

ISSN 2949-2440 (Print)
ISSN 2949-2467 (Online)

НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

ВЫХОДИТ ЧЕТЫРЕ РАЗА В ГОД

**ИНДЕКСИРОВАНИЕ ЖУРНАЛА,
ВКЛЮЧЕНИЕ В БАЗЫ ДАННЫХ**

**База Academic Search Research & Development
компании EBSCO Publishing**

База данных Ulrich's Periodicals Directory

Международная система библиографических ссылок CrossRef

Российский индекс научного цитирования – РИНЦ

Реферативный журнал и база данных ВИНТИ РАН

**1 2024
ФЕВРАЛЬ**

**АСТРАХАНЬ
ИЗДАТЕЛЬСТВО АГТУ**

УЧРЕДИТЕЛЬ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Астраханский государственный технический университет»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Ю. А. МАКСИМЕНКО – доктор технических наук, профессор,
Астраханский государственный технический университет, Астрахань, Россия

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Н. М. АХМЕТОВ – доктор технических наук, доцент, Атырауский университет нефти и газа имени С. Утебаева, Атырау, Казахстан

А. А. ВЕРЧЕБА – доктор геолого-минералогических наук, профессор, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

И. В. ВОЛКОВА – доктор биологических наук, доцент, Астраханский государственный технический университет, Астрахань, Россия

Н. Н. ГОЛЬЧИКОВА – доктор геолого-минералогических наук, доцент, Астраханский государственный технический университет, Астрахань, Россия

М. Ю. ДОЛОМАТОВ – доктор химических наук, кандидат технических наук, профессор, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Е. В. ЕГОРОВА – кандидат технических наук, доцент, Астраханский государственный технический университет, Астрахань, Россия

Н. Н. ЛЕТИЧЕВСКАЯ – кандидат химических наук, доцент, Астраханский государственный технический университет, Астрахань, Россия

Н. П. МЕМЕДЕЙКИНА – кандидат технических наук, доцент, Астраханский государственный технический университет, Астрахань, Россия

Г. А. ОРАЗОВА – доктор технических наук, профессор, Казахстан Петрокемикал Индастриз Инк., Атырау, Казахстан

Н. А. ПИВОВАРОВА – доктор технических наук, профессор, Астраханский государственный технический университет, Астрахань, Россия

Ю. Т. ПИМЕНОВ – доктор химических наук, профессор, Ассоциация государственных университетов и научно-исследовательских центров Прикаспийских государств, Астрахань, Россия

С. А. САНГАДЖИЕВА – кандидат биологических наук, Калмыцкий государственный университет имени Б.Б. Городовикова, Элиста, Россия

А. К. СЕРИКБАЕВА – кандидат технических наук, профессор, Каспийский университет технологий и инжиниринга имени Ш. Есенова, Актау, Казахстан

И. В. СМОЛЯНИНОВ – доктор химических наук, доцент, Астраханский государственный технический университет, Астрахань, Россия

А. В. ФЕДАШ – доктор технических наук, профессор, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

А. Я. ХАВКИН – доктор технических наук, профессор, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

И. А. ХАЛАФОВА – доктор философских наук, кандидат технических наук, доцент, Азербайджанский университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Адрес редакции:

414056, Астраханская область,
г.о. город Астрахань,
г. Астрахань, ул. Татищева, стр. 16/1,
Астраханский государственный технический университет.
Тел.: (8512) 61-42-98
Факс: (8512) 61-43-66
E-mail: vestnik_astu@astu.org
<http://vestnik.astu.org/>

© ФГБОУ ВО «Астраханский государственный
технический университет»,

Нефтегазовые технологии
и экологическая безопасность, 2024

ISSN 2949-2440 (Print)
ISSN 2949-2467 (Online)

OIL AND GAS TECHNOLOGIES AND ENVIRONMENTAL SAFETY

SCIENTIFIC JOURNAL

ISSUED FOUR TIMES A YEAR

**JOURNAL INDEX,
REGISTRATION IN DATABASES**

**Base Academic Search Research & Development
of EBSCO Publishing, Inc.**

Ulrich's Periodicals Directory

International Bibliographic Reference System CrossRef

Russian Index of Scientific Citation

**Abstract Journal and Data Base
of All-Russian Institute of Scientific and Technical Information
of Russian Academy of Sciences**

**1 2024
FEBRUARY**

**ASTRAKHAN
PUBLISHING HOUSE OF ASTU**

FOUNDER

FEDERAL STATE BUDGETARY EDUCATIONAL INSTITUTION
OF HIGHER EDUCATION
“Astrakhan State Technical University”

EDITOR-IN-CHIEF

YU. A. MAKSIMENKO – Doctor of Technical Sciences, Professor,
Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russia

EDITORIAL BOARD

N. M. AKHMETOV – Doctor of Technical Sciences, Assistant Professor, Atyrau Oil and Gas University named after Safi Utebayev, Atyrau, Kazakhstan

A. A. VERCHEBA – Doctor of Geologo-Mineralogical Sciences, Professor, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

I. V. VOLKOVA – Doctor of Biological Sciences, Assistant Professor, Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russia

N. N. GOLCHIKOVA – Doctor of Geologo-Mineralogical Sciences, Assistant Professor, Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russia

M. YU. DOLOMATOV – Doctor of Chemical Sciences, Candidate of Technical Sciences, Professor, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

E. V. EGOROVA – Candidate of Technical Sciences, Assistant Professor, Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russia

N. N. LETICHEVSKAYA – Candidate of Chemical Sciences, Assistant Professor, Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russia

N. P. MEMEDEYKINA – Candidate of Technical Sciences, Assistant Professor, Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russia

G. A. ORAZOVA – Doctor of Technical Sciences, Professor, Kazakhstan Petrochemical Industries Inc., Atyrau, Kazakhstan

N. A. PIVOVAROVA – Doctor of Technical Sciences, Professor, Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russia

YU. T. PIMENOV – Doctor of Chemical Sciences, Professor, Association of State Universities and Research Centers of the Caspian region Countries, Astrakhan, Russia

S. A. SANGADZHIEVA – Candidate of Biological Sciences, Kalmyk State University named after B.B. Gorodovikov, Elista, Russia

A. K. SERIKBAEVA – Candidate of Technical Sciences, Professor, S. Yessenov Caspian University of Technologies and Engineering, Aktau, Kazakhstan

I. V. SMOLYANINOV – Doctor of Chemical Sciences, Assistant Professor, Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russia

A. V. FEDASH – Doctor of Technical Sciences, Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

A. YA. KHAVKIN – Doctor of Technical Sciences, Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

I. A. KHALAFOVA – Doctor of Philosophical Sciences, Candidate of Technical Sciences, Assistant Professor, Azerbaijan State Oil and Industrial University, Baku, Azerbaijan

Editors address:

16 Tatishchev st. b. 1, Astrakhan urban district,
Astrakhan, 414056, Russia,
Astrakhan State Technical University.
Tel.: (8512) 61-42-98
Fax: (8512) 61-43-66
E-mail: vestnik_astu@astu.org
<http://vestnik.astu.org>

© FSBEI HE “Astrakhan State Technical University”,

Oil and gas technologies
and environmental safety, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

- Савенкова И. В., Никулин А. А.* Превращение комбинированного сырья на цеолитсодержащих катализаторах 7
- Савенкова И. В., Пивоварова Н. А., Абакумова Е. Н.* Исследование нефтеемкости природных опоков Астраханской области 15

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЭКОЛОГИЯ

- Китель А. В., Халиуллов И. Р.* Обоснование снижения концентрации кислотного состава при проведении обработок призабойных зон скважин на нагнетательном фонде с 12 до 8 % 21
- Коннов Д. А.* Литолого-фациальная модель бакинских отложений Астраханского Прикаспия 27

ПРОЦЕССЫ И АППАРАТЫ ХИМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ, НЕФТЕХИМИИ И БИОТЕХНОЛОГИИ

- Джамбеков А. М.* Управление непрерывными технологическими процессами в нефтепереработке на примере каталитического риформинга при неопределенности 34
- Ревина А. В., Гафурова Д. Д., Тутаринова В. М.* Экспериментальные исследования свойств сверхтонких пленок ниобата лития методами зондовой и электронной микроскопии 44
- Свирина С. А., Титова Л. М., Максименко Ю. А.* Экспериментальное исследование гидравлических характеристик сферических насадок для массообменных аппаратов 54

НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И УПРАВЛЕНИЕ ПРОЕКТАМИ

- Брюшин А. В., Егоров В. С., Силкина Т. С.* Применение внутритрубного электроцентробежного насоса для повышения нефтедобычи на месторождении имени Ю. Корчагина 61
- Нурмакова Ж. И., Лямина Н. Ф., Файзулаев Э. Р.* Исследование обводненности добывающих скважин Демьяновского месторождения 68

ПРАВИЛА ДЛЯ АВТОРОВ ЖУРНАЛА

- «НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ» 75

CONTENTS

CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

- Savenkova I. V., Nikulin A. A.* Transformation of combined raw materials on zeolite-containing catalysts 7
- Savenkova I. V., Pivovarova N. A., Abakumova E. N.* Investigation of the oil capacity of natural deposits in the Astrakhan region 15

GEOLOGY AND GEOECOLOGY

- Kitel A. V., Khaliullov I. R.* Justification of acid composition concentration reducing in bottom-hole zone treatments at injection wells from 12 to 8%..... 21
- Konnov D. A.* Lithological and facies model of the Baku deposits of the Astrakhan Caspian Sea..... 27

PROCESSES AND APPARATUS OF CHEMICAL ENGINEERING, PETROLEUM CHEMISTRY AND BIOTECHNOLOGY

- Dzhambekov A. M.* Control of continuous technological processes in oil refining by the example of catalytic reforming under uncertainty 34
- Revina A. V., Gafurova D. D., Tutarinova V. M.* Experimental studies of the properties of ultrathin lithium niobate films using probe and electron microscopy 44
- Svirina S. A., Titova L. M., Maksimenko Yu. A.* Experimental study of the spherical nozzles hydraulic characteristics for mass transfer devices 54

PETROLEUM ENGINEERING AND PROJECT MANAGEMENT

- Bryushin A. V., Egorov V. S., Silkina T. S.* The use of an in-tube electric centrifugal pump to increase oil production at the Yu. Korchagin field..... 61
- Nurmakova J. I., Lyamina N. F., Fayzulaev E. R.* Investigation of the producing wells water content in the Demyanovskoye field..... 68

RULES TO THE AUTHORS OF THE JOURNAL

- “OIL AND GAS TECHNOLOGIES AND ENVIRONMENTAL SAFETY” 75

ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

Научная статья
УДК 665.635
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-7-14>
EDN QFXXXB

Превращение комбинированного сырья на цеолитсодержащих катализаторах

Ирина Владимировна Савенкова^{1✉}, Александр Александрович Никулин²

¹Астраханский государственный технический университет,
Астрахань, Россия, sirvht@mail.ru✉

²ООО «Газпром добыча Астрахань»,
Астрахань, Россия

Аннотация. Рассматриваются способы рационального использования углеводородного сырья в целях получения изопарафиновых и ароматических углеводородов. Изучены возможности совместной переработки фракции 75–100 °С газового конденсата и пропан-бутановой фракции (ПБФ) в условиях безводородной среды и в присутствии модифицированного цеолитсодержащего катализатора. Установлены закономерности выхода ароматических и изопарафиновых углеводородов безводородного процесса каталитического превращения комбинированного углеводородного сырья на цеолитсодержащем катализаторе Pt/Beta, модифицированного 0,5 % масс. платины. Так, при превращении фракции 75–100 °С в интервале температур 300–350 °С содержание изопарафинов в жидких продуктах увеличивается более чем на 20 % масс. Дальнейшее повышение температуры сопровождается в большей степени образованием ароматических углеводородов. Суммарное содержание бензола, толуола, ксилолов составляет около 20 % масс. Аналогичные тенденции наблюдаются при испытании ПБФ. Наибольшее увеличение изопарафиновых углеводородов также наблюдается при температуре 300 °С. Их содержание в жидких и газообразных продуктах увеличивается в среднем на 10 %. Основная доля в этом процессе приходится на изобутан. Соответственно, повышение температуры реакции на 100 °С, увеличивает образование бензола и толуола на 11 % масс. Более значимые результаты получены в ходе совместного превращения фракции 75–100 °С и ПБФ. При температуре реакции 300 °С в газообразных продуктах наблюдается высокое содержание изобутана, что позволяет вовлекать их в процессы нефтехимии. Содержание изопарафинов в жидких продуктах увеличивается на 50 % масс., что делает их ценными как высокооктановый компонент моторных топлив. Благоприятными температурами для получения ароматических углеводородов являются 400 °С и выше.

Ключевые слова: цеолиты, катализаторы, высокооктановые компоненты, пропан-бутановая фракция, бензиновая фракция, изопарафины, ароматические углеводороды

Для цитирования: Савенкова И. В., Никулин А. А. Превращение комбинированного сырья на цеолитсодержащих катализаторах // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2024. № 1. С. 7–14. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-7-14>. EDN QFXXXB.

