

文章编号: 1000-0550(2004)增刊-0118-06

油藏地球化学测试技术在大庆油田的应用

方伟 张居和 冯子辉 黄春艳

(大庆油田有限责任公司勘探开发研究院 黑龙江大庆 163712)

摘要 介绍了四项油藏地球化学新技术及在油田勘探开发研究中的实际应用效果。高温气相色谱技术把原油组分的分析范围从 $C_1 \sim C_{40}$ 提高到 $C_1 \sim C_{100}$; 含氮化合物分离测试技术, 实现了对原油中微量含氮化合物的分离和色质绝对定量检测; 储层油水层划分技术开发出了判别油水层技术; 原油开采动态监测气相色谱技术在国内首次开发出了四层原油产能配比实验方法。这些技术经过在大庆油田两年多的实际应用, 在稠油类型、油源对比、油气运移、油水层划分、油井产能监测等研究中都发挥了重要作用。

关键词 高温气相色谱 稠油类型 油源对比 油气运移 油井产能监测

第一作者简介 方伟 男 1957 年出生 高级工程师 硕士 有机地球化学

中图分类号 P593 **文献标识码** A

油藏地球化学是 20 世纪 80 年代末国际上兴起的一门有机地球化学前沿学科, 它把有机地球化学和原油开发过程及油藏有关问题结合在一起, 解决了油气勘探开发中的许多技术难题。油藏地球化学测试技术在大庆油田的开发应用, 取得了显著效果。

1 高温气相色谱分析技术及应用

1.1 高温气相色谱分析技术

1.1.1 样品处理

原油样品处理: 将适量原油溶于对二甲苯中, 用氧化铝吸附, 抽提 48 h, 用真空旋转仪富集, 再用丙酮法沉淀提取结晶体, 在 -20°C 下经过正戊烷溶解处理得到沉淀物, 即得到原油中高分子量烃类浓缩物。

岩石样品处理: 先将烃源岩样品按《岩石中氯仿沥青的测定脂肪抽提器法》得到抽提物, 再将其按“原油样品处理”操作步骤得到岩石中高分子量烃类浓缩物。

1.1.2 高温气相色谱分析条件

美国 HP6890 Plus 气相色谱仪、化学工作站。25 m \times 0.32 mm \times 0.1 μm 高温毛细管色谱柱, 进样口温度 390°C , 脉冲不分流进样; 检测器 FID 温度 430°C , 检测器补充气体为高纯氦气; 载气为高纯氦气, 柱流量为 1 ml/min; 燃气为氢气, 流量为 45 ml/min; 助燃气为空气, 流量为 450 ml/min。毛细管柱升温程序: 初温 100°C (或 50°C), 恒 1 min, 以 $10^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 升温速率升到 420°C , 恒温到组分全部流出。

1.2 应用

高温色谱分析技术将原油和岩石中最高分子量烃

类从 C_{40} 提高到 C_{100} , 极大地拓宽了原油和岩石地球化学研究领域^[1,2], 该技术在把松辽盆地北部稠油类型划分和齐家古龙凹陷黑帝庙油源对比中进行应用。

1.2.1 稠油类型划分

利用高温色谱分析技术, 把松辽盆地北部稠油划分为 3 种类型、7 个亚类。

(1) 生物降解成因的稠油

稠油中的某些烃类由于受到细菌降解作用, 与正常原油相比表现出明显减少的特征, 这类稠油即为生物降解稠油。在盆地北部其主要分布区是油藏流体表现出强烈生物降解作用的西部斜坡地区和大庆长垣地区。根据稠油目前残存的烃类组成情况, 这类稠油可以进一步细分为 3 个亚类, 分别是严重降解稠油, 中度降解稠油, 轻度降解稠油。

严重降解稠油的主要特征是: 全烃色谱图中正构烷烃基本消失, 仅存在少量的二环烷烃和藿烷类; 高温气相色谱图中, 正烷烃最高可见 nC_{63} , 但 nC_{40} 以后不易被细菌降解的高分子烷烃也有一定损失。这类稠油主要分布于江桥—富拉尔基地区的萨尔图油层。

