

# 第一章 概述

## 第一节 油田地质研究的发展过程

油田地质是石油地质中的一部分，是为油田开发服务的。石油地质工作的任务是勘探油田和开发油田，各阶段任务不同，地质工作研究的内容和要求也不同。

随着油田开发的进展，油田地质研究工作也很快地发展起来，但形成一套较系统的地质研究工作是在 30 年代末和 40 年代初才逐步形成的。当时美国把勘探油田和开发油田两个阶段的地质工作分为地面地质和地下地质，那时勘探阶段主要是在地面搞调查，油田开发后是研究地下地质的。1943 年美国出版的《地下地质工作方法》一书，反映了当时美国在钻井开发油田阶段的地质工作内容。但随着石油地质发展，即在勘探阶段也采用了大量的地下地质资料，所以这种称法显然是不合理的。前苏联把开发油田阶段的地质工作称为“油矿地质”，前苏联石油工业部总地质师米尔钦克，1946 年写了一本《油矿地质学》，内容就是从钻井到采油过程的地质工作方法，具体还细分为钻井地质、试油地质和采油地质。我国是世界上最早发现石油和天然气的国家，也是最早利用钻井开采石油的。但是旧中国的石油工业处于极其落后的状态，当时最大的油田——玉门油矿，1939 年在美国控制下开采。那时根本不取资料，一条砂样录井曲线就算是全部的地下资料，根本没有完整的电测曲线，根本不算是搞地质工作研究。解放后，我国按照前苏联的一些作法，在老君庙油田开始进行一些笼统而简单的地质研究工作。1959 年发现大庆油田后，通过大庆石油会战，对油田地质进行了深入细致地研究，形成了我国自己的一套工作方法。在勘探油田和开发油田两个阶段的地质工作，分别称为区域地质和油田地质，并明确了研究的内容和方法。

## 第二节 油田地质研究的任务

要开发好油田，必须认识油田，要认识油田的原始地质特征，必须从地质研究开始。油田地质研究是在区域地质研究的基础上，继续深入细致地研究油田的地质情况，从而为油田开发奠定基础。从发现油田开始直至到探明油田、准备开发油田、油田开发終了，整个过程都要研究油田地质特征。

在不同阶段，油田地质研究的任务也不同：

(1) 在初探（预探）阶段的任务是确定油田的工业价值，探明油田面积，拿下部分二级储量，其目的是要很快搞清楚是大油田还是小油田，是好油田还是差油田，同时还要为在详探阶段开辟生产试验区 and 部署加密探井作好准备。

(2) 详探阶段的任务是深入认识油田地质特征，为油田投入开发、部署井网作好准备。在这个阶段要通过对已完钻的探井、资料井所取得的各项地质资料，进行深入细致地研究。同时要开辟一个生产试验区（对小油田则开辟一个试验井组），深入解剖这一地区的油田地质特征，细致地认识油层。

(3) 部署初期开发井网阶段。通过对油层进行几次认识、实践和深入的研究，为部署全部油层的开发井网（落实开发层系的划分、确定各层系的注水方式和井网布置），准备好地

质基础。

(4) 部署全部开发井网，全面实施方案阶段，在这个阶段，油田地质研究应为全面实施开发方案和油田长期开采过程中掌握油水运动规律提供地质条件。

(5) 在油田开发的全过程中，要结合油田动态资料，深化认识，反复验证，为掌握油水运动规律、提高开发效果、提高最终采收率，进行深入地质研究工作。

### 第三节 油田地质研究的内容

探明一个油田，需要通过地震细测、钻详探井和取心资料井、地球物理测井、试油和生产试验等多方面的工作，地质研究工作为以下几个方面：

- (1) 油田地层层序、地层接触关系、沉积发展史。
- (2) 储油层构造特征，包括褶皱、断层、裂隙特征等。
- (3) 储油层的分布、岩石性质、孔隙分布特征及储油层物性特征。
- (4) 纵向上、平面上油气水分布情况及其控制因素（油藏类型）。
- (5) 油、气、水的物理、化学性质。
- (6) 油层压力和温度。
- (7) 油层生产能力和吸水能力。
- (8) 天然能量和驱动类型。
- (9) 油田地质储量。
- (10) 油田注水后，岩性物性变化特征及水淹规律。

一般习惯地说是研究油层、构造、油气水，即所谓的“三要素”，而实际上则是以储油层的研究为重点。

在各个阶段的研究内容又有所侧重。

#### 1. 初探阶段研究内容

(1) 搞清构造形态、油水界面和含油面积、油层产能和流体性质、油层压力和天然驱动能量。

(2) 油层厚度、储油特性及区域性分布特点。

(3) 圈定二级储量面积，计算出油层的储量。

#### 2. 详探阶段研究内容

(1) 划分油层组、砂岩组、小层（单层），研究油砂体特征及其连通情况。

(2) 以油砂体为基础，研究油砂体特性，隔层条件，为确定初期井网和开采对象提供依据。

(3) 利用开发资料井，详细进行岩性与电性关系研究，建立定性、定量的测井解释图版。

(4) 进一步落实构造形态、断裂特征、油水界面和含油面积，为准备好一级储量面积提供地质依据。

(5) 核实初探阶段的储量面积和计算参数，各油层产能及流体性质，以油层组为单元算准一级储量。

(6) 结合油田探井、资料井开展具有代表性的地区小层段的沉积条件研究，从而进一步认识油层的区域性变化特点。

(7) 开辟生产试验区,“解剖麻雀”,进行井网密度分析,指导全油田详探及基础井网的部署。

### 3. 部署初期开发井网阶段研究内容

(1) 反复进行单层对比,确定本区对比的具体原则(如建立对比控制井等),具体落实层组划分,主要是单油层的划分。

(2) 详细研究隔层分布情况,进一步落实开发层系划分。

(3) 对初期井网开采的油层,进行分井组对比研究,为射孔方案(孔密控制、隔层调整等)提供依据。

(4) 对其他油层组进行油砂体研究,根据油砂体形态,提供按油砂体布井资料。

(5) 验证、落实断层分布,进一步落实油水界面和含油面积。

(6) 落实全开发区的一级储量,初步进行油砂体储量计算,研究储量分布情况。

### 4. 部署全部开发井网,全面落实方案阶段

这一阶段应反复再进行一次全面的油田地质研究,落实全部油田原始地质资料(即进行系统的静态资料汇编),重点研究以下内容:

(1) 分井分层的油层研究,包括详细的井组油层对比研究,分井分层计算储量。

(2) 详细落实断层分布,可选择断层面与油层通过的井,进行断层取心,研究断层的封隔程度,为注水开发油田提供依据。

(3) 分单层确定含油边界。

(4) 落实初期井网对油砂体形态的认识程度。

(5) 利用几套层系重合的近井距油井,研究一些专项问题。

### 5. 油田开发过程中的研究内容

大庆油田开发实践证明,油田地质研究工作是从钻开油层开始直至开发终止,整个过程都要进行研究,即要反复对油田地质进行再认识,俗称为“动、静结合”,主要包括下列几个方面:

(1) 油层对比。在分层开采情况下,对一些单层注水井和采油井其连通情况及其注采效果不符合,在地质资料分析中还不能证实的问题,而在开采中得到证实,对这些层要重新进行对比,进行核实。

(2) 断层是否密封。只从地质资料分析很难证实,要通过断层两侧注采效果,进一步落实断层的密封情况。

(3) 油砂体研究。从油水运动的规律,要进一步研究控制油水运动规律的油砂体性质,深入研究油砂体的非均质性,为进一步调整挖潜提供依据。

(4) 沉积条件及沉积相研究。油田在注水开发过程中,通过注采效果分析,水流的方向及油井见水的特点分析,可以发现油砂体的不同特征,而对这些特点的认识,只有通过油层沉积条件研究,才能深化认识。在油田开发过程中,利用密井网的大量测井资料及少量取心井,可以进一步细分沉积相带,更深入细致地认识油砂体特征及其对油水运动的影响。

