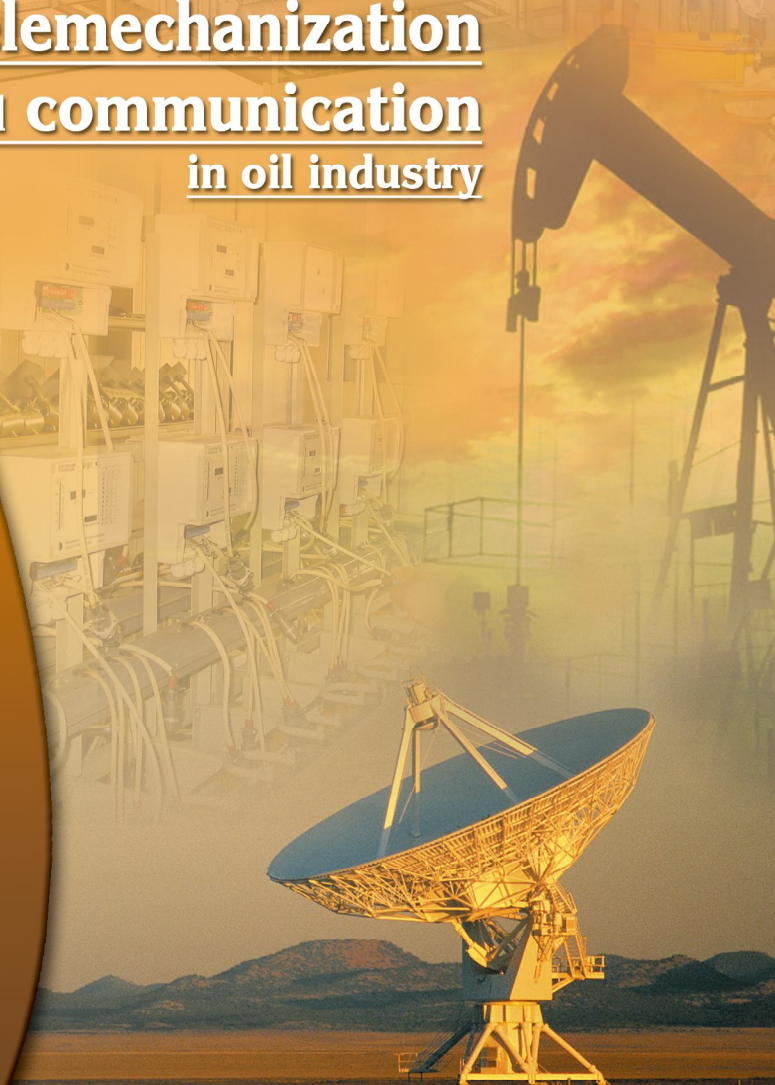
ISSN 0132-2222

4(573).2021

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

АВТОМАТИЗАЦИЯ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ и СВЯЗЬ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Automation, telemechanization and communication in oil industry



ГУБКИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
GUBKIN UNIVERSITY

РГАСНТИ 50.01.81, 50.01.75 ISSN 0132-2222

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

АВТОМАТИЗАЦИЯ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ И СВЯЗЬ

В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

AUTOMATION, TELEMECHANIZATION AND COMMUNICATION

IN OIL INDUSTRY

При участии АО "ВНИИОЭНГ"

4(573) • 2021

МОСКВА • ГУБКИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

АВТОМАТИЗАЦИЯ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ И СВЯЗЬ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Научно-технический журнал

Основан в 1973 г.

Выходит 12 раз в год **№ 4(573)** **Апрель 2021 г.**

Учредитель журнала – Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина"

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Абрамов Г.С. (главный редактор) – д-р экон. наук, ТК 024 "Метрологическое обеспечение добычи и учета энергоресурсов (жидкостей и газов)", г. Тюмень;
Будзуляк Б.В. – д-р техн. наук, профессор, Президент СРО "АСГиНК", г. Москва;
Вороненко А.В. – канд. физ.-мат. наук, ген. директор ООО "НПП "Годсиб", г. Фрязино;
Гуревич М.С. – Советник ген. директора ООО "Системы Нефть и Газ", действительный член РМА, г. Москва;
Джавадов Н.Г. – д-р техн. наук, профессор, акад. Международной и Азербайджанской Инженерной Академий, ген. директор ПО "Промавтоматика", г. Баку;
Каневская Р.Д. – д-р техн. наук, профессор, начальник отдела научно-технического развития и моделирования АО "Институт геологии и разработки горючих ископаемых" ПАО "НК "Роснефть", зав. кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;
Кениг Е.Я. – профессор, зав. кафедрой Университета Падерборн, Германия;
Кизина И.Д. – канд. техн. наук, зам. ген. директора АО "Нефтеавтоматика" – директор Департамента разработки и внедрения ИАСУ, г. Уфа;
Костогрызов А.И. – д-р техн. наук, профессор, главный научный сотрудник, Институт проблем информатики РАН, г. Москва;
Кузяков О.Н. – д-р техн. наук, доцент, зав. кафедрой ТИУ, г. Тюмень;
Кучумов Р.Я. – д-р техн. наук, профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;
Лебедев В.Г. – д-р техн. наук, зав. лабораторией ИПУ РАН, г. Москва;
Лопатин А.С. – д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;
Лукьянов Э.Е. – д-р техн. наук, зам. ген. директора по науке НПП геофизической аппаратуры "Луч", г. Новосибирск;
Поздняков А.П. (зам. главного редактора) – д-р техн. наук, профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;
Сидоров В.В. – канд. техн. наук, зав. кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;
Сухарев М.Г. – д-р техн. наук, профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;
Терехина Г.В. (зам. главного редактора) – выпускающий редактор, Издательский дом "Губкин", г. Москва;
Фафурин В.А. – д-р техн. наук, профессор, КНИТУ, г. Казань.

СОДЕРЖАНИЕ

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ, АВТОМАТИЗАЦИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ И СВЯЗИ

Пахомов А.Л., Чудин Е.А., Столяров В.Е., Еремин Н.А., Винокуров В.А., Коренев В.В. Парофазный хроматографический метод определения хлорорганических соединений в нефти 6

Сафонов А.В. Оценка достоверности отбора проб сжиженного природного газа 16

ИНФОРМАЦИОННЫЕ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ, ЭКСПЕРТНЫЕ, ОБУЧАЮЩИЕ СИСТЕМЫ

Шипилов А.В., Шестопалов Д.Г., Прохожаев Т.О., Шибанов А.В., Мардамшин В.Р., Почикеев Д.С., Коробейников А.С., Жучков К.Н. Инновационный инструмент контроля бизнес-процессов диагностических работ на объектах ПАО "Газпром" 23

Лаптева У.В., Кузяков О.Н. Система определения состояния поверхности объекта с использованием модели на основе нечетких правил вывода 32

Борейко Д.А., Сериков Д.Ю. Применение метода конечно-элементного анализа для автоматизации оценки начальных испытательных нагрузок при проведении исследований напряженно-деформированного состояния трубных образцов 38

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

Шмелев В.А. Повышение эффективности бурения скважин на основе автоматического управления процессом 43

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Здор Д.В., Горностаева Т.Н., Савельева Е.В. Способы организации и использования рекурсии на языке логического программирования Prolog 50

