dc 指数、Sigma 指数减少偏离正常趋势线、粘土岩密度呈明显降低趋势。在异常压力过渡带的表现特征与欠压实粘土岩层有相同的特点，另外出口温度、电导率等参数也都有比较规律的异常变化（详见下表）。综合录井是通过反推法进行异常地层压力检测的，电导率等参数的异常变化，推断欠压实粘土岩层或异常压力过渡带的存在，进而推断异常地层压力的存在并计算异常地层压力的大小。

压力过渡带参数变化特征

气显示	1、在钻井液密度不变的情况下，井底压差减小； 2、背景气升高；接单根和起下钻气增加。
出口温度	1、一般地温梯度增加； 2、在热导率高的砂岩和某些灰岩地层中，地温梯度减小。
钻井液性能	1、动切力突然增加和流变指数“n”值突然减小；2、粘度可能增加； 3、出口流量和总池体积增加。
岩屑的数量、形状和大小	1、大量出现垮塌岩屑； 2、岩形状呈现多角的和尖锐的； 3、岩屑较多呈现碎片状。
粘土岩密度	减小。
Dc 指数、Sigma 指数	减小，偏离正常趋势线，钻井孔隙度增大。

(二)、钻井液参数异常预报

钻井液参数包括钻井液的进出口密度、温度、电导率、流量、钻井液体积等。钻井液参数的变化通常直接反映井下地层流体的活跃情况及井筒压力与地层压力的平衡情况，重视钻井液参数异常的预报，可以避免井喷、井漏等重大事故的发生，及时处理油气侵、盐侵、水侵，为顺利施工创造条件。

钻井液参数异常变化

事故类型	全烃	进 / 出口密度	H2、CO2	进 / 出口温度	进 / 出口电导	总池体积	出口流量
井涌	增大	减小		升高	减小	增大	增大
井漏						减小	减小
盐侵		增大			增大		
油气侵	增大	减小		升高	减小	增大	增大
水侵		减小	增大		增大	增大	增大
地温异常				增大			

(1)、井 涌

1、形成井涌的原因

在地层压力的作用下，钻井液和地层内的流体涌出井口的现象称之为井涌。井涌发生的原因主要有以下几点：

- ①、钻于异常高压地层，地层超压驱动地层流体进入井眼形成井涌，这是最根本和最主要的原因。
- ②、钻井液密度因地层流体的不断侵入而降低，形成负压，负压加剧地层流体的侵入又进一步加大负压形成恶性循环，最后形成井涌。
- ③、在井底压力近平衡状态下，停止循环时，作用于井底的环空压耗消失，使井底压力减小。

④、起钻时未按规定灌钻井液使井筒液面下降。

⑤、井漏时钻井液补充不足使井筒液面下降，或漏速过大、备用钻井液不足补充漏失量，加清水使钻井液密度降低。

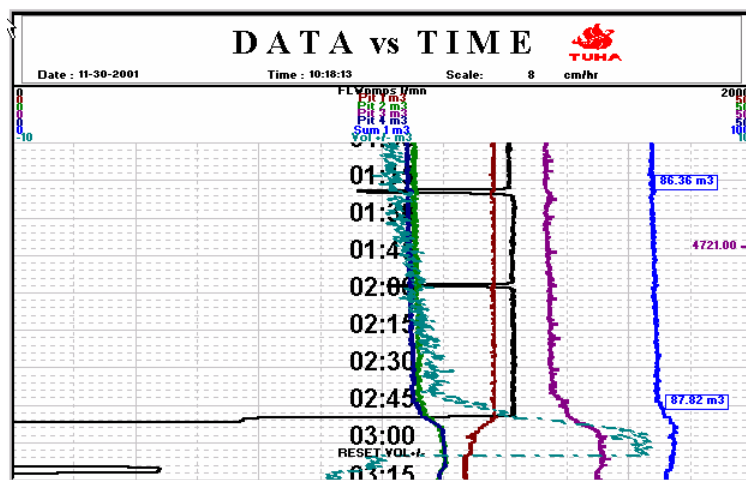
⑥、起钻时，特别是钻头出现“泥包”时，起钻的抽吸作用诱发井涌。

2、井涌的检测和预报

综合录井仪对井涌的检测和预报依时间先后可分为四个阶段，即早期预报、临涌预报、上返检测和

井口发现。早期预报分钻前早期预报和随钻早期预报两种：钻前早期预报是通过区域和邻井资料的分析，

确定本井可能会发生井涌的地层和大致井深之后进行钻前交底，随钻早期预报是通过随钻地层压力检测，早期发现异常压力地层，预报可能发生的井涌；临涌预报是抓住井涌预兆，在发生井涌前预报。气测单根峰、背景气和后效气的升高，钻进中的蹩跳现象，钻速的突然加快及放空等，这些现象的出现都有发生井涌的危险；上返检测是地层流体涌入井眼的同时和上返过程中对井涌的追踪检测。出口流量和总池体积增加，立管压力下降是这一过程中参数变化的明显特征，这些参数的异常变化在地层流体涌入井眼的同时就能表现出来，抓住这些参数的异常变化发现井涌。能为控制井涌争取十几分钟甚至几十分钟的时间；井口发现是地层流体涌出井口时，靠迟到参数发现井涌。气测值大幅度上升、电导率增加或减少、钻井液密度降低等是地层流体涌出井口时参数变化的特征。此时靠这些参数发现井涌虽为时已晚，但也能紧急控制井涌争取一点时间。综合录井仪在起钻过程中通过实时对泵冲和总池体积的检测。能及时发现未按规定灌钻井液和灌钻井液不足的情况，一旦发现上述情况立即通知井队，避免人为因素造成井涌。井涌程度和地层流体的不同，所表现出的预兆也不完全一样，在进行井涌预报时要重先期、抓临期、报出现，要综合分析各项参数的反应，注意变化过程，力求快速、准确地预报和发现井涌。