中度降解稠油的主要特征是: 全烃色谱图中 nC_{15} 以前的正烷烃有明显损失, 异构烷烃相对增加, nC_{15} 以后的正烷烃有部分损失, 并可见到明显的藿烷系列; 高温气相色谱图中, 正烷烃最高可见 nC_{78} , 其中 nC_{40} 以后的高分子烷烃基本没有损失。这类稠油主要分布于泰康和阿拉新地区的萨尔图油层, 以及长垣南部黑帝庙油层。

轻度降解稠油的主要特征是: 全烃色谱图中 nC_{15}

以前的正烷烃有部分损失, nC_{15} 以后的正烷烃损失较小, 部分样品中见明显的姥鲛烷和植烷优势峰; 高温气相色谱图中, 正烷烃最高可见 nC_{78} , 但与中度降解稠油相比高碳数正烷烃含量相对偏低。这类稠油主要分布于盆地泰康地区的萨尔图油层和高台子油层。

(2) 混合成因的稠油

混合成因的稠油主要是指早期生物降解的原油与油藏后期进入的未降解的原油混合的结果, 这类稠油主要分布在油藏流体表现出生物降解作用的西部斜坡地区。根据后期进入油藏中的原油烃类组成特征, 这类稠油可以进一步细分为 2 个亚类, 分别是原油与降解油混合成因稠油、原油蒸馏轻烃与降解油混合成因稠油。

原油与降解油混合形成的稠油主要特征是: 全烃色谱图中正构烷烃碳数分布与正常原油差别不大, 但色谱图基线有明显漂移, 反映原油有被改造的迹象。高温气相色谱图中, 正烷烃最高可见 nC_{78} , 其中 nC_{40} 以后高分子烷烃分布明显, 原因可能与后期原油的注入有关。这类稠油主要分布于阿拉新、平洋油田的萨尔图油层。

原油蒸馏轻烃与降解油混合形成的稠油主要特征是: 全烃色谱图中正构烷烃分布以 nC_{15} 以前的轻烃为主, 而 nC_{15} 以后的正烷烃缺失且基线明显漂移, Dallam (2001) 在阿拉斯加西萨克油田见到了类似的现象, 并解释为原油蒸馏轻烃注入到降解油藏的结果; 高温气相色谱图中, nC_{40} 以后的高分子烷烃明显比常规原油偏低, 反映原油的高碳数成分经历了细菌降解作用。这类稠油一般分布于油藏的顶部, 如阿拉新油田顶部萨尔图油层。

(3) 脱气成因的稠油

脱气成因的稠油主要是指由于天然气从原油中脱出造成原油粘度增加的结果, 这类稠油主要分布在油藏流体未表现出明显生物降解作用的三肇凹陷、齐家古龙凹陷和朝长地区。根据与稠油有关的天然气的来源不同, 这类稠油可以细分为 2 个亚类, 分别是原油脱气成因稠油、原油气洗成因稠油。

原油脱气成因的稠油是指由于油藏埋藏较浅或油藏保存条件变差, 与原油同源生成的天然气(甲烷碳同位素在 -50% 左右) 从原油中脱出, 导致原油粘度增加, 如古龙和三肇凹陷葡萄化油层的稠油, 这类稠油全烃色谱和高温气相色谱特征与正常原油相比差别不大。

原油气洗成因的稠油是指埋藏较深的原油, 受到盆地深部向上运移的煤型气(甲烷碳同位素在 -30% 左右) 的气洗, 造成原油部分轻烃损失导致原油粘度增

大, 如三肇凹陷升平地区、朝长地区扶、扬油层的稠油。全烃气相色谱呈三角型, 与前一类稠油相比, nC_{15} 以前低碳数烷烃明显减少, 反映气洗作用对原油轻烃的损失大于原油的脱气作用; 在高温气相色谱图中, 这类稠油 nC_{40} 以上的正烷烃含量略低于前者。

1.2.2 油源对比

通过对松辽盆地北部齐家古龙凹陷黑帝庙 33 个原油和 14 个生油岩样品全烃高温气相色谱分析对比后看出, 黑帝庙原油特征指纹峰至少可分为三类, 它们分别来自于 3 个不同的生油层系:

