

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **038397**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента  
**2021.08.23**

(51) Int. Cl. **G01N 1/00 (2006.01)**  
**G01N 21/31 (2006.01)**

(21) Номер заявки  
**201900534**

(22) Дата подачи заявки  
**2019.11.26**

---

(54) **СПОСОБ ИДЕНТИФИКАЦИИ ФРАКЦИЙ ТЕРМИЧЕСКОЙ РАЗГОНКИ НЕФТИ**

---

(31) **2018143570**

(32) **2018.12.07**

(33) **RU**

(43) **2020.08.31**

(56) **RU-C1-2639139**  
**US-B1-6295485**  
**WO-A1-2013166439**  
**RU-C1-2365900**  
**RU-C2-2216573**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ  
ГОСУДАРСТВЕННОЕ  
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО  
ОБРАЗОВАНИЯ "САНКТ-  
ПЕТЕРБУРГСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
УНИВЕРСИТЕТ" (СПбГУ) (RU)**

(72) Изобретатель:  
**Немец Валерий Михайлович,  
Конюшенко Игорь Олегович (RU)**

(74) Представитель:  
**Матвеев А.А., Матвеева Т.И., Леонов  
И.Ф. (RU)**

---

(57) Изобретение относится к измерениям с целью идентификации сложных по молекулярному составу жидких веществ и может быть использовано для идентификации фракций нефти, подвергнутой термической разгонке. Это позволит создать на его основе измерительную аппаратуру, предназначенную для применения в нефтехимической и нефтеперерабатывающей отраслях, для экспрессного исследования фракций в условиях заводских лабораторий. Кроме того, оно может быть полезным при проведении научно-исследовательских работ и разработке новой продукции в нефтехимической и нефтеперерабатывающей отраслях промышленности. Заявленное изобретение обладает высокой точностью измерений и достоверностью идентификации сложных по молекулярному составу жидких веществ без их разделения и измерений концентраций составляющих компонентов.

---

**038397**  
**B1**

**038397**  
**B1**

Изобретение относится к измерениям в целях идентификации сложных по молекулярному составу веществ и может быть использовано для идентификации фракции нефти, имеющей требуемый или близкий к нему состав, в процессе термической разгонки нефти. Такой способ позволяет создать на его основе измерительную аппаратуру, предназначенную для применения в контроле процесса термической разгонки нефти. Заявленное изобретение предназначено для предприятий нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплексов РФ.

Изобретение относится к исследованию процесса термической разгонки нефти с применением характеристических многомерных эквидистантных абсорбционных спектров в ИК-диапазоне и может быть использовано в нефтеперерабатывающей, нефтехимической и химической отраслях промышленности в целях текущего контроля производства различных видов продукции сложного молекулярного состава.

Изобретение относится к температурным методам исследования фракционного состава нефти с использованием для идентификации и контроля состава нефтяных фракций методов инфракрасной спектроскопии в ИК-диапазоне, а также методов многофакторной математической статистики в обработке результатов измерений с дальнейшим их применением для идентификации или контроля состава фракций с применением серийно выпускаемой аппаратуры.

Известен способ идентификации источников нефтяных загрязнений [1], в котором идентификация проводится по содержанию характерных примесей, на основе измерения их спектров. Недостатками известного способа является значительная трудоемкость, обусловленная необходимостью как качественных исследований состава, так и количественных определений концентраций характерных компонентов.

Известен способ идентификации источников нефтяного загрязнения [2], в соответствии с которым идентификацию проводят по совпадению или различию концентраций отдельных компонентов (присутствуют количественные измерения) и соотношению интенсивностей индивидуальных полос поглощения отдельных компонентов. Ограничения связаны с необходимостью измерения концентраций компонентов.

Известен автоматизированный способ идентификации и определения кондиционности нефтепродуктов [3]. В соответствии со способом используются характеристические полосы поглощения отдельных соединений в ИК-диапазоне спектра. Используются характеристические спектры отдельных компонентов и количественные измерения их концентраций.