(5) 根据油层动用状况,反复核实储量参数,挖掘油层储量潜力

## 第二章 油层研究

### 第一节 岩心描述的内容与方法

岩心是研究岩性、物性、含油性的第一性资料，通过对岩心的观察、描述可以逼真地了解油层。实践证明，大庆油田单井取岩心收获都在 90% 以上，这对认识油层提供了基础资料。观察描述岩心的内容很多，总的可概括为两个方面：第一，研究油层沉积特征，目的在于认识油层沉积条件，对比和划分油层，推断油层的演变规律；第二，研究油层的油气水特征，为判明油、气、水层、划分油层有效厚度、研究水驱油效率提供依据。

针对以上两个目的，岩心观察描述的内容与方法各有侧重，分述如下。

#### 一、碎屑岩的描述

##### 1. 岩心描述顺序与内容

###### 1) 定名

岩石定名要概括岩石基本特征。

岩石定名 = 颜色 + 含油、气、水产状及特殊含有物 + 岩性。

例如，棕褐色含油含泥砾细粒砂岩、灰色含介形虫钙质粉砂岩等。

###### 2) 描述内容

颜色、含油、气、水产状、矿物成分、胶结物、结构、构造、化石、含有物、滴酸反应程度、接触关系、素描图等。

###### 3) 岩石含不同粒径的定名原则

岩石中的碎屑颗粒往往不是同一粒径组成的，在这种情况下，给岩石定名时，将次要（含量少的）颗粒放在前，主要颗粒（含量多的）放在后。

(1) 当岩石中某一颗粒、钙质等含量大于 50% 时，即用该颗粒、钙质等定名。如岩石中粉砂颗粒含量大于 50%，则定名为粉砂岩。其余颗粒可在描述中加以说明。

(2) 当岩石中颗粒、钙质等含量为 25%~50% 时，定名中用“质”或“状”字表示，“质”与“状”字加在主要颗粒（>50%）之前。如泥质粉砂岩、粉砂质泥岩、砾状砂岩；对同为砂质颗粒，大多习惯用“一字线”表示，如中—细粒砂岩（相当于中砂质细砂岩）；对夹粉砂质和泥质呈条带状分布的岩性，可定名为粉砂质条带泥岩（相当于粉砂质泥岩），或泥质条带粉砂岩（相当于泥质粉砂岩）。这种描述特点是使描述形象化，能客观反映沉积特征，并在绘制岩心剖面图时加以符号表示。

(3) 当岩石中次要颗粒含量在 10%~25% 时，用“含”字表示，将“含”字放在次要颗粒之前，如含泥砾细砂岩。

(4) 当岩石中次要颗粒含量小于 10% 时，不定名，只作描述。

在松辽盆地取心的岩石中，含介形虫化石多由粉砂质、泥质、钙质胶结物组成。当介形虫含量为 10%~25% 时，定名为含介形虫钙质粉砂岩或含介形虫泥岩等；当介形虫含量为 25%~50% 时，定名为粉砂质介形虫层（此种岩性疏松、具孔隙）或钙质介形虫层、泥质介形虫层等；当介形虫含量大于 50% 时，定名为介形虫层；当介形虫含量小于 10% 时，不定名，只作化石描述。

## 2. 颜色

颜色是岩石最醒目的标志，它主要反映岩石内矿物的成分和沉积环境。因此，地质工作者在给岩石定名时，把颜色放在最前面，以作为鉴定岩石、判断沉积环境、地层分层和对比的重要依据。所以，在描述岩心时，必须将岩心放在亮处，以劈开岩心的干燥新鲜面为准。而且为了减少在判断颜色上的人为误差，常制定标准岩石色样等，以供描述时对比使用，或采用光度计可以较精确地测定颜色。

### 1) 碎屑岩颜色

钻井取出岩心一般多为砂岩、砂泥混合岩（过渡性）和泥岩三种，其颜色可因其颗粒成分、胶结物、含有物及沉积环境不同，呈现不同颜色。

(1) 单一颜色：为一种颜色，如灰色、白色等，在描述其颜色时，常在颜色前加形容词来说明颜色的深、浅，如浅灰色、深灰色等。

(2) 混合颜色：是指两种颜色较均匀分布在岩石内，往往其中一种较突出，另一种次之。描述时将主要颜色放在后，次要颜色放在前。如灰白色粉砂岩，是以白色为主，灰色次之。混合颜色也有深浅之分，如绿灰色粉砂岩等。

(3) 杂色：一般由三种以上颜色混合组成，或各自呈不均匀分布。如斑块、斑点和杂乱分布，往往以某一种颜色为主，其他颜色杂乱分布，具有杂色的岩性一般多为泥质岩类。如紫红杂灰绿色粉砂质泥岩，是以红色为主，紫色次之，再其次是杂色中绿色多，灰色少，且呈斑点状分布。

### 2) 含油、气岩心的颜色

(1) 含油砂岩颜色。除含稠油、氧化的油和轻质油的岩心外，一般其颜色深浅是反映含油饱满程度的，即含油饱满颜色较深，呈棕色、褐色和棕褐色等；含油不饱满颜色较浅，呈浅棕色、棕黄色等。但要特别注意浅色的有时可能为含饱满的轻质油。

(2) 含气砂岩颜色。除含干气的岩心呈砂岩本色外，含湿气岩心颜色较浅，有时与油砂不易区别。如气顶的气砂由于含2%~10%原油，呈浅棕色、棕黄色，岩心久放后颜色变化不大，不能描述为油砂。

对于不是气顶的湿气岩心，在岩心刚出筒时，可以明显看出岩心呈浅棕黄色或浅黄色，过一段时间后，由于岩心内的轻质组分挥发，岩心明显呈白色或灰白色砂岩。从颜色上已完全看不出含气特征。因此对于此类含气砂岩，必须在岩心刚出筒时立即进行描述。

对凝析气藏的岩心，因其含少量凝析油，含气岩心多呈棕灰、浅灰棕色等，岩心久放后颜色变化不大。

## 3. 岩心含油、气、水特征的描述

岩心的含油、气、水特征是岩心描述的重点对象之一，不仅在描述时要详尽、细致，并且在岩心刚出筒时就要认真细心观察岩心含油、气、水产状特征。并作记录或必要的试验、取样等，以作为在详细描述时的补充。

在描述岩心的含油、气、水特征时，必须将岩心劈开，描述岩心新鲜面。除对岩石的结构、构造等进行描述外，要突出描述岩心的含油饱满程度、产状特征等。应该特别指出的是不能忽视对低含油级别（油浸、油斑、油迹）岩心的描述。大庆油田在开发中期后，已发现这些含油产状的岩心，在目前技术条件下不仅产油，而且有相当可观的储量，称“表外储层”。

### 1) 含油岩心的描述

(1) 含油产状特征的描述。含油产状特征是指油在岩石内的存在状态，即是以纯油形式分布，还是油、气混合分布及其分布均匀程度，如分布均匀、不均匀、斑块状、条带状、斑点状等。在描述时要结合岩石结构、构造等说明油在岩石内的分布状况，并做些试验补充描述。

(2) 含油饱满程度的描述。大庆地区一般用三种形式表示岩心的含油饱满程度。

含油饱满。指油砂而言，油砂颗粒孔隙内全部被油充满，呈饱和状态，岩心颜色较深，多为深棕色、棕色、棕褐色等。岩心出筒时可观察到原油溢出，劈开岩心新鲜面，原油染手，油脂感很强。

②含油较饱满。一般指含油砂岩，尽管岩心颗粒孔隙内均匀充满原油，但未达到饱和状态，或由于岩心颗粒不均匀及有其他含有物等。岩心刚出筒时无原油外溢，劈开岩心新鲜面原油分布较均匀，油脂感较差。

含油不饱满。指油浸、油斑岩心，由于岩性为砂、泥混杂，仅在砂岩颗粒富集处含油，且不饱满。颜色更浅，含油处多为浅棕色。

(3) 含油级别的确定。岩心的含油级别主要依据含油产状、含油饱满程度和含油面积来确定。大庆地区将含油级别分为四级：

油砂。含油饱满，含油面积大于 80%，岩心颗粒均匀，油味浓，原油染手，油脂感强，颜色较深。

②含油。含油较饱满，含油面积为 50%~80%，颜色较油砂浅，多为棕色或浅棕色等，局部砂岩颗粒分选较差，并夹有少量泥质条带或含有少量其他含有物等。岩心刚出筒时，无原油外溢，劈开岩心新鲜面油脂感较强，捻碎后染手。