(1) nC_{40} 之前主要为正构烷烃, nC_{40} 之后出现紧相邻的长链烷基环戊烷系列双峰, 且正异构双峰面积相近, 该类原油主要来自于 K_{qn2+3} 段生油岩。

(2) nC_{40} 之前主要为正构烷烃, nC_{40} 之后出现紧相邻的长链烷基环戊烷系列双峰, 且正异构双峰面积差异较大(以正构烷烃为主), 该类原油主要来自于 K_{qn1} 段生油岩。

(3) 在 $nC_{34} \sim nC_{36}$ 之间有较强的甾萜类化合物, nC_{40} 后出现紧相邻的长链烷基环戊烷系列正异构峰(以长链烷基环戊烷系列为主), 该类原油主要来自于 K_{n1} 、 K_{n2} 段生油岩。

2 含氮化合物检测技术及应用

原油的运移和聚集是目前地化研究的薄弱环节, 应用于这方面的地化指标很少, 且所用到的指标受到有机质类型和成熟度的影响较大, 因而, 选择合适指标进行原油运移研究, 是该项技术要解决的主要问题。原油中中性氮馏分中的烷基吡啶类化合物的异构体组成在石油二次运移过程中, 由于流体岩石之间复杂的物理化学作用而发生比较明显的色层分馏效用, 观测这种地球化学效应, 就可预测石油二次运移的方向和路径, 它是目前判断原油运移方向的最有效的指标^[3,4]。

2.1 含氮化合物检测技术

2.1.1 样品处理

样品处理过程见图 1。

2.1.2 色质分析条件

色谱柱: HP5 60 m \times 0.25 mm \times 0.25 μ m, 柱温: 初温 150 $^{\circ}$ C, 以 8 $^{\circ}$ C/min 升温到 320 $^{\circ}$ C, 柱流量: 1.0 ml/min; 检测方式: 多离子检测; 标样: 9-苯基吡啶。

2.2 应用

2.2.1 松辽盆地西部斜坡稠油的运移特征

西部斜坡区位于齐家古龙凹陷西部, 勘探面积约 7 500 km², 勘探的主要目的层是萨尔图、高台子和扶余油层。自 20 世纪 60 年代以来, 该地区已发现了富拉

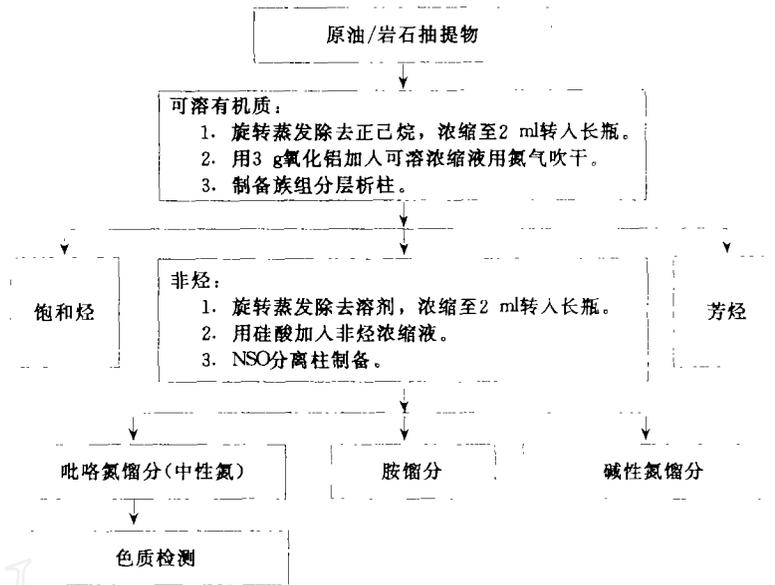


图 1 中性氮化合物分离流程

Fig. 1 The separation flowchart of neutral nitrogenous compounds

尔基、平洋、他拉红、江桥、新发等多个油气田,目前尚有潜在石油资源量 8000 多万吨,推测石油资源量达 2 亿多吨,展示该地区油气勘探具有良好前景。松辽盆地西部斜坡区原油从东向西的运移问题,早在 60 年代地质家们就有了理性认识,目前仍有许多油气运移问题没有定论,如原油的运移通道、运移方向和运移距离等。我们研究含氮化合物分析所提供的各种运移参数后认为西部斜坡的原油有两个来源、两个优势运移途径、两种主要运移通道。