Original article

Transformation of combined raw materials on zeolite-containing catalysts

*Irina V. Savenkova¹✉, Alexander A. Nikulin²*¹*Astrakhan State Technical University,
Astrakhan, Russia, sirvht@mail.ru✉*²*Gasprom dobycha Astrakhan, LLC,
Astrakhan, Russia*

Abstract. The article discusses the ways of rational use of hydrocarbon raw materials in order to obtain isoparaffin and aromatic hydrocarbons. The possibilities of joint processing of the 75-100°C fraction have been studied. From gas condensate and propane-butane fraction (PBF) in an anhydrous environment and in the presence of a modified zeolite-containing catalyst. The regularities of the yield of aromatic and isoparaffinic hydrocarbons of the anhydrous process of catalytic conversion of combined hydrocarbon raw materials on a zeolite-containing Pt/Beta catalyst modified by 0.5% wt have been established. platinum. So, when converting a fraction of 75-100°C. With a temperature range of 300-350°C, the content of isoparaffins in liquid products increases by more than 20% by weight. A further increase in temperature is accompanied to a greater extent by the formation of aromatic hydrocarbons. The total content of benzene, toluene, xylenes is about 20% by weight. Similar trends are observed when testing the propane-butane fraction. The greatest increase in isoparaffin hydrocarbons is also observed at a temperature of 300°C. Their content in liquid and gaseous products increases by an average of 10%. The main share in this process is accounted for by isobutane. Accordingly, an increase in the reaction temperature by 100°C increases the formation of benzene and toluene by 11% by weight. More significant results were obtained during the joint transformation of the 75-100°C fraction and the propane-butane fraction. At a reaction temperature of 300°C, a high content of iso-butane is observed in gaseous products, which allows them to be involved in petrochemical processes. The content of isoparaffins in liquid products increases by 50% by weight, which makes them valuable as a high-octane component of motor fuels. Favorable temperatures for the production of aromatic hydrocarbons are 400°C and above.

Keywords: zeolites, catalysts, high-octane components, propane-butane fraction, gasoline fraction, isoparaffins, aromatic hydrocarbons

For citation: Savenkova I. V., Nikulin A. A. Transformation of combined raw materials on zeolite-containing catalysts. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2024;1:7-14. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-7-14>. EDN QFXXXB.

Введение

Объем производства высокооктановых бензинов непрерывно растет во всем мире, что вызывает необходимость совершенствования технологических процессов их получения.

При этом проблема производства высокооктанового автомобильного топлива, отвечающего современным мировым требованиям, из продуктов первичной переработки нефтяного и газоконденсатного сырья занимает одну из лидирующих позиций в нефтеперерабатывающей отрасли и связана с необходимостью более рационального использования природных ресурсов.

Среди приоритетных задач, которые стоят перед нефтегазовым комплексом России, выделяется рациональное использование природного и попутного газа, отходящих газов нефтепереработки и нефтехимии.

Одним из возможных направлений переработки компонентов природного и попутного газов является их использование в виде комбинированного сырья для получения ароматических углеводородов, используемых как моторное топливо или высокооктановую добавку к бензинам.

Комплексный подход к решению проблемы продиктован необходимостью изыскания рациональных химических путей создания заданных продуктов с заданными свойствами, рациональной организации технологического процесса, разработка и использование катализаторов, в т. ч. и на основе цеолитов [1].

Синтетические цеолиты широко применяются в различных процессах переработки углеводородного сырья.

Активность и селективность цеолитных катализаторов зависит от ряда факторов – природы обменного катиона, степени ионного обмена и декатионирования, силикатного модуля, кислотной функции цеолита, количества, природы и дисперсности металла, а также условий активации и регенерации [2].

В промышленной технологии производства катализаторов нанесение металла на твердый носитель обычно осуществляли методом пропитки из растворов соответствующих солей.

Модифицирование цеолитсодержащих катализаторов металлами усиливает их гидрирующую – дегидрирующую функции и влияет на их активность, селективность и стабильность в таких про-

цессах, как каталитический крекинг, гидрокрекинг, ароматизация парафиновых и нафтеновых углеводородов, изомеризация парафиновых и ароматических углеводородов.

Каталитическая изомеризация позволяет получать высокооктановые компоненты к моторным топливам, соответствующие современным требованиям международных стандартов. В то же время в результате реакций ароматизации получают ценные для нефтехимии ароматические углеводороды. При этом применение комбинированного сырья позволяет обеспечивать гибкость производственного процесса и возможность вовлечь продукты первичной переработки, способствующие повышению эффективности производства и улучшению экологической обстановки.

Целью исследования является подбор параметров для эффективного проведения каталитического превращения смеси пропан-бутановой и бензиновой фракций на цеолитсодержащих катализаторах.

Объекты и методы исследования

В качестве объекта исследования была выбрана гидроочищенная фракция 75–100 °С Астраханского газоперерабатывающего завода (ГПЗ) [3] и пропан-бутановая фракция (ПБФ).

Исследования проводили при атмосферном давлении на проточной установке лабораторного типа (рис. 1), процесс проводился в интервале температур 250–450 °С при объемной скорости подачи бензиновой фракции 2 и 100 ч⁻¹ ПБФ.

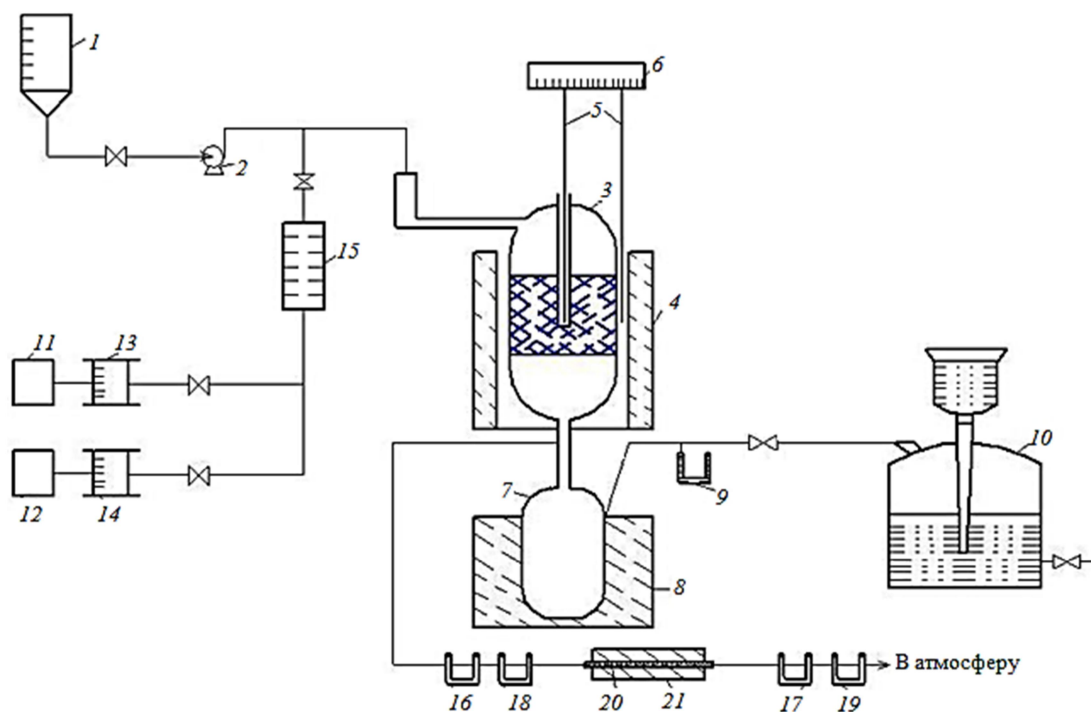


Рис. 1. Схема экспериментальной установки: 1 – мерная емкость; 2 – насос; 3 – реактор; 4 – печь; 5 – термопары; 6 – потенциометр; 7 – приемник; 8 – устройство для охлаждения; 9 – манометр; 10 – газометр; 11, 14 – баллоны; 12, 15 – редукторы; 13, 16 – ротаметр; 17 – система осушки; 18, 22 – поглотительные трубки с CaCl₂; 19, 23 – поглотительные трубки с аскаритом; 20 – трубка дожига с CuO; 21 – печь дожига

Fig. 1. Scheme of the experimental setup: 1 – dimensional tank; 2 – pump; 3 – reactor; 4 – furnace; 5 – thermocouples; 6 – potentiometer; 7 – receiver; 8 – cooling device; 9 – pressure gauge; 10 – gasometer; 11, 14 – cylinders; 12, 15 – gearboxes; 13, 16 – rotameter; 17 – drying system; 18, 22 – absorption tubes with CaCl₂; 19, 23 – absorption tubes with ascarite; 20 – afterburning tube with CuO; 21 – afterburning furnace

Продолжительность опытов – 60 мин, объем загружаемого в реактор катализатора – 10 см³.

Сырье из мерной емкости 1 прокачивалось насосом 2 и затем поступало в кварцевый реактор 3. Необходимая температура в реакторе устанавливалась при помощи печи 4. В болванку печи была по-

мещена регулирующая термопара 5 марки ХА К-2. Температура внутри реактора замерялась также с помощью термопары марки ХА К-2 и регистрировалась потенциометром 6.

В реактор загружалось 10 см³ катализатора фракции 0,5–1 мм. Продукты превращений углеводород-

ного сырья из реактора поступали в приемник 7, помещенный в охлаждающую емкость со смесью льда и соли 8. Несконденсировавшиеся углеводороды собирались в откалиброванный газометр 10. Уровень давления регулировался манометром 9. После проведения опыта катализатор в течение 10 минут продувался азотом, подаваемым с помощью редуктора 12 из баллона 11 со скоростью 0,3 л/ч, устанавливаемой по ротаметру 13.

Закоксованный катализатор регенерировался в течение 2 ч при температуре 550 °С в токе предварительно осушенного с помощью хлористого кальция и цеолита NaX воздуха, который подавался в реактор из баллона 14 со скоростью 1,0 л/ч, устанавливаемой редуктором 15 и ротаметром 16. Продукты регенерации из реактора проходили через

последовательно расположенные поглотительные трубки 20, заполненные хлористым кальцием и аскаритом, далее поступали в печь дожигания 21, где происходило окисление CO в CO₂. Окись меди в печи дожигания предварительно окислялась в токе воздуха при температуре 300–450 °С в течение 1 ч. Газы регенерации после печи дожигания проходили через трубки, заполненные хлористым кальцием и аскаритом 22. По общему привесу трубок 20 и 22 определялось количество кокса.

Процессы каталитических превращений изучали в присутствии катализатора на основе цеолита типа Beta, модифицированного 0,5 % платиной [4, 5]. Основные характеристики катализатора представлены в табл. 1.

Таблица 1

Table 1

Характеристика катализатора Pt/Beta

Characteristics of the Pt/Beta catalyst

Катализатор	Производитель	Тип цеолита	Размер гранул D, мм	Количество и тип связующего	Количество и тип промотора
Pt/Beta	Лабораторный образец	Бета	2–3	30 % Al ₂ O ₃	0,5 % Pt

Результаты исследования влияния температуры и состава сырья на образование изопарфиновых и ароматических углеводородов

Первым этапом работы было исследование реакции превращения бензиновой фракции 75–100 °С

при температуре 250–400 °С на катализаторе Pt/Beta.

При превращении фракции 75–100 °С на катализаторе Pt/Beta в температурном режиме 250–400 °С увеличивается выход газа и кокса (табл. 2).

Таблица 2

Table 2

Выход продуктов превращения бензиновой фракции 75–100 °С при температуре 250–400 °С на катализаторе Pt/Beta, %

The yield of the conversion products of the gasoline fraction is 75–100°C at a temperature of 250–400°C on a Pt/Beta catalyst, %

Наименование	Температура реакции, °С			
	250	300	350	400
Катализат	90,17	84,88	83,32	74,04
Газ	9,11	14,25	15,54	24,61
Кокс	0,68	0,81	1,04	1,26
Потери	0,04	0,06	0,11	0,09
<i>Всего</i>	100,00	100,00	100,00	100,00

Выход жидких продуктов по мере повышения температуры снижается с 90,17 до 74,04 % масс. При этом выход газообразных углеводородов увеличивается, что говорит об усилении реакций крекинга и коксообразования.

Повышение температуры процесса влияет на углеводородный состав получаемых продуктов (рис. 2).

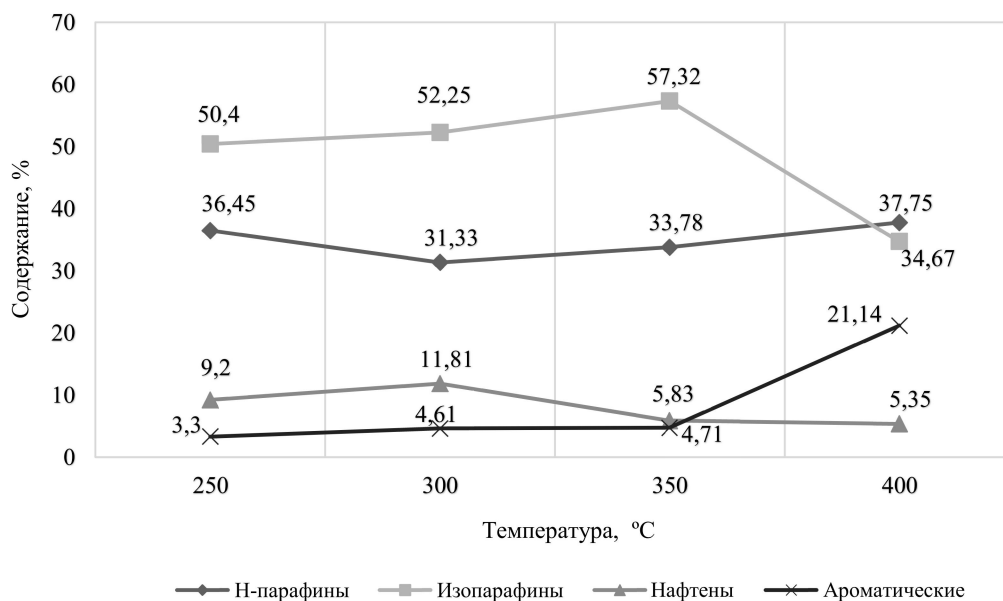


Рис. 2. Групповой состав жидких продуктов на катализаторе Pt/Beta

Fig. 2. Group composition of liquid products on a Pt/Beta catalyst

Изменение состава при 250–400 °C связано с интенсивным течением деструктивной изомеризации. Содержание изопарафинов при 300–350 °C достигает 57,32 % масс.

Анализ катализата показал, что переработка фракции 75–100 °C при 300–350 °C в присутствии цеолитсодержащего катализатора Pt/Beta позволяет получить жидкий катализат с октановым числом на 15–20 пунктов выше, чем у исходной бензиновой фракции. Содержание ароматических углеводородов составляет 4,71 % масс.