油浸。含油面积为 25%~50%，一般多为泥质粉砂岩，在砂粒富集处含油，多呈条带、斑块状含油，劈开岩心后不染手，含油不饱满。在描述岩心时，一般根据其含油面积确定颜色，若含油面积达到 50%左右，可按含油颜色定名。如浅棕色油浸粉砂岩、油浸泥质粉砂岩等；若含油面积在 50%以下时，可按岩石本色定名，如灰绿色油浸泥质粉砂岩。

油斑。含油面积为 10%~25%，一般多为粉砂质泥岩。在砂质富集的斑块、条带处含油，含油不饱满。在描述岩心时，按岩石颜色定名，如灰绿色油斑粉砂质泥岩或油斑泥质粉砂岩。

对于含油面积小于 10%的含油产状一般称油迹。不单独定含油级别。只是在描述岩心时，将其含油产状特征、分布状况记录在描述上即可。

(4) 描述含油级别时应注意以下几点：

凡含油岩心含钙者，应根据含钙程度，在描述定名中含油级别应降 1~2 级。

对氧化的含油岩心，应根据氧化程度，在描述定名中含油级别应降 1 级，并将“氧化”二字定入名内。如黑褐色氧化含油粉砂岩，此种含油岩心多为残余油。

2 含气岩心的描述

含气岩心有两种类型：一是含湿气（气顶气、夹层气等）；二是含干气。不论哪种类型岩心含气，对含气岩心的描述都要从岩心刚出筒开始，就要及时细心地观察和试验岩心含气情况；同时要结合气测资料、有机地球化学现场测定资料，对含气岩心进行观察描述。

(1) 含湿气岩心的描述。湿气是指岩心内重烃含量为 10%~20%，其余为甲烷，含湿气的岩心一般为气顶气、油层内的夹层气，或在油层上面或侧面，天然气运移至距油层有一段距离的储层而形成气顶或次生气藏。当油层与气顶气砂直接接触时，气砂内还含有少量原

油，其分布规律是距油层近含油多，距油层远含油少。经现场做含气砂岩含油饱和度分析，含气砂岩内自下而上含油为 10%~20%，而且随岩心含油多少的不同，含气岩心颜色也是自下而上由深变浅。此类岩心刚出筒时多为棕色、浅棕色或棕黄色，若不细心观察很可能当成油砂和含油砂岩描述。含气岩心定名是根据岩心刚出筒时的含气特征和劈开岩心观察新鲜面的颜色深浅、含气产状，并结合颗粒均匀程度、胶结物和含有物等定为气砂和含气砂岩两种名称。

另外，当含气岩心久放后，由于轻质组分挥发，岩心呈黄灰色或灰黄色。

湿气岩心的另一种情况是储气层距油层较远，当岩心刚出筒时可明显观察到岩心呈浅棕黄色，过一段时间后，岩心内所含的轻质组分完全挥发，岩心呈现白色砂岩，滴水后，水珠立即渗入岩心。若不及时进行观察和描述，就看不出含气特征。此种类型含气岩心在描述时，一般定名为含气砂岩。如果岩心刚出筒时能观察到岩心呈浅黄色，可将颜色定人名内。

(2) 含干气岩心的描述。含干气岩心有两种类型，一是生物甲烷气形成的气藏，二是油层气在运移过程中重烃被地层吸附而形成的次生气藏（或次生气顶）。这两种含气岩心所含天然气都是以甲烷为主，重烃含量较少。此二类气藏的岩心，不仅从岩心上观察不出含气特征，用其他方法也很难发现。从目前松辽盆地勘探情况看，此类气藏（除深层外）大多数分布在浅部地层，一般在井深 700m 以上，而且多数是从发生井喷后才发现的。当含气层较薄时，用地震烃检测方法也不易发现，此类含气岩心，从岩心上观察不出任何含气特征，只有将刚出筒的岩心，马上去掉岩心表面钻井液后，将岩心立即放入水盆内，才能观察到其冒气泡和含气程度，此类气藏在电测井曲线上无任何显示。

含干气的岩心颜色呈岩石本色，在描述时一般定名为含气砂岩，如灰白色含气砂岩。

(3) 凝析气藏岩心的描述。凝析气藏的岩心，在岩心刚出筒时，呈现棕黄色，放一段时间后为浅棕灰色，岩心久放后仍能嗅到油味。滴水于岩心上，水珠慢慢渗入岩心内。从以上特征看，岩心是以含气为主，但由于温度和压力下降后，有少量凝析油残留在岩心内。因此，凝析气藏的岩心含气特征既不同于湿气岩心含气产状特征，也不同于干气岩心含气产状特征。在描述定名时，应根据含气岩心刚出筒时颜色定名。

### 3) 含油含水岩心的描述

(1) 油水过渡带取心的目的是了解油水过渡段的厚度、油水分布规律及控制油水分布的因素。油水过渡带取心必须从纯油层取至纯水层，才能了解油水过渡段厚度和油水分布规律。大庆长垣北部各油田具有统一的油水界面，一般在海拔 -1050m 左右，在垂向上含水程度一般规律是受海拔控制，其顶界大约在海拔 -1000m，底界大约在海拔 -1100m。从油水在垂向上的分布规律，根据岩心观察及试油结果，自上而下分为三段（表 2-1）。

表 2-1 油水过渡段岩心含油、水特征

分段	岩心观察与试油结果	定名	滴水试验
含水油层段	以出油为主，微含水	含水油砂	4级为主
油水同层段	油水同出	含油含水砂岩	2~3级
含油水层段	以出水为主，带油花或少量油	含油水砂	1~2级

在宏观上大致可划分为三个段，实际上油水分异规律还受油层非均质、构造缓、陡的控制。如当油层非均质严重、构造翼部平缓时，油水过渡段厚度大，反之则小。因此所划分的

三个段厚度不是均匀分布的，各段的厚度均有差异。

(2) 油水同层取心井。由于构造平缓、断层和岩性等因素影响，导致油水分异差，在纵向上油水无一定的分布规律，经常出现油水同层，甚至有时出现油在下、水在上等情况。

对于以上两种类型的取心井岩心的观察描述，除同正常油层的岩心描述方法外，需要在现场做一些试验鉴别，配合岩心描述，搞清油水分布规律。

### (3) 油水同层岩心的描述方法。

滴水试验。不论岩心含水程度如何，在观察和试验时，都要将岩心劈开进行观察试验，并且在含油砂岩无钻井液侵入环处进行试验和观察，定性了解油层含水程度。

滴水试验方法是用滴管取一滴水，滴在含油岩心平整、新鲜面上，然后观察水珠的形状和渗入情况，根据其渗入程度和形状一般分为五级（图 2-1）。

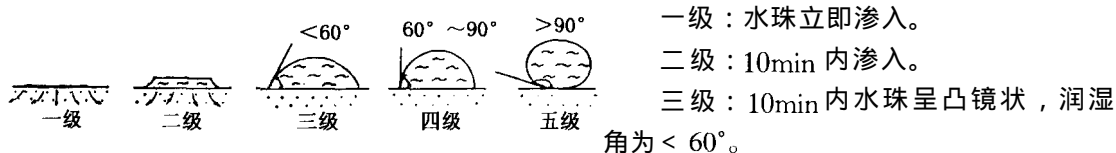


图 2-1 岩心滴水试验示意图

根据试验结果，大致可以确定岩心含水程度，含水多时为一、二级，含油多时为四、五级，油水比例相近约为三级。

对油水过渡带取心井、油水同层取心井和取心检查井均可用此种方法定性了解油水分布规律及水淹程度。

四氯化碳 ( $\text{CCl}_4$ ) 试验。取 1g 新鲜含油岩样研成粉末，放入试管内，再加入 5mL  $\text{CCl}_4$ ，摇匀后静置一段时间，然后观察试管内的变化，根据试管内呈现的不同状态可定性地了解岩心的含油情况。