Известен способ идентификации источников нефтяных загрязнений объектов окружающей среды [4]. Нефтяные образцы отбираются с места разлива и из вероятных источников загрязнений. Проводят идентификацию образцов в два этапа. На первом этапе выполняют сравнение ИК-спектров с последующей математической обработкой результатов с использованием статистических критериев тождества. На втором этапе в тех группах образцов, которые были отобраны после сравнения ИК-спектров, проводят идентификацию с помощью сравнения нефтяных образцов по содержанию примесей ряда характеристических для нефти металлов и выполняют математическую обработку результатов сравнений с использованием статистических критериев тождества для окончательного установления степени идентичности. Способ сложен и трудоемок в своей реализации.

Известен способ идентификации многокомпонентных углеводородных систем, включающий отбор и регистрацию спектров растворов в видимой области электромагнитного излучения [5]. Во взвешенную колбочку объемом 50 мл берется навеска пробы 0,1-0,2 г, затем в колбочку со взвешенной пробой приливается 30-40 мл толуола, после полного растворения продукта в толуоле колбочка с раствором взвешивается и определяется концентрация раствора. Затем раствор наливается в прозрачную кварцевую кювету и с помощью спектрофотометра фиксируется оптическая плотность  $D$  на длинах волн  $\lambda=380-780$  нм с шагом  $\Delta\lambda=1$  нм, после чего определяются значения удельного коэффициента поглощения  $k(X)$  (л/(г·см)), на тех же длинах волн по закону Бугера-Ламберта-Бера:  $k(\lambda)=D(\lambda)/(c \cdot l)$ , где  $l$  - толщина поглощающего слоя;  $c$  - концентрация раствора. Объекты идентифицируются по статистическим параметрам сигнала электронного абсорбционного спектра: математическое ожидание, дисперсия, автоковариационная и автокорреляционная функции распределения спектра, с последующим сравнением этих параметров с параметрами эталонов. В случае соответствия полученных значений рассчитываемых статистических параметров значениям эталона определяют принадлежность исследуемого объекта. Ограничения такого способа связаны с его сложностью, применением процедуры растворения пробы и неопределенностью установления соответствия статистических параметров.

Известен способ определения фракционного состава жидких нефтепродуктов посредством экспресс-перегонки и устройство для его осуществления [6]. Идентификация проводится по температуре выкипания фракции или ее временному номеру (температурный способ). Осуществляется способ путем термической разгонки образца нефти в колбе. Для измерения температуры выкипания используется малоинерционная термопара. Однако известный способ имеет недостаточно высокую точность и достоверность.

Известен способ определения фракционного состава углеводородных топлив и устройство для его реализации [7], который является наиболее близким к заявляемому изобретению, принятый в качестве прототипа. Известный способ включает термическую разгонку исследуемого образца нефти и измерения

его температуры термочувствительным элементом (так называемым температурным способом). При этом пробу образца нефти размещают на термочувствительном элементе, а идентификация фракции осуществляется по температуре выкипания или по ее временному номеру.

Недостатками прототипа являются существенные ограничения за счет двух факторов, один из которых - это погрешности измерения температуры в процессе разгонки нефти, достигающие нескольких градусов, что, в свою очередь, приводит к ошибке в определении значений температуры выкипания (т.е. диапазона температур) фракции. Второй фактор носит принципиальный характер и связан с неконтролируемыми вариациями (изменениями) состава нефти, поступающей на термическую разгонку. Это приводит к соответствующим значимым неконтролируемым вариациям состава фракции одного и того же временного номера (или одного и того же температурного интервала), а в целом, к ошибке идентификации.

К техническим результатам заявленного изобретения относятся повышение точности идентификации за счет высокой воспроизводимости спектроскопических измерений в процессе разгонки нефти, а также значительного повышения ее достоверности за счет снижения негативного влияния неконтролируемых вариаций состава нефти, поступающей на термическую разгонку. Кроме того, заявляемый способ идентификации нефтяных фракций промышленно осуществим и полезен, поскольку его достоверность и точностные характеристики лучше присущих методам-аналогам. Его применение не требует расхода чистых веществ и количественных измерений концентраций, он обладает более высоким быстродействием. Используемые приборы имеют практически неограниченный ресурс. Способ в целом пригоден для создания на его основе системы автоматического регулирования контроля термической разгонки.