При повышении температуры наблюдается увеличение содержания ароматических углеводоро-

дов, что говорит о повышении скорости реакции дегидроциклизации.

Результаты хроматографического анализа газа каталитической обработки бензиновой фракции 75–100 °C показывают, что в результате процесса возможно получить в большей мере пропан и и-бутан.

Следующим этапом исследований было изучение активности цеолитсодержащего катализатора Pt/Beta в реакциях превращения ПБФ. Ранее эти исследования не проводились.

Опыты проводили в безводородной среде, объемной скорости подачи сырья 100 ч⁻¹. Выход полученных продуктов представлен в табл. 3.

Таблица 3

Table 3

Выход продуктов превращения пропан-бутановой фракции при температуре 300–400 °C на катализаторе Pt/Beta, %

The yield of the conversion products of the propane-butane fraction at a temperature of 300–400°C on a Pt/Beta catalyst, %

Наименование	Температура реакции, °C		
	300	350	400
Катализат	29,00	25,48	5,75
Газ	70,51	74,82	93,33
Кокс	0,45	0,58	0,79
Потери	0,12	0,10	0,17
<i>Всего</i>	100,00	100,00	100,00

Как видно из табл. 3, повышение температуры реакции также снижает выход жидких продуктов и увеличивает образование кокса.

Повышение температуры приводит к ускорению реакции дегидрирования, что говорит об увеличении водорода в газе. Непредельные углеводороды

образуются, скорее всего, в результате расщепления молекул пропана и бутана с образованием дополнительного количества углеводородов C_1-C_2 . О реакции изомеризации можно судить по образованию изобутана. Максимальное количество образовалось при температуре 300 °С.

Групповой состав жидких продуктов превращения

ПБФ (рис. 3) показывает, что высокое содержание изопарафинов (43 % масс.) говорит об усилении активности катализатора в реакции безводородной изомеризации углеводородов C_3-C_4 . С повышением температуры увеличивается выход ароматических углеводородов с 4,5 до 15,63 % масс.

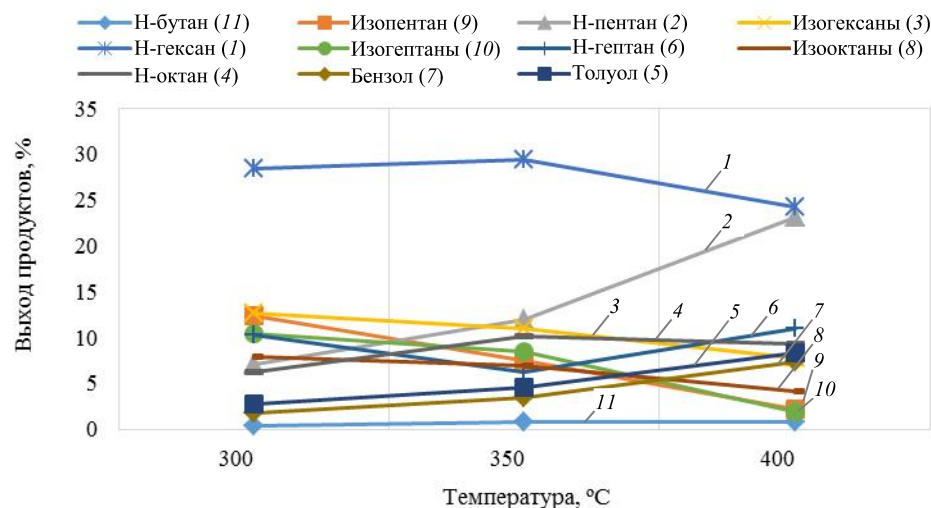


Рис. 3. Групповой состав жидких продуктов превращения пропан-бутановой фракции на катализаторе Pt/Beta

Fig. 3. Group composition of liquid products of conversion of propane-butane fraction on Pt/Beta catalyst

Завершающим этапом исследования являлось изучение совместного превращения ПБФ и фракции 75–100 °С. Процесс проводился в интервале температур 300–450 °С, продолжительность опытов – 60 мин, объем загружаемого в реактор катали-

затора – 10 см³. На данном этапе изучали возможность вовлечения ПБФ в процессы получения высокооктановых компонентов бензина или ароматических углеводородов. Выход продуктов представлен в табл. 4.

Таблица 4

Table 4

Выход продуктов совместного превращения бензиновой фракции 75–100 °С и пропан-бутановой фракции при температуре 250–400 °С на катализаторе Pt/Beta, %

The yield of the combined conversion products of the gasoline fraction 75-100°C and propane-butane fraction at a temperature of 250-400°C on a Pt/Beta catalyst, %

Наименование	Температура реакции, °С			
	250	300	350	400
Катализат	90,17	84,88	83,32	74,04
Газ	9,11	14,25	15,54	24,61
Кокс	0,68	0,81	1,04	1,26
Потери	0,04	0,06	0,11	0,09
Всего	100,00	100,00	100,00	100,00

Повышение температуры, как и в предыдущих случаях, увеличивает газообразование за счет реакции крекинга. Выход кокса также увеличивается.

При совместном превращении бензиновой фракции и ПБФ при 300 °С наблюдается наибольшее содержание изобутана в газообразных продуктах

(42 % масс.). Повышение температуры реакции снижает его содержание в продуктах реакции.

Из рис. 4 можно сделать выводы о том, что для получения преимущественно изопарафиновых углеводородов рекомендуется вести процесс в интервале температур 300–350 °С.

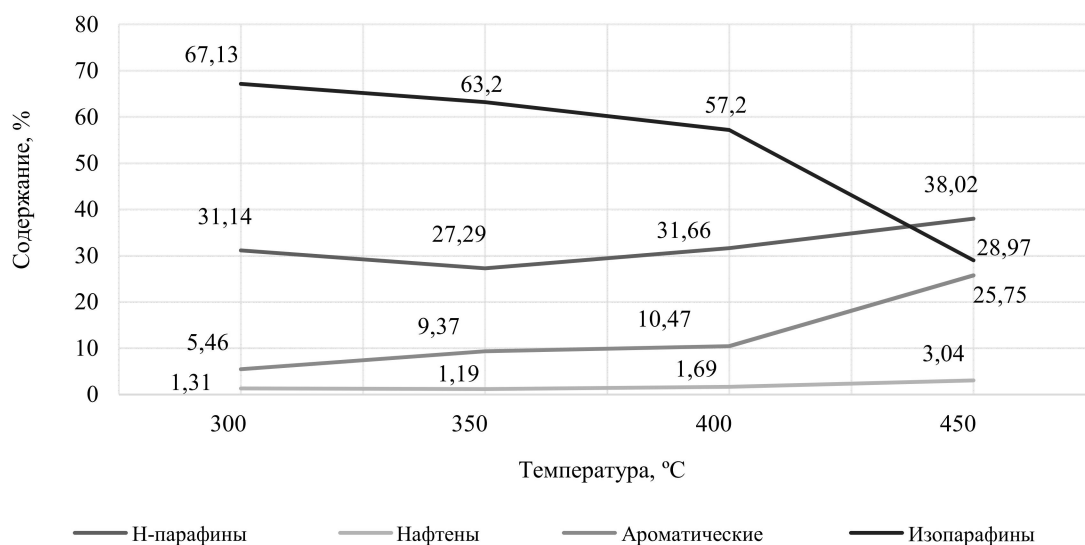


Рис. 4. Групповой состав углеводородов в жидких продуктах превращения фракции 75–100 °C совместно с пропан-бутановой фракцией

Fig. 4. Group composition of hydrocarbons in liquid products of fraction transformation 75–100°C together with propane-butane fraction

Savenkova I. V., Nikulin A. A. Transformation of combined raw materials on zeolite-containing catalysts

При необходимости увеличения выхода ароматических углеводородов температура реакции должна составлять не менее 450 °C, при этом доля процесса изомеризации резко снижается.

Сравнительный анализ продуктов реакции показывает эффективность совместного превращения фракции 75–100 °C и ПБФ.

Выводы

В ходе исследований определены закономерности выхода ароматических и изопарафиновых углеводородов безводородного процесса каталитической превращения комбинированного углеводородного сырья на цеолитсодержащем катализаторе Pt/Beta, модифицированного 0,5 % масс. платины:

1. Установлено, что наиболее эффективной температурой для получения изопарафиновых углеводородов является 300 °C.

2. Максимальное количество изопарафинов в продуктах реакции получено при совместном превращении фракции 75–100 °C и ПБФ.

3. Повышение температуры выше 350 °C приводит к увеличению выхода ароматических углеводородов.

4. Установлена возможность использования комбинированных видов сырья для получения высокооктановых компонентов бензина и сырья для нефтехимии в рамках одного технологического процесса.

5. Положительным эффектом является то, что каталитическую переработку ведут в отсутствие водородсодержащего газа, что позволяет существенно усовершенствовать способ получения высокооктановых компонентов бензина или сырья для нефтехимии с использованием сырья практически любого углеводородного состава, что дает возможность максимально вовлекать прямогонные бензины и углеводороды природного газа в процессы переработки, упростить обслуживание установки и повысить степень безопасности процесса.

Список источников

1. Брагин А. Ю., Завалинская И. С., Филиппов Е. Ф. Совершенствование технологии облагораживания прямогонной бензиновой фракции // Вестн. Самар. гос. техн. ун-та. Сер.: Техн. науки. 2010. № 4 (27). С. 198–204.

2. Скорникова С. А., Киселева Т. П., Целютина М. И., Резниченко И. Д. Изомеризация н-гексана на латиносодержащих цеолитных катализаторах // Вестн. Иркут. гос. техн. ун-та. 2010. № 4 (44). С. 147–151.

3. Кузьмина Р. И., Фролов М. П., Восмерилов А. В., Юркин Н. А. Исследование активности рт-содержащего

цеолитного катализатора в процессе превращения пропан-бутановой смеси // Изв. Саратов. ун-та. 2010. Т. 10. С. 26–30.

4. Копяев Д. И., Морозов А. Ю., Каратун О. Н. облагораживание бензиновой фракции астраханского газового конденсата на цеолитсодержащих катализаторах // Хим. науки. 2010. С. 5–10.

5. Савенкова И. В., Муханов Р. И., Никулин А. А. Каталитические процессы переработки углеводородного сырья // Переработка углеводородного сырья: проблемы

и инновации-2022. Международная научно-практическая конференция, Астрахань, 10 ноября 2022 года: материалы. Астрахань: Изд-во АГТУ, 2022. URL: <https://astu.org/>

[Uploads/files/izdatelstvo/Макет%20окончательный%20уменьшенный\(1\).pdf](https://astu.org/uploads/files/izdatelstvo/Макет%20окончательный%20уменьшенный(1).pdf) (дата обращения: 18.01.2024).

References

1. Bragin A. Iu., Zavalinskaia I. S., Filippov E. F. Sovershenstvovanie tekhnologii oblagorazhivaniia priamogonnoi benzinovoi fraktsii [Improving the technology of refining the straight-run gasoline fraction]. *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya: Tekhnicheskie nauki*, 2010, no. 4 (27), pp. 198-204.
2. Skornikova S. A., Kiseleva T. P., Tseliutina M. I., Reznichenko I. D. Izomerizatsiia n-geksana na latinosoderzha-shchikh tseolitnykh katalizatorakh [Isomerization of n-hexane on platinum-containing zeolite catalysts]. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2010, no. 4 (44), pp. 147-151.
3. Kuz'mina R. I., Frolov M. P., Vosmerikov A. V., Iurkin N. A. Issledovanie aktivnosti pt-soderzhashchego tseo-litnogo katalizatora v protsesse prevrashcheniia propanbutanovoi smesi [Investigation of the activity of a pt-containing zeolite catalyst during the conversion of a propane-butane mixture]. *Izvestiia Saratovskogo universiteta*, 2010, iss. 10, pp. 26-30.
4. Kopaev D. I., Morozov A. Iu., Karatun O. N. Oblagorazhivanie benzinovoi fraktsii astrakhanskogo gazovogo kondensata na tseolitsoderzhashchikh katalizatorakh [Investigation of the activity of a pt-containing zeolite catalyst during the conversion of a propane-butane mixture]. *Khimicheskie nauki*, 2010, pp. 5-10.
5. Savenkova I. V., Mukhanov R. I., Nikulin A. A. Kataliticheskie protsessy pererabotki uglevodorodnogo syr'ia [Catalytic processes of processing of hydrocarbon raw materials]. *Pererabotka uglevodorodnogo syr'ia: problemy i innovatsii-2022. Mezhdunarodnaia nauchno-prakticheskaiia konferentsiia, Astrakhan', 10 noiabria 2022 goda: materialy*. Astrakhan', Izd-vo AGTU, 2022. Available at: [https://astu.org/uploads/files/izdatelstvo/Макет%20окончательный%20уменьшенный\(1\).pdf](https://astu.org/uploads/files/izdatelstvo/Макет%20окончательный%20уменьшенный(1).pdf) (accessed: 18.01.2024).