分散状：岩样砂粒很快地散开沉下，原油迅速地溶解在  $\text{CCl}_4$  中，成为均匀分散状溶液时，则为油层特征。

絮状：砂粒不能迅速地散开，原油在  $\text{CCl}_4$  中溶解速度较慢，呈棉絮状。这是油水同层的特征。

凝集状：砂粒缓慢散开或部分散开，原油在  $\text{CCl}_4$  中溶解速度较慢，呈凝集状。这是油水同层或含油水层的特征。

凝块状：岩样砂粒不散开，原油溶解很差，呈凝块状，为含油水层特征。

钻井液侵入环的观察。在用水基泥浆取心时，劈开岩心可观察到含油岩心、油水同层岩心和检查井岩心的钻井液侵入环。侵入环的深度主要决定于岩心的亲水性、渗透性、含水程度，同时也受钻井液柱压力与地层压力之差的控制，压差越大越易渗入，反之则差。总之，含油岩性含水较不含水侵入深，形成的侵入环颜色较浅。滴水于岩心侵入环处，水珠很快渗入岩心内。在岩性致密程度和含油水程度相同的条件下，含水多的岩心，亲水性能好，侵入环厚；而含油多、含水少的砂岩，侵入环较薄。根据对泥浆水侵入岩心的程度观察分析，可以帮助判断油层、油水同层及含油水层。

含油含水岩心的描述。结合滴水法和四氯化碳试验及对钻井液侵入环的观察，重点要描述岩心含水程度，有无湿润感，油脂光泽强弱程度，颜色深浅变化，含油岩心含水后氧化程

度，油层非均质性与油水分布关系等。

#### 4) 泥岩裂缝油气藏的岩心描述

泥岩裂缝油气藏主要分布在生油凹陷内的泥、页岩中。由于泥岩裂缝处于良好的生油凹陷内，具备原地生、储的特点。它的形成除位于断裂带附近外，从构造位置看，泥岩裂缝油气藏主要分布在构造转折部位，即构造的下倾部位或向斜的上倾部位。从取出岩心看，泥、页岩岩心存在着明显油污染，常呈泥岩油、油泥岩或油浸泥岩形式出现。

对泥岩裂缝含油岩心的描述，重点要观察描述岩心出筒时泥岩裂缝冒气、溢油状况，描述泥、页岩裂缝、节理发育特征（图 2-2），包括裂缝长度、开启程度、裂缝密度、数量、厚度及裂缝或节理与层面关系（垂直、平行、斜交）。根据泥岩含油和裂缝状况可分别定名为泥岩油（相当于油砂级）、油泥岩（或含油泥岩）、油浸泥岩三级。另外还可结合对泥岩裂缝的其他分析，如测泥岩平均孔径、扫描电子显微镜下观察的泥岩孔隙和裂缝形态及有机地球化学的实验室分析等补充描述。

#### 4. 有机地球化学在含油、气、水岩心描述中的应用

长期以来，人们对含油、气、水岩心的观察描述，主要靠主观的感性认识定性。随着石油地质科学的进步和现代分析测试技术的发展，用传统的方法鉴别岩心的含油、气、水产状愈来愈不适应，同时也不够准确。而采用有机地球化学分析测试技术对区别真假油气显示，判断油、气、水层性质，定量划分岩心含油级别，能在很大程度上减少主观因素的影响，使含油岩性的分析判断的准确性得以保证和提高。因此，在可能和有条件的情况下应积极采用有机地球化学方法录井。

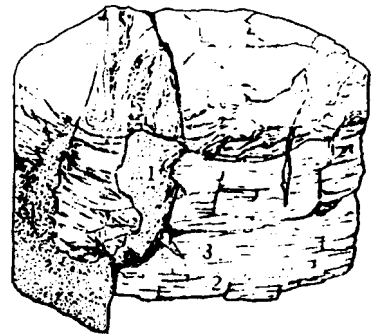


图 2-2 泥岩裂缝油层

1—裂缝被粉砂岩充填，含有石油；

2—裂缝含有石油；3—泥岩

#### 1) 区别真假油气显示

在新区钻探时，如何判断和发现油气层是极其重要的，但有时在探寻深层油气显示过程中，由于起下钻将浅部油气层的含油气岩层或岩屑碰掉到井下深层，经取心或从钻井液中发现有含油气显示的岩心或岩屑。为证实含油岩心（或岩屑）是哪一个层位的，则可用热解—气相色谱流出曲线对比（即用深层泥岩热萃取烃色谱与浅层油层岩心热萃取烃色谱曲线对比），可一目了然。

#### 2) 不同含油、气级别岩心的热解色谱特征

判断油、气、水性质，除传统的直接取心观察和间接用地球物理测井解释判断外，近几年，为及时得到现场取得的第一性资料的含油、气、水产状特征，应用了地球化学录井。根据油、气化学性质及其组成上的微量变化，即利用热解—气相色谱法研究岩心、岩屑含油、气、水产状及岩石残留烃。它具有方法简便、用量少、灵敏度高、分析速度快和经济等独特优点。只要将现场取出的岩心、岩屑样品及时用蜡封或液氮（ $-196^{\circ}\text{C}$ ）冷冻，送至实验室（实验室也可设在现场），即可得到分析结果，从而及时指导现场下套管、试油及下步井位部署等一系列工作安排。

(1) 不同含油级别砂岩的热解特征。不同含油产状岩心热解所获得的参数，其概念完全不同于生油岩或干酪根热解所获得的参数。如同样一个参数  $S_1$ ，在生油岩热解中是表征单位质量生油岩中所存在的游离烃含量；而在含油砂岩中则表征在 300 前所蒸馏出来的烃类含量，是一个反映含油砂岩中原油性质和丰度的参数（若不考虑含油砂岩中胶结物性质、含

量和砂岩颗粒性质、含量对释放  $S_1$  的影响)大体相当于原油在  $300^{\circ}\text{C}$  前的馏分含量,两者的概念是完全不同的。 $S_2$  包括两部分烃量,一部分是指含油砂岩在  $300\sim 500^{\circ}\text{C}$  温度区间所蒸馏的烃类;另一部分是在此温度区间由部分重组分裂解所产生的烃量,亦是一个性质和丰度参数。 $S_3$  为含油砂岩原油中有机组分在  $300\sim 390^{\circ}\text{C}$  温度区间的二氧化碳含量,表明在这温度区间中含氧化物的含量,也是一个性质和丰度的参数。

从 6 种不同含油产状岩心的热解谱图(图 2-3)中可以看出,其特征明显,易于区分。

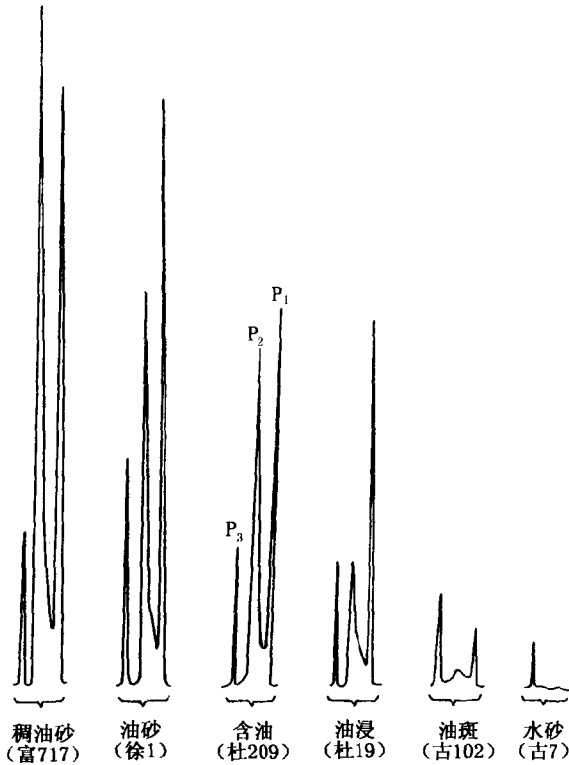


图 2-3 不同含油级别砂岩典型热解谱图

稠油砂:富拉尔基萨尔图油层的油砂是典型的稠油砂,实测残余油饱和度为  $57\%\sim 65\%$ 。具有特强的  $P_1$  和  $P_2$  峰,且  $P_2$  峰高  $> P_1$  峰高。 $S_1 + S_2 > 80\text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ ,富 717 井高达  $102.25\text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ 。 $P_3$  峰中强, $S_3$  仅为  $0.92\sim 1.12\text{mg CO}_2/\text{g}_{\text{油砂}}$ ,低于萨、葡、高油层  $S_3$  含量。 $(S_1 + S_2) / (S_1 + S_2 + S_3) > 0.99$ ,表明富拉尔基的稠油砂的氧化程度较低; $S_1 / (S_1 + S_2)$  数值仅为  $0.28\sim 0.29$ ,低于一般油砂的比值;而  $S_2/S_3 > 60$ ;氯仿抽提物含量  $> 4.000\%$ 。从而表明富拉尔基的稠油砂是一种成熟度低,重组分含量很高的油砂。