Поставленная цель заявляемого изобретения достигается тем, что в известном способе идентификации фракции термической разгонки нефти:

- 1) отбирают образец нефти, поступающей на термическую разгонку;
- 2) осуществляют термическую разгонку (первая разгонка) отобранного образца нефти с заданным шагом измерения температуры отбора фракций;
- 3) фиксируют диапазоны выкипания фракций и их временные порядковые номера;
- 4) используя необходимые физические и физико-химические аналитические методы, определяют фракцию (ее порядковый номер и температуру выкипания), которая по своему составу соответствует необходимой для применения в той или иной технологии, и в дальнейшем используют ее в качестве калибровочной;
- 5) осуществляют независимый (рабочий) отбор нефти;
- 6) проводят ее термическую разгонку (вторая, уже рабочая разгонка) в тех же условиях, при которых проходила первая разгонка;
- 7) отбирают фракцию, выходящую под номером, соответствующим калибровочной; в соответствии с заявленным изобретением:

- 1) проводят измерения характеристического многомерного эквидистантного абсорбционного спектра калибровочной фракции в диапазоне частот от 500 до 1500  $\text{см}^{-1}$ , с разрешением 1  $\text{см}^{-1}$  и шагом 0,5  $\text{см}^{-1}$ , который принимается в качестве идентификационного;

- 2) в процессе рабочей разгонки отбирают три фракции, одна из которых соответствует временному порядковому номеру калибровочной фракции, номер второй фракции на единицу меньше, а третьей - на единицу больше временного номера калибровочной фракции;

- 3) в отобранных (рабочих) фракциях измеряют характеристические многомерные эквидистантные многомерные абсорбционные спектры в том же диапазоне частот, с тем же спектральным разрешением и шагом изменения частоты;

- 4) преобразуют характеристический спектр калибровочной фракции и характеристические спектры рабочих фракций методами многомерной математической статистики совместно во множество точек в многомерном пространстве;

- 5) рассчитывают расстояния Махаланобиса между точкой, отображающей калибровочный спектр и точками, отображающими спектры рабочих фракций;

- 6) определяют пару точек, одна из которых отображает спектр калибровочной фракции нефти, с наименьшим между ними расстоянием Махаланобиса, по которому идентифицируют фракцию нефти.

Сущность заявленного изобретения состоит в том, что на основе применения для идентификации фракций при термической разгонке нефти абсорбционных спектральных измерений, как обладающих более высокой достоверностью, во-первых, и более высокой чувствительностью к вариациям состава фракций, во-вторых.

Заявленное изобретение иллюстрируется двумя фигурами и одной таблицей. На фиг. 1 схематично представлен результат идентификации фракций одного из двух, подвергшихся термической разгонке образцов одной и той же нефти - первая и вторая разгонки. На условной статистической плоскости проекции спектров отображены квадратами, внутри которых цифрами указаны временной порядковый номер выкипания фракций. В верхнем ряду на фиг. 1 представлены пять фракций первой разгонки, выполняющих функции калибровочных, помеченные нижними индексами "к". Во втором ряду показаны десять фракций второй разгонки (помечены нижним индексом "и"), в числе которых должны быть идентифици-

рованы (определены номера выкипания) фракции, соответствующие по составу калибровочным. При этом указанным номерам выкипания соответствуют следующие интервалы температур для разогнанных образцов нефти: первая - (нк-62°C), вторая - (62-70°C), третья - (70-85°C), четвертая - (85-100°C), пятая - (100-110°C), шестая - (110-120°C), одиннадцатая - (160-170°C), четырнадцатая - (190-200°C), семнадцатая - (22-230°C), двадцатая - (250-260°C).

На фиг. 2 схематично представлен результат идентификации на соответствие шестой ( $b_k$  - по порядку выкипания) калибровочной фракции образца одной нефти, какой-либо из восьми фракций термически разогнанного, независимо отобранного, образца другой нефти ( $1_n-8_n$ ). Проекция спектров фракций, как калибровочной, так и идентифицируемых, на условно статистическую плоскость отображены квадратами. Порядковые номера их выкипания: первая - (нк-62°C), вторая - (62-70°C), третья - (70-85°C), четвертая - (85-100°C), пятая - (100-110°C), шестая (в том числе калибровочная) - (110-120°C), седьмая - (120-130°C) и восьмая - (130-140°C).