МОНТАЖ, НАЛАДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ И СВЯЗИ, ИХ СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Шеховцова Е.В., Романько В.В., Ким С.Л. Обоснования методов волнового воздействия с целью интенсификации добычи нефти 55

© РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021

AUTOMATION, TELEMECHANIZATION AND COMMUNICATION IN OIL INDUSTRY

Scientific-Technical Journal

Founded in 1973

April 2021 **№ 4(573)** 12 issues per year

CONTENTS

INSTRUMENTS OF MEASUREMENT, AUTOMATION, TELEMECHANIZATION AND COMMUNICATION

Pakhomov A.L., Chudin E.A., Stolyarov V.E., Eremin N.A., Vinokurov V.A., Korenev V.V. Vapor-phase chromatographic method for determination of organochlorine compounds in oil 6

Safonov A.V. Assessment of the reliability of liquefied natural gas sampling 16

INFORMATION, MEASURING, EXPERT, TRAINING SYSTEMS

Shipilov A.V., Shestopalov D.G., Prokhozhaev T.O., Shibanov A.V., Mardamshin V.R., Pochikeev D.S., Korobeinikov A.S., Zhuchkov K.N. An innovative tool for monitoring business processes of diagnostic work at the facilities of PJSC "Gazprom" 23

Lapteva U.V., Kuzyakov O.N. A system for determining the state of the object surface applying a model based on fuzzy input rules 32

Boreiko D.A., Serikov D.Yu. Application of the finite element analysis method to automate the assessment of the initial test loads when conducting researches of studying the stress-strain state of pipe specimens 38

AUTOMATED CONTROL SYSTEMS FOR TECHNOLOGICAL PROCESSES

Shmelev V.A. Increase of well drilling efficiency based on automatic process control 43

MATHEMATICAL MODELING AND SOFTWARE

Zdor D.V., Gornostaeva T.N., Savelyeva E.V. Methods of organizing and using recursion on the "Prolog" logical programming language 50

INSTALLATION, ADJUSTMENT AND OPERATION OF AUTOMATION, TELEMECHANIZATION AND COMMUNICATION EQUIPMENT, THEIR SERVICING

Shekhovtsova E.V., Romanko V.V., Kim S.L. Substantiation of wave impact methods with the purpose of oil production intensification 55

Founder of Journal – National University of Oil and Gas "Gubkin University"

EDITORIAL BOARD:

Abramov G.S. (Chief Editor) – Dr. of econ. sci., TC 024 "Metrological Support of Production and Accounting of Energy Resources (Liquids and Gases)", Tyumen;
Budzulyak B.V. – Dr. of tech. sci., Professor, President of the Self-Regulated Organization "Association of constructors of gas and oil complexes", Moscow;
Voronenko A.V. – Cand. of phys.-math. sci., Director of Scientific-Production Company "Godsib", Ltd., Fryazino;
Gurevich M.S. – Adviser of the General Director of LLC "Systems of Oil and Gas", full member of RMA, Moscow;
Dzhavadov N.G. – Dr. of tech. sci., Professor, Academician of the International and Azerbaijan Engineering Academy, General Director of PO "Promavtomatika", Baku;
Kanevskaya R.D. – Dr. of tech. sci., Professor, Head of the Department of Scientific-Technical Development and Modeling of JSC "Institute of Geology and Development of Fossil Fuel" of PJSC "NK "Rosneft", Head of the Department of National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow;
Kenig E.Ya. – Dr. Ing. Habil, Head of the Department of Paderborn University, Germany;
Kizina I.D. – Cand. of tech. sci., Deputy-General Director of JSC "Nefteavtomatika", Director of development and implementation "Integrated ACS" Department, Ufa;
Kostogrysov A.I. – Dr. of tech. sci., Professor, Chief scientific employee, "Institute of Informatics Problems" of the Russian Academy of Sciences, Moscow;
Kuzyakov O.N. – Dr. of tech. sci., assistant professor, Head of the Department of TIU, Tyumen;
Kuchumov R.Ya. – Dr. of tech. sci., Professor, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow;
Lebedev V.G. – Dr. of tech. sci., Head of the Laboratory of The Institute of Control Sciences, RAS, Moscow;
Lopatin A.S. – Dr. of tech. sci., Professor, Head of the Department of National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow;
Lukyanov E.E. – Dr. of tech. sci., Deputy-General Director on Scientific work of "Luch" – Scientific-Production Company of geophysical equipment, Novosibirsk;
Pozdnyakov A.P. (Deputy-Chief editor) – Dr. of tech. sci., Professor, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow;
Sidorov V.V. – Cand. of tech. sci., Head of the Department of National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow;
Sukharev M.G. – Dr. of tech. sci., Professor, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow;
Terekhina G.V. (*Deputy-Chief editor*) – production editor, "Gubkin" publishing house, Moscow;
Fafurin V.A. – Dr. of tech. sci., Professor, KNRTU, Kazan.

Индекс журнала

58504 – по каталогу Агентства "Роспечать",
10338, 10339 – по объединенному каталогу "Пресса России".

Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС 77-74504 от 07.12.2018 г.

Журнал по решению Президиума ВАК Минобразования и науки РФ входит в "Перечень рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней кандидата и доктора наук".

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ) и международную базу данных и систему цитирования Chemical Abstracts.

Издательство – Издательский дом "Губкин" РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Адрес редакции: 119991, Россия, г. Москва, Ленинский просп., 65, корп. 1.
Тел. 8-499-507-91-49

Сайт: https://www.gubkin.ru;
e-mail: zavyalov.a@gubkin.ru,
zavyalovap@yandex.ru,
atisoil@mail.ru

Ведущий редактор: *Г.В. Терехина*

Компьютерный набор: *В.В. Васина*
Компьютерная верстка: *И.В. Смолина*
Корректор: *Я.В. Ткачева*
Перевод: *О.М. Бисярина*

Подписано в печать 03.04.2021 г.
Формат 84×108 1/16.
Усл. печ. л. 6,30. Уч.-изд. л. 6,42.
Тираж 1500 экз.
Цена свободная.

Печатно-множительная база:
ИП Терентьева Ю.Б.
115551, г. Москва, Шипиловский пр., д. 43, корп. 2.

При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

Авторы опубликованных материалов несут ответственность за соблюдение принципов научной этики и достоверность приведенных сведений.