油砂:大庆长垣和三肇地区的萨尔图、葡萄花油层的油砂,实测残余油饱和度为  $30.8\%\sim 43.9\%$ 。在热解谱图上,具有强的  $P_1$  峰和  $P_2$  峰,且  $P_1$  峰高  $> P_2$  峰高。 $(S_1 + S_2)$  含量比稠油砂低,为  $32\sim 60\text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ 。 $P_3$  峰强, $S_3$  含量为  $1.17\sim 1.81\text{mgCO}_2/\text{g}_{\text{油砂}}$ 。 $(S_1 + S_2) / (S_1 + S_2 + S_3) > 0.95$ ,氧化程度有所增加; $S_1 / (S_1 + S_2)$  为  $0.44\sim 0.60$ ;  $S_2/S_3$  为  $12\sim 24$ ;

氯仿抽提物含量为  $2.000\%\sim 4.000\%$ ,表明为低成熟度的一般油砂特征。

含油:三肇、泰康和齐家的部分样品,实测残余油饱和度为  $16.5\%\sim 28.7\%$ 。在热解谱图上, $P_1$  峰与  $P_2$  峰为中等, $P_1$  峰高  $> P_2$  峰高。 $(S_1 + S_2)$  含量较低,为  $17\sim 30\text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ 。 $P_3$  峰明显减弱, $S_3$  含量为  $0.67\sim 0.87\text{mgCO}_2/\text{g}_{\text{油砂}}$ ; $(S_1 + S_2)$  为  $0.42\sim 0.63$ ,与油砂相近; $S_2/S_3$  为  $7\sim 14$ ;氯仿抽提物含量为  $1.500\%\sim 2.000\%$ 。表明轻组分在低含油级别中有所增加,但总丰度已明显降低。

油浸:古龙和泰康地区的部分样品,实测残余油饱和度为  $11.5\%\sim 13.5\%$ 。在热解谱图上, $P_1$  峰和  $P_2$  峰明显减弱, $P_1$  峰高  $> P_2$  峰高。 $(S_1 + S_2)$  含量为  $11.51\sim 14.12\text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ 。 $P_3$  峰与含油相近, $S_3$  含量为  $0.64\sim 0.71\text{mgCO}_2/\text{g}_{\text{油砂}}$ 。 $S_1 / (S_1 + S_2)$  为  $0.31\sim 0.57$ ;  $S_2/S_3$  为  $7\sim 15$ ;氯仿抽提物含量为  $0.965\%$ 。表明在油浸砂岩中,丰度和轻组分都明显下降。

油斑：古龙和泰康地区的部分样品，实测残余油饱和度为 4.6%~9.6%。在热解谱图上， $P_1$  峰和  $P_2$  峰弱， $P_1$  峰高 >  $P_2$  峰高。 $(S_1 + S_2) < 2.0\text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ 。 $P_3$  峰弱， $S_3$  含量很低，仅为  $0.25\text{mgCO}_2/\text{g}_{\text{油砂}}$ 。 $S_1 / (S_1 + S_2)$  为  $0.00 \sim 0.44$ ，变化不定； $S_2/S_3$  为  $0.09 \sim 3.25$ ；氯仿抽提物含量为  $0.004\% \sim 0.297\%$ 。表明烃含量已经很低了。

⑥水砂：古 7 井萨尔图油层实测含油饱和度为零，在热解谱图上， $P_1$ 、 $P_2$  峰仅有微弱显示。 $(S_1 + S_2)$  为  $0.03\text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ 。 $P_3$  峰明显， $S_3$  含量很低，为  $0.10\text{mgCO}_2/\text{g}_{\text{砂岩}}$ ； $S_2/S_3$  为  $0.3$ ；氯仿抽提物含量甚微，为  $0.0043\%$ 。

上述 6 种含油、气级别的典型热解谱图见图 2-3，图中峰高未进行进样量的统一校正。

## (2) 不同含油级别砂岩的热解—气相色谱特征。

热解—气相色谱是指含油砂岩在 340 前所蒸发出来烃的色谱分析，即所谓的  $P_1$  峰细分。它主要反映了 340 前所产烃量中各单位烃（主要指正构烷烃，也包括少量异构烷烃）的含量及分布特征。从图中可以看出，不同含油级别砂岩的  $P_1$  峰细分谱图有完全不同的图形特征，根据峰形位置、基线偏移和正构烷烃梳状结构，可以明显区分开。

### 色谱图图形特征。

稠油砂：以富 717 井为例，谱图图形缺乏正构烷烃梳状结构，仅见异构烷烃的不规则锯齿状，基线偏移距离高达 7cm，出现一个馒头状鼓包，峰顶保留时间为 15min 左右，故称为前锯齿单峰型（图 2-4）。

油砂：以大庆长垣部分井为例，谱图图形一般以  $nC_{27}$  为界分成两部分，前峰主要为正构烷烃梳状结构，基线偏移小，一般为 1~2cm，峰顶保留时间为 15~16min；后峰正构烷烃含量显著降低，梳状幅度降低，基线偏移增大，偏移距离不稳定，为 1.5~5.0cm，峰顶保留时间为 25min 左右，故称之为前梳状双峰型（图 2-5）。

含油：以齐家、三肇、泰康部分井为例，谱图图形与油砂相似，一般为双峰型，前、后峰界限与油砂不同，有超前（ $C_{25}$ ）和落后（ $C_{31}$ ），总的看来界限不够稳定。前、后峰均呈正构烷烃梳状结构，前峰基线偏移小，后峰幅度一般小于前峰。但个别井（金 6）有高于前峰的，基线偏移大，可达 4cm，呈一尖型鼓包，所以可分为前梳状双峰型和后梳状双峰型两种，前、后峰顶保留时间为 15min 和 25min 左右（图 2-6）。

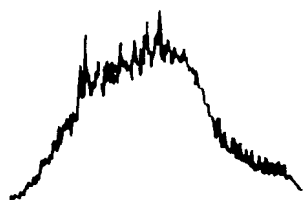


图 2-4 稠油砂  
(富 717 井)  
热解—气相色谱图

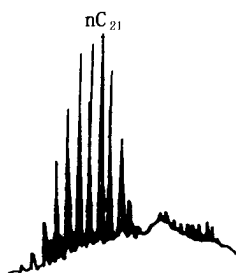


图 2-5 油砂  
(萨 323 井)  
热解—气相色谱图

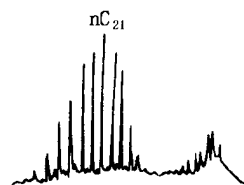


图 2-6 含油  
(卫 1 井)  
热解—气相色谱图

油浸：以古龙和泰康部分井为例，谱图图形一般无明显双峰特征，在  $nC_{27}$  处有一低值

区，图形呈马鞍形，鞍前与鞍后均为正构烷烃梳状结构，但鞍后幅度小于鞍前幅度，基线偏移小，鞍前鞍后峰顶保留时间同油砂、含油，故称前梳状马鞍型（图 2-7）。

油斑：以古 102 井为例，谱图图形以  $nC_{26}$  和  $nC_{35}$  为界分为前、中、后峰，均为正构烷烃梳状结构，其幅度一般依次前峰高于中峰，中峰高于后峰。基线偏移不大，三峰峰顶保留时间自前向后分别为 16min、23min、29min，故称为前梳状三峰型（图 2-8）。