Заявленный способ апробирован в лабораторных условиях Санкт-Петербургского государственного университета. Исследования и апробацию проводили на серийной аппаратуре. Апробация заявленного способа иллюстрируется на трех примерах, подтверждающих сущность заявленного способа и его реализацию.

Пример 1. фиг. 1 иллюстрирует эксперимент по исследованию возможности идентификации фракций термической разгонки одного из двух образцов нефти по фракциям термической разгонки другого образца той же самой нефти. Эксперимент проводили следующим образом. От некоторого количества нефти отбирали два образца, которые подвергали термической разгонке в одинаковых по всем параметрам условиях. Пять фракций одной из разгонок (верхний ряд на фиг. 1) рассматривается как калибровочные. Фракции другой разгонки выполняют роль идентифицируемых (нижний ряд на фиг. 1). Затем измеряли спектры всех фракций. При этом учитывая, что информативность спектров поглощения фракций нефти наиболее высокая в ИК-диапазоне, в заявляемом способе, в отличие от аналогов, для измерений использовали спектр в диапазоне от 500-1500  $\text{см}^{-1}$ . Это обеспечило максимально высокую информационность спектроскопических измерений. Кроме того, используемое в аналогах малое, как правило, числа информационных точек спектра (от одной до максимум трех) не позволяет эффективно использовать информацию, содержащуюся в спектре. Следует учитывать, что в спектре каждая его точка (длина волны или волновое число) несет в себе необходимую исследователю информацию. Поэтому чем в более широком диапазоне длин волн или волновых чисел, а также, чем больше информационных точек в спектре будет участвовать в измерениях, тем выше будет эффективность измерений, что в конечном итоге выражается и в чувствительности измерений и точностных характеристиках их результатов. Хотя, безусловно, существуют и здесь ограничения, связанные с перегрузкой измерительной базы, увеличением времени машинной обработки результатов и др. Необходимо найти оптимум. В заявляемом способе использовали диапазон волновых чисел от 500 до 1500  $\text{см}^{-1}$ , а число информационных точек в спектре не менее тысячи. Это в итоге обусловило высокие точность спектроскопических измерений и достоверность идентификации. Спектры всех фракций обрабатывали по методу главных компонент и отображали их совместно на одной статистической плоскости. Немаловажную роль в обеспечении высокой точности результатов эксперимента в целом имеет реализованный в заявляемом способе (в отличие от аналогов) переход от абсолютных измерений оптических спектров к измерениям их разностных спектров (в виде расстояний Махаланобиса). Это позволило отказаться от довольно грубых методов учета фоновых составляющих спектра (например, довольно произвольный отсчет фона с помощью проводимых так называемых линий фона). Это формирует заметные погрешности измерений. В заявляемом способе, с учетом того, что в пределах конкретной задачи (нефтяные фракции, например) спектры довольно однородные по распределению поглощения в фоновой и информативной частях, возможно простое и предельно полное нивелирование негативного влияния фона на точность измерений на основе использования разностных спектров.

Эксперимент показал, что, во-первых, идентифицировались из десяти пять фракций, т.е. в количественном отношении результат правильный, поскольку ни одна лишняя фракция не идентифицировалась. Во-вторых, во всех пяти случаях идентификация прошла безошибочно. Этот факт отражен на фиг. 1 вертикальными двухсторонними стрелками и свидетельствует о том, что заявляемый способ успешно прошел своеобразное тестирование. Наблюдаемые отличия не значимы и связаны с неконтролируемыми вариациями температурных условий термической разгонки.

Пример 2. Второй пример иллюстрирует возможность ошибки в решении задачи идентификации фракций при термической разгонке нефти, осуществляемой по способу, описанному в прототипе, и возможность ее избежать при работе по предлагаемому способу. Вопрос принципиальный: как учесть негативное влияние неконтролируемых вариаций состава нефти, поступающей на термическую разгонку. В результате такого влияния необходимая для последующего технологического процесса фракция может сдвинуться в ту или иную сторону по шкале временной нумерации. Вследствие этого произойдет ошибка в отборе фракции. В заявляемом способе эта проблема решается следующим образом.