西 5 井干井深 4722m 发生溢流 2.8m³

(2)、井 漏

1、井漏的原因及危害

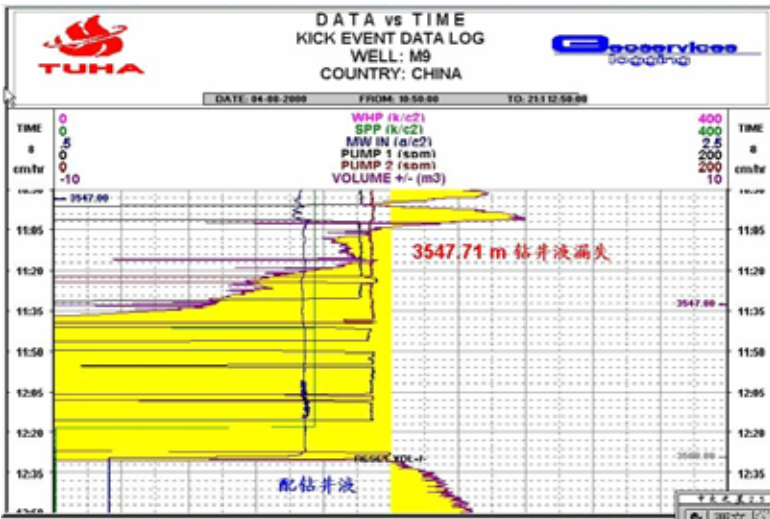
井漏是钻井液从井眼漏入地层的一种现象。以漏失速度快慢可大致将井漏划分为渗漏、小漏、大漏和有进无出几种类型。形成井漏的原因主要有以下几种：

- ① 钻入裂缝、孔洞发育的碳酸盐岩地层或高孔隙度的碎屑岩地层。
- ② 井底压力大于地层破裂压力将岩石压裂。
- ③ 下钻过程中，由于引起压力激动和钻具将井壁泥饼破坏造成井漏。
- ④ 钻入异常低压地层。

井漏是钻井工程中最复杂的问题之一，也是引发其它恶性事故的重要隐患。特别是有进无出的大漏如不能及时发现采取措施进行控制，将可能直接造成井垮、卡钻甚至导致对地层压力的失控，造成井涌或井喷事故。

2、井漏的检测和预报

井漏是最直观的一种钻井事故，通过地面钻井液量的连续观察能够很容易发现。人工监测井漏，由于不易掌握钻井液总量的变化和不能连续计量，不易发现渗漏和忽视小漏，也常常因为思想麻痹或脱岗不能及时发现突发性的的大漏失，而造成复杂情况甚至错过控制时机。综合录井仪实时检测与井漏有关的各项参数的变化并连续准确计量钻井液总量，能够在几秒之内发现大漏和检测出小至零点几方的渗漏，因此发现井漏具有准和快的特点；在掌握区域和邻井资料的情况下，抓住漏前预兆，可更准确预报井漏。



马 9 井于井深 3547.71m 发生井漏 30m³

(3)盐 侵

盐浸是在钻遇含盐膏地层时，由于盐类的水溶性，遇到水基钻井液时溶解在钻井液中对钻井液造成污染，导致钻井液性能的改变。同时，含盐膏地层在受到钻井液浸泡时会发生膨胀，已钻开的盐膏层在上覆地层压力的作用下会发生塑性流动，造成井眼缩径，可能导致钻具阻卡乃至卡钻事故的发生。

对钻井液盐侵进行检测和预报所依据的主要参数是钻井液电导率。钻入盐膏层，钻速加快，对出现岩侵情况时，电导率上升，上升幅度视盐侵程度不同而有差异。钻具上提下放过程中可能会出现阻卡现象，超拉力变化明显，幅度较大。

(三)、钻井参数异常预报

钻井工程事故包括钻井液循环系统的刺扣、刺泵、堵塞、掉水眼；钻具的遇阻、遇卡、溜钻、断钻具、钻头掉牙轮等。

综合录井仪能够实时连续检测和记录与钻井工程有关的大部分参数，主要有扭矩、悬重、钻压、泵冲、立压、转速、钻进成本等。这些参数的异常变化，有的能够直接反映事故的发生，如悬重的忽然减少反应的是断钻具事故；有的出现的渐变过程是某种事故的预兆，如扭矩的逐渐增大可能反应钻头已到后期，有掉牙轮的可能，有的出现的异常，反应的是某种小事故渐变为大事故的可能，如钻具刺的逐渐扩大将造成断钻具。综合录井仪所测参数的异常变化与工程事故的直接和间接关系是检测和预报工程事故的依据（详见下表）。

工程事故参数变化表

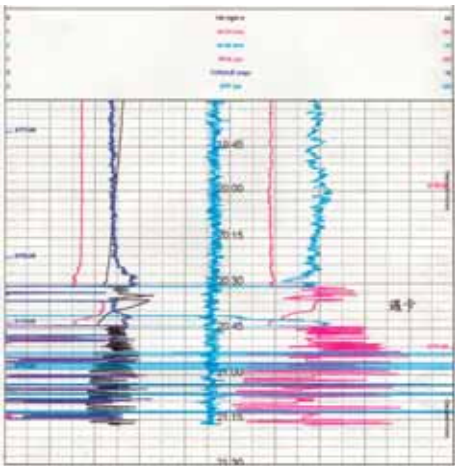
录井参数 事故类型	悬重	钻压	泵压	泵冲	扭矩	流量	钻时	钻进成本	总池体积
钻具刺			下降	增大		增大			

断钻具	忽降	忽增	忽降	增大	减小	增大			
掉牙轮	蹿跳				增大		减小	增大	
溜钻	忽降	忽升			增大		减小	减小	
掉水眼			下降	上升				增大	
堵水眼			增大	下降		减小	减小	增大	
卡钻	增大				增大	减小			
井涌						出增			增大
井漏			下降	增大		进增 出减			下降
钻头老化	波动				增大		增大	增大	
井壁垮塌			增大		增大		增大		

1、钻井液循环系统异常的检测和预报

对钻井液循环系统异常情况进行判断依据的参数主要是泵冲和泵压。正常情况下泵冲和泵压是成正比例关系。当泵冲恒定时，如果循环系统发生刺漏，立压会呈趋势性的下降，流量有可能上升；遇到堵水眼的情况，会出现“蹿泵”，发生泵压陡升或是泵压趋势性升高的现象。