Редакционный совет научно-технических журналов, издаваемых РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Мартынов В.Г. – Ректор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р экон. наук, профессор, академик РАО, председатель совета
Максименко А.Ф. – Проректор по научной и международной работе РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, заместитель председателя совета
Лопатин А.С. – Председатель комиссии по редакционно-издательской деятельности Ученого Совета РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, заведующий кафедрой, д-р техн. наук, профессор, главный редактор журнала "Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса", заместитель председателя совета
Завьялов А.П. – Директор Издательского дома "Губкин" РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. техн. наук, доцент, секретарь совета
Абрамов Г.С. – Д-р экон. наук, член ТК 024 "Метрологическое обеспечение добычи и учета энергоресурсов (жидкостей и газов)", главный редактор журнала "Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности" (по согласованию)
Близнюков В.Ю. – Руководитель проекта ПАО "НК "Роснефть", д-р техн. наук, профессор, главный редактор журнала "Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море" (по согласованию)
Гируц М.В. – Декан факультета научно-педагогических кадров и кадров высшей квалификации РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р хим. наук, доцент
Голунов Н.Н. – Проректор по дополнительному профессиональному образованию РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. техн. наук, доцент
Гриняев С.Н. – Декан факультета комплексной безопасности ТЭК РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор
Дедов А.Г. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р хим. наук, профессор, академик РАН, главный редактор журнала "Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина"
Дмитриевский А.Н. – Научный руководитель ИПНГ РАН, д-р геол.-минерал. наук, академик РАН, главный редактор журнала "Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений" (по согласованию)
Ивановский В.Н. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, главный редактор журнала "Территория Нефтегаз"
Комков А.Н. – Начальник управления наукометрических исследований и поддержки публикационной активности, заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. техн. наук, доцент
Лачков А.Г. – Генеральный директор АО "ВНИИОЭНГ" (по согласованию)
Лоповок Г.Б. – Директор Издательского центра РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. экон. наук, доцент
Мастепанов А.М. – Заведующий аналитическим центром энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р экон. наук, профессор, главный редактор журнала "Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом"
Мельгунов В.Д. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р юр. наук, профессор
Мещеряков С.В. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, заместитель главного редактора журнала "Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе"
Михайлов Н.Н. – Профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, главный редактор журнала "Нефтепромысловое дело"
Мурадов А.В. – Профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, заместитель руководителя редакционной коллегии журнала "Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина"
Оганов А.С. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, главный редактор журнала "Вестник Ассоциации буровых подрядчиков"
Поздняков А.П. – Профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, заместитель главного редактора журнала "Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности"
Постникова О.В. – Декан факультета геологии и геофизики нефти и газа РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р геол.-минерал. наук, профессор
Соловьянов А.А. – Заместитель директора ФГБУ "Всероссийский научно-исследовательский институт охраны окружающей среды", главный редактор журнала "Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе", д-р хим. наук, профессор (по согласованию)
Телегина Е.А. – Декан факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р экон. наук, профессор, член-корреспондент РАН
Туманян Б.П. – Профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, главный редактор журналов "Химия и технология топлив и масел", "Технологии нефти и газа", "Промышленный сервис"

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ, АВТОМАТИЗАЦИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ И СВЯЗИ

УДК 543.054:543.068+665.63 DOI: 10.33285/0132-2222-2021-4(573)-6-15

ПАРОФАЗНЫЙ ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ В НЕФТИ

А.Л. Пахомов[1], Е.А. Чудин[1], В.Е. Столяров[2], Н.А. Еремин[2, 3], В.А. Винокуров[3], В.В. Коренев[4]
(*[1]ООО "Хромос Инжиниринг", [2]ФГБУН "Институт проблем нефти и газа", [3]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, [4]ФБГУ "Российское энергетическое агентство" Минэнерго России*)

Разработан и апробирован газохроматографический парофазный метод определения компонентного состава хлорорганических соединений для выполнения потокового анализа с применением автоматической системы подготовки проб нефти и нефтепродуктов отечественного производства. Выполнен комплекс экспериментальных работ на модельных и экспериментальных образцах, проведено сравнение достигнутых показателей с результатами стандартных лабораторных методик и измерений. Достигнуты лучшие показатели прецизионности компонентного состава и концентраций примесей в потоковом режиме. Преимущества разработанной методики и оборудования позволяют на базе беспроводных цифровых технологий и международных протоколов связи и обмена данными, промышленного интернета, виртуальной и дополненной реальности с применением проектно-компонуемых блок-боксов создавать различные территориально распределенные потоковые системы качества нефтепродуктов как для отдельных предприятий, так и для сложных производственных комплексов различного назначения и видов нефтехимической деятельности, включая направления: добыча, транспорт, хранение и переработка углеводородной продукции, отгрузка продукции потребителям согласно контрактным показателям качества.

Ключевые слова: нефть; хлорорганические соединения; газовая хроматография; автоматический пробоотборник; поток; детектор; продукция; интеллектуальная технология.

VAPOR-PHASE CHROMATOGRAPHIC METHOD FOR DETERMINATION OF ORGANOCHLORINE COMPOUNDS IN OIL

A.L. Pakhomov[1], E.A. Chudin[1], V.E. Stolyarov[2], N.A. Eremin[2, 3], V.A. Vinokurov[3], V.V. Korenev[4]
(*[1]LLC "Chromos Engineering", [2]Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences, [3]National University of Oil and Gas "Gubkin University", [4]"Russian Energy Agency" Ministry of Energy of Russia*)

A gas chromatographic vapor-phase method for determining the component composition of organochlorine compounds for performing flow analysis using an automatic sample preparation system for oil and petroleum products of domestic production has been developed and tested. A set of experimental works was performed on model and experimental samples, and the achieved showings were compared with the results of standard laboratory methods and measurements. The best showings of the precision of the component composition and the concentration of impurities in the flow mode were achieved. The advantages of the developed methodology and equipment allow using wireless digital technologies and international communication and data exchange protocols, industrial Internet, virtual and augmented reality with the use of design-based block boxes, creating various geographically distributed flow systems of the quality of petroleum products both for individual enterprises and for complex production complexes of various purposes and types of petrochemical activities, including production, transportation, storage and processing of hydrocarbon products, shipment of products to consumers according to the contract quality indicators.

Keywords: oil; organochlorine compounds; gas chromatography; automatic sampler; flow; detector; products; intelligent technology.

Введение

На сегодняшний день в нефтегазодобывающей и перерабатывающей отраслях отсутствуют эффективная методика и оборудование с возможностью оперативного измерения, обработки и мониторинга результатов в реальном времени концентрации хлорорганических соединений (ХОС) в потоковых процессах. Разработанный метод позволяет с помощью отечественного цифрового аналитического оборудования получить эффективный арбитражный инструмент контроля компонентного состава потоковых сред, автоматизировать процесс мониторинга продукции по контрольным точкам и превентивного анализа процесса производства и тем самым обеспечить основы цифровой трансформации производств без существенных финансовых затрат на основе интеграции технологий потокового контроля качества и имеющихся интеллектуальных систем управления добычей и переработкой [1].

Применение парофазного хроматографического метода определения ХОС в нефти и оборудования потокового контроля качества позволяет в кратчайшие сроки обеспечить переход от количественного экспортно-сырьевого сценария развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в области поставки сырья к социально ориентированному подходу производства и экспорта конкурентной высокотехнологичной продукции мирового уровня, обеспечивая возможность мониторинга всего производственного цикла,

включая добычу, хранение, транспорт, переработку и отгрузку качественной продукции. Возможность интеграции применяемых в производстве различных систем мониторинга и управления производством, систем качества продукции на базе современных коммуникационных решений в единое информационное пространство в режиме реального времени позволяет выстраивать эффективное управление бизнес-процессами, обрабатывать большие объемы информации по состоянию производственных процессов, установок и с учетом знания реальной производственной ситуации по соответствию продукции заданным потребителем требованиям минимизировать ошибки и обеспечить оперативность при принятии управленческих решений.

Хлорорганические соединения, выявляемые в нефти, можно разделить на хлористые соли, присутствующие в продуктах добычи (пластовые флюиды), летучие и природные соединения. Источником выявленных в нефтепродуктах легких ХОС традиционно являются закачиваемые в скважину реагенты. Вещества попадают в нефть искусственно и целенаправленно, так как нефтяные компании вводят различные добавки в процессе добычи для решения технологических проблем (промывка и глушение скважин, растворение парафиносмолистых отложений, увеличение объемов добычи нефти и т. п.). За последнее время содержание ХОС увеличилось в разы, так как добыча преимущественно осуществляется на малорентабельных месторождениях или в условиях геологических и технологических осложнений. Последствия длительного применения добавок в виде отложений при работе с пластовой водой с месторождения в технологическом оборудовании нефтеперерабатывающего завода (НПЗ) приведены на рис. 1.