Эксперимент во втором примере состоит в следующем. Отбирали образец нефти и подвергали его

термической разгонке. Отобрали фракцию с температурой выкипания (110-120°C), т.е. фракцию № VI. Характеристический спектр и состав этой фракции предварительно были получены. Затем независимо отобрали образец нефти через 10 дней после того, как был отобран предыдущий образец. В условиях, когда нефть поступает по трубопроводу, такой отбор можно считать независимым. Этот образец также подвергли термической разгонке в тех же условиях, что и предыдущий. Для идентификации, кроме фракции № 6, выкипающей при температуре (110-120°C), отобрали соседние фракции, а именно: № IV (85-100°C), № V (100-110°C), № VII (120-130°C) и № VIII (130-140°C). Задача эксперимента во втором примере состояла в идентификации фракции, идентичной или близкой по характеристическим свойствам калибровочной. В отобранных фракциях измерили многомерные спектры, провели их обработку по методу главных компонент и проекции их на главные компоненты отобрали совместно с проекцией спектра калибровочной фракции на статистической плоскости двух первых главных компонент. Результат схематично отображен на условной статистической плоскости на фиг. 2. На ней показано отображение проекции спектра калибровочной фракции - № 6к и ниже отображены пять проекций спектров фракций независимо отобранного образца. Как видно, в этом случае. По калибровочной фракции идентифицируется не шестая, а седьмая фракция разгонки независимо отобранного образца. Причина такого смещения спектра состоит во влиянии неконтролируемых вариаций состава нефти. Применение в этом случае способа, описанного в прототипе, может привести к ошибочной идентификации. Применение заявляемого способа позволяет избежать такого рода ошибки, так как идентификация проводится по идентичному (или близкому к нему) спектру, а то, под каким номером он находится в данном случае, значения не имеет.

Пример 3. Состоит в построении процедуры идентификации температуры выкипания фракций (следовательно, и самих фракций) на основе нейронной сети радиального базиса. Выбор именно этого типа сети обусловлен ее приспособленностью для аппроксимации функциональных зависимостей, какой и является многомерная кривая, образуемая проекциями спектров фракций на главные компоненты многомерной системы координат. Использование нейронной сети в идентификации температуры фракций позволяет получить количественную оценку возможностей заявляемого способа. В эксперименте в качестве характеристических свойств фракций рассматривали значения верхних температур выкипания фракций. В эксперименте использовали три разгонки нефти. Из них две разгонки (условно первая и вторая) провели для двух образцов одной и той же нефти. В третьей разгонке использовали независимо отобранный образец нефти. Обучение сети проводили по проекциям спектров третьей разгонки на первые пять главных компонент первой разгонки. Для тестирования степени "обученности" системы использовали проекции спектров фракций второй разгонки. Для идентификации температур кипения фракций ("рабочий" цикл) использовали проекции спектров первой разгонки. Результаты приведены в таблице "Результаты тестирования нейронной сети и идентификации температуры кипения фракций". Из приведенной ниже таблицы видно, что отклонение значения идентифицируемой температуры от соответствующего значения результата тестирования системы не превышает 25% от используемого шага изменения температуры при переходе от одной фракции к соседней. Приведенные в таблице данные подтверждают возможность использования заявляемого способа для идентификации температур выкипания нефтяных фракций и тем самым для идентификации фракций. Наблюдаемое отсутствие абсолютной точности воспроизведения температур обучающего набора (тестирование) иллюстрирует сложность аппроксимации кривой распределения проекций спектров фракций на статистической плоскости, наличие на ней пока не объясненных особенностей. Кроме того, следует принять во внимание, что обучающий и тестирующий наборы спектров принадлежат фракциям, температурные границы которых не являются абсолютно точно определенными. В целом, приведенные результаты в таблице подтверждают возможность используемого способа для идентификации температур выкипания нефтяных фракций, т.е. работоспособность нейронной сети в выбранной конфигурации.