含水油砂：色谱图图形缺乏正构烷烃梳状结构，仅见异构烷烃的不规则锯齿状，基线偏移较大（图 2-9）。

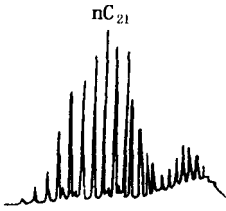


图 2-7 油浸  
(古 402 井)  
热解—气相色谱图

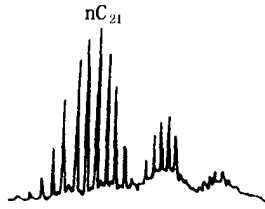


图 2-8 油斑  
(古 102 井)  
热解—气相色谱图

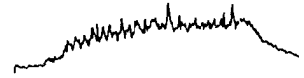


图 2-9 含水油砂  
热解—气相色谱图

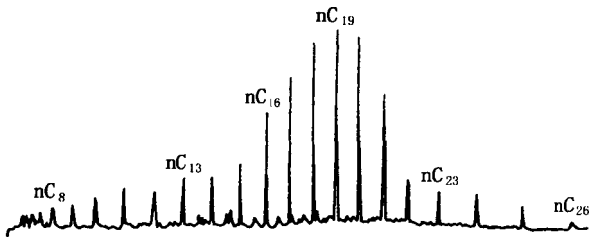


图 2-10 凝析油砂热解—气相色谱图

凝析油砂：由于轻质组分大部分挥发和重组分含量低，色谱图图形以  $nC_{16}$ — $nC_{21}$  为突出，峰高向前、后依次呈阶梯状降低，呈现“山峰”型（图 2-10）。

气砂：色谱图图形自前向后，正构烷烃峰高由高向低，即由低碳数向高碳数呈阶梯状明显降低（图 2-11）。

水砂：以古 7 井、古 8 井和卫 9 井为例，谱图图形缺乏  $nC_{23}$  前的正构烷烃， $nC_{23}$  后的含量亦很低，正构烷烃梳状幅度很低，基线偏移中等，形似箱状，峰顶保留时间较长，故称为后梳状箱型（图 2-12）。

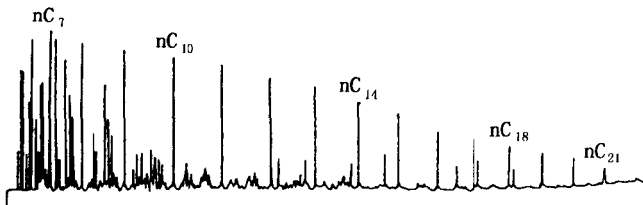


图 2-11 气砂热解—气相色谱图

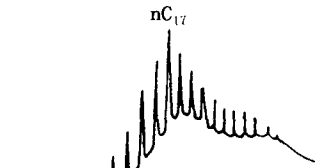


图 2-12 水砂热解  
—气相色谱图

正烷烃特征。不同含油级别砂岩的正构烷烃的各项指标列于表 2-2。

表 2-2 不同含油级别砂岩正构烷烃数据表

项目 \ 含油级别	油砂	含油	油浸	油斑	水砂
井号	萨 323	卫 1	古 402	古 102	古 7
碳数分布范围	C <sub>14-37</sub>	C <sub>14-37</sub>	C <sub>14-37</sub>	C <sub>14-43</sub>	C <sub>17-37</sub>
主峰碳数	nC <sub>21</sub>	nC <sub>21</sub>	nC <sub>21</sub>	nC <sub>21</sub>	nC <sub>29</sub>
主峰碳数含量, %	8.07	8.93	9.93	10.05	15.65
OEP	1.02	1.03	1.08	1.02	1.23
$\Sigma C_{21}^- / \Sigma C_{22}^+$	0.45	0.52	0.77	0.71	0.02
$\Sigma C_{14-17} / \Sigma nC_n$	0.057	0.064	0.105	0.069	0.003
$\Sigma C_{22-25} / \Sigma nC_n$	0.259	0.320	0.306	0.235	0.084
$\Sigma C_{30-33} / \Sigma nC_n$	0.17	0.07	0.11	0.11	0.23

从表 2-2 中可以看出：不同含油级别砂岩正烷烃碳数分布范围大体稳定在 C<sub>14</sub>—C<sub>37</sub>。主峰碳数大体稳定在 C<sub>21</sub>，表明不同含油级别砂岩所蒸馏出来的烃性质大体相近。但是主峰碳数正构烷烃的含量则随含油级别的降低而升高，油砂为 8.07%，而水砂可高达 15.65%。

不同含油级别砂岩的  $\Sigma C_{21}^- / \Sigma C_{22}^+$  不一样，大体上随着含油级别的降低比值升高，从油砂的 0.45 上升到油浸的 0.77，说明轻组分在低含油级别砂岩中占优势，水砂中的轻组分含量低，可能与轻组分易于迁移有关。

选用  $\Sigma C_{14-17} / \Sigma nC_n$ 、 $\Sigma C_{22-25} / \Sigma nC_n$  和  $\Sigma C_{30-33} / \Sigma nC_n$  三项指标参数来反映正烷烃中轻、中、重组分的差异。参数变化表明，在轻组分中  $\Sigma C_{14-17} / \Sigma nC_n$  随含油级别的降低而升高，从油砂的 0.057 上升到油浸的 0.105；在中等组分中  $\Sigma C_{22-25} / \Sigma nC_n$  波动起伏，无明显的增减；在重组分中  $\Sigma C_{30-33} / \Sigma nC_n$  则随含油级别的下降有下降的趋势，从油砂的 0.17 下降到油斑的 0.11。

异构烷烃特征。确定用 iC<sub>16</sub>、iC<sub>18</sub>、iC<sub>19</sub> 和 iC<sub>20</sub> 来表征不同含油级别砂岩的异构烷烃特征（表 2-3）。

表 2-3 不同含油级别砂岩异戊间二烯烷烃数据表

含油级别	油砂	含油	油浸	油斑	水砂
井号	萨 323	卫 1	古 402	古 102	古 7
iC <sub>16</sub> + iC <sub>18</sub>	0.3797	0.3966	0.2887	0.1699	—
iC <sub>19</sub>	0.7782	0.4870	0.3418	0.2095	—
iC <sub>20</sub>	0.9309	0.5405	0.3151	0.2544	0.0119
iC <sub>19</sub> /nC <sub>17</sub>	0.36	0.42	0.29	0.20	—
iC <sub>20</sub> /nC <sub>18</sub>	0.30	0.33	0.21	0.14	0.60
$\Sigma iC_n / \Sigma nC_n$	0.0313	0.0429	0.0419	0.0240	0.0015

iC<sub>16</sub> + iC<sub>18</sub>、iC<sub>19</sub> 和 iC<sub>20</sub> 的含量随含油级别的降低而降低，油砂含量最高，三项参数分别为 0.3797、0.7782 和 0.9309，水砂含量最低，仅检测出 iC<sub>20</sub> 含量为 0.0119。

iC<sub>19</sub>/nC<sub>17</sub> 和 iC<sub>20</sub>/nC<sub>18</sub> 反映相邻正构和异构的关系。从数值看，随含油级别的降低，比值也随之降低，分别从油砂的 0.36、0.30 下降到油斑的 0.20 和 0.14， $\Sigma iC_n / \Sigma nC_n$  亦有相似的变化规律。

### (3) 热解模拟特征。

从表 2-4 和图 2-13 可以看出：

不同含油级别砂岩从 50~550 的累计烃产率不同，以稠油砂为最高，富 717 井高达 102.25mg<sub>烃</sub>/g<sub>油砂</sub>，随着含油级别从油砂降至水砂，累计烃产率也相应降低，以水砂为最低，古 7 井仅为 0.03mg<sub>烃</sub>/g<sub>油砂</sub>。

表 2-4 不同含油级别砂岩热解综合数据表

含油级别	稠油砂	油砂	含油	油浸	油斑	水砂
井号	富 717	萨 323	卫 1	古 402	古 102	古 7
含油饱和度, %	65.0	30.8	19.0	11.5	9.6	
孔隙度, %	35.0	29.8	23.9	21.3	14.8	
最高热解峰温, °C	448	441	436	436	414	323
S <sub>1</sub> + S <sub>2</sub> , mg <sub>烃</sub> /g <sub>油砂</sub>	102.25	55.85	16.31	11.51	1.58	0.03
S <sub>3</sub> , mg <sub>烃</sub> /g <sub>油砂</sub>	1.12	1.81	0.67	0.71	0.25	0.10
S <sub>1</sub> (S <sub>1</sub> + S <sub>2</sub> )	0.28	0.42	0.52	0.57	0.44	0.00
S <sub>2</sub> /S <sub>3</sub>	65.37	17.93	11.76	7.04	3.52	0.30
50~350°C 烃产率占总产率的, %	60.48	55.39	73.21	75.05	86.62	68.10
350~450°C 烃产率占总产率的, %	37.42	40.41	25.81	24.36	11.64	26.99
450~550°C 烃产率占总产率的, %	2.09	4.27	1.04	0.58	1.75	4.91
最大烃产率温度段, °C	400~450	400~450	200~250	200~250	200~250	250~300
有效碳, %	8.52	4.65	1.35	0.95	0.13	0.00
氯仿抽提物, %	4.1130	4.0166	1.6638	0.9467	0.2965	0.0043