С учетом применения добавок проявляются сопутствующие этому свойства – соляная кислота выступает сильнейшим коррозионным агентом, хлористый водород взаимодействует с аммиаком, образующимся при гидрировании соединений азота, которые традиционно присутствуют в нефти. В результате образуется хлорид аммония (NH_4Cl), из-за которого оборудование подвергается дополнительному износу по причине хлористо-водородной коррозии и забивается отложениями в установках гидроочистки, а также блоках предварительной гидроочистки сырья установок каталитического риформинга и изомеризации. Эти соединения являются достаточно стабильными, имеют низкую реакционную способность и при транспортировке по трубопроводам не создают проблем, которые возникают уже в процессе переработки. При разгонке на нефтеперерабатывающих предприятиях под действием высоких температур и воды в результате гидролиза образуется хлористый водород. Далее фракции подвергают гидроочистке от серосодержащих соединений [2].

Для снижения отрицательного влияния коррозии на нефтеперерабатывающее оборудование и выведения из сырой нефти солей применяют электрообессоливающие установки (ЭЛОУ). На ЭЛОУ происходит процесс удаления из нефти неорганических хлористых солей вместе с водой из электродегидраторов, но при этом попавшие вместе с пластовой водой ХОС практически не удаляются, что в дальнейшем представляет серьезную опасность для процессов переработки и снижает производительность нефтепереработки, а также создает угрозы нарушения технологического режима работы как отдельных установок и аппаратов, так и в целом перерабатывающего комплекса.

Для обеспечения безопасности производственных процессов применяется контроль качества поступающего в трубопроводную систему сырья для переработки и важно понимание содержания ХОС как в нефти, так и в реагентах.

Принятые на основе применения аналогового измерительного оборудования стандарты и аттестованные методики измерений относятся преимущественно к лабораторным методикам для определения выявления органического хлора и не позволяют выполнять анализ нефти на содержание ХОС в онлайн-режиме.

Для определения ХОС используется стандартный метод, основанный на отгонке фракции нефти, выкипающей до 204 ºС, и определении суммарного содержания добавок следующими методами:

– восстановление бифенилом натрия и потенциометрическое титрование;

– сжигание и микрокулонометрическое титрование;

– рентгенофлуоресцентное определение.

Применяемые на практике, эти методы имеют ряд значительных недостатков в виде потери легких ХОС при перегонке, невозможности определения качественного состава соединений, что не позволяет

а *б*

Рис. 1. *Отложения в сырьевом теплообменнике (а) и в технологическом оборудовании (б) НПЗ*

установить вероятный источник возникновения, и др. Анализы содержания ХОС в России проводятся в настоящее время согласно положениям:

– ГОСТ Р 52247-2004 "Нефть. Методы определения хлорорганических соединений";

– ГОСТ 33342-2015 "Нефть. Методы определения органического хлора";

– СТО 44235454-007-2013 "Методика выполнения измерений массовых долей летучих хлорорганических соединений (тетрахлорметана, тетрахлорэтилена и бензилхлорида) в нефти и нефтепродуктах методом газожидкостной хроматографии" [3, 4].

Наиболее перспективным с точки нормативно-правового и практического применения является метод определения ХОС в нефти на основе газовой хроматографии с электронозахватным детектором (ЭЗД), и указанные ранее методики уже требуют серьезных доработок с учетом наличия современного аналитического оборудования и возросших требований нефтегазодобывающих и перерабатывающих предприятий по ряду направлений, к которым необходимо отнести качество и возможные риски для измерений. Замечания и комментарии к методикам измерений приведены в табл. 1.

Нормативные требования установлены на объемы и интервалы проведения измерений. Согласно ГОСТу, анализ качества нефти при сдаче в транспортную трубопроводную систему (ТС) обеспечивается в настоящее время с периодичностью не реже 1 раза в 10 дней. Такие требования сформированы исходя из необходимости обеспечения своевременного качественного лабораторного исследования состава нефтепродуктов, а сроки – согласно имеющейся практике и техническим возможностям, обусловленным большим расстоянием между лабораториями и точками отбора проб, отсутствием корректных пробоотборников, ограниченным количеством и возможностями квалифицированного персонала, а также технической невозможностью выполнения своевременного и полноценного контроля качества нефти на потоке из ТС.

Таблица 1

Замечания и комментарии к методикам измерений

Замечания	Причины изменений	Комментарии
Лабораторный анализ	Отсутствует возможность измерений в автоматическом потоковом режиме на действующем технологическом оборудовании. Необходимо наличие специально оборудованных помещений. Высокая зависимость результатов измерений от компетенций персонала	Недостатки: в лабораторных условиях осуществляется отгонка (разогрев) и анализ нафты до температуры кипения 204 ºС, возникает риск утечки легколетучих ХОС. В методике предусмотрено использование насадочной предколонки без защиты основной аналитической колонки от углеводородов, что снижает повторяемость результатов измерений, точность измерений и длительность работы прибора. Постоянная набивка лайнера и его замена через два-три измерения в высокой степени увеличивают систематическую погрешность проводимых измерений
Искажение измерений	Предварительно проводится подготовка нафты персоналом в ручном режиме (промывка щелочью и водой)	Недостатки: в процессе промывки часть выявляемых ХОС может быть потеряна, а результаты искажены
Неточность измерений	Использование кулонометрических методов измерений	Недостатки: при наличии в нефти брома или йода результаты могут быть некорректными
Неэффективность измерений	Для получения содержания ХОС определяется суммарное содержание хлора	Недостатки: определяется неорганический хлор. Путем вычитания из общего хлора делается вывод о суммарном (неселективный метод) содержании органического хлора
Беспристрастность измерений	Отбор проб нефти осуществляется только ручным способом	Риски: зависят от квалификации персонала и качества пробоотборного устройства
Сложность измерений	Метод прямого ввода нефти в хроматограф (СТО 44235454-007-2013)	Недостатки: процедурные и конструктивные сложности. Перед каждым анализом необходимо осуществлять промывку лайнера хроматографа, что не позволяет реализовать измерения в промышленном варианте в автоматическом режиме. Комплексные сложности: по методике проводят измерение трех компонентов и по ним выполняется расчет общей суммы хлорорганических примесей. Организационные сложности: на всех стадиях отбора, подготовки, проведения измерений и подготовки итоговых результатов привлекается только подготовленный, квалифицированный персонал. Качество измерений сильно зависит от подготовки и компетенций

Примером негативных последствий сложившегося положения стала ситуация на нефтепроводе "Дружба" и НПЗ при обеспечении поставок нефти в Европу, когда отсутствие возможности независимого контроля, неэффективность обеспечения контроля качества привели к значительным финансовым и репутационным ущербам, и нефтепровод был заполнен загрязненной нефтью. Для исключения в будущем подобных инцидентов необходимо внести изменения в действующие нормативные документы, регламентирующие порядок и периодичность выполнения анализа, а также обеспечить внедрение современных цифровых методов выполнения независимых измерений с организацией контроля качества продукции на особо важных участках добычи, транспорта и переработки сырья и материалов.