Номер фракции по температуре выкипания	Диапазон температуре выкипания фракций, °C	Тестирование нейронной сети, °C	Результат идентификации, °C
1	Нк-62	65	65
2	62-70	67	68
3	70-85	85	85
4	85-100	101	105
5	100-110	109	110
6	110-120	120	120
7	120-130	131	130
8	130-140	137	135
9	140-150	150	150
10	150-160	163	163
11	160-170	173	173
12	170-180	180	178
13	180-190	186	184
14	190-200	198	190
15	200-210	203	200
16	210-220	212	210
17	220-230	228	226

Учитывая изложенное, в целом порядок идентификации по заявляемому способу следующий.

1. Отбирают образец нефти и подвергают его термической разгонке.
  2. Используя необходимые физические и физико-химические методы, определяют номер (N) фракции, обладающей необходимыми качественным и количественным составом для последующего технологического процесса в котором предполагается ее использование.
  3. Измеряют в ИК-диапазоне многомерные эквидистантные абсорбционные характеристические спектры этой фракции в диапазоне от 500 до 1500  $\text{см}^{-1}$  (разрешение 1  $\text{см}^{-1}$ , шаг 0,5  $\text{см}^{-1}$ ) компонентов этой фракции и рассматривают фракцию и ее спектр как калибровочные.
  4. Другие независимо отобранные образцы нефти (разных месторождений) подвергают термической разгонке в тех же условиях, что и первый образец.
  5. Выделяют фракции под номерами (N-1), N и (N+1), т.е. калибровочная фракция с номером калибровочной (N), фракция с предыдущим номером (N-1) и фракция с номером, следующим за номером калибровочной фракции, т.е. (N+1); измеряют их абсорбционные многомерные эквидистантные абсорбционные спектры в широком спектральном диапазоне от 500 до 1500  $\text{см}^{-1}$  с теми же разрешением и шагом.
  6. Полученные спектры, как калибровочный, так и тестируемые обрабатывают совместно по методу главных компонент; результаты обработки представляют в виде множества точек в многомерном пространстве, одна из которых является отображением калибровочного спектра, а другие отображают спектры тестируемых фракций.
  7. Рассчитывают расстояния Махаланобиса между точкой, отображающей калибровочный спектр, и точками, отображающими спектры тестируемых фракций.
  8. Определяют пару точек, одна из которых отображает спектр калибровочной фракции нефти, с наименьшим между ними расстоянием Махаланобиса, по которому идентифицируют фракцию нефти.
- Заявляемый способ идентификации фракций нефти с абсорбционными многомерными спектроскопическими измерениями как калибровочной, так и тестируемых фракций с использованием методов многофакторной математической статистики для их обработки, позволяет эффективно учитывать случайные вариации состава нефти, поступающей на термическую разгонку, и тем самым повысить достоверность результатов и улучшить их точностные характеристики.

Способ может быть использован для идентификации фракций нефти при ее термической разгонке, необходимых в различных технологических процессах нефтехимии и нефтепереработки. Особенностью способа является обеспечение корректной калибровки при идентификации фракции, необходимой для последующего технологического процесса с ее использованием. Применение способа позволит существенно сократить время идентификации, характерное для традиционных, использующих спектроскопические измерения методов, за счет отказа от количественных измерений состава в процессе идентификации. Этому способствует и тот факт, что калибровочная фракция, точнее ее спектр, введенный в память регистрирующей системы, может исполнять свои функции и при измерениях в последующих разгонках поступающей для этого нефти.