一是确定了一条从齐家古龙向西部斜坡的北西向原油运移通道。沿这个方向稠油的咪唑和苯并咪唑运移参数呈规律性的变化趋势。路径是从齐家古龙的新店油田至西部斜坡的白音诺勒气田至阿拉新气田至富拉尔基油田,原油的最大运移距离接近 100 km。其主要运移通道可能是砂体。因为主要目的层萨二、三在西超以三角洲分流河道为主,河道砂体走向与原油运移方向一致。

二是确定了一条从王家围子向西部斜坡的北北向原油运移通道。该通道总体可能与水下河道或三角洲前缘席状砂体有关,但在局部地区由于有北东向的油气运移,因此推测其运移通道包括北东向发育的断裂。值得一提的是,江 37 井周围地区是两个运移通道的交汇点,我们预测该区域是稠油的有利探区。

2.2.2 海拉尔乌尔逊北部油气运移研究

利用海拉尔乌尔逊北部含氮化合物分析结果,确认该地区有一条从苏 301 井到苏 21 井东北向运移通道,根据源岩位置及目前已发现的油藏的位置,推断原油运移最大距离大约为 30 km(图 2)。

3 荧光图象判别油水层技术及应用

3.1 荧光图象技术

3.1.1 油、水的荧光图象特征

有机物能发射荧光的主要是具有共轭 π 键和羰基官能团的组分。原油一般发黄或黄褐色荧光,而水则不发荧光。如何观察到储岩孔隙中的水,是该项技术的关键所在。芳烃是微溶于水的,如果孔隙中油水共存的话,水会从原油中溶解出一部分芳烃,使水发出蓝绿色荧光,即使水蒸发干后,微量的芳烃也会均匀分散在水曾占据的孔隙空间而发出蓝绿色荧光。

3.1.2 特殊制片技术

强水淹层的油砂,直接在荧光显微镜下观察只能看到发荧光的油,看不到油在孔隙中的分布状态,更看不到水。普通荧光薄片由于在制片切磨过程中,孔隙中的油和水的原始状态遭到了严重破坏,所看到的荧光图象完全是一种假象。因此,如何在制片过程中,确保油、水在孔隙中的原始状态,是荧光图象分析技术的关键所在。应选用渗透性强且不发荧光,在偏光下又能透光的胶来充注、固化岩心样品孔隙,选用不发荧光的磨料磨制薄片。