Статья поступила в редакцию 09.10.2023; одобрена после рецензирования 30.10.2023; принята к публикации 31.01.2024
The article was submitted 09.10.2023; approved after reviewing 30.10.2023; accepted for publication 31.01.2024

Информация об авторах / Information about the authors

Ирина Владимировна Савенкова – кандидат технических наук, доцент; доцент кафедры химической технологии переработки нефти и газа; Астраханский государственный технический университет; sirvht@mail.ru

Irina V. Savenkova – Candidate of Technical Sciences, Assistant Professor; Assistant Professor of the Department of Chemical Technology of Oil and Gas Processing; Astrakhan State Technical University; sirvht@mail.ru

Александр Александрович Никулин – газоспасатель; ООО «Газпром добыча Астрахань»; 070100saneknikylin@mail.ru

Alexander A. Nikulin – Gas rescuer; Gasprom добыча Astrakhan, LLC; 070100saneknikylin@mail.ru



Научная статья
УДК 553.982
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-15-20>
EDN QJRSFP

Исследование нефтеемкости природных опокв Астраханской области

*Ирина Владимировна Савенкова,
Надежда Анатольевна Пивоварова[✉], Екатерина Николаевна Абакумова*

*Астраханский государственный технический университет,
Астрахань, Россия, nadpivov@mail.ru[✉]*

Аннотация. По результатам экспериментальных исследований проведена оценка поглотительной способности нефти и нефтепродуктов (нефтеемкости) природным сорбентом – опоквой Центрально-Каменновьярского месторождения Астраханской области. Изучение нефтеемкости позволяет определить возможность использования природных опокв в качестве нефтесорбентов для сбора нефти и более вязких нефтепродуктов с поверхности почв и твердых покрытий. Изучено влияние гранулометрического состава сорбента, температуры сорбции и вязкостных характеристик нефти и нефтепродуктов на нефтеемкость сорбента. Установлены закономерности поглотительной способности природных опокв в присутствии нефти, мазута, масла, бензиновой и дизельной фракции в широком интервале температур от –5 до 40 °С. Для определения нефтеемкости применялся статический метод исследования, при котором сорбент во время контактирования с нефтепродуктом не подвергался механическому перемешиванию. Так, при испытании фракций сорбента с размером частиц фракций менее 1 и 2,5 мм определено, что высокие результаты по нефтеемкости (0,79–0,88 г/г) были достигнуты при температурах –5 и 20 °С в присутствии мазута и масла. Наибольший сорбционный эффект достигается за счет влияния внешней адсорбции и адгезионного действия высоковязких нефтепродуктов. Дальнейшее повышение температуры до 40 °С снижает вязкость нефтепродуктов и препятствует образованию устойчивой смеси с сорбентом. Относительно невысокие значения сорбционной емкости получены в присутствии обводненной нефти. Независимо от температуры показатели нефтеемкости не превышают 0,75 г/г. Сбор бензина и дизельного топлива малоэффективен вследствие их малой вязкости и высокой испаряемости.

Ключевые слова: природные нефтесорбенты, опокы, нефтеемкость, разливы нефти и нефтепродуктов

Для цитирования: Савенкова И. В., Пивоварова Н. А., Абакумова Е. Н. Исследование нефтеемкости природных опокв Астраханской области // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2024. № 1. С. 15–20. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-15-20>. EDN QJRSFP.

Original article

Investigation of the oil capacity of natural deposits in the Astrakhan region

Irina V. Savenkova, Nadezda A. Pivovarova[✉], Ekaterina N. Abakumova

*Astrakhan State Technical University,
Astrakhan, Russia, nadpivov@mail.ru[✉]*

Abstract. The article deals with the issues of studying the absorption capacity of oil and petroleum products (oil capacity) by a natural sorbent- the flask of the Central Kamennoyarsk field of the Astrakhan region. The study of oil capacity makes it possible to determine the possibility of using natural flakes as oil sorbents to collect oil and more viscous petroleum products from the surface of soils and hard coatings. In this work, the influence of the granulometric composition of the sorbent, the sorption temperature and the viscosity characteristics of oil and petroleum products on the oil capacity of the sorbent is studied. The regularities of the absorption capacity of natural flakes in the presence of oil, fuel oil, oil, gasoline and diesel fractions at temperature range from –5 to 40°C have been established. To determine the oil capacity, a static research method was used, in which the sorbent was not subjected to mechanical mixing during contact with the petroleum product. Thus, when testing sorbent fractions with particle sizes less than 1 and 2.5 mm it was stated that high oil capacity results (0.79-0.88 g/g) were achieved at temperature range from –5 and 20°C in the presence of fuel oil and oil. The greatest sorption effect is achieved due to the influence of external adsorption and the adhesive action of high-viscosity petroleum products. A further increase in temperature to 40°C reduces the viscosity of petroleum products and prevents the formation of a stable mixture with the sorbent. Relatively low values of the sorption capacity were obtained in the presence of watered oil. Regardless of the temperature, the oil capacity does not exceed 0.75 g/g. The collection of gasoline and diesel fuel is ineffective due to their low viscosity and high volatility.

Keywords: natural oil sorbents, flasks, oil capacity, oil and petroleum product spills

For citation: Savenkova I. V., Pivovarova N. A., Abakumova E. N. Investigation of the oil capacity of natural deposits in the Astrakhan region. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2024;1:15-20. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-15-20>. EDN QJRSFP.

Введение

Адсорбция является одним из основных методов сбора нефтепродуктов и очистки окружающей среды от них. Этот метод основан на способности определенных материалов (адсорбентов) удерживать и удалять загрязнители из жидкой или газовой среды. Преимуществами метода адсорбции являются высокая степень очистки от нефтепродуктов, эксплуатационная надежность и простота в использовании. Адсорбционные устройства и аппаратура относительно просты и могут быть легко внедрены в технологический процесс или систему очистки.

Использование метода адсорбции имеет свои ограничения. Все адсорбционные материалы имеют ограниченную емкость насыщения и требуют периодической замены или регенерации [1].

Количество поглощаемого данными материалами вещества, прежде всего, зависит от их свободной площади и свойств поверхности. Увеличение площади поверхности материалов может быть достигнуто различными методами, наиболее распространенными из которых являются измельчение, увеличение пористости и грануляция. Полученные таким образом вещества различаются не только уровнем развитости поверхности, но и механизмом осуществления сорбционного процесса. Достижимое при дроблении уменьшение геометрического размера частиц в 10 раз приводит к соответствующему увеличению площади поверхности. Вместе с тем предел измельчения частиц с целью увеличения их поглотительной способности по отношению к нефти и нефтепродуктам не бесконечен. Он зависит от используемого материала, но в целом составляет не менее 0,1 мкм [2].

Другим способом достижения развитой поверхности является увеличение пористости материалов. В промышленной практике пористость материалов может быть увеличена термическими, механическими, химическими и другими методами.

В зависимости от энергии связи сорбируемого вещества с поверхностью адсорбция может происходить за счет адгезии (прилипания без изменения химического состава сорбируемого вещества) или хемосорбции при возникновении химических связей между сорбируемым веществом и сорбентом. Адгезия определяет также величину краевого угла смачивания, который совместно с коэффициентом поверхностного натяжения обуславливает удержание жидкой фазы в капиллярах пористых сорбентов. Практически при любом процессе сорбции все указанные явления – капиллярное удержание, адсорбция, хемосорбция, абсорбция – имеют место, поэтому до детального изучения конкретного процесса правильнее употреблять термины «сорбция»

и «сорбенты» как более общие. Материал, на поверхности или в объеме пор которого происходит концентрирование поглощаемого вещества, называют сорбентом, само вещество – сорбатом.

В мире существует более двухсот различных сорбентов, которые используются для ликвидации разливов нефти. Они могут быть природными или искусственными, минеральными или органическими, а также иметь различное происхождение.

Качество сорбентов определяется их емкостью по отношению к нефти и нефтепродуктам, степенью гидрофобности, плавучестью после сорбции нефти, возможностью десорбции нефти, регенерации или утилизации сорбента. Важно, чтобы сорбенты были эффективными в поглощении и удержании нефтепродуктов, а также могли быть восстановлены или утилизированы после использования [2, 3].

Поиском новых рациональных технических и технологических решений, направленных на модернизацию имеющихся, и внедрение новых адсорбентов в процесс очистки почвы от нефти и нефтепродуктов занимаются в России и за рубежом.

В современных макроэкономических условиях предпочтительно использовать природные материалы и отходы промышленного производства в качестве сорбентов. Они обычно более доступны с точки зрения стоимости, и многие из них обладают высокой сорбционной способностью по отношению к углеводородам.

Наибольший интерес в использовании природных материалов вызывают алюмосиликаты, такие как опока, которая активно применяется для очистки не только сточных вод промышленных производств [3], но и почв, загрязненных нефтью и нефтепродуктами. На выбор опоки в качестве доступного сорбента оказало влияние ее распространенность на территории Российской Федерации, что обуславливает ее использование для сбора нефтепродуктов. Например, опоки встречаются на Урале и в Зауралье, на юге России и на других ее территориях. Характерными особенностями опоки являются высокая удельная поверхность и пористость, высокая механическая устойчивость, развитая пористая структура, механическая прочность, устойчивость к воздействию кислот и щелочей, а также дешевизна и доступность, что делает экологически и экономически выгодным использование этого природного сорбента в качестве носителя микроорганизмов в процессах локализации аварийных разливов нефти [4, 5].

В работе [6] рассмотрен ряд характеристик опоки Каменоярского месторождения Астраханской области, в т. ч. удельной поверхности 730 м²/г, что позволяет рассматривать ее в качестве нефтесорбента.

Целью исследования является изучение нефтеемкости этого природного сорбента и влияния различных факторов (фракционного состава сорбента, температуры окружающей среды, природы загрязнителя) на эффективность сорбции нефти и нефтепродуктов.

Объекты и методы исследований

Объектом исследований является сорбент на основе природного минерала – опоки, добываемого на Центрально-Каменнорском месторождении Астраханской области.

С целью определения влияния размера гранул на нефтеемкость сорбента исследовались узкие фракции опоки с разным гранулометрическим составом: фракции менее 1 и 2,5 мм.

Основным критерием для выбора нефтесорбента является нефтеемкость (масса нефти или нефтепродукта, которую способен поглотить 1 кг сорбента).

Характеристика нефтепродуктов

Petroleum products characteristics

Характеристика нефтепродуктов	Бензиновая фракция АГПЗ 100–180 (190) °С	Дизельная фракция АГПЗ 250–350 °С	Масло турбинное с хранилища «Кигач»	Мазут АГПЗ > 350 °С	Обводненная нефть месторождения им. Корчагина	Методика анализа
Плотность ρ_4^{20} , кг/м ³	751,1	829	869,9	996,5	823	ГОСТ 3900–85
Вязкость, мм ² /с	$\nu(20) = 0,81$	$\nu(20) = 2,62$	$\nu(40) = 29,7$; $\nu(70) = 13,77$	$\text{ВУ}(50) = 2,5$	$\nu(20) = 6,08$	ГОСТ 33–2016
Содержание воды, масс. %	0	0	0	0	7,2	ГОСТ 2477–2014

Влияние гранулометрического состава на нефтеемкость сорбента изучали при температурах –5, 20, 40 °С. Для определения нефтеемкости сорбента применяли статический метод, при котором сорбент во время контактирования с нефтепродуктом не подвергался механическому перемешиванию.

Методика испытания

Навеску сорбента массой 100 г помещали в емкость и заливали нефтепродуктом. Выдерживали

Исследование нефтеемкости опоки изучали при контактном воздействии нефти и нефтепродуктов: обводненная нефть месторождения им. Корчагина, бензиновая 100–180 (190) °С и дизельная 250–350 °С фракции Астраханского газоперерабатывающего завода (АГПЗ), масло турбинное с хранилища «Кигач», мазут АГПЗ.

Выбор нефтепродуктов связан не только с различиями в физико-химических свойствах нефтепродуктов, но и с вероятностью разливов и проблемами их устранения.

Для лучшего понимания эффективности поглощения нефти и нефтепродуктов сорбентами, были определены плотность, вязкость и содержание влаги (табл.).

30 мин при заданной температуре. При этом сорбент механически не перемешивали и был полностью покрыт нефтепродуктом. По истечении заданного времени сорбент помещался в ткань – в случае с фракцией менее 1 мм и сетку – в случае с фракцией менее 2,5 мм для стекания избытка жидкости в течение 10 мин, после чего сорбент взвешивали (рис. 1).



Рис. 1. Испытание фракции сорбента с размером частиц менее 1 мм

Fig. 1. Sorbent fraction test with particle size < 1 mm

Нефтеемкость рассчитывали по формуле [7]:

$$HE = \frac{m_1}{m_2}, \text{ г/г,}$$

где m_1 – масса нефтепродукта, поглощенного сорбентом, г; m_2 – масса сорбента до сорбции, г.

Результаты лабораторных исследований неф- теемкости опоки

Анализ результатов испытаний показал, что на поглотительные способности природных опок влияют гранулометрический состав сорбента, тем-

пература и вязкостные характеристики нефтепродуктов.

На рис. 2 представлены результаты определения нефтеемкости фракций сорбента с размером частиц менее 1 и 2,5 мм при температуре 20 °С.

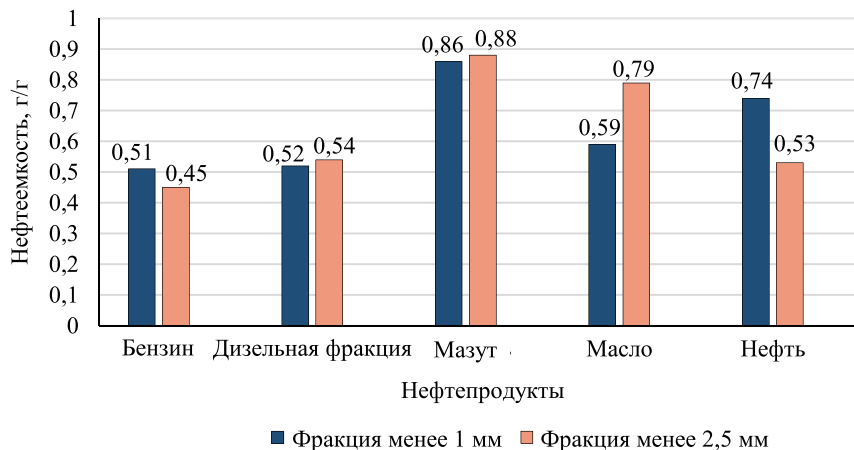


Рис. 2. Нефтеемкость сорбента при температуре 20 °С

Fig. 2. Oil capacity of the sorbent at a temperature of 20°C

Во всех случаях наилучший результат нефтеемкости сорбента достигается при воздействии мазута. Как высоковязкое вещество, мазут хорошо контактирует с разными фракциями сорбента и образует устойчивую смесь. Для фракции менее 2,5 мм при воздействии масла достигается $HE = 0,79$ г/г, что говорит о протекании внешней адсорбции.