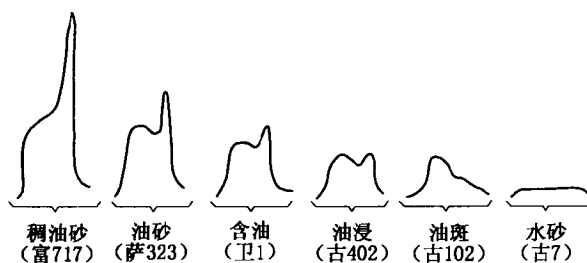


图 2-13 不同含油级别砂岩热解模拟谱图

不同含油级别砂岩的最高热解峰温不一样，稠油砂热解峰温最高，富 717 井为 448°C，以水砂为最低，最高热解峰温为 323°C（古 7）。随热解烃产率的降低，最高热解峰温也相应降低，从油砂的 441°C 降到油斑的 414°C。

不同含油级别砂岩的最大烃产率的温度段不同，稠油砂和油砂为 400~450°C，最大烃产率分别为 19.58% 和 23.01%；水砂温度为 250~300°C，最大

烃产率为 26.38%；含油、油浸、油斑介于两者之间，温度为 200~250°C，其最大烃产率分别为 19.31%、21.46%、40.76%。

不同含油级别砂岩在 50~350 温度区间烃产率不同，有随含油级别降低，烃产率相对增加的趋势，稠油砂和油砂小于 65%，含油和油浸为 65%~80%，油斑最高为大于 80%，而水砂则表现为低值。

不同含油级别砂岩在 350~450 温度区间的烃产率变化规律与 50~350 温度区间的烃产率变化相反，稠油砂和油砂为高值，一般大于 35%，随含油级别的降低，烃产率相应降低，含油、油浸和油斑分别为 25.81%、24.36%和 11.64%，水砂为较高值。

⑥模拟温度大于 450°C，不同含油级别砂岩烃产率突然降到 5% 以下，热解进入尾声。450~550°C的烃产率：稠油砂、油砂和水砂为高值，大于 2%；含油、油浸和油斑为 0.5%

~2%。

(4) 生产层、低产生层和非生产层间的热解参数界限。储层按其是否具有生产能力，习惯上可粗略地划分为三类：能够产出达到工业油流标准的储层称为生产层，能够产出少量油流而达不到工业油流标准的储层称为低产生层，不能产出油流或仅产出微量油流的储层称为非生产层。

研究松辽盆地萨、葡、高油层和扶余油层的热解资料发现，不同生产能力的储层之间有明显的界限值（表 2-5）。表中数据表明，萨、葡、高油层满足生产层的标准是： $S_1 > 10.0 \text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ ， $S_2 > 7.5 \text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ ， $S_3 > 1.0 \text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ ， $(S_1 + S_2) > 17.5 \text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ ， $S_2/S_3 > 10.0$ ， $(S_1 + S_2) / (S_1 + S_2 + S_3) > 0.95$ ，氯仿抽提物  $> 1.6\%$ 。扶余油层达到工业油流的热解参数值与萨、葡、高油层相近，总体上看各项参数的要求高些，这主要是扶余油层的埋深要大些，孔隙度、渗透率较小，原油物性较差。其各项参数值为： $S_1 > 11.0 \text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ ， $S_2 > 10.0 \text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ ， $S_3 > 0.95 \text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ ， $(S_1 + S_2) > 21.0 \text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ ， $S_2/S_3 > 10.0$ ， $(S_1 + S_2) / (S_1 + S_2 + S_3) > 0.95$ ，氯仿抽提物含量  $> 1.5\%$ 。

表 2-5 生产层、低产生层和非生产层间的热解参数界限值

油层性质	项目	$S_1$	$S_2$	$S_3$	$S_1 + S_2$	$\frac{S_2}{S_3}$	$\frac{S_1 + S_2}{S_1 + S_2 + S_3}$	氯仿抽提物 %
		$\text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$	$\text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$	$\text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$	$\text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$			
萨、葡、高	生产层	$>10.0$	$>7.5$	$>1.0$	$>17.5$	$>10.0$	$>0.95$	$>1.6$
	低产生层	$0.1 \sim 10.0$	$0.1 \sim 7.5$	$0.2 \sim 1.0$	$0.2 \sim 17.5$	$1.0 \sim 10.0$	$0.50 \sim 0.95$	$0.1 \sim 1.6$
	非生产层	$<0.1$	$<0.1$	$<0.2$	$<0.2$	$<1.0$	$<0.50$	$<0.1$
扶余	生产层	$>11.0$	$>10.0$	$>0.95$	$>21.0$	$>10.0$	$>0.95$	$>1.5$
	低产生层	$0.1 \sim 11.0$	$0.1 \sim 10.0$	$0.1 \sim 0.95$	$0.2 \sim 21.0$	$1.0 \sim 10.0$	$0.50 \sim 0.95$	$0.1 \sim 1.5$
	非生产层	$<0.1$	$<0.1$	$<0.1$	$<0.2$	$<1.0$	$<0.50$	$<0.1$

(5) 用热解参数计算残余油饱和度。研究热解参数 ( $S_1 + S_2$ ) 与残余油饱和度关系发现，热解  $> 10.0$ ，烃量 ( $S_1 + S_2$ ) 随含油饱和度的增加而增加，样品点集中分布在一个很窄的范围里，两者之间存在着良好的带状线性关系（图 2-14）。

图 2-14 中有三条彼此平行的直线，左上方（I）一条直线可作为用热解烃量求取残余油饱和度的下限值，用解析法求其线性方程为  $S_1 + S_2 = 1.27S_0 + 0.67$  ( $\text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ )，其中 ( $S_1 + S_2$ ) 为 550 热解累计烃产率； $S_0$  为残余油饱和度；1.27 和 0.67 为经验参数。右下方（III）为用热解烃量求取残余油饱和度的上限值，用解析法求得其线性方程为  $S_1 + S_2 = 1.27S_0 - 12.7$  ( $\text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ )。中间（II）直线为求取平均残余油饱和度的线性方程，为  $S_1 + S_2 = 1.27S_0 - 4.66$  ( $\text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ )。这样，依据热解烃量  $S_1 + S_2$  就能取得样品的残余油饱和度。朝阳沟油田朝 67 井，热解烃量  $S_1 + S_2 = 11.39 \text{mg}_{\text{烃}}/\text{g}_{\text{油砂}}$ ，用上述公式计算其残余油饱和度的范围值为 8.4% ~ 18.97%，平均值为 12.63%。而实际测得同一样品的残余油饱和度为 12.2%，与平均残余油饱和度 12.63% 十分接近。