3.2 荧光图象技术判别油水层和水淹程度

3.2.1 探井油水层判别

根据荧光图像的定性和半定量结果,把探井大致分为油层、含水油层、油水同层、含油层、水层 5 个判别标准(表 1)。

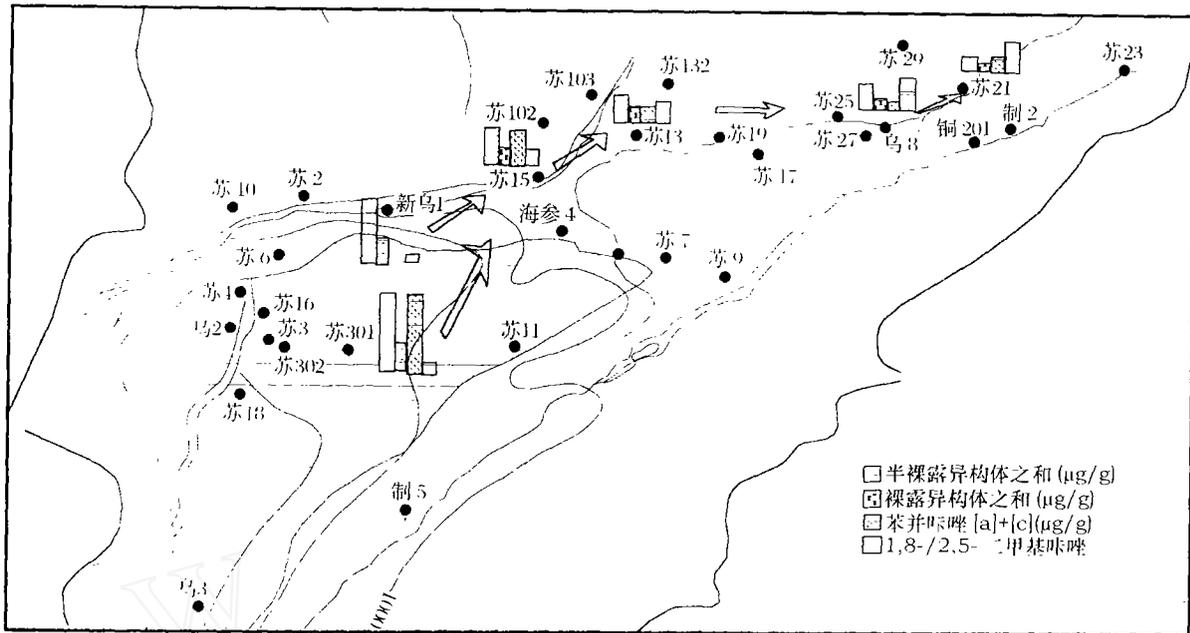


图2 海拉尔盆地乌尔逊北部含氮化合物指标变化

Fig.2 Variation of nitrogenous compound indicators in Northern Wuxun sag, Hailar basin

表1 探井油层荧光判别标准

Table 1 The fluorescence standard used to distinguish oil reservoir from water reservoir within exploration wells

油水层 判别	荧光图像指标		荧光图像特征
	含油率/%	含水率/%	
油层	85~100	<15	孔隙填充物以油为主体,只能看到微量的水,原油的荧光颜色多为橙黄或黄褐色。
含水油层	70~85	15~30	孔隙填充物以油为主体,能见到少量油水界面,多数原油荧光颜色为浓重的橙黄、褐黄或黄褐色,局部原油呈亮黄色荧光。
油水同层	30~70	30~70	孔隙中油水界面普遍存在,多数原油呈亮黄色荧光,水发亮绿色荧光,孔隙中的油水比例相当,多数油分布在孔隙中央位置
含水水层	1~30	70~99	孔隙填充以水为主,乳化的轻质组分荧光呈白—亮黄色,孔隙边缘有油膜存在,水荧光亮绿—绿灰色。
水层	<1	>99	孔隙中的水发暗绿色荧光,只能看到微量发暗黄色荧光的油星。

利用该判别标准对松辽盆地和海拉尔盆地探井中的油水层进行判别(表2)。

从表2看出,在利用荧光图像分析技术进行探井油水层判别的4口井5个层位中,有4个层与试油结果相符合,取得了好的实际应用效果,但该技术存在对气层的判别不准的缺点,如英88井1932.06m将试油结果为含水气层的判别为油水同层。

3.2.2 开发井水淹程度判别

通过对已知样品的水淹程度的荧光图像分析研究,建立水淹程度的判别标准(表3)。

依据别标准,对北1-6-检26井水淹程度对比表进行荧光图象分析后,对其水淹程度进行了判别(表4),测井解释结果与荧光图象地化判断结果一致。

4 原油开采动态监测气相色谱技术及应用

油田原油开采现场一般采用找水流量计法、管柱测试法等机械计量监测混采油井分层产能贡献。油藏

表2 探井油层判别与试油结果对比

Table 2 The comparison between recognition of oil-water reservoirs and result of oil production test for exploration wells

井号	取样井段/m	层位	荧光图像特征	含油率/%	含水率/%	地化判别	试油结果
贝16	1333~1354	d ₂	孔隙发育,富含油,油质较轻,呈黄褐色荧光。	96	4	油层	油层
贝16	1393~1460	d ₁	孔隙发育,富含油,油质较轻,呈黄褐色荧光。	95	5	油层	油层
来28	782.4	S	孔隙填充以水为主,水荧光为绿色,孔隙边缘有亮黄色油膜。	21	79	含水水层	含水水层
英88	1932.06	P	孔隙中以油为主,油质较轻,见到少量水。	65	35	油水同层	含水气层
英112	2094.8~2145.7	G	孔隙中以油为主,见到少量的油水界面。	87	13	油层	油层