Относительно невысокие показатели нефтеемкости (0,45–0,54 г/г) при воздействии бензина и дизельного топлива связаны с их высокой испаряемостью.

Присутствие в нефти воды (около 7 %) в некоторой степени ускоряет процесс поглощения, но при

этом не обеспечивает высокий показатель нефтеемкости. В этом случае имеют место внешняя и внутренняя адсорбция.

В случае испытания фракции менее 1 мм нефтеемкость при воздействии нефти выше, чем масла. Возможно, это достигается за счет лучшего поглощения как воды, так и менее вязкой нефти.

На рис. 3 представлен анализ нефтеемкости фракций сорбента с размером частиц менее 1 и 2,5 мм при температуре –5 °С.

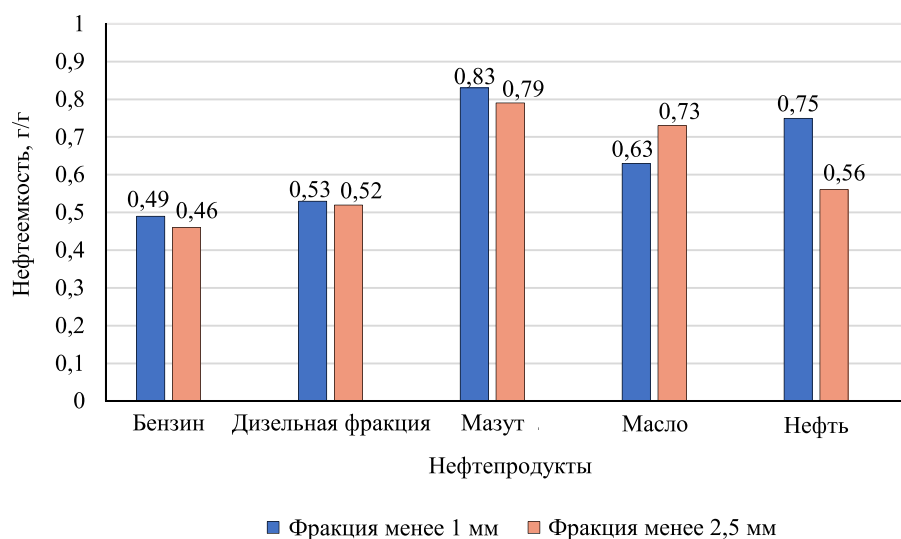


Рис. 3. Нефтеемкость сорбента при температуре –5 °С

Fig. 3. Oil capacity of the sorbent at a temperature of –5°C

Аналогичный эффект достигается при более низких температурах. Но при сравнении с результатами при 20 °С значения нефтеемкости сорбента ниже. Низкая температура снижает сорбционную способность сорбента. При этом относительно высокие показатели нефтеемкости связаны с повы-

шением плотности и вязкости нефтепродуктов при минусовой температуре.

На рис. 4 представлен анализ нефтеемкости фракций сорбента с размером частиц менее 1 и 2,5 мм при температуре 40 °С.

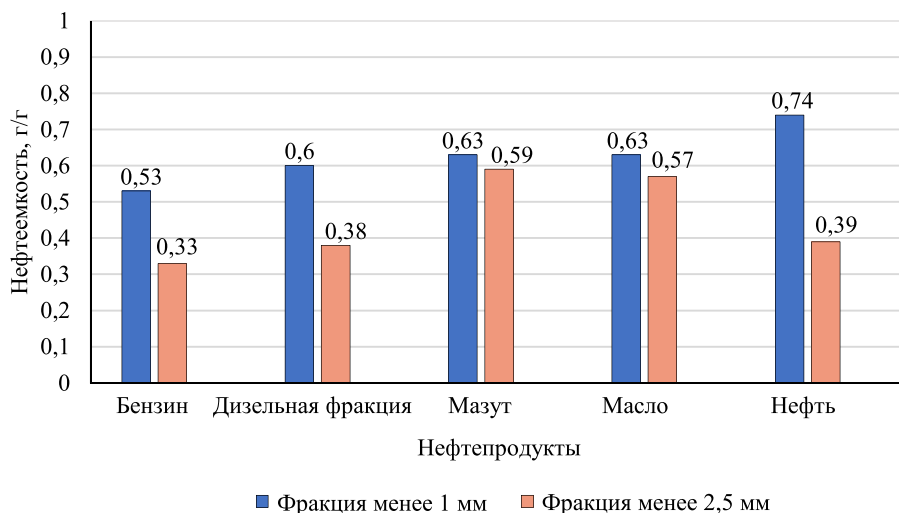


Рис. 4. Нефтеемкость сорбента при температуре 40 °С

Fig. 4. Oil capacity of the sorbent at a temperature of 40°C

При температуре 40 °С наблюдается противоположный эффект. В этом случае нефтеемкость сорбента обеспечивалась в основном за счет внутренней адсорбции нефтепродуктов независимо от гранулометрического состава сорбента. Вязкость и плотность нефтепродуктов увеличились, и эффект внешней адсорбции и адгезии был минимален.

Заключение

Лабораторные испытания показали взаимосвязь нефтеемкости от температуры, вязкости и плотности нефтепродуктов и гранулометрического состава самих сорбентов:

1. Наибольшая нефтеемкость сорбента (0,79–0,88 г/г) при воздействии различных нефтепродуктов достигается фракцией с размером частиц менее

2,5 мм.

2. Установлено, что наилучший поглощательный эффект по нефтеемкости достигается в присутствии высоковязких нефтепродуктов (мазута, масла) вследствие влияния внешней адсорбции и адгезионного действия.

3. Установлено влияние температуры на процесс сорбции. При низких температурах (–5 °С) достигнут наибольший сорбционный эффект вследствие влияния внешней адсорбции, повышения адгезионного эффекта вследствие роста вязкости нефтепродукта.

4. Построенные диаграммы зависимости нефтеемкости от температуры позволяют прогнозировать сорбционный эффект опокос при различных температурах для разных нефтепродуктов.

Список источников

1. Улитин М. В., Филиппов Д. В., Федорова А. А. Поверхностные явления. Адсорбция: учеб. пособие. Иваново: Иванов. гос. хим.-технолог. ун-т, 2014. 204 с.
2. Журов М. М. Технология получения и исследование свойств микродисперсного гидрофобного адсорбента на основе бентонитовой глины для ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов // Вестн. Ун-та граждан. защиты МЧС Беларуси. 2017. Т. 1, № 2. С. 203–214.
3. Мешков Н. и др. Радиоэкологические и медико-биологические последствия радиационного воздействия. СПб.: Наука, 2012. 234 с.
4. Самойлов Н. А., Иорданский А. Л., Ольхов А. А.,

Консейсао А. А. Д. Анализ работы волокнистых сорбентов для ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов // Башкир. хим. журн. 2020. Т. 27, № 3. С. 52–61.

5. Федотова А. С., Мелкозеров В. М. Технологические аспекты очистки и рекультивации почв агробиоценозов при нефтерозливах // Вестн. КрасГАУ. 2017. № 1 (124). С. 85–91.

6. Хрестенко Р. В., Сахарова А. А., Азаров В. Н. Использование песка и опокос для сбора разливов и проливов нефтепродуктов на урбанизированных территориях // Инж. вестн. Дона. 2019. № 9. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/ispolzovanie-peska-i-opoki-dlya-sbora-razlivov-i-prolivov-nefteproduktov-na-urbani-zirovannykh-territoriyakh>

prolivo- nefteproduktov-na-urbanizirovannyh-territoriyah (data obrasheniya: 22.10.2023).

7. Лим Л. А., Реутов В. А., Руденко А. А., Чудовский А. С. Нефтеемкость сорбента: проблема выбора методики

определения // Успехи современного естествознания. 2018. № 10. С. 144–150. URL: <https://natural-sciences.ru/ru/article/view?id=36896> (дата обращения: 21.10.2023).

References

1. Ulitin M. V., Filippov D. V., Fedorova. A. A. *Poverhnostnye javleniya. Adsorbtsiya: uchebnoe posobie* [Surface phenomena. Adsorption: a textbook]. Ivanovo, Ivanov. gos. him.-tehnolog. un-t, 2014. 204 p.

2. Zhurov M. M. Tehnologija poluchenija i issledovanie svojstv mikrodispersnogo gidrofobnogo adsorbenta na os-nove bentonitovoj gliny dlja likvidatsii avarijnyh razlivov nefti i nefteproduktov [Technology for the production and investigation of the properties of a microdisperse hydrophobic adsorbent based on bentonite clay for the elimination of accidental oil and petroleum product spills]. *Vestnik Universiteta grazh-danskoj zashhity MChS Belarusi*, 2017, vol. 1, no. 2, pp. 203-214.

3. Meshkov N. i dr. *Radioekologicheskie i medikobiologicheskie posledstviya radiatsionnogo vozdejstviya* [Radioecological and medicobiological consequences of radiation exposure]. Saint-Petersburg, Nauka Publ., 2012. 234 p.

4. Samojlov N. A., Iordanskij A. L., Ol'hov A. A., Konsejsao A. A. D. Analiz raboty voloknistyh sorbentov dlja likvidatsii avarijnyh razlivov nefti i nefteproduktov [Analysis of the work of fibrous sorbents for the elimination of accidental oil and petroleum product spills]. *Bashkirskij himicheskij zhurnal*, 2020, vol. 27, no. 3, pp. 52-61.

5. Fedotova A. S., Melkozerov V. M. Tehnologicheskie aspekty ochistki i rekul'tivatsii pochv agrobiocenozov pri nefterozlivah [Technological aspects of soil purification and reclamation of agrobiocenoses during oil spills]. *Vestnik KrasGAU*, 2017, no. 1 (124), pp. 85-91.

6. Hrestenko R. V., Caharova A. A., Azarov V. N. Ispol'zovanie peska i opoki dlja sbora razlivov i prolivo- nefteproduktov na urbanizirovannyh territorijah [The use of sand and flask to collect spills and spills of petroleum products in urbanized areas]. *Inzhenernyj vestnik Dona*, 2019, no. 9. Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/ispolzovanie-peska-i-opoki-dlya-sbora-razlivov-i-prolivo- nefteproduktov-na-urbanizirovannyh-territoriyah> (accessed: 22.10.2023).

7. Lim L. A., Reutov V. A., Rudenko A. A., Chudovskij A. S. Neftemkost' sorbenta: problema vybora metodiki opredelenija [Oil capacity of the sorbent: the problem of choosing the method of determination]. *Uspеhi sovremennogo estestvoznaniya*, 2018, no. 10, pp. 144–150. Available at: <https://natural-sciences.ru/ru/article/view?id=36896> (accessed: 21.10.2023).

Статья поступила в редакцию 22.01.2024; одобрена после рецензирования 29.01.2024; принята к публикации 07.02.2024

The article was submitted 22.01.2024; approved after reviewing 29.01.2024; accepted for publication 07.02.2024

Информация об авторах / Information about the authors

Ирина Владимировна Савенкова – кандидат технических наук, доцент; доцент кафедры химической технологии переработки нефти и газа; Астраханский государственный технический университет; sirvht@mail.ru

Irina V. Savenkova – Candidate of Technical Sciences, Assistant Professor; Assistant Professor of the Department of Chemical Technology of Oil and Gas Processing; Astrakhan State Technical University; sirvht@mail.ru

Надежда Анатольевна Пивоварова – доктор технических наук, профессор; заведующий кафедрой химической технологии переработки нефти и газа; Астраханский государственный технический университет; nadpivov@mail.ru

Nadezda A. Pivovarova – Doctor of Technical Sciences, Professor; Head of the Department of Chemical Technology of Oil and Gas Processing; Astrakhan State Technical University; nadpivov@mail.ru

Екатерина Николаевна Абакумова – магистрант кафедры химической технологии переработки нефти и газа; Астраханский государственный технический университет; katerina20012305@mail.ru

Ekaterina N. Abakumova – Master's Course Student of the Department of Chemical Technology of Oil and Gas Processing; Astrakhan State Technical University; katerina20012305@mail.ru



ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЭКОЛОГИЯ

GEOLOGY AND GEOECOLOGY

Научная статья
УДК 622.245.51
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-21-26>
EDN RCNSKA

Обоснование снижения концентрации кислотного состава при проведении обработок призабойных зон скважин на нагнетательном фонде с 12 до 8 %

Алексей Витальевич Китель^{1✉}, Ильдар Ряшитович Халиуллов²

¹Астраханский государственный технический университет,
Астрахань, Россия, aleksei_kitel@mail.ru[✉]

^{1,2}ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»,
Астрахань, Россия

Аннотация. Проведено обоснование применения новой технологии обработок призабойных зон (ОПЗ) нагнетательных скважин со сниженной концентрацией кислотных составов. Поддержание пластового давления при разработке месторождений осуществляется путем закачки воды в пласт в законтурную зону через нагнетательные скважины, в результате чего со временем фильтрационные характеристики пласта в околоскважинной зоне ухудшаются. С целью очистки призабойной зоны и как следствие увеличения приемистости нагнетательных скважин выполняются кислотные ОПЗ. Статья основана на всемирном опыте проведения обработок нагнетательного фонда с применением 12 %-го кислотного состава, а также на технологии выполненных ОПЗ нагнетательных скважин месторождений Северного Каспия с 8 %-ми кислотными составами. Технология ОПЗ применяется на всех этапах разработки нефтяных месторождений (залежей). ОПЗ проводятся на основании фактических показателей приемистости и/или после проведения геолого-технических мероприятий на фонде. Традиционно для целей ОПЗ терригенных коллекторов на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» используются 12 %-е кислотные составы, которые подбираются по результатам лабораторных тестов под текущие пластовые условия. Технология ОПЗ включает в себя последовательное воздействие на призабойную зону и на отложения внутрискважинного оборудования углеводородным растворителем, раствором поверхностно-активных веществ и кислотным составом. При этом технология выполнения работ (очередность, скорость закачки, количество реагентов, количество пачек и т. д.) определяется специалистами в зависимости от состава и компоновки внутрискважинного оборудования, физико-химических характеристик пласта (толщины, пористости, проницаемости, забойной температуры, давления пласта, состава пород) и экономической оценки. Акцентируется внимание на принципах, технологиях и составах растворов, применяемых на месторождениях Северного Каспия.