上述公式是用松辽盆地资料确定的，在实际使用这些公式时，要结合同地区实际情况加

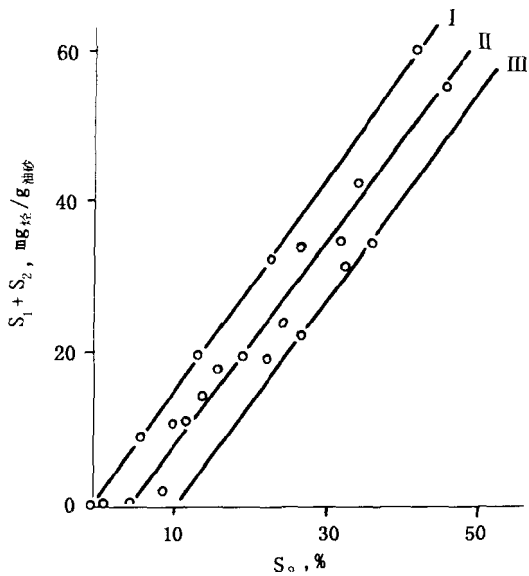


图 2-14 热解气量 ( $S_1 + S_2$ ) 与残余油饱和度关系曲线

以调整。

### 3) 不同含油级别岩心的有机地化特征及实验室划分标准

#### (1) 不同含油级别砂岩的红外光谱特征。

对不同含油级别砂岩氯仿抽提物进行红外光谱分析, 获得了从  $720 \sim 1700 \text{cm}^{-1}$  的 5 个特征吸收峰参数。  $1700 \text{cm}^{-1}$  表示不同官能团如酮、醚、酸和醛中的  $\text{C}=\text{O}$  基团, 故其吸收峰强度大致可反映抽提物中的氧含量;  $1460 \text{cm}^{-1}$  是饱和烃、芳烃和非烃侧链上的  $\text{CH}_2$  和  $\text{CH}_3$  的特征吸收峰;  $720 \text{cm}^{-1}$  则是反映开链烷烃中  $\text{CH}_2$  和  $\text{CH}_3$  的含量, 所以  $1460 \text{cm}^{-1} + 720 \text{cm}^{-1}$  可用来表征饱和烃的含量;  $1600 \text{cm}^{-1}$  是芳香烃中芳核上的  $\text{C}=\text{C}$  双键的伸展或变形振动;  $810 \text{cm}^{-1}$  是芳香烃同一个芳核上 3 个邻近氢原子的面外变形振动, 故可用  $(1600 + 810) \text{cm}^{-1}$  表征芳烃的含量。

所以可用  $1700 \text{cm}^{-1}$ 、 $(1460 + 720) \text{cm}^{-1}$  和  $(1600 + 810) \text{cm}^{-1}$  的吸收峰强度来考察不同含油级别砂岩抽提物中的含氧化合物、饱和烃和芳烃的相对含量变化 (表 2-6)。表 2-6 表明,  $(1460 + 720) \text{cm}^{-1}$  吸收峰强度随含油级别的降低而升高, 即从稠油砂的 82.8% 上升到油浸的 92.9%, 相对应的  $(1460 + 720) / 1600$  则从 11.318 上升到 31.678;  $1700 \text{cm}^{-1}$  吸收峰强度则随含油级别的降低而降低, 从稠油砂的 7.7% 降为油浸的 3.0% 相对应的  $1700/1600$  则从 1.193 下降到 1.017;  $(1600 + 810) \text{cm}^{-1}$  吸收峰强度的变化规律与  $1700 \text{cm}^{-1}$  相似, 亦随含油级别的降低而降低, 即从稠油砂的 9.5% 降到油斑的 3.7%, 相对应的  $(1600 + 810) / 1460$  亦从 0.1364 降为 0.0708。说明在不同含油级别砂岩的饱和烃、芳烃和含氧化合物含量不同, 而且随含油级别的降低, 饱和烃含量相对增加, 而芳烃和含氧化合物含量减少。  $1460/720$  随含油级别的降低, 数值上从稠油砂的 5.617 降到油斑的 2.759, 表明在低含油级别砂岩中以开链烷烃占优势;  $810/1600$  则有相反的变化, 即随含油级别的降低而略有升高, 表明在低含油级别砂岩中, 以简单的芳烃占优势。应当指出, 在油斑砂岩的一些参数中有偏出正常演变的趋势, 从而表明, 在砂岩含油饱和度降到一定程度时, 地下水对油的蚀变作用加强了, 导致  $1700 \text{cm}^{-1}$ 、 $1700/1600$  的增加和  $(1460 + 720) / 1600$ 、 $810/1600$  的减少。

表 2-6 不同含油级别砂岩的红外光谱数据表

含油级别	井号	1700 %	1460 + 720 %	1600 + 810 %	$\frac{1700}{1600}$	$\frac{1460 + 720}{1600}$	$\frac{1600 + 810}{1460}$	$\frac{1460}{720}$	$\frac{810}{1600}$
稠油砂	富 717	7.7	82.8	9.5	1.051	11.318	0.1364	5.617	0.293
油砂	萨 323	5.0	89.9	5.1	1.193	21.468	0.0714	3.780	0.213
含油	卫 1	3.6	92.1	4.3	1.109	27.923	0.0584	3.560	0.273
油浸	朝 67	3.0	92.9	4.1	1.017	31.678	0.0915	3.525	0.404
油斑	朝 3	4.2	91.9	3.7	1.208	26.277	0.0708	2.759	0.365

### (2) 不同含油级别砂岩的族组成特征。

通常把经沉淀沥青质、高速制备色谱(柱色层)分离后获得的组分,称为族组成。族组成包括4个族分,即饱和烃、芳烃、非烃和沥青质。不同含油级别砂岩的族组成数据列于表2-7。从表中数据可明显看出,随着含油级别的降低,即含油饱和度和油砂氯仿抽提物含量的减少,其饱和烃含量相对增加,从稠油砂的45.8%增加到油斑的71.9%,芳烃和非烃含量相对减少了,从稠油砂的34.8%和17.9%减少到油斑的13.5%和11.7%,沥青质含量保持相对稳定低值,大致在2%~3%左右。这说明,在低孔隙结构的砂岩储集层中,只能允许低分子的、简单的、直链的烃类进入,而高分子的、复杂的、带环状的烃类由于体积增大而不能进入。显然,在低含油级别砂岩中,烃类占优势,非烃含量很低;在烃类中又以饱和烃占优势。在油砂中,若以沥青质含量为一个单元的话,则其族组成间饱和烃、芳烃、非烃和沥青质的比例为18.1:10.4:4.3:1;而在油斑中,其族组成间的比例为24.8:4.7:4.0:1。当然,在低含油级别砂岩中,由于油被大量的地下水所包围,发生局部蚀变作用,致使其非烃含量增加的现象也时有发生。

表2-7 不同含油级别砂岩族组成数据表

含油级别	井号	氯仿抽提物 %	总烃 %	族组成,%				含油饱和度 %	孔隙度 %
				饱和烃	芳烃	非烃	沥青质		
稠油砂	富717	4.1130	80.6	45.8	34.8	17.9	1.5	65	35
油砂	萨323	4.0166	84.3	54.3	30.0	12.8	3.0	31	30
含油	卫1	1.6638	85.4	61.9	23.5	13.3	1.3	19	24
油浸	古402	0.9467	93.0	67.0	26.0	4.7	2.3	12	21
油斑	古102	0.2965	85.4	71.9	13.5	11.7	2.9	10	15

### (3) 不同含油级别砂岩抽提物的元素组成。

元素组成是鉴定物质的基本参数。在有机地球化学研究中,一般用元素组成来表征某类天然有机质的组成和性质。因此,研究不同含油级别砂岩抽提物的有机元素组成,有助于了解不同含油级别砂岩抽提物的元素构成状态和性质。本文研究的有机元素包括碳、氢、硫、氮和氧5种。不同含油级别砂岩抽提物的元素组成列于表2-8,从表中数据清楚地显示出,不同含油级别砂岩中的碳元素保持相对稳定,为84%~85%,且随着含油级别的降低略有下降的趋势;氢元素含量则随着含油级别的降低而相对升高,从稠油砂的12%上升到油浸的13.46%。表明在低含油级别砂岩中,有相对富氢的趋势,所以H/C质量比亦随含油级别的降低,从稠油砂的14.2上升到油浸的15.9。杂元素氧、硫、氮的含量则随含油级别的降低而升高,从稠油砂的1.27%上升到油斑的1.43%,相应的(O+N+S)/C亦随之升高,从油砂的1.53上升到油斑的1.70。稠油砂为表生蚀变作用的产物,(O+N+S)/C高达3.87。当然,由于含油饱和度的降低,地层水对烃类的蚀变作用增加,在油斑砂岩中出现一些异常,如氢含量有所降低,H/C质量比偏小等。

表2-8 不同含油级别砂岩的有机元素组成数据表

含油级别	井号	C %	H %	O+N+S %	H/C	(O+N+S)/C
稠油砂	富717	84.72	12.00	1.27	14.2	3.87
油砂	萨323	85.47	13.60	1.31	15.9	1.53
含油	卫1	84.32	13.14	1.38	15.6	1.64