2、钻具重量系统异常的检测和预报



陵深 2 井于井深 2030m 发生卡钻

处理。

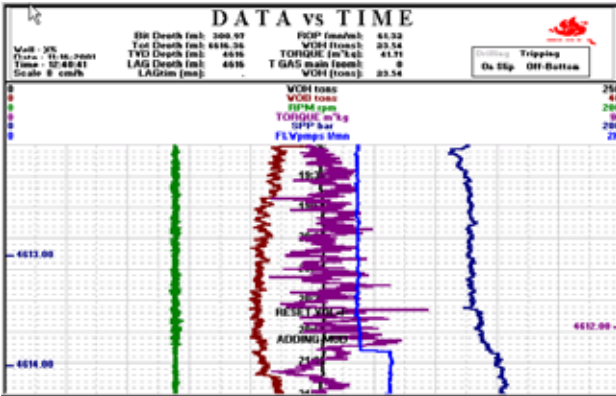
3、钻头寿命的判断

钻头是实施钻进的关键工具，钻头的工作情况直接影响着钻井施工的进度，在正常情况下，钻头使用一定时间后，钻头趋于老化，无法继续承担钻进的任务。录井参数会有一系列的变化，因为钻头牙齿的磨损，钻头的破碎能力下降，钻时变慢，钻进成本开始升高，牙轮钻头轴承的磨损，转动不灵活，导致扭矩值显示异常波动。岩屑一般会较细小、量少，岩屑中可能有铁屑。

4、井壁垮塌

钻井施工中，井壁垮塌一旦发生，钻具的上提下放有阻卡现象，录井参数表现为泵压升

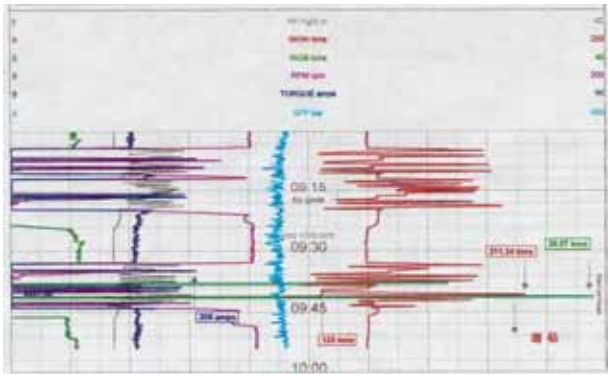
反映钻具重量系统异常的参数有悬重、钻压、扭矩、超拉力等。当起下钻遇阻、卡时，悬重增大或减小，超拉力为正或负值且数据较大，此时钻具旋转困难，扭矩值增大，开泵泵压较高。阻卡现象发生在钻头部位的较多，但当其它参数组合不妥当时，钻具其它部位也会发生阻卡，如压差式卡钻等。溜钻或顿钻时悬重陡降，钻压陡升，大钩高度陡降，出现快钻时放空的假象，扭矩陡升，泵压上升。断钻具时悬重下降，下降幅度视落井钻具多少而异。在发生断钻具前多有预兆，如泵压下降、扭矩摆动等。及时把握异常信息是成功避免钻具断裂的关键，如果钻具因疲劳等原因发生突然断裂，则无法及时提出预告，但可以及时发现、



东湾 1 井第 30 号钻头钻至井深 4612m 后，扭矩异常波动，表征钻头老化。

高，扭矩曲线不正常，岩屑录井样品可见大量掉块。

过几年来综合录井在钻井工程中的应用与实践，我们感到综合录井在钻井工程监督方面确实有着其它手段不可取代的作用，也越来越受到甲方和钻井施工人员的重视，从综合录井中所采集的参数来看，



陵深 2 井钻至井深 4447m 发生溜钻

直接测量的参数有几十种，而其中大部分是用于优化钻井的，但目前从应用程度来看，有一部分工程参数还未充分利用起来，致使其功能没有得到充分发挥。其原因有钻井施工人员的原因，也有录井人员本身的原因。因此，我们录井人员应注意加强提高自身素质，增强数据采集的准确性，解释判断能力的提高及预报的及时性，同时加大宣传力度，宣传综合录井的优势，使甲方和钻井施工人员了解综合录井增强安全优化钻井

意识。

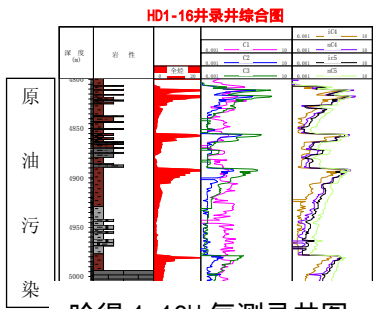
四、侧钻井、水平井等特殊井眼条件下的地质监测技术

由于大斜度大位移定向井不仅可以解决复杂的地下地质问题，还有利于勘探效益和单井采收率的提高，因此随着油田勘探、开发程度的不断加深，侧钻井、定向水平井越来越多地被采用。然而大斜度井的钻井施工与直井相比有着相当大的风险性，如钻井事故增多，钻达地质目的的难度增大等等。同时，由于该类井特殊的井身结构，使岩屑的上返过程更加复杂，造成岩屑严重混杂，代表性骤然变差，岩性定名、描述、油气显示层的归位更加困难，钻时也不能准确反映地层岩性和物性等；而且大斜度井为降低钻具“磨阻”往往要使用有机钻井液或混油泥浆，这又会极大的影响荧光录井和气测录井的作用，等等。所有这些都会降低录井资料的采集品质、剖面归位的准确性和油气层解释符合率，削弱现场录井对钻井的指导作用。因此较好地解决这二者之间的矛盾，使录井工作适应大斜度大位移钻井新技术的需要具有重要意义。通过近年来的分析研究和在侧钻井、定向水平井的实际作业，我们掌握了大斜度大位移定向井钻井中岩屑床的形成机理、影响因素，以及岩屑床的存在对安全钻井和岩屑录井资料品质的影响规律等，并提出了相应的录井技术和方法。