Особенности хроматографического метода измерений позволяют обеспечить идентификацию каждого компонента ХОС в нефти и химреагентов на промышленном хроматографе в непрерывном (онлайн) режиме, а также выявить место загрязнения при соответствующей аппаратной подготовке измерений. Хроматограф в этой технологии используется для определения точного компонентного состава и расчета физико-химических показателей, а также применяется в узлах коммерческого учета, распределительных станциях, на предприятиях добычи и переработки. Метод парофазного анализа дает возможность расширить область применения и решить проблемы идентификации компонентов смеси селективно, быстро и с высокой точностью. Модульная схема хроматографа и возможность применения оборудования в блоках-контейнерах заводской комплектации позволяют легко создавать, а при необходимости адаптировать и добавлять в конфигурацию прибора детекторы и узлы под конкретную аналитическую задачу заказчика, что снижает итоговую стоимость по адаптации метода на различных объектах, и массово использовать для измерений и анализа.

При этом также достигается совместимость протоколов обмена программного обеспечения (ПО) нижнего уровня, что гарантирует взаимозаменяемость устройств прибора при последующей модернизации, проведении ремонтных работ для расширения функционального назначения. Электронные модули – блок управления, усилители, платы питания, платы управления кранов, установленные на хроматографе при сборке, могут заменяться и дополняться модернизированными с лучшими характеристиками, что позволяет поддерживать работоспособность различных версий прибора в течение многих лет эксплуатации и использовать с новыми свойствами. На сегодняшний день глубина ремонта или модернизации составляет не менее 15 лет.

Важной особенностью прибора является применение многопроцессорной модульной схемы в хроматографе и, соответственно, возможность работы под управлением установленного на встроенный компьютер сертифицированного ПО "Хромос Поток". ПО осуществляет непрерывный контроль работы функциональных узлов хроматографа и обработку хроматографической информации. Отличительной особен-

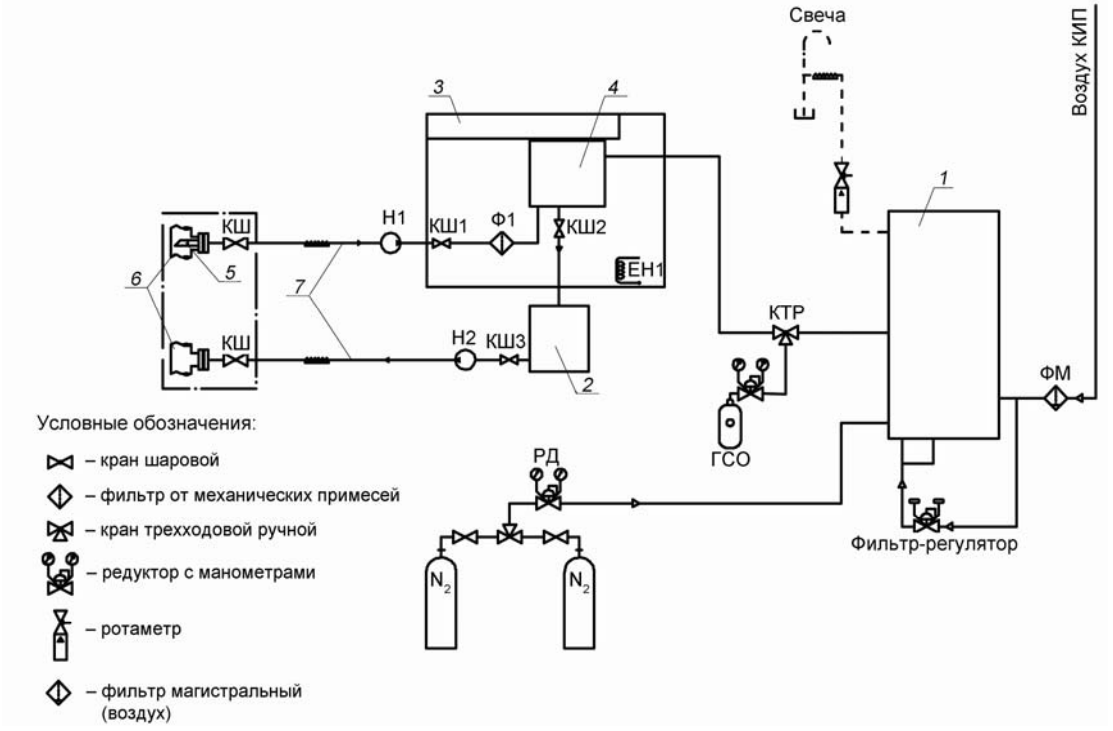


Рис. 2. *Принципиальная схема системы подготовки пробы*:
1 – хроматограф "Хромос ПГХ-1000.1"; *2* – дренажная емкость; *3* – шкаф системы пробоподготовки нефти (обогреваемый); *4* – пробоотборная система; *5* – пробозаборный зонд; *6* – нефтепровод; *7* – обогреваемая импульсная трубка

ностью выполнения измерений ХОС на оборудовании производства ООО "Хромос Инжиниринг" является исключение недостатков лабораторного метода за счет использования парофазного метода для потокового газового хроматографа с обеспечением автоматической системы пробоподготовки, корректность передачи пробы проведения измерений примесей и индивидуальных компонентов матрицы (объекта анализа) в непрерывном режиме измерений. Принципиальная схема системы подготовки проб представлена на рис. 2.

Паровая фаза нефти предварительно подготавливается в специально разработанном пробоотборнике и подается на газовый хроматограф с селективными к ХОС или к углеводородам детекторами, в которых происходит определение количественного и качественного состава потоковой нефти. Для отбора пробы нефти из технологического трубопровода организовывается предварительный подогрев пробы с помощью взрывозащищенного греющего саморегулирующегося теплоизолированного кабеля. Подогретая анализируемая нефть по транспортной линии поступает на плунжерный насос Н1. В момент включения насоса открывается электромагнитный клапан КШ1. Проба нефти поступает в пробоотборное устройство, которое заполняется до определенного уровня. Затем отключается насос Н1 и закрывается кран шаровой КШ1.

Проба нефти выдерживается при заданном давлении в обогреваемом пробоотборном устройстве 1…10 мин (время выдержки задается в специализированном ПО "Хромос"). По истечении заданного времени паровая фаза через трехходовой кран, содержащий ХОС, по линии подачи пробы поступает в калиброванную петлю крана-дозатора хроматографа. Разделение компонентов происходит на капиллярной колонке с последующим детектированием компонентов на ЭЗД.

Во время анализа прекращается подача равновесного пара в хроматограф и открывается шаровой кран КШ2. Проанализированная нефть сливается в дренажную емкость, кран КШ2 закрывается. Дренажная емкость представляет собой бак из нержавеющей стали. При заполнении дренажной емкости на 80 % включается плунжерный насос Н2 на заданное в ПО время, происходит возврат проанализированной нефти.

Полученные результаты

При разработке методики исследованы различные способы дозирования:

– равновесный пар (РП) нефти с помощью дозатора равновесного пара (ДРП);

– равновесный пар нефти газоплотным шприцем;

– прямой ввод нефти в испаритель хроматографа с помощью микрошприца.