Ключевые слова: технология проведения обработок призабойных зон, обоснование технологии, концентрация кислотного состава, солянокислотная обработка, поддержание пластового давления, нагнетательный фонд скважин, кислотный состав, обработка призабойной зоны, увеличение приемистости нагнетательной скважины

Для цитирования: Китель А. В., Халиуллов И. Р. Обоснование снижения концентрации кислотного состава при проведении обработок призабойных зон скважин на нагнетательном фонде с 12 до 8 % // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2024. № 1. С. 21–26. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-21-26>. EDN RCNSKA.

Original article

Justification of acid composition concentration reducing in bottom-hole zone treatments at injection wells from 12 to 8%

Aleksei V. Kitel¹✉, Ildar R. Khaliullov²

¹Astrakhan State Technical University,
Astrakhan, Russia, aleksei_kitel@mail.ru✉

^{1,2}LUKOIL-Nizhnevolzhskneft, LLC,
Astrakhan, Russia

Abstract. The substantiation of the application of a new technology for treatment of bottom-hole zone (hereinafter referred to as BHZ) treatment of injection wells with reduced concentration of acid compositions. Maintaining reservoir pressure during field development is carried out by injecting water into the formation in the bottom hole-zone through injection wells, as a result of which, over time, the filtration characteristics of the formation in the near-wellbore zone deteriorate. In order to clean the bottom-hole zone and, as a result, increase the pick-up rate of injection wells, acid stimulation is performed. The article is based on the world experience of treatment of injection wells using 12% acid composition, as well as on the technology of treatment of bottom-hole zones of injection wells of the Northern Caspian fields with 8% acid compositions. Bottom-hole zone treatment technology is applied at all stages of oil field (deposit) development. Bottom-hole zone treatments are carried out based on actual injectivity indicators and/or after geological and technical measures have been taken at the reservoir. LUKOIL-Nizhnevolzhskneft facilities traditionally use 12% acid compositions for treatment of terrigenous reservoirs, which are selected based on the results of laboratory tests for the current reservoir conditions. The BHZ technology includes sequential treatment of bottom-hole zone and down-hole equipment deposits with hydrocarbon solvent, surfactant solution and acid composition. At that, the technology of work execution (sequence, injection speed, quantity of reagents, number of packs, etc.) is determined by specialists depending on the composition and layout of down-hole equipment, physical and chemical characteristics of the formation (thickness, porosity, permeability, bottom-hole temperature, formation pressure, rock composition) and economic evaluation. The article focuses on the principles, technologies and compositions of solutions used in the North Caspian fields.

Keywords: bottom-hole zone treatment technology, technology justification, acid composition concentration, hydrochloric acid treatment, reservoir pressure maintenance, injection well stock, acid composition, bottom-hole zone treatment, injection well injectivity increase

For citation: Kitel A. V., Khaliullov I. R. Justification of acid composition concentration reducing in bottom-hole zone treatments at injection wells from 12 to 8%. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2024;1:21-26. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-21-26>. EDN RCNSKA.

Введение

В нефтепромысловом деле важное место занимает работа с фондом нагнетательных скважин, морские месторождения Северного Каспия не являются исключением. Для морских месторождений ведется работа на нагнетательном фонде в двух основных направлениях: поддержание необходимой поглотительной способности скважин (борьба с затуханием фильтрации) и освоение вновь вводимых скважин под нагнетание. Основной причиной этого являются загрязнения, вносимые потоком закачиваемого флюида и деградация призабойной зоны пласта (ПЗП).

В процессе разработки морских месторождений компании «ЛУКОЙЛ», расположенных на Нижней Волге, наблюдается постепенное падение дебитов эксплуатационных и снижение поглощающих возможностей нагнетательных скважин. Поэтому имеется острая необходимость регулярного восстановления и повышения приемистости скважин, обеспечивающих высокую продуктивность добычи нефти [1].

Методы увеличения приемистости нагнетательных скважин

Обработка призабойной зоны нагнетательных скважин является одним из ключевых этапов в процессе добычи нефти и газа. Призабойная зона представляет собой область вокруг дна скважины, где происходит взаимодействие с пластом. Это место обладает особым значением для нагнетательного фонда, т. к. здесь скапливается большое количество загрязнений, которое без правильной обработки, может стать проблемой для поддержания пластового давления (ППД).

Цель обработки призабойной зоны (ОПЗ) – улучшить проницаемость пласта, увеличить закачку флюида в скважины и, как следствие, повысить объем добычи углеводородов.

Рассмотрим основные методы ОПЗ нагнетательных скважин, их особенности, преимущества и недостатки.

Одним из наиболее распространенных методов является гидроразрыв призабойной зоны (ГРП).

Этот метод основан на гидромеханическом воздействии на призабойную область с целью увеличения разрывов в пласте, что способствует увеличению проницаемости и улучшению дебита скважины. Для проведения гидроразрыва часто используют специальные технологические жидкости, которые создают дополнительное давление и ускоряют процесс разрыва пласта.

Также эффективными способами ОПЗ являются гидроразведка и гидрофракция. Эти методы заключаются в создании короткого временного давления на пласт с целью увеличения его проницаемости. Гидроразведка может быть эффективна в случае, когда призабойная зона находится в области больших напряжений и требуется создание дополнительных каналов для закачки флюида.

Однако в случае высокой стоимости методов, перечисленных выше, на нагнетательном фонде применяют метод ОПЗ, основанный на использовании химических реагентов. Этот метод предполагает ОПЗ специальными химическими композициями, которые способны улучшать проницаемость пласта и увеличивать дополнительную закачку в скважины. Этот метод наиболее эффективен в случае высоких

загрязнений колонны отложениями, уменьшающими диаметр скважины.

Стоит отметить, что ОПЗ является сложным и многоэтапным процессом, который требует высокой квалификации персонала и применения современного оборудования. Кроме того, при выборе метода обработки необходимо учитывать геологические особенности месторождения, характеристики нефти и газа, а также технические возможности. Для примера рассмотрим статистику проведения ОПЗ на месторождении № 1 Северного Каспия.

Результаты применения технологий на месторождении № 1 Северного Каспия

Основными источниками информации для оценки успешности проведения ОПЗ на нагнетательном фонде месторождения № 1 могут являться данные по анализу одной из скважин, на которой в течение года проводились соляно-кислотные обработки (СКО) (рис. 1). На данной скважине также тестировалось применение и 8 % раствора, что в итоге позволит сделать вывод об предложенной в данном исследовании технологии.

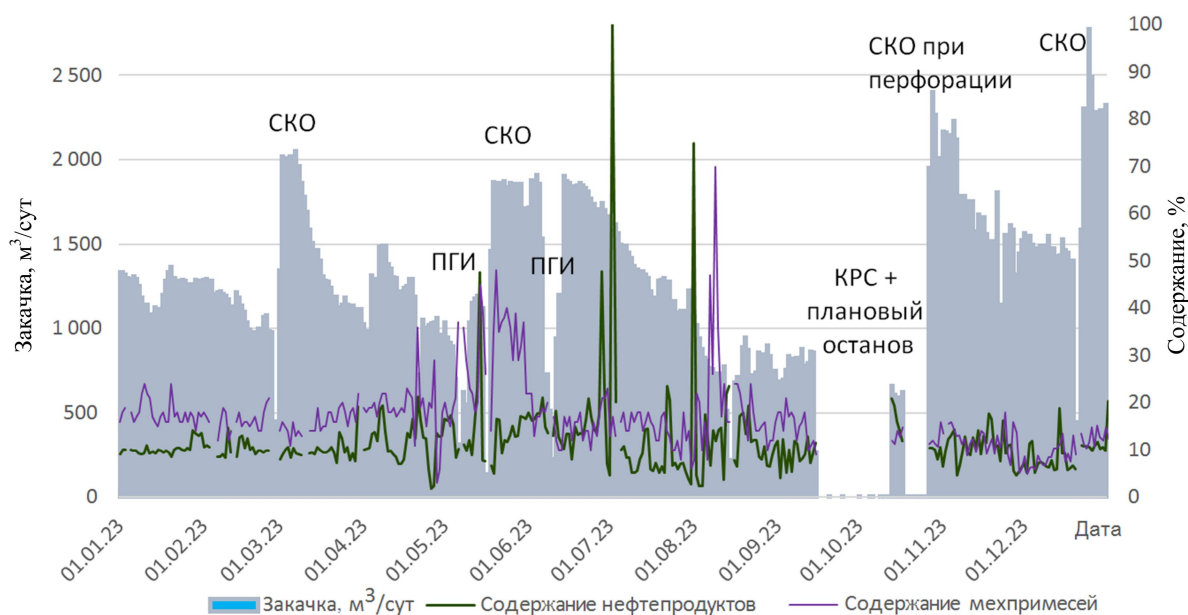


Рис. 1. Показатели нагнетательной скважины месторождения № 1 Северного Каспия:
 КРС – капитальный ремонт скважины; ПГИ – промыслово-геофизические исследования

Fig. 1. Indicators of the injection well of the North Caspian field N. 1:
 KRS – well overhaul; ПГИ – field and geophysical research

На рис. 1 в начале года прослеживается низкая приемистость нагнетательной скважины. После проведения СКО дополнительная закачка повышается на 1 000 м³/сут, что позволяет сделать однозначный вывод о эффективности технологии. Однако эффект

от применения данной технологии составляет порядка 1–1,5 месяца, после чего показатели закачки возвращаются на исходные значения, что требует проведение повторных обработок в течение года.

Технология проведения на данной скважине в начале года представляла следующую последовательность действий:

- 1) монтаж оборудования СКО;
- 2) закачка растворителя;
- 3) продавка морской водой с последующим техническим отстоем, 30 мин;
- 4) вызов притока;
- 5) продавка технической водой (морской);
- 6) технический отстой, 30 мин;
- 7) вызов притока;
- 8) продавка технической водой (морской);
- 9) технический отстой, 30 мин;
- 10) вызов притока;
- 11) продавка технической водой (морской);
- 12) технический отстой, 30 мин;
- 13) вызов притока;
- 14) продавка технической водой (морской);
- 15) технический отстой, 30 мин;
- 16) вызов притока;
- 17) продавка технической водой (морской);
- 18) технический отстой, 30 мин;
- 19) освоение (вызов притока) скважины;
- 20) закачка кислотного состава 12 %;
- 21) закачка отклонителя;
- 22) закачка кислотного состава 12 %;
- 23) продавка морской водой с последующим техническим отстоем, 60 мин;
- 24) вызов притока;
- 25) продавка технической водой (морской);
- 26) вызов притока;
- 27) продавка технической водой (морской);
- 28) вызов притока;
- 29) продавка технической водой (морская);
- 30) вызов притока;
- 31) продавка технической водой (морской);
- 32) вызов притока;
- 33) продавка технической водой (морской);
- 34) освоение (отработка) скважины;
- 35) демонтаж оборудования;
- 36) демобилизация оборудования и персонала.

Из представленного плана работ видно, что применялась технология динамических ванн с использованием растворителя и соляной кислоты 12 %.

Динамическая ванна – это технология ОПЗ, которая используется в нефтяной промышленности. Она представляет собой процесс, позволяющий создать динамическую среду в дренируемой зоне скважины с целью увеличения площади контакта кислотного состава с вмещающей породой. Технология динамических ванн включает в себя создание циркуляции рабочих растворов в призабойной зоне путем создания циклов чередования продавки составов и последующего их извлечения путем вызова притока из скважины методом газлифта. Это позволяет устранить заторы, растворить вто-

ричные отложения, улучшить проницаемость пласта и повысить производительность скважины. Кроме того, динамическая ванна может использоваться для интенсификации процесса закачки химических реагентов в призабойную зону, что способствует улучшению состояния скважины и увеличению объема закачки флюида.

Применяемый при обработках растворитель представляет собой смесь ароматических и алифатических углеводородов, а также высокоактивных соразтворителей: первичных, вторичных и третичных спиртов изо- и нормального строения с числом углеродных атомов от 2 до 6, простых и сложных эфиров. Готовая к применению товарная форма применяется при кислотных обработках скважин, осложненных загрязнением/выпадением асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в ПЗП.

Применяемый кислотный состав представляет собой смесь растворителей и поверхностно-активных веществ (ПАВ), содержащихся в строго определенных соотношениях. ПАВ, входящие в состав кислоты, адсорбируясь на поверхности пористой среды, способствуют гидрофилизации породы с одновременным увеличением проницаемости коллектора для фильтрации воды, за счет чего приемистость скважин возрастает. В рабочий раствор кислотного состава добавляют усиленный модификатор с целью обеспечения высокой растворяющей способности по отношению к нефтяным углеводородам, содержащимся в коагулирующих осадках нагнетательных скважин.

Отклонитель предназначен для создания дополнительных фильтрационных сопротивлений в высокопроницаемых зонах и последующего увеличения охвата активной кислотой участков ПЗП, подвергшихся кислотному воздействию в меньшей степени.

Таким образом, ОПЗ нагнетательных скважин играет важную роль в процессе добычи углеводородов. Технологии обработки разнообразны и могут быть выбраны в зависимости от конкретных условий месторождения. Однако важно помнить, что успешная ОПЗ требует комплексного подхода, высокой квалификации специалистов и использования совершенствования применяемых технологий.

Анализ пластовой воды и осадков, отобранных из нагнетательных скважин во время проведения обработок, показал наличие в воде органических веществ, а в осадках – ил и песок. Были обнаружены карбонатные и сульфатные материалы и сульфид железа.