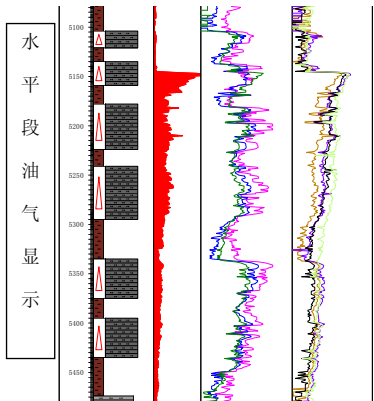
（一）钻井液混油后油气层的正确判断

1、气测参数

通过近年来的摸索，在钻井液混油后判断油气显示主要采用轻烃（主要是指 C_1 ）的变化来进行。由于原油中的伴生气（主要是指 C_1 ）密度远低于空气的密度，原油经过来出处理后，其中 C_1 的绝大部分已被分离出来，这样，我们混入原油中的 C_1 含量已非常低，而地层中的油气，



哈得 1-16H 气测录井图



其 C_1 含量处于原始状态，地层钻开后，随钻井液返出，经过气体检测装置，可完全检测出 C_1 的含量，通过对 C_1 的变化便可准确判断油气层。

油气层烃组份 90% 以上，特征为： $C_1 > C_2 > C_3 > iC_4 < nC_4$ ，根据检测值 C_1 相对含量在油气中比列都很高，一般在 75%~90% 或更高，及对于现场混油钻井液来说，全烃的基值保持在一个稳定状态，烃组份以重烃为主，根据这两个特征就可以在混油钻井液判断真假气测异常。无异常的情况下，烃组份这两大特征被打破， C_1 不一定大于 C_2 或 C_3 ， C_1 所占比例变小，以重烃为主，在出现真异常的情况下，根据异常的大小全烃曲线或有或无明显异常，但 C_1 曲线异常就很明显，因油气层被钻开后，呈游离状态的天然气和钻井液混合，全部或部分溶于钻井液中，随着钻井液上返，压力逐渐降低，在到达井口和钻井液槽的过程；游离气和溶解于钻井液的溶解气逸出，并扩散，大部分或全部转化为气态或油花，这也是为什么有时现场 C_1 绝对含量值大大高于全脱值的原因。

2、地层压力参数

dc 指数是根据欠压实理论，预测判断异常地层。dc 指数与深度的关系在浅部，dcn 随深度增加而快速增加，在较深部 dcn 随深度增加而缓慢增加，但是由于油气层段的孔隙度大，可钻性好，在钻井过程中，钻时变小，dc 指数向减小的方向偏离正常趋势线，则判断该段为异常层

3、钻井液参数

通过对钻井液密度、电导率、温度、体积的监测，能及时发现和区分真假异常。油气层被钻开后，地层中的气态和液态体就会与钻井液混合，这样就相当于稀释了钻井液及增加了钻井液体积，又因油气层电导率通常比钻井液的电导率低，孔隙中的流体导热性差原因，使井内反出的钻井液密度下降，电导率降低，温度增高，体积增大。

4、岩屑参数

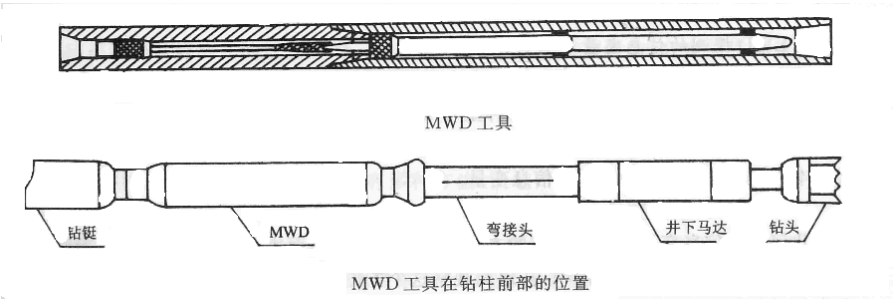
钻井液混油后，由于原油的吸附性很强，在岩屑表面可形成一层油膜，荧光灯下几乎所有的岩屑均呈黄色，这种情门久况下要正确判断油砂，可取少量岩屑用小筛子在清水中进行特别清洗，照荧光时如果表面发光，可把岩屑弄断，仔细观察岩屑断面，如果是油砂，则断面发光颜色与表面发光颜色应该一致，否则是受到原油的污染所至。如果使用 PDC 钻头且岩屑呈粉末状，可充分利用放大镜，在镜下仔细观察岩屑发光状况，找出油砂，或者采用混样浸泡进行对比的方法(此法比较麻烦，现场一般不用)。如果有条件可采用地化等其它手段进行综合判断。

另外 QFT、OFA 定量荧光录井及热解气相色谱录井也能通过泥浆的指纹谱图较好地解决真假油气识别问题。快速、有效的排除样品污染对录井工作者地质解释造成的干扰。

(二) 定向水平井钻进中的地质导向技术

在定向水平井作业过程中，MWD 和 LWD 随钻测井技术具有有效的地质导向作用。MWD 工具的长度大约是 9.5m 左右，其中心距钻头大约 12~16m，在钻头和 MWD 工具之间还可能加接其它工具，这个距离一般可以变动。我们所以讨论这个距离，因为它涉及到信息的距离延迟。所谓距离延迟是指钻头刚钻