表3 水淹程度判别标准

Table 3 The standard used to determine the flooding grade of reservoirs

水淹状况	含油率/%	含水率/%	图像特征
未水淹	90~100	<10	孔隙填充物以油为主体,在荧光显微镜下几乎看不到水的存在,原油的荧光颜色多为橙黄或黄褐色。
弱水淹	65~90	10~35	孔隙填充物以油为主体,发光强度中等,荧光颜色为浓重的橙黄、褐黄或黄褐色;水较少见,局部轻质组分保存较好。
中水淹	40~65	35~60	大的或连通孔隙多数已见到水,孔隙中的油水比例相当,油发黄黄色荧光。
强水淹	10~40	>60	孔隙填充以水为主,乳化的轻质组分荧光白-亮黄色;孔隙边缘剩余油较少;水荧光亮绿-绿灰色。

表4 北1-6-检26井水淹程度对比

Table 4 Flooding grade of Well Bei 1-6-Jian 26

样号	井深/m	层位	含油率/%	含水率/%	测井解释结果	地化判断结果
1	707.2	K _{n1}	54.7	45.3	中水洗	中水淹
2	970.3	K _{n1}	57.4	42.6	中水洗	中水淹
3	971.1	K _{n1}	52.9	47.1	中水洗	中水淹
4	990.4	K _{y2+3}	74.4	25.6	弱水洗	弱水淹
5	990.5	K _{y2+3}	73.6	26.4	弱水洗	弱水淹
6	991.2	K _{y2+3}	91.3	8.7	未水洗	未水洗
7	993.7	K _{y2+3}	49.5	50.5	中水洗	中水淹
8	993.8	K _{y2+3}	31.7	68.3	强水洗	强水淹
9	994.2	K _{y2+3}	29.2	70.8	强水洗	强水淹
10	994.7	K _{y2+3}	32.6	67.4	强水洗	强水淹
11	1038.2	K _{y2+5}	37.7	62.3	强水洗	强水淹
12	1038.3	K _{y2+3}	25.8	74.2	强水洗	强水淹
13	1048.8	K _{y2+5}	64.4	35.6	弱水洗	弱水淹
14	1048.9	K _{y2+5}	66.2	33.8	弱水洗	弱水淹

地球化学者将原油色谱烃指纹技术用于监测混采油井的分层产能贡献,开辟了原油开采动态监测化学方法新途径^[5]。

4.1 原油开采动态监测气相色谱技术

4.1.1 原油样品

采集试验区内的各连通单元的分层原油和混采井的井口原油。

4.1.2 气相色谱分析条件

美国 HP6890 Plus 气相色谱仪、7683 型自动进样器和化学工作站,长 60 m、内径 0.25 mm 毛细柱,载气为氮气;检测器为 FID,检测器温度 320℃,燃气为氢气,助燃气为空气;进样口温度 300℃;柱初始温度 40℃,恒温 1 min,以 4℃/min 升至 300℃,恒温 60 min 等;内标法绝对定量(μg/g)。

4.1.3 标准模板的建立及模拟计算

将各分层油样定量分析,再按一定的比例混合后分析,依据普遍性、差异性、可配比性原则,选择、计算特征指纹参数,将其导入多层混采原油分层产能贡献非线性计算软件,训练后建立标准模板;再将混采原油定量分析后,选择对应的特征指纹参数,导入标准模板计算,得到混采油井分层产能贡献模拟计算结果。

4.2 应用

在大庆油田主力产油区萨尔图油田试验区混采油井进行实际应用,采用美国 MFE 技术现场取两口井分层油样并求产,在国内外首次实现了四层混采油井的分层产能贡献模拟计算及现场监测结果对比,绝对偏差不大于 3.3%、相对偏差不大于 6.6%(表 5),并利用试验区主井分层原油建立监测标准模板,试验区内其它混采油副井只需从井口取混采油样进行定量分析计算,即可实现各井分层产能贡献动态监测结果(表 6)。

表5 试验区主井 B1-50-J562 井四层混采原油监测结果比较

Table 5 The comparison of monitoring result of commingled oil from 4 oil-layers for main Well B1-50-J562 in the test area