Получены зависимости отклика (площадь пика) различных ХОС от температуры термостатирования пробы при дозировании газоплотным шприцем и с помощью ДРП, данные по воспроизводимости методов парофазного анализа нефти и прямого ввода нефти. При отборе проб равновесного пара и дозировании с помощью ДРП наблюдалось пропорциональное увеличение отклика ХОС при увеличении температуры термостатирования (рис. 3).

Перенос пробы равновесного пара из замкнутого объема в дозирующий кран осуществляется при избыточном давлении инертного газа. Этот фактор способствует полному переносу пробы равновесного пара без потерь. При отборе проб равновесного пара и дозировании газоплотным шприцем наблюдались пропорциональные увеличение отклика ХОС до 50 ºС и уменьшение при термостатировании выше 50 ºС. Зависимость отклика от температуры термостатирования при дозировании с помощью ДРП представлена на рис. 4.

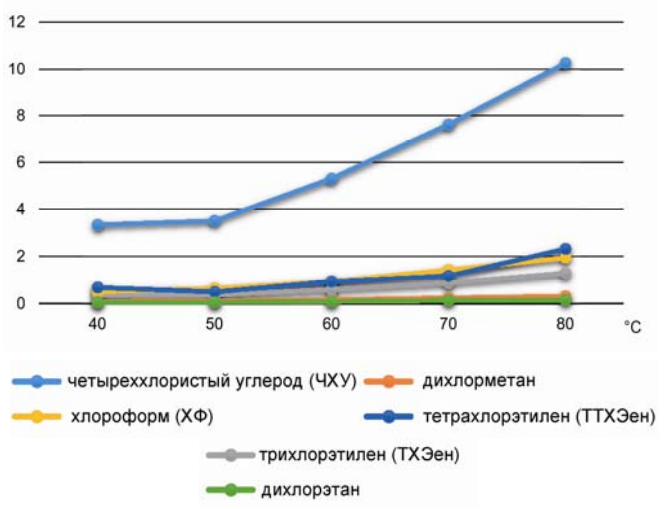


Рис. 3. *Зависимость отклика от температуры термостатирования при дозировании*

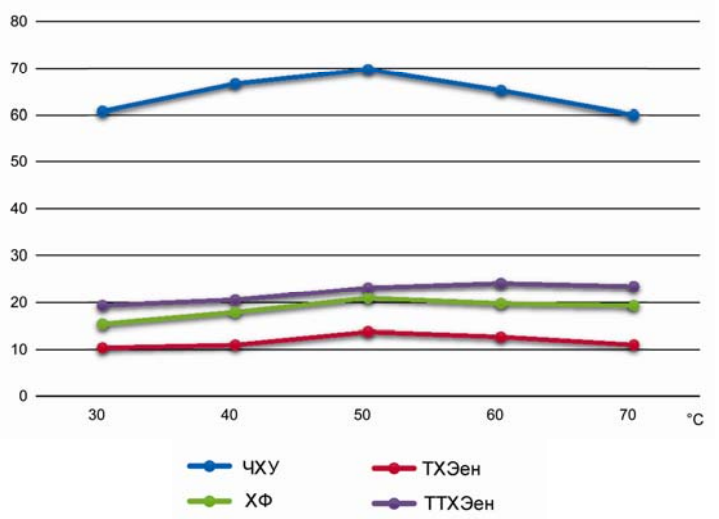


Рис. 4. *Зависимость отклика от температуры термостатирования*

Таблица 2

Характеристики АГС

Компонент	ГСО № 11753		ГСО № 12487		ГСО № 10226		ГСО № 10234		ГСО № 10206	
	мг/м^3	ppm	мг/м^3	ppm	мг/м^3	ppm	мг/м^3	ppm	мг/м^3	ppm
ЧХУ	0,058	0,0091	0,32	0,050	2,60	0,41	9,5	1,49	40,0	6,26
Дихлорметан	0,085	0,0240	0,45	0,130	3,00	0,86	10,0	2,87	40,3	11,55
Трихлорэтилен	0,087	0,0160	0,45	0,082	3,00	0,55	10,3	1,89	42,0	7,69
Хлороформ	0,084	0,0170	0,43	0,087	2,83	0,57	9,9	1,99	41,0	8,26
Тетрахлорэтилен	0,076	0,0110	0,36	0,052	2,40	0,35	8,5	1,23	35,2	5,11
1,2-дихлорэтан	0,099	0,0025	0,47	0,117	3,00	0,74	10,3	2,56	42,0	10,42

Таблица 3

Показатели точности метода

Компонент	Повторяемость ОСКО, %	Воспроизводимость ОСКО, %
ЧХУ	5	20
Метиленхлорид	13	20
Трихлорэтилен	10	20
Хлороформ	10	20
Тетрахлорэтилен	25	30
1,2-дихлорэтан	15	20

Вероятной причиной полученных при экспериментах зависимостей является извлечение вместе с ХОС и углеводородов (УВ), которое активно начинается с увеличением температуры термостатирования. В замкнутом объеме создается некоторое избыточное давление паровой фазы. При отборе пробы РП газоплотным шприцем на момент извлечения его из замкнутого объема через иглу часть пробы РП сбрасывается в атмосферу. Происходит неконтролируемая потеря пробы, что отрицательно сказывается на достоверности измерений. Проведенные исследования показывают, что применение ручного способа пробоотбора РП и его дозирование с помощью газоплотного шприца недопустимы. Для определения работоспособности, а также показателей точности созданного метода были использованы государственные стандартные образцы (ГСО), содержащие исследуемые ХОС [5].

После предварительных исследований для методики выполнения измерений выбран диапазон концентраций от 10 ppb (млрд$^{-1}$) до 10 ppm (млн$^{-1}$) по каждому ХОС. Для набора данных были приобретены ГСО. Характеристики аттестованных градуировочных смесей (АГС) представлены в табл. 2.

Для отработки методики измерений были выполнены работы на шести хроматографах: трех лабораторных с ручным вводом паровой фазы и трех потоковых с автоматическим вводом пробы с помощью разработанного парофазного устройства. Полученные результаты и показатели точности нового метода представлены в табл. 3, где ОСКО – относительное среднеквадратичное отклонение.

Используемая в методике хроматографическая капиллярная колонка (ХК) соответствует требованиям ЕАЭС 045 и позволяет определять компоненты (контролировать содержание ХОС в нефти на потоке с учетом требований ЕАЭС 6). Широкому применению предлагаемых подходов препятствует несовершенство законодательной базы для отечественного оборудования, так как большинство документов на использование методик и оборудования не соответствуют современным требованиям или приняты с учетом преимущественно лабораторного контроля.