到的地层和轨迹方位，MWD 工具还检测不到它们，要等钻头再前进一定距离，MWD 工具才能检测出来。换言之，MWD 信息要滞后钻头位置，滞后的距

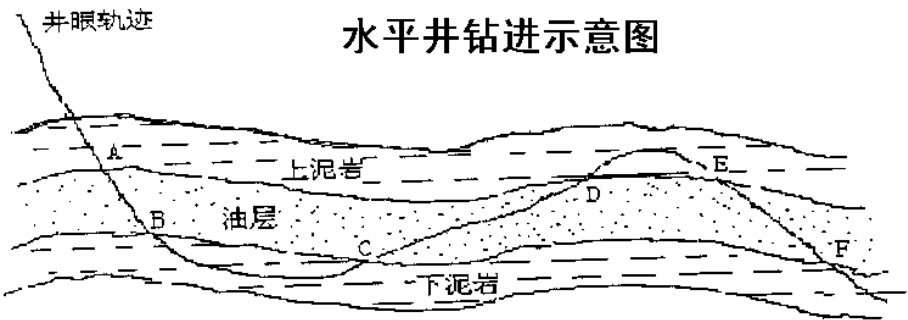


离是钻头与 MWD 探测点的距离。这个事实表明，MWD 时效性还不够理想，用它来导引钻进，必然导致导引效率不高。设想钻头偏离目标层后要等一个延迟距离（例如 15m）才能探测出来，钻井纠斜回目标层至少也要这个距离（如上边的 15m）。也就是说，一次钻井轨迹偏离，至少有 2 个延迟距离长度的井段偏出目标层。因此仅仅依靠随钻测井资料还不能及时准确地了解井底的岩性特征及其含油气性。相比较而言，综合录井技术显示出独特的水平井导向功能，钻时、岩屑、荧光、气测录井等录井资料的反映速度都快于随钻测井资料，能及时有效地反映随钻仪器盲区的地层岩性及其含油气性情况，把握井眼轨迹是否仍在油层中延伸。

综合录井和随钻测井资料的井下信息反映速度对比表

测量项目	综合录井			MWD、LWD 随钻测井		
	钻时	岩屑	气测值	井斜、方位	伽玛	电阻率
反映速度	0.2-1.0m	一个迟到时间（可停钻循环）	一个迟到时间 + 管线延时（可停钻循环）	距井底 20m	距井底 8-12m	距井底 11-15m

在水平钻进中，井下地层及油气层在综合录井上有 6 种表现特征，如下图所示：



- 1、从上泥岩进入油层（A 点）：钻时下降；岩屑百分含量：泥岩岩屑减少，砂岩岩屑增加，含油岩屑比例增加；气测值表现为总烃、组分由低值快速上升（尤其是 C1、C2）；随钻测量井斜增加，垂深增加，自然伽玛由高值变为低值，电阻率曲线由低值变为高值。

- 2、从油气层进入下泥岩（B 点）：钻时上升；岩屑百分含量：泥岩岩屑增加，砂岩岩屑减少，含油岩屑比例减少；气测值表现为总烃、组分由高值缓慢下降（尤其是 C1、C2）；随钻测量井斜、垂深增加，自然伽玛曲线由低值变为高值，电阻率曲线由高值变为低值。
- 3、从下泥岩进入油气层（C 点）：钻时下降；岩屑百分含量：泥岩岩屑减少，砂岩岩屑增加，含油岩屑比例增加；气测值表现为总烃、组分由低值快速上升（尤其是 C1、C2）；随钻测量井斜增加，垂深减少，自然伽玛由高值变为低值，电阻率曲线由低值变为高值。
- 4、从油气层进入上泥岩（D 点）：钻时上升；岩屑百分含量：泥岩岩屑增加，砂岩岩屑减少，含油岩屑比例减少；气测值表现为总烃、组分由高值缓慢下降（尤其是 C1、C2）；随钻测量垂深减少，自然伽玛曲线由低值变为高值，电阻率曲线由高值变为低值。
- 5、在泥岩中钻进（B—C、D—E 段）：钻时持续相对高值，岩性为单一泥岩，含油岩屑含量少，气测总烃曲线逐渐降低，组分明显下降（尤其是 C1、C2）；自然伽玛曲线持续高值，电阻率曲线呈持续低值。
- 6、在油层中钻进（A—B、C—D、E—F 段）：钻时持续相对低值，岩性为单一砂岩，含油岩屑含量高且较稳定，气测总烃曲线升为高值平台曲线，组分明显增为最大（尤其是 C1、C2）；自然伽玛曲线持续低值，电阻率曲线呈持续高值。如油层存在物性差异，气测全烃曲线表现为锯齿形，组分时高时低。自然伽玛曲线呈低值锯齿形，电阻率曲线呈持续高值锯齿形。

从上述特征看出，综合录井技术在水平井钻进中可以确定油层界线、分析油变化趋势、指导水平钻进。

五、PDC 钻头钻井条件下录井方法探索

PDC 钻头是聚晶金刚石切削钻头(polycrystalline Diamond Compact Bit)的简称,和牙轮钻头相比,具有机械钻速高、寿命长、成本低和防斜、纠斜及岩屑便于泥浆携带保持井底清洁的特点,因而倍受青睐,在国内钻井中得到广泛的推广应用。与 PDC 钻头给钻井工程施工带来巨大的效益相反,由于 PDC 钻头钻井的岩屑非常细碎(细得近粉末状),加之钻井速度极快,它给录井带来重重困难,甚至常常采集不到岩屑;岩性识别困难,难以有效地划分储层与非储层,仔细划分岩性的难度更大;岩屑细小,现场挑样极为困难,挑样任务无法完成,影响地化分析结果和地质取样结果;岩屑中储存的油气信息大大减少,降低了油气显示等级,降低了储层评价的可信度;由于钻井速度极快,传统长周期的地化、气相色谱难以做到逐米分析;钻井液混油及加入有机添加剂时岩屑污染的比表面积高,真假油气显示识别更加困难;由于以上综合因素的结合,导致原有的油气水层解释模型、解释图版、解释标准、解释方法失效,并带来地层分层、随对比分析困难。

到目前为止,国内外录井对 PDC 钻头带来的问题还没有有效的应对办法和措施,无法完成地质录井基本任务,勘探开发甲方为了保证地质目的和任务的实现,在录井的要求下,只能对钻井使用 PDC 钻头进行限制,在不取资料的开发井和探井的非目的层段允许使用 PDC 钻头,在目的层使用三牙轮钻头,以有利于录井识别、评价油气显示。但一味的限制,只管一时,长期下去不利于钻井技术的发展,也影响勘探开发的整体效益。