层位	色谱法监测结果	MFE 监测结果	绝对偏差	相对偏差
	/%	/%	/%	/%
SII-14+5	25.87	28.69	2.82	5.17
SII8-9	30.08	32.66	2.58	4.11
PII2-5	25.65	22.53	3.12	6.48
PII8-10	18.40	16.12	2.28	6.60

表6 试验区主井监测混采副井分层贡献结果(%)

Table 6 The monitoring result of production allocation of auxiliary wells by main well in the test area

序号	副井	生产层位分层贡献				
		SII-14+5	SII2-16	SIII3-10	PII2-5	PII7-10
1	B1-42-563	9.34	--	--	90.65	--
2	B1-5-b043	15.90	--	21.75	14.67	47.66
3	B1-d5-143	2.27	6.46	--	12.04	79.21
4	B1-50-561	18.20	41.78	40.00	--	--
5	B1-4-b044	2.72	--	--	--	97.27
6	B1-d5-44	0.33	--	21.74	--	77.92
7	B1-42-564	17.75	16.10	--	47.03	19.13
8	B1-5-b143	54.17	37.69	--	8.12	--

5 结束语

油藏地球化学测试技术在大庆油田的开发应用,解决了油田勘探开发中遇到的一些亟待解决的难题,不论是利用高温气相色谱分析技术对松辽盆地北部稠

油研究和齐家古龙凹陷黑帝庙原油和生油岩的油源对比,应用含氮化合物分析技术,研究松辽盆地西部斜坡区原油的运移和海拉尔乌尔逊北部油气运移问题,还是利用荧光图象技术判别探井油水层和开发井水淹程度,利用原油色谱指纹技术和多层混采原油非线性模拟计算软件,进行混采原油的分层动态监测,都在油田勘探开发中发挥了重要的作用。

随着油藏地球化学测试技术的进一步发展完善和油田勘探开发难度的增大,油藏地球化学测试技术将发挥越来越重要的作用,如原油开采动态监测气相色谱技术在国内首次开发出了四层原油混合配比实验方法,室内实验相对偏差优于5%,与两口井MFE现场测试结果对比相对偏差小于10%,该技术开发的成功,满足了油田混采油井多数为三层以上合采的实际生产需要,为地球化学方法动态监测混采油井分层产

能贡献开辟了广阔的应用前景。

参考文献(References)

- 1 Hsieh M. Characterization of high molecular weight biomarkers in crude oils. *Organic Geochemistry*, 2000, 31(12):1581~1588
- 2 黄海平. 用高温气相色谱分析原油和岩石抽提物中的高分子量烃类. *石油实验地质*, 2000, 22(3):280~284
- 3 张中宁, 陈国俊, 薛莲花, 等. 准噶尔盆地北三台地区湖相原油咪唑类化合物的地球化学特征. *沉积学报*, 2002, 22(1):160~164
- 4 LI M W. Fractionation of pyrrolic nitrogen compounds in petroleum during migration: derivation of migration-related geochemical parameters. *Geochemical Research*, 1995. 103~123
- 5 Kaufman R L, Ahmed A S, Elsinger R L. Gas chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: application in the Gulf of Mexico. *Gulf Coast Section of the Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Ninth Annual Research Conference Proceedings*, 1990. 263~282

The Application of the Test Technique on Reservoir Geochemistry in Daqing Oilfield

FANG Wei ZHANG Ju-he FENG Zi-hui HUANG Chun-yan

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Daqing Oilfield Limited Company, Daqing Heilongjiang 163712)

Abstract It is introduced that the development process of four new techniques on reservoir geochemistry and applied result in the exploration and development. The analytical scope of components in crude oil is increased from $C_1 \sim C_{40}$ to $C_1 \sim C_{100}$ by High Temperatures Gas Chromatography Technique. The separation and examination of pyrrolic nitrogen compounds in petroleum is realized by the Separation and Test Technique of the nitride. It has already been completed to distinguish water-oil reservoir. Chromatogram fingerprint technique is firstly used in the calculation of allocation ratio of crude oil with four layers when oil well production. In past two years, many of actual application in Daqing oil-field show these techniques played the important role in the research of oil and source rock correlation, petroleum migration, water-oil reservoir distinction, and well deliverability monitor.

Key words high temperatures gas chromatography, viscous oil type, well deliverability monitor, oil and source rock correlation, petroleum migration