Преимущества разработанного метода

Разработанный метод имеет существенные преимущества по сравнению с применяемыми лабораторными методами:

1. Анализируется непосредственно сама проба нефти без предварительной фазы подготовки и получения нафты с температурой кипения 204 ºС;

2. Возможно определение ХОС в различных нефтепродуктах для потоковой среды и различных производственных процессов;

3. Способ дозирования равновесной фазы обеспечивает достоверность результатов измерений, и измерения при проведении парофазного анализа должны выполняться в известном объеме, при постоянной температуре, определенном времени достижения равновесия по утвержденной методике. При проведении анализа проточным парофазным устройством нельзя получить данные о составе, так как возможен проскок компонентов из-за недостаточности времени достижения равновесия и перехода анализируемых компонентов в паровую фазу. Но его можно использовать для скрининга данных на потоке. Для получения арбитражного значения необходимо использовать периодический метод;

4. Методика паровой фазы позволяет организовать потоковый анализ компонентного состава нефти и на основе результатов прямого анализа принимать оперативные решения;

5. Автоматизируется процесс приема-сдачи качества продукции (нефти) с учетом концентрации ХОС в потоке продукции;

6. Селективное определение ХОС на потоке в постоянном режиме позволяет установить причину за-

грязнения и выявить источник загрязнения в оперативном режиме;

7. Метод обеспечивает независимость и беспристрастность измерений, показатели измерений не зависят от квалификации сотрудников лабораторий; возможна организация автоматической калибровки хроматографа с помощью ГСО;

8. Использование цифровых технологий при измерениях позволяет обеспечить интеграцию технологий в производство и независимость результатов от ведомственной принадлежности и компетенций персонала;

9. Проведены масштабные работы по составлению математических моделей идентификации различных ХОС на разных типах детекторов и матрицах (типах нефтей). Матрица математических моделей может быть востребована для подбора аналитических схем хроматографа, построения градуировочных зависимостей компонентов в различных матрицах, подбора температуры разных методов исходя из целей и задач, оптимизации условий методов для снижения эксплуатационных расходов; имеется возможность быстрой разработки комплекса методик на основе базовой;

10. Подбор компонентов для базовой методики выполнен с учетом текущей потребности и проблематики имеющихся задач ПАО "Транснефть";

11. Возможность проектной компоновки и установки приборов в блок-боксы представлена на рис. 5.

Особенности оборудования позволяют обеспечить в реальном масштабе времени ряд дополнительных преимуществ использования и функций, в том числе:

– паспортизацию продукции с использованием облачных технологий при организации непрерывного цикла измерений и дистанционный контроль продукции и передачи информации для различных потребителей;

– автоматический режим контроля выходной продукции по основным критериям – времени анализа, калибровки, достоверности измерений, точности;

– возможность дистанционного контроля использования паспортов и состояния расходных и измерительных средств (калибровочный баллон, прибор);

– снижение транспортных расходов, издержек на аварийные выезды групп специалистов для устранения неисправностей и регламентного обслуживания;

– возможность получения объективного и беспристрастного вывода о работе оборудования без учета мнения персонала на основе реально получаемых оперативных результатов измерения в дистанционном режиме;

– поверку прибора в онлайн-режиме, контроль технического состояния и обновления версий ПО, а также актуальность информации по качеству.

Для организации измерений в составе прибора дополнительно предусматривается отбор проб в пробоотборник с последующим транспортированием к месту проведения анализа компонентного состава и состава примесей на лабораторном хроматографе. Это необходимо для проведения сличений и организации межлабораторного анализа.

Обеспечение процесса мониторинга технологических процессов и организация непрерывного контроля качества добываемой продукции с помощью промышленной хроматографии для производств, оснащенных приборами и системой дозирования химических реагентов в технологии интеграции для приемки и транспортировки нефти, представлены на рис. 6.

а *б*

Рис. 5. *Блок-бокс для анализа качества продукции и обеспечения экспресс-анализа*: *а* – внешний вид блок-бокса; *б* – компоновка контейнера

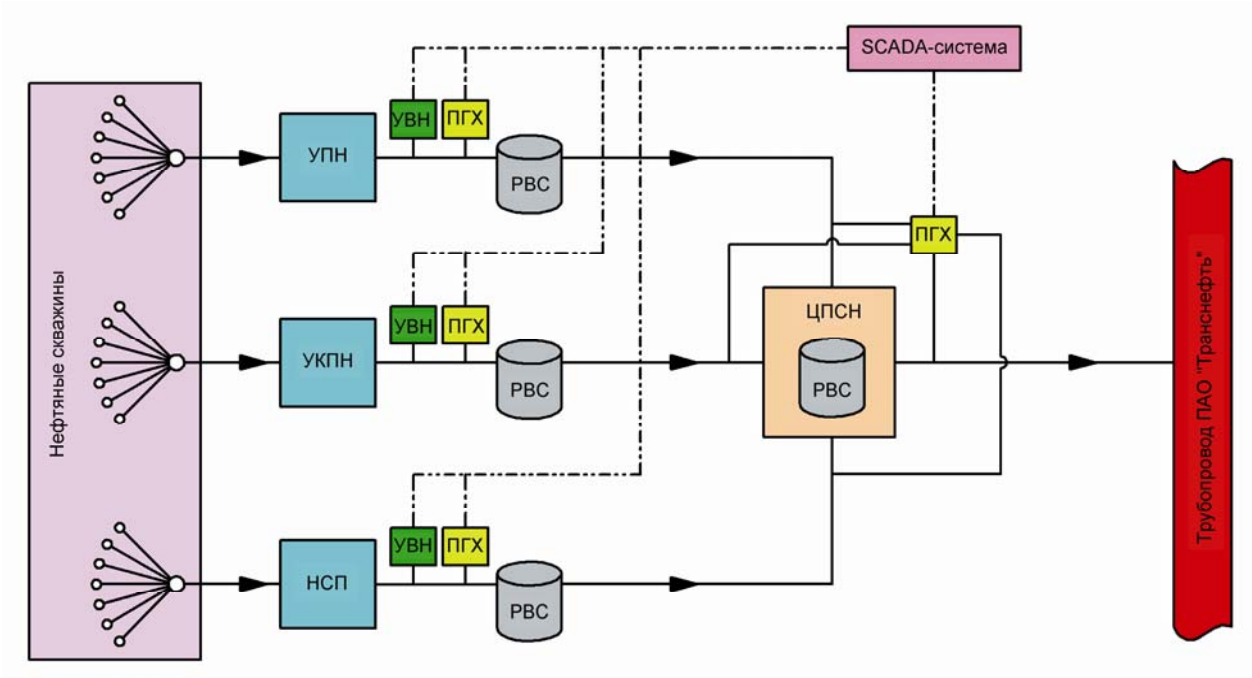


Рис. 6. *Схема приемки и транспортировки нефти*:
УПН – установка подготовки нефти; УКПН – установка комплексной подготовки нефти; НСП – нефтестабилизационное предприятие; ЦПСН – центральный пункт сбора нефти; РВС – резервуар вертикальный стальной; ПГХ – блок-бокс с приборами газовой хроматографии (анализ нефти на ХОС и ССС); УВН – установка ввода нейтрализатора сероводорода и меркаптанов

Рис. 7. *Организация непрерывного контроля качества продукции*

Применение беспроводных технологий передачи данных позволяет обеспечить создание специализированных и интегрированных (межотраслевых) центров контроля качества продукции и компонентного состава для различных протяженных промышленных систем транспорта и переработки продукции и на их основе – систем управления промышленным производством. Комплексная система контроля качества продукции добычи и переработки представлена на рис. 7 [6].

Необходимо отметить значительные экономические и технологические преимущества проведения потоковых (онлайн) анализов перед лабораторными измерениями.

Проведенные испытания подтвердили высокую эффективность и точность измерений, а также обеспечили в десятки и сотни раз снижение стоимости выполнения анализов на потоковом газовом хроматографе относительно затрат в лаборатории. Предложенные решения обеспечивают возможность проведения:

– большого числа быстрых и независимых анализов в текущих производственных процессах в реальном времени;

– интеграции в существующую или создаваемую комплексную цифровую систему управления для контроля и управления технологическими процессами с целью получения конечного качества продукции при снижении влияния человеческого фактора на результат измерений в автоматическом режиме.