面对 PDC 钻头所带来的录井行业难题,结合我公司近年来的录井经验,我们认为录井应在以下几方

面加强工作，以适应新钻井技术的发展。

（一）强化细小岩屑采集捞取的准确性

1、细小岩屑的接样、采集捞取、洗样应严格按岩屑录井操作规程进行，接样盆放置位置应合适，以能连续接到从震动筛上滤出的新鲜细小真岩屑为宜，且应据震动筛返砂变化情况，灵活调整接样盆的位置，如果震动筛返砂太少，筛布筛眼较粗，少于 80 目，应尽快与钻井队协调，使用 80 目以上的筛布，尽量减少细小真岩屑从震动筛上的流失数量。接样盆接满后应尽快取样，岩屑采集、取样应严格采用二分法或四分法均匀采集，确保岩屑样品的代表性，并将取样后多余的岩屑清理干净。如果接到的岩屑样品呈稀泥浆糊状，应尽量将整盆岩屑取出清洗，洗样时应尽量采用小水流，轻搅拌，稍微沉淀后倒去混水再换清水的办法，防止细小的真岩屑在洗样过程中流失；在倒样时，尽量将细小岩屑全部留下，将明显的大块岩屑掉块去掉。在晒样、烤样时，切忌在岩屑未滤干水份的情况下，过多地翻动，以勉造成岩屑表面模糊。在岩屑收样装袋时，应尽量将细小真岩屑装入袋中，细小岩屑中真岩屑占的比例较大，要尽量减少在各个环节的流失。

2、细小岩屑描述应采用干、湿结合的方法并借助于放大镜、显微镜等工具进行。刚洗净未晒干的细小岩屑因其表面清洁，容易观察其岩性组合特征，晒干后，由于砂岩胶结疏松，一些未破碎的细小砂岩颗粒在晒样过程中因翻动又进一步破碎，且砂岩岩屑表面变得模糊，因此对于细小岩屑描述，要进行湿样粗描，干后细描。由于岩屑细小，一般呈芝麻粒状，粉砂岩呈白色粉末状，一般肉眼难以观察，但如果岩屑样品取样准，洗样干净，即使粉末状的细小岩屑，在岩屑中从岩屑的颜色也可判断砂泥岩百分比数量的变化，但粉砂岩的胶结程度，含油性只能通过放大镜、显微镜进行观察，在镜下挑出样品，再作胶结物试验。对于细小粉末状岩屑的含油气性试验，挑样确实无法进行的，就取混合样逐包荧光滴照、 CCL_4 浸泡照射。由于细小岩屑的含油气数量在洗样、烤样的过程中绝大部分被挥发、冲洗掉，残留下来的较少，就要求对于细小岩屑的含油气试验要及时在洗净后还未烤晒干的状态下进行，油气显示定级应适当上提一个级别。一般洗净的岩样，在盆底大多数为粉末状细砂，将细砂取出少量进行荧光湿、滴照、 CCL_4 浸泡照射，也能及时发现油气显示。对于钻井液中混有原油的井，对细小岩屑有一定程度的污染，采用细小岩屑混样滴照可能都有一点浅黄色荧光光环，但这是基值，如果地层岩屑含油气，同样是混样，含油气的砂岩混样荧光滴照的颜色产状和 CCL_4 浸泡后的颜色会明显与不含油气的砂岩混样不同，通过观察岩屑混样荧光颜色产状的变化，区分是否含油。另外，细小岩屑的含油气性判定应结合槽面油气显示进行，洗样时水面是否有油花、油膜？钻井液槽面蒸汽和岩屑是否有油气味？这就严格要求采集工取样时要随时观察钻井液槽面有无油气显示？震动筛上有无油花、气泡？钻井液蒸汽气味是否有异常？有无油气味？这些也是综合判定是否进入油气层的依据。细小岩屑样品如能挑出有代表性的样品当然好，如太细小，岩屑成粉末状，也可实事求是地取一小包混样，备完井讨论时用。

（二）建议广泛而又尽可能多地进行综合（气测）录井。

对于细小岩屑来说，对岩屑等常规录井资料质量影响较大，这是现场客观存在的事实，但对气测录井和钻井液录井毫无影响，相反，因为岩屑破碎充分，混入钻井液中的烃类组分浓度相对增大，更进一步增强了气测录井和钻井液录井发现油气显示层的灵敏性，对于一些探井和气井，气测录井对于及时准确地发现油气层，特别是干气层（岩屑及时湿、滴照均无荧光显示的层），显得独具优越性。在因钻井

技术发展给地质常规录井带来影响的状态下,钻井地质录井仍停留在五、六十年代的设备技术状态显然是落后的,而增加气测、钻井液录井,能弥补因岩屑细小给及时发现、准确地判断油气显示层带来的影响。

在气测录井方面,建议普及快速色谱新技术,由于快速色谱的分析时间为 30S,能适应PDC钻头钻速快之特点,并具有对薄层油气层的分辨能力。现今使用的综合录井仪分析周期大多为 4 分钟,对于快速钻井和薄层油气层条件下的地质录井工作存在一些困难,对于厚度达到一米的油气层其钻时仅为 1 分钟左右,而相对于 4 分钟分析周期的综合录井仪,很难保证能分析到真正的地层油气信息,而要保证分析到真正的地层油气信息,就需要提高综合录井仪的分析速度,而要提高综合录井仪的分析速度则存在着很多技术问题。首先,大多数综合录井仪使用单色谱柱进行油气组份分析,要提高分析速度,缩短分析周期,必将会导致气测C₁-C₅各组份之间的出峰时间间隔缩短,从而导致各组份峰难以分辨,降低气测对油气层各组份的分离度,特别是对组分C₁, C₂的分辨更加困难。常规录井仪色谱柱对C₁, C₂之间的分离间隔时间一般为 3-4 秒钟,缩短分析周期会导致C₁, C₂两组份峰之间的间隔时间过短,从而使两组份峰无法区分。快速色谱仪新技术能够较好的解决这些问题。快速色谱仪采用了双色谱柱对油气组份进行分析,C₁, C₂, C₃与C₄, C₅采用不同色谱柱分析,并且缩短了各组份出峰时间,延长各组份峰之间的出峰间隔时间,因而,增大了各组份之间的分离度,使C₁, C₂两峰之间出峰时间间隔达到 6 秒钟,从而,提高了仪器对油气各组份的分离度。在保证各组份峰面积不变的情况下,由于缩短了各组份峰的出峰时间。从而,使各组份峰变窄,峰高增加,峰间距增大,更有利于对油气层各组分的辨别。