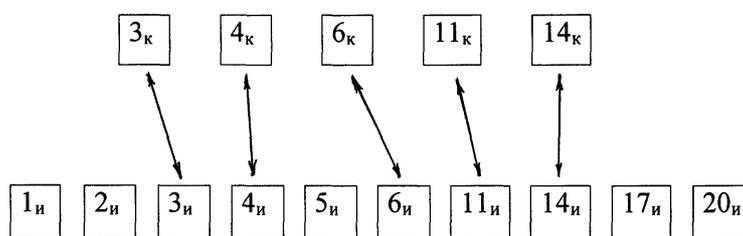
Коммерческая значимость способа. Как показывают проведенные экспериментальные исследования, заявленный способ позволяет повысить точность, достоверность идентификации нефтяных фракций в термической разгонке нефти и он может быть успешно реализован при решении задач нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей, связанных с необходимостью контроля состава нефтяных фракций. Результаты апробации подтвердили, что заявленный способ идентификации нефтяных фракций промышленно осуществим и полезен, поскольку его достоверность более надежна по сравнению с прототипом и аналогами. Его применение не требует расхода чистых веществ, и, что важно, он обладает более высоким быстродействием. Используемые приборы имеют практически неограниченный ресурс. Способ в целом пригоден для создания на его основе системы автоматического контроля качества продукции или поддержания его уровня в различных нефтехимических процессах, использующих нефтяные фракции или их смеси. Особенностью способа является обеспечение корректной калибровки при использовании нефтяных фракций в производстве нефтехимической продукции. Применение способа позволит сократить, кроме этого, и время идентификации в несколько раз, что существенно важно с учетом высокой стоимости оборудования, обеспечивающего измерения, и стоимости труда высококвалифицированных работников.

Список использованной литературы:

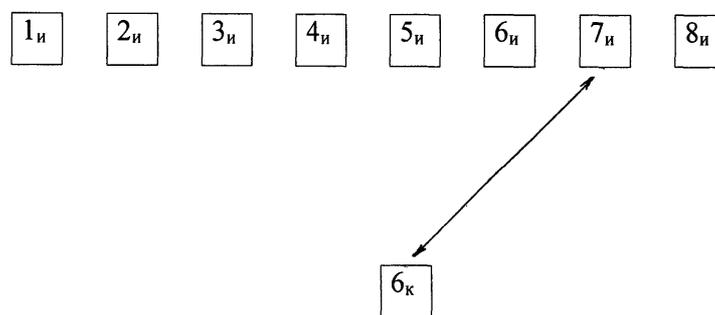
1. RU 365900 МПК G01N 21/35 (2006.01);
2. RU 2185620 МПК G01N 30/04 (2000.01);
3. RU 94042592 МПК G01N 21/35 (1995/01);
4. РФ № 2088908 МПК G01N 25/14 1995-07-27;
5. РФ 218568 МПК G01N 30/04 6.03. 2001;
6. РФ № 2365900 МПК G01N 21/35 2008-03-27;
7. РФ № 2639139 МПК G01N 21/31 19.12.2017 (прототип).

## ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ идентификации фракции термической разгонки нефти, заключающийся в отборе пробы образца нефти, поступающей на термическую разгонку с заданным шагом изменения температуры, с фиксированием температуры выкипания и временного порядкового номера калибровочной фракции, отборе пробы следующего образца нефти, ее термической разгонке в тех же условиях и последующем отборе фракции под номером, соответствующим калибровочной фракции, отличающийся тем, что проводят измерения характеристического многомерного эквидистантного абсорбционного спектра калибровочной фракции первого образца нефти в диапазоне частот от 500 до 1500  $\text{см}^{-1}$ , с разрешением 1  $\text{см}^{-1}$  и шагом 0,5  $\text{см}^{-1}$ , который используют в качестве идентификационного, затем проводят измерения характеристического многомерного эквидистантного абсорбционного спектра в том же диапазоне частот, с тем же спектральным разрешением и шагом изменения частоты, в отбираемых трех тестируемых фракциях, одна из которых соответствует временному порядковому номеру калибровочной фракции, номер второй фракции на единицу меньше, а третьей - на единицу больше временного номера калибровочной фракции, после чего измеряют их характеристические многомерные абсорбционные спектры, которые совместно со спектром калибровочной фракции преобразуют во множество точек в многомерном пространстве методом главных компонент, рассчитывают расстояния Махаланобиса между точкой, отображающей калибровочный спектр, и точками, отображающими спектры тестируемых фракций, определяют пару точек, одна из которых отображает спектр калибровочной фракции нефти, с наименьшим между ними расстоянием Махаланобиса, по которому идентифицируют фракцию нефти.



Фиг. 1



Фиг. 2



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2