Возможность заводской компоновки оборудования с учетом интересов и потребностей заказчика позволяет обеспечить снижение объема проектных и строительных работ, сокращение объемов и сроков экспертиз, а также высокое качество, точность и непрерывность измерений для различных нефтехимических производств.

Заключение

Разработанный парофазный хроматографический метод потокового определения ХОС в нефти на основе отечественного промышленного хроматографа с автоматической системой подготовки проб соответствует современным тенденциям развития обеспечения качества производственных процессов. Оборудование позволяет избежать проблем при подготовке и приеме-сдаче нефтепродуктов, обеспечить потоковый контроль продукции с возможностью выполнения компонентного анализа в реальном времени.

Полученные результаты подтверждают правильность разработанной методики и позволяют обеспечить беспристрастность измерений и возможность арбитражных споров за счет снижения роли человеческого фактора и широкого применения цифровых, интеллектуальных технологий в процессе измерений, обеспечить возможность автоматической калибровки и низкую стоимость измерений в процессе эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Исследование факторов, влияющих на точность определения содержания органических хлоридов в нефти / А.Л. Санникова, О.С. Татьянина, С.Н. Судыкин, Л.Н. Шакирова // Сб. науч. тр. ТатНИПИнефть. – М., 2016. – Вып. 84. – С. 237–241.

2. Занозина И.И. Нестандартные хроматографические методы ускоренного мониторинга нефтяного сырья // Сорбционные и хроматографические процессы. – 2008. – Т. 8, № 2. – С. 281–287.

3. Новиков Е.А. Определение хлора в нефти. Обзор аналитических методов // Мир нефтепродуктов. Вестн. нефтяных компаний. – 2019. – № 7. – С. 39–50.

4. ASTM D 4929-17. Standard Test Method for Determination of Organic Chloride Content in Crude Oil = АСТМ Д 4929-17. Стандартные методы испытания для определения содержания органических хлоридов в сырой нефти. – ФБУ "КВФ Интерстандарт".

5. Пахомов А.Л. Новые разработки от ведущего российского производителя газовых хроматографов // Энергетика и промышленность России. – 2017. – № 21 (329).

6. Цифровая автоматизированная система контроля качества выпускаемой продукции / Н.А. Еремин, А.Л. Пахомов, В.Е. Столяров, Я.А. Лаптев // Датчики и системы. – 2020. – № 3 (245). – С. 52–60. – DOI: 10.25728/datsys.2020.3.7

LITERATURA

1. Issledovanie faktorov, vliyayushchikh na tochnost' opredeleniya soderzhaniya organicheskikh khloridov v nefti / A.L. Sannikova, O.S. Tat'yanina, S.N. Sudykin, L.N. Shakirova // Sb. nauch. tr. TatNIPIneft'. – M., 2016. – Vyp. 84. – S. 237–241.

2. Zanozina I.I. Nestandartnye khromatograficheskie metody uskorennogo monitoringa neftyanogo syr'ya // Sorbtsionnye i khromatograficheskie protsessy. – 2008. – T. 8, № 2. – S. 281–287.

3. Novikov E.A. Opredelenie khlora v nefti. Obzor analiticheskikh metodov // Mir nefteproduktov. Vestn. neftyanykh kompaniy. – 2019. – № 7. – S. 39–50.

4. ASTM D 4929-17. Standard Test Method for Determination of Organic Chloride Content in Crude Oil = ASTM D 4929-17. Standartnye metody ispytaniya dlya opredeleniya soderzhaniya organicheskikh khloridov v syroy nefti. – FBU "KVF Interstandart".

5. Pakhomov A.L. Novye razrabotki ot vedushchego rossiyskogo proizvoditelya gazovykh khromatografov // Energetika i promyshlennost' Rossii. – 2017. – № 21 (329).
6. Tsifrovaya avtomatizirovannaya sistema kontrolya kachestva vypuskaemoy produktsii / N.A. Eremin, A.L. Pakhomov, V.E. Stolyarov, Ya.A. Laptev // Datchiki i sistemy. – 2020. – № 3 (245). – S. 52–60. – DOI: 10.25728/datsys.2020.3.7

Андрей Львович Пахомов[1], Председатель Совета директоров
e-mail: director@has.ru,
Егор Александрович Чудин[1], технический директор
e-mail: chudin@has.ru,
Владимир Евгеньевич Столяров[2], зам. заведующего Аналитическим центром НТП
e-mail: vbes60@gmail.com,
Николай Александрович Еремин[2, 3], д-р техн. наук, профессор, зам. директора
e-mail: ermn@mail.ru,
Владимир Арнольдович Винокуров[3], д-р хим. наук, профессор, зав. кафедрой, гл. науч. сотрудник
e-mail: vinok_ac@mail.ru,
Владимир Васильевич Коренев[4], директор проекта
e-mail: v.v.korenev@gmail.com

[1]ООО "Хромос Инжиниринг"
117342, РФ, г. Москва, ул. Бутлерова, 17, БЦ NEO GEO, оф. 3158;

[2]ФГБУН "Институт проблем нефти и газа РАН"
119333, РФ, г. Москва, ул. Губкина, 3;

[3]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
119991, РФ, г. Москва, Ленинский просп., 65;

[4]ФБГУ "Российское энергетическое агентство" Минэнерго России
129110, РФ, г. Москва, ул. Щепкина, 40, стр. 1

Andrey Lvovich Pakhomov[1], Chairman of the Board of Directors
e-mail: director@has.ru,
Egor Alexandrovich Chudin[1], Technical Director
e-mail: chudin@has.ru,
Vladimir Evgenievich Stolyarov[2], Deputy Head of the Analytical Center
e-mail: vbes60@gmail.com,
Nikolay Alexandrovich Eremin[2, 3], Dr. of tech. sci., Professor, Deputy Director
e-mail: ermn@mail.ru,
Vladimir Arnoldovich Vinokurov[3], Dr. of chemical sci., Professor, Head of the Department, senior researcher
e-mail: vinok_ac@mail.ru,
Vladimir Vasilievich Korenev[4], Director of the Project
e-mail: v.v.korenev@gmail.com

[1]LLC "Chromos Engineering"
17, BC NEO GEO, office 3158, Butlerov str., Moscow, 117342, Russian Federation;

[2]Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences
3, Gubkin str., Moscow, 119333, Russian Federation;

[3]National University of Oil and Gas "Gubkin University"
65, Leninsky prosp., Moscow, 119991, Russian Federation;

[4]"Russian Energy Agency" Ministry of Energy of Russia
40, bld. 1, Shchepkin str., Moscow, 129110, Russian Federation

N-G-K ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
ВСТРЕЧИ ЗАКАЗЧИКОВ И ПОДРЯДЧИКОВ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА
Новые встречи – новые возможности!
Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

27 МАЯ 2021
НЕФТЕГАЗСТРОЙ
Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли отечественных компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ.
Награждение лучших нефтегазостроительных подрядчиков
Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе

Телефоны: +7 (495) 514-44-68, 514-58-56; n-g-k.ru

ISSN 0132-2222

РГАСНТИ 50. 01. 81, 50. 01. 75

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

НЕФТИ и ГАЗА

(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)

имени И.М. ГУБКИНА

Базовый вуз нефтегазового комплекса России