六、水淹层录井评价方法探索

注水采油提高采收率,这是国内外开发常用的方法,在我国大部分油田随着开发的不断深入和老油田综合含水率越来越高,对水淹的评价工作已经成为影响当前老油田稳油、控水的关键问题。

目前对水淹层的评价主要有两种方法:一是依据测井资料,该方法投产符合率低。二是利用密闭取心技术和资料定性定量判断油层水淹状况。该方法一直是油田开发水淹层评价的有效方法,但必须依赖密闭取心井资料。由于密闭取心井钻井成本高,资料周期长,从而决定了这种方法不适合在所有井层中推广使用。因此为了加快油田开发步伐,保持原油高产、稳产,急待研究出新的水淹层解释方法和评价技术,来提高现有的工作水平。经过多年的研究与尝试,各油田逐渐将地球化学录井技术应用到水淹层评价上,来解释油层的水洗程度、水淹状况,在以岩心或井壁取心样品为分析对象进行密集分析时,其水淹层的评价可达到 80%以上。

(一) 地化(岩石热解)录井水淹层评价技术

1、评价油层水淹程度的基本原理

应用 OG-2000 型油气综合评价仪在钻井现场对储集层段按照一定的分析密度对岩石样品进行热解分析和有机碳分析,可以定量测定岩样中所含油气组分,得到 6 个直接参数和 13 个派生参数,现场得到的 S₀、S₁、S₂₁、S₂₂、S₂₃、S₄₆ 个直接参数均表示分析样品不同温度区间的含油量,但其物理意义表示的是剩余油量,派生参数 P₁、P₂、P₃、P₄ 表征水洗、水淹造成的原油性质变化。利用热失重原理,还可以计算出样品的绝对孔隙度,进而根据热解分析结果,求出剩余油饱和度。应用以上资

料评价油层水淹程度其原理主要有以下几方面。

①、油层注水开发后，随着采出程度的增加，油层的剩余油饱和度降低，地化热解参数发生了相应变化，热解轻烃值 S_1+S_{21} 随水淹程度的增强，由减小到大幅度减小，最终后趋于 0，热解重烃值 $S_{22}+S_{23}$ 受水淹程度影响较小，但水淹程度较高，其值也会大幅减少。

②、利用储集层原始含油饱和度与地化测定的剩余油饱和度的对比分析，可以判断油层的水淹程度。

③、水驱油首先驱出密度较低、粘度较小的原油组分，故随着采出程度的增加，采出的原油密度、粘度有逐步升高的趋势，反映在热解参数上凝析油指数 P_1 、轻质油指数 P_2 降低，中质油指数 P_3 与重质油指数 P_4 升高。利用以上参数的变化，可以判别油层的水洗程度、水淹状况。

2、评价参数的计算公式

①、岩石孔隙度的测定

砂岩热解（加热到 600°C ）以后，孔隙中的油气水被赶出，质量减少。这样，砂岩热解前后，质量将发生变化，即产生一个“热失重”，“热失重”的大小与其孔隙度是正线性相关关系，即“热失重”越大，孔隙度越大，反之亦然。由于钙质胶结物的热失重对孔隙度没有贡献，因此必须把它的热失重从样品的热失重中扣除，进而推导出孔隙度的基本计算公式。

$$\theta_D = 1 - (\rho_{\text{岩}} W_{\text{干}} / \rho_{\text{骨}} W_{\text{湿}}) \times 100\% - BY$$

式中： θ_D —砂岩孔隙度，%； $W_{\text{湿}}$ —砂岩样品质量，mg；
 $\rho_{\text{岩}}$ —砂岩密度， g/cm^3 ； Y —岩样碳酸盐百分含量，%；
 B —碳酸盐岩热失重系数，一般取 0.44；
 $\rho_{\text{骨}}$ —砂岩骨架密度， g/cm^3 ；
 $W_{\text{干}}$ —砂岩样品热解后的干重，mg。

②、含油饱和度的计算

$$S_D = (\rho_{\text{岩}} \times S_T) / (\rho_{\text{油}} \times \theta_D) \times 10$$

式中 S_D —地化计算的含油饱和度，%； $\rho_{\text{油}}$ —原油密度， g/cm^3 ；
 S_T —经过烃类损失补偿后的含油气总量， mg/g 。

③、驱油效率的计算

$$E_{RO} = (S_0 - S_D B_0) / S_0 \times 100\%$$

式中 E_{RO} —驱油效率； S_D —剩余油饱和度，%；
 S_0 —原始含油饱和度，%； B_0 —原油体积系数。

3、水淹层地化评价方法

①、油层水洗程度的划分

石油天然气总公司规定单块样品水洗程度判别界限分为四级，详见下表。

单块样品油层水洗程度划分

级别	水洗程度	驱油效率 E_{RO} (%)
一级	末水洗	<5
二级	弱水洗	5~35
三级	中水洗	35~55
四级	强水洗	>55

依据驱油效率计算公式，在已知原始含油饱和度和原油体积系数的情况下，只要确定出储集层的剩余油饱和度就可以计算出驱油效率，而在开发井中地化录井计算的含油饱和度可以认为是储集层的剩余油饱和度，这样根据地化录井计算的驱油效率，就可以确定储集层的水洗程度。

②、油层水淹程度的判别

我国制定的油层水淹程度判别界限见下表。

油层水淹程度判别界限

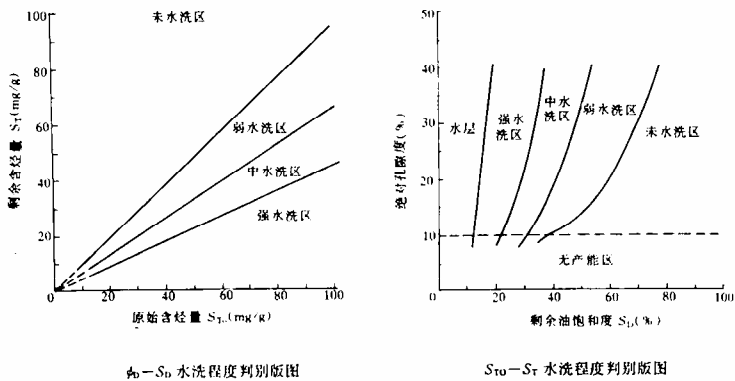
级别	试油综合含水率(%)	水淹程度
一级	<5	未水洗
二级	5~40	弱水洗
三级	40~80	中水洗
四级	>80	强水洗