Поэтому для правильного выбора метода воздействия и прогнозирования межпрофилактического периода работы нагнетательной скважины необходимо знать механизм загрязнения ее призабойной зоны (рис. 2).



Рис. 2. Примеры загрязнений, наблюдаемых на насосно-компрессорных трубах нагнетательных скважин месторождения № 1 Северного Каспия

Fig. 2. Examples of contamination observed on pumping and compressor pipes of injection wells of the North Caspian field N. 1

Kitel A. V., Khalilov I. R. Justification of acid composition concentration reducing in bottom-hole zone treatments at injection wells from 12 to 8%

В результате комплексных геохимических и минералогических исследований техногенных отложений установлено, что в их составе содержится: механических примесей – 17,1–19,5 %, компонентов нефти – 23,2–28,6 % и адсорбированной воды – 51,9–60,9 %. Невысокие концентрации парафина, смол и асфальтенов, не превышающие содержание данных компонентов в сырых нефтях, не позволяют характеризовать отложения из насосно-компрессорных труб (НКТ) как АСПО. Механические примеси на 95 % представлены соединениями железа (лепидокрокитом и грейгитом), остальные 5 % – это смесь кварца, кальцита и галита.

СКО основана на способности соляной кислоты химически разлагать карбонатные породы – известняки, доломиты, доломитизированные известняки, химические реакции, происходящие при этом, выражаются уравнениями:

– для известняка: $\text{CaCO}_3 + 2\text{HCl} = \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$;

– для доломита: $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + 4\text{HCl} = \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2$.

Продукты реакции соляной кислоты с карбонатами не выпадают в осадок. Под действием соляной кислоты в комбинации с растворителем образуются кавернообразные каналы и расширяются естественные трещины продуктивного пласта, а также очищают от АСПО колонну. Обработку пласта на месторождениях Северного Каспия в основном производят 12–20 %-м раствором соляной кислоты, в котором на 100 весовых частей воды приходится от 12 до 20 весовых частей соляной кислоты.

Для химического воздействия на терригенные породы Северного Каспия на практике применяют соляную кислоту HCl . Плавиковая (фтористоводородной) кислота HF не применяется для терриген-

ных отложений неокома по причине образования большого количества вторичных нерастворимых осадков. При этом соляная кислота подтверждает исключительно высокую способностью взаимодействовать с песками, песчаниками, глиной и глинистым цементом.

Заключение

В результате обширного изучения данных, полученных из тестирования растворимости представленных загрязнений как в центральных, так и в отраслевых изданиях, лабораторных и промышленных исследований, проводимых для усовершенствования имеющихся способов обработок и создания новых способов борьбы с АСПО, было установлено, что применение кислотного состава 8 % не уступает по своим свойствам кислотному составу 12 %. В следствии чего была разработана и протестирована следующая технология ОПЗ скважины (отработка (очистка) скважины после каждого этапа закачки химических реагентов производилась до выхода чистового пластового флюида исходя из свободного объема судна/судов, предназначенных для приема жидкости при СКО, с обеспечением непрерывного процесса работы):

- 1) монтаж оборудования СКО;
- 2) закачка отмывающего агента (подтоварная вода с растворителем);
- 3) техническое ожидание, 180 мин;
- 4) установка кислотной ванны с кислотным составом 8 % в НКТ;
- 5) техническое ожидание, 180 мин;
- 6) закачка растворителя;
- 7) техническое ожидание, 180 мин;
- 8) закачка растворителя;
- 9) техническое ожидание, 180 мин;

- 10) закачка кислотного состава 8 %;
- 11) продавка подтоварной водой;
- 12) техническое ожидание, 180 мин;
- 13) вызов притока;
- 14) продавка подтоварной водой;
- 15) вызов притока;
- 16) продавка подтоварной водой;
- 17) вызов притока;
- 18) продавка подтоварной водой;
- 19) освоение (вызов притока) скважины;
- 20) демонтаж оборудования;
- 21) демобилизация оборудования и персонала.

Данная технология была опробована в конце года (см. рис. 1) и показала свою эффективность за

счет увеличения времени применения кислотных ванн в колонне, а также в результате снижения концентрации кислотного состава, кроме этого, была доказана экономическая эффективность применения данной технологии обработки.

По результатам выполненного анализа реализованных ОПЗ сделан вывод, что применение 8 % кислотных составов существенно снижают риски коррозионных процессов оборудования, находящегося в контакте с рабочими растворами (в т. ч. и судов на морских месторождениях, используемых для транспортировки скважинной жидкости при ОПЗ).

Список источников

1. Калиев А. С., Серюгин А. В., Халиуллов И. Р. Проведение комбинированных обработок призабойной зоны пласта морских водонагнетательных скважин, представленных терригенными коллекторами // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья

и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: материалы XIV Международ. науч.-практ. конф., Астрахань, 11–12 окт. 2023 г. Астрахань: Изд-во АГТУ, 2023. С. 162–167. URL: <https://astu.org/Uploads/9-206%20umen.pdf> (дата обращения: 01.02.2024).

References

1. Kaliev A. S., Serugin A. V., Khaliullov I. R. Provedenie kombinirovannykh obrabotok prizaboynoi zony pla-sta morskikh vodonagnetatel'nykh skvazhin, predstavlen-nykh terrigennymi kollektorami [Carrying out combined treatments of the bottomhole formation zone of offshore water injection wells represented by terrigenous reservoirs]. *Noveishie tekhnologii osvoeniia mestorozhdenii uglevodorod-*

nogo syr'ia i obespechenie bezopasnosti ekosistem Kaspiiskogo shelf'a: materialy XIV Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, Astrakhan', 11–12 oktiabria 2023 goda. Astrakhan', Izd-vo AGTU, 2023. Pp. 162–167. Available at: <https://astu.org/Uploads/9-206%20umen.pdf> (accessed: 01.02.2024).

Статья поступила в редакцию 19.01.2024; одобрена после рецензирования 01.02.2024; принята к публикации 13.02.2024
The article was submitted 19.01.2024; approved after reviewing 01.02.2024; accepted for publication 13.02.2024

Информация об авторах / Information about the authors

Алексей Витальевич Китель – аспирант кафедры геологии нефти и газа; Астраханский государственный технический университет; геолог 2 категории отдела мониторинга разработки нефтяных и газовых месторождений и повышения нефтеотдачи пластов; ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»; aleksei_kitel@mail.ru

Aleksei V. Kitel – Postgraduate Student of the Department of Geology of Oil and Gas; Astrakhan State Technical University; Geologist of the 2nd category of the Department for Monitoring the Development of Oil and Gas Fields and Enhanced Oil Recovery; LUKOIL-Nizhnevolzhskneft, LLC; aleksei_kitel@mail.ru

Ильдар Рязитович Халиуллов – ведущий геолог отдела мониторинга разработки нефтяных и газовых месторождений и повышения нефтеотдачи пластов; ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»; KhaliullovIR@lukoil.com

Ildar R. Khaliullov – Leading geologist of the Department for Monitoring the Development of Oil and Gas Fields and Enhanced Oil Recovery; LUKOIL-Nizhnevolzhskneft, LLC; KhaliullovIR@lukoil.com



Научная статья
УДК 552.5
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-27-33>
EDN RUBDTA

Литолого-фациальная модель бакинских отложений Астраханского Прикаспия

Дмитрий Андреевич Коннов

*Астраханский государственный технический университет
Астрахань, Россия, konnovd@gmail.com*

Аннотация. Проанализировано влияние колебаний уровня Каспийского моря на литолого-фациальные характеристики осадочных отложений. Особое внимание уделено изучению периодических изменений уровня воды в Каспии в течение апшеронского и бакинского времени с целью определения влияния флуктуации на седиментационные процессы. Рассматривалась Тюранская регрессия, а также проведено ее разграничение с апшеронской и бакинской трансгрессиями. Исследование включало изучение климатических условий прошлых эпох и их влияние на разнообразие флоры и фауны, что, в свою очередь, оказывало воздействие на седиментационные процессы в различные периоды бакинской стадии. Используются геолого-статистические методы для определения характеристик коллекторов в отложениях, а также для исследования их распределения по территории. Построена литолого-фациальная модель, которая отражает два цикла регрессии и трансгрессии, характерные для отложений бакинского времени, что позволило описать распределение песчаных и глинистых фаций в различных секциях разреза и интерпретировать карту песчаности для идентификации погребенных речных долин. Сделан вывод, что в бакинское время были выделены две литофациальные пачки, отражающие трансгрессивно-регрессивный цикл Большого Каспия. Сформированы гипотезы, согласно которым коллекторы образовались в заключительной стадии Тюркянской регрессии и позднее были покрыты отложениями бакинской трансгрессии. Установлено, что данные коллекторы играют значительную роль для скопления газа и распространены почти по всей территории Астраханского Прикаспия. Определение зон с повышенным содержанием коллекторов может иметь важное значение для будущих геологоразведочных работ в данном регионе.

Ключевые слова: Каспийское море, уровень моря, литолого-фациальные характеристики, периодические изменения, бакинская трансгрессия

Для цитирования: Коннов Д. А. Литолого-фациальная модель бакинских отложений Астраханского Прикаспия // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2024. № 1. С. 27–33. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-27-33>. EDN RUBDTA.

Original article

Lithological and facies model of the Baku deposits of the Astrakhan Caspian Sea

Dmitry A. Konnov

*Astrakhan State Technical University,
Astrakhan, Russia, konnovd@gmail.com*

Abstract. The influence of fluctuations in the Caspian Sea level on the lithological and facies characteristics of sedimentary deposits is analyzed. Special attention is paid to the study of periodic changes in the water level in the Caspian Sea during the Absheron and Baku time in order to determine the effect of fluctuations on sedimentation processes. The Turanian regression was considered, and its differentiation with the Absheron and Baku transgressions was carried out. The study included the study of climatic conditions of past eras and their impact on the diversity of flora and fauna, which, in turn, had an impact on sedimentation processes in various periods of the Baku stage. Geological and statistical methods were used to determine the characteristics of reservoirs in sediments, as well as to study their distribution over the territory. A lithological and facies model has been constructed that reflects two cycles of regression and transgression characteristic of the deposits of the Baku time, which made it possible to describe the distribution of sandy and clay facies in various sections of the section and interpret a map of sandiness to identify buried river valleys. It is concluded that two lithofacies bundles reflecting the transgressive-regressive cycle of the Great Caspian Sea

were identified in Baku time. Hypotheses have been formed according to which the reservoirs were formed in the final stage of the Turkic regression and were later covered with sediments of the Baku transgression. It has been established that these reservoirs play a significant role for gas accumulations and are distributed almost throughout the territory of the Astrakhan Caspian Sea. The identification of areas with a high reservoir content may be important for future exploration in this region.

Keywords: Caspian Sea, sea level, lithological and facies characteristics, periodic changes, Baku transgression

For citation: Konnov D. A. Lithological and facies model of the Baku deposits of the Astrakhan Caspian Sea. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2024;1:27-33. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-27-33>. EDN RUBDTA.

Введение

Климатические условия и уровень мирового океана подвержены непрерывными изменениями на протяжении всей геологической истории Земли. Изменения уровня Каспийского моря имеет значительное влияние на формирование литолого-фациальных особенностей строения осадочных отложений.

Цель исследования – построение и глубокий анализ литолого-фациальной модели бакинских отложений Астраханского Прикаспия и стремление представить комплексный взгляд на эволюцию геологической среды в течение позднего плейстоцена. Изучения палеогеографических условий отражают значительную изменчивость климатических факторов, гидрологического режима и седиментационных процессов, игравших ключевую роль в осадочных горных породах Астраханского Прикаспия.

Условия осадконакопления бакинский отложений

По мнению Т. А. Волковой с соавторами, уровень Каспия в апшеронское и бакинское время подвержен независимым колебаниям, которые можно рассматривать как периодические флуктуации. В данном контексте они проявляются в виде «всплесков» трансгрессий и регрессий, представляющих собой экстремальные значения, сопровождающиеся небольшими осцилляциями. Такие колебания не являются случайными, а имеют определенную закономерность [1].

Начало бакинского века характеризуется низким уровнем моря, абсолютные отметки – от –280 до –120 м, так называемая тюркская регрессия, которая разделяет апшеронскую и бакинскую трансгрессию.

Положение верхней границы апшерона в большей части территории Прикаспия является довольно определенным. Это выражается в изменении состава фауны и окраса глин с светло-серых до темно-серых [2]. Основная часть экзотической растительности, которая предпочитает теплые и влажные климатические условия, такие как таксодиевые, ореховые и аралиевые растения, погибла. На основании анализа редкой пыльцы, найденной в сыртовых суглинках Северного Прикаспия, можно сделать вывод, что в то время, когда отложения накапливались, климат был сухим и теплым [3]. В тюркском горизонте находятся древние аллювиальные отложения реки Волги. Предполагается, что к концу этой эпохи уро-

вень береговой линии был выше и, возможно, достигал отметки 0 метров абсолютной высоты [4]. Сейсмические данные, полученные в Среднем Каспии, указывают на наличие крупных клиноформ, которые формируют сопряженную систему дельт [5].

В начальной стадии бакинской трансгрессии климат в первую половину бакинской стадии был континентальным, с более низкой температурой, чем современная, а во вторую половину – умеренным. В работе П. В. Федорова бакинское время характеризовалось теплым и влажным климатом, А. И. Москвитин [6] считал эту стадию холодной, а Ю. М. Васильев и О. С. Обрядчиков [2] – межледниковой с умеренным климатом. Палинологические материалы указывают, что в Северном Прикаспии климат был более прохладным и влажным, среди растительного покрова преобладали лесные (елово-сосновые) ассоциации, близкие к растительности в позднем апшероне. Площадь моря была меньше апшеронского, на территории Астраханского Прикаспия накапливались типичные мелководные отложения эпиконтинентальных морей.

В период челекенской стадии Каспия проходила глубокая регрессия, которая привела к осушению верхней и, возможно, средней части шельфа. Вместе с этим произошло эрозионное врезание на каспийском шельфе и в древней долине Нижней Волги, а затем эти области были заполнены волжским аллювием [7]. Палинологические спектры погребенного аллювия Волги указывают на то, что климат Северного Прикаспия в то время был теплым и умеренно влажным [8]. По данным Ю. М. Васильева и О. С. Обрядчикова [1], это время соответствовало оптимуму лихвинского межледникового. В качестве подтверждения этому служат погребенная почва в кровле астраханских слоев и многочисленные выделения гипса и кальция карбоната (CaCO_3).

В заключительной стадии бакинского подэтапа общая площадь Урунджикского моря была значительно больше, чем современного Каспия. Оно проникало вглубь побережья только по депрессиям Куринской впадины и Западно-Туркменской низменности. Вероятно, Северный Прикаспий не был затронут трансгрессией. В этой области в начале среднего плейстоцена существовали затопленные луга, накапливались слои пресноводных сингильских отложений, а климат был влажным и немного прохладнее, чем в настоящее время [8].

Таким образом, текущая литолого-фациальная модель подразумевает два цикла регрессии-трансгрессии бассейна Бакинского моря. На территории Астраханского Прикаспия предположительно создавалось небольшое количество коллекторов в бакинских отложениях.

Литолого-фациальная модель бакинских отложений

Существует множество подтверждений о регрессионных циклах Большого Каспия в бакинское время (тюрканская и челекенская регрессии):

– эрозионное врезание на каспийском шельфе

и в древней долине Нижней Волги, а затем эти области были заполнены волжским аллювием [7];

– сейсмические данные, полученные в Среднем Каспии, указывают на наличие крупных клиноформ, которые формируют сопряженную систему дельт [5];

– наличие песчаных пропластков большой мощности (более 20 м), обнаруженных при бурении многочисленных скважин Астраханского Прикаспия.

Для анализа многочисленных данных вся территория исследования также была условно поделена на три района: юг, центр, север (рис. 1).

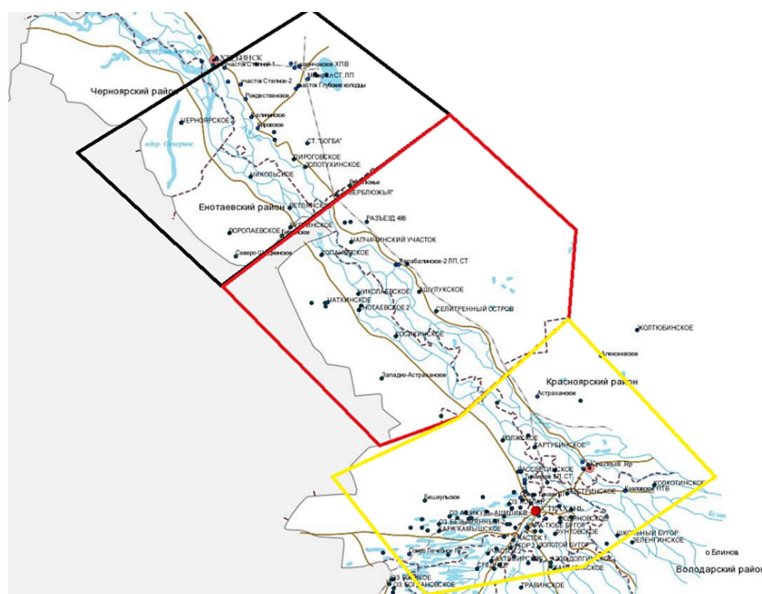


Рис. 1. Схема районирования

Fig. 1. Zoning scheme

Для каждого из районов были рассчитаны геолого-статистические разрезы (ГСР) литологии (песок-глина) (рис. 2–4). На вертикальной оси отоб-

ражены номер слоя сверху вниз в апшеронских отложениях. На горизонтальной оси вероятность появления того или иного литотипа.

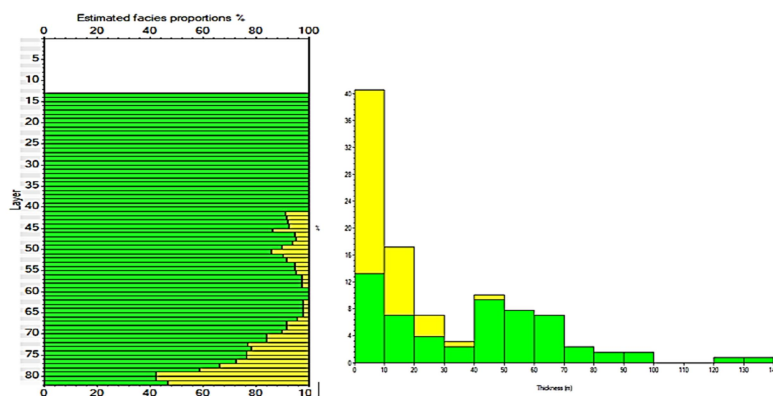


Рис. 2. Геолого-статистические разрезы и статистика по мощностям в южной часть Астраханского Прикаспия

Fig. 2. Geological and statistical sections and statistics on capacities in the southern part of the Astrakhan Caspian Sea

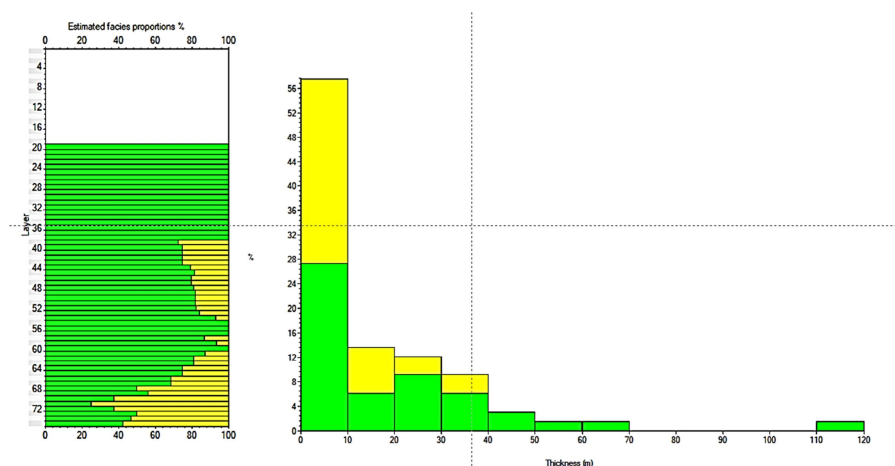


Рис. 3. Геолого-статистические разрезы и статистика по мощностям в центральной части Астраханского Прикаспия

Fig. 3. Geological and statistical sections and capacity statistics in the central part of the Astrakhan Caspian Sea

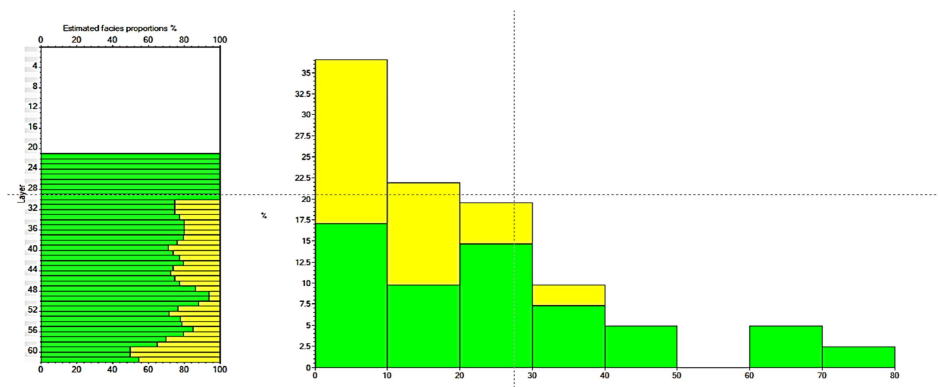


Рис. 4. Геолого-статистические разрезы и статистика по мощностям в северной части Астраханского Прикаспия

Fig. 4. Geological and statistical sections and capacity statistics in the northern part of the Astrakhan Caspian Sea

Рассматривая ГСР и статистику по мощностям коллекторов структурных и гидрогеологических скважин в южной части Астраханского Прикаспия можно сделать следующие выводы: в нижней части разреза бакинских отложений часто встречаются песчаные коллекторы. Мощность коллекторов достигает 30–40 м, но преимущественно 10–20 м. В верхней части разреза представлен преимущественно глинистыми отложениями.

В центральной части Астраханского Прикаспия в нижней части разреза бакинских отложений часто встречаются песчаные коллекторы. Также коллекторы появляются и в центральной части разреза. Мощность коллекторов достигает 30–40 м, но преимущественно 10–20 м. Здесь количество пластов 1–20 м уменьшается по отношению к южной части, но увеличивается процент более мощных про-

пластов. В верхней части разреза также представлен преимущественно глинистыми отложениями.

В центральной части Астраханского Прикаспия наблюдается схожая картина, за исключением увеличения доли песчаных пластов мощностью 10–30 м.

Таким образом, проанализировав ГСР и статистику по мощностям, можно выделить два интервала: нижний с преобладанием песчаных коллекторов и верхний с преобладанием глинистых отложений. Доля песчаных коллекторов составляет порядка 25 % от общей.

На основании предыдущих измерений было выделено две литофациальные пачки.

Нижняя пачка представлена песчаной речной фацией и фациями внешней и внутренней поймы (рис. 5).

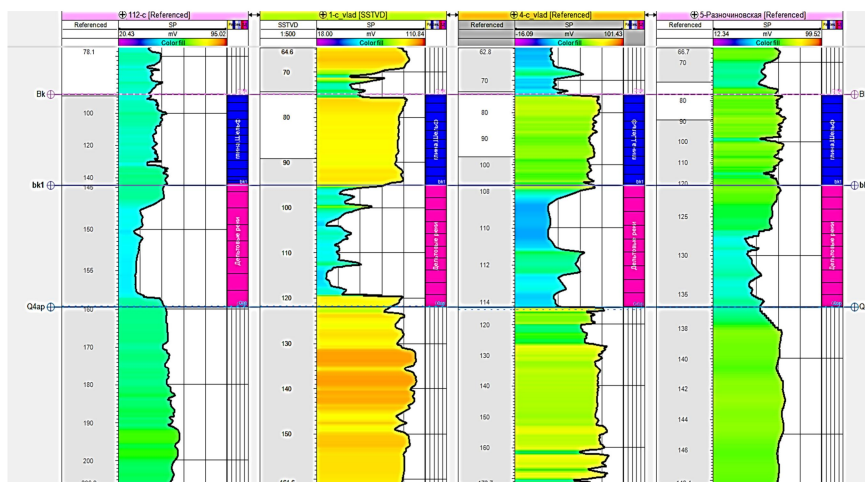


Рис. 5. Корреляционная схема бакинских отложений Астраханского Прикаспия

Fig. 5. Correlation scheme of Baku deposits of the Astrakhan Caspian Sea

На севере в районе Воропаевских скважин и к востоку от Сероглазовки данная пачка представлена песчано-глинистыми пойменными фациями. На остальных изучаемых площадях отложения представлены типичными песчаными речными фациями. Фации внешней и внутренней поймы сложены переслаиванием песчаных и глинистых отложений. Мощность песчаных пропластков может достигать здесь до 10 и более метров с долей 30 % от общей мощности отложений данных фаций. Русловые отложения (аллювиальная фация), фации сложены преимущественно песчаником, мощность отложений достигает первых десятков метров.

Верхняя пачка представлена глинистыми отложениями мелководной части морского шельфа [1],

она обозначена условным маркером Qbk. Мощность данной пачки достигает первых десятков метров. Песчаные пласты здесь практически не встречаются.

В течение всего бакинского подэтапа был выделен цикл «трансгрессия-регрессия» Большого Каспия. В нижней пачке распространено множество коллекторов, приуроченных преимущественно русловыми речными фациями, которые обладают хорошими коллекторскими свойствами. Также коллекторами могут выступать песчаные пропластки пойменных фаций. В верхней пачке преобладают фации отложений мелководной части морского шельфа, которые могут служить хорошей покрывкой, перекрывающей нижележащие песчаные отложения (рис. 6).

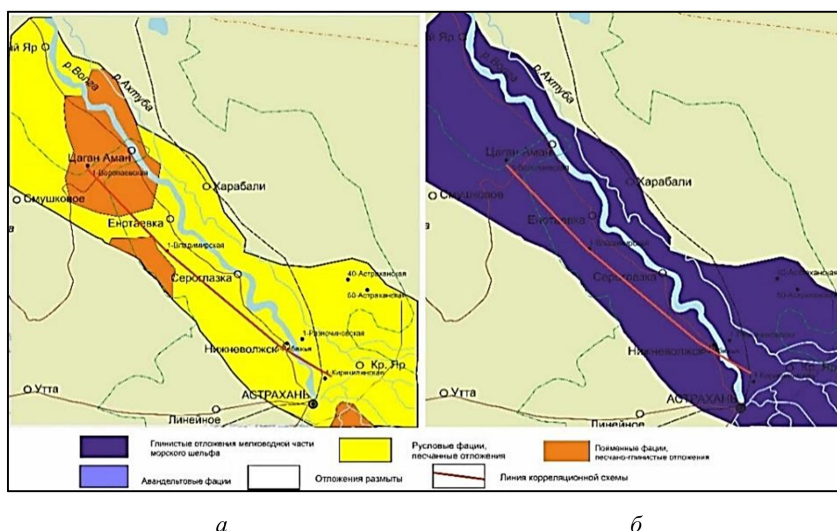


Рис. 6. Схема фациального районирования бакинских отложений Астраханского Прикаспия:
 а – нижняя фациальная пачка; б – верхняя фациальная пачка

Fig. 6. The scheme of facies zoning of the Baku deposits of the Astrakhan Caspian Sea:
 а – lower facies pack; б – upper facies pack

Кроме этого, была построена карта песчанистости бакинских отложений Астраханского Прикаспия. Интерпретируя эту карту