地化录井水淹程度判别标准

水淹程度	剩余油饱和度 S_o %	试油含水率(%)
未水洗	>45	<5
弱水洗	30~45	5~40
中水洗	20~30	40~80
强水洗	>20	>80

在剩余油饱和度测定准确的前提下，利用单块样品油层水洗程度划分标准确定油层水洗程度造成误差的主要原因就是原始含油饱和度。若油层的原始含油饱和度定得高，则得出的水洗程度高于实测值，反之亦然。

在实际应用过程中，具体到区块层位时，常把其原始含油饱和度定为某一平均值，在这种情况下，油层水洗程度的判别结果就和水淹情况基本一致了。



3、影响地化水淹层评价准确性的因素探讨

①目前使用的烃类损失补偿系数，是一个经验值，其准确性直接影响了地化录井对含油饱和度的计算，进而影响了水淹层的解释准确性。

②地化录井由于分析岩样量较少（仅 0.1g 左右），受储集层非均质性和岩屑挑样代表性、真实性的影响，会使评价结果失真。

③原始含油饱和度的选取是否合理也直接影响准确性，如果原始含油饱和度选取偏高，则得出的解释结论偏高，反之亦然。

④目前评价油层，是把某一层段的原始含油饱和度看作一个定值，而碎屑岩储集层横向变化较大，（原始含油饱和度实际上不是一个定值）这样受其非均质的影响，也会导致解释上偏差。

（二）、热解气相色谱录井水淹层评价技术

热解气相色谱录井仪在解决水淹层的解释和评价技术方面的理论与实践的依据是：

①油层注水开发后，由于水的驱动作用，大部分原油被采出，油层的含油饱和度降低。如果在注水采油的过程中，在油井隔一定时间取样分析，就可以看出热蒸发烃的轻组分峰值逐渐变小，谱图的色谱曲线丰度降低，碳数范围变窄，主峰碳数后移等规律现象。从原始含油饱和度与剩余油饱和度的关系，就可以判断水淹层的状况、剩余油的分布和采出程度等方面的问题。

②注水采油时，水驱油首先是驱出物性好的储油层中的油。从理论上讲，对热解总值相同的储集层，物性好的驱油效果好，水淹程度大。通过油田生产实践也说明了这一点。这些问题均可以从热蒸发烃的含量、组份分布曲线、峰形、丰度、地化参数等的变化中反映出来。

③在注水采油时，水驱油首先是驱出密度低、粘度小的原油组份，随着采出程度的增加，采出原油的密度和粘度逐渐升高。实际上储油层是个具有天然层析作用的“巨大的色谱柱”。而油气组份综合评价仪中的毛细管色谱柱则是储油层的微观形态和模拟实验。油气组份在二者之中的运动规律基本一样，均为组份轻、分子小、粘度低、结构简单的化合物“跑”在前边，反之“走”在后边。前进的动力前者是加压注水，后者是色谱柱中的载气推动。二者原理相同，只是宏观、微观的区别而已。所以热解气相色谱录井仪能更好的解释注水采油过程中的一系列问题。

在利用录井资料在解释评价水淹层时，应注意以下事项。首先是在目的层段尽量不使用 PDC 钻头，同时加密取样间距。对于油质较轻或成岩性较差的区块，由于烃类损失较大，无法进行准确估算，加上岩屑样品代表性较差，使用岩屑样品评价水淹层可能达不到精度要求，应选用岩心样品或井壁取心样品进行密集分析才有较好的效果；其次建议在油田勘探开发初期使用该技术，尤其是钻井取心井。因为一方面可以准确评价储集层流体性质，另一方面可以为油田开发中后期进行水淹层评价积累原始资料。

七、生油岩录井评价技术

岩石热解及热解气相色谱技术本身源于实验室对生油岩的评价，该技术应用于储层油气评价后，仍然可立足录井现场完成对生油岩的评价。

1、生油岩有机质类型划分标准

地化指标 有机质类型	Pg	Cp
I	> 20	> 1.66
II 1	6—20	0.5—1.66

II 2	2—6	0.17—0.5
III	< 2	< 0.17

2、生油岩级别划分标准

地化参数 生油岩分数	P _g	C _p
极好生油岩	> 20	> 1.66
好生油岩	6—20	0.5—1.66
中等生油岩	2—6	0.17—0.5
差生油岩	< 2	< 0.17

3、我国生油岩 T_{max} 值范围

成熟度指标		未成熟	成 熟			过成熟
			生 油	凝 析 油	湿 气	干 气
T _{max} (°C)	I	< 437	437—460	450—465	460—490	> 490
	II	< 435	435—455	447—460	455—490	> 490
	III	< 432	432—460	440—470	460—505	> 505

3、生烃量、排烃量估算：

$$Q_{\text{生}} = \sum_{i=1}^n 2.3 \times (S_{2\text{原}} - S_{2\text{实}}) \times H_i \times 1/10 \quad (10^4 \text{t/km}^2)$$

$$Q_{\text{排}} = \sum_{i=1}^n 2.3 \times \{S_{2\text{原}} - (S_0 + S_1 + S_2)_{\text{实}}\} \times H_i \times 1/10 \quad (10^4 \text{t/km}^2)$$

式中：2.3-----岩石密度(g/cm³) (经验泥岩 ρ 值取 2.3)

H_i-----第 i 层生油岩有效厚度(m)

S_{2原}-----热解烃S₂的恢复值(mg/g)

(S₀+S₁+S₂)_实-----生油岩吸附烃量(mg/g)

1/10-----换算系数

热解气相色谱所取得的各项生油岩评价资料，和氯仿沥青“A”所做的全烃气相色谱类同，如正烷

烃分布曲线、异戊间二烯型烃分布、OEP 等等。所以热解气相色谱资料同样可用于成熟度、母质类型、油源对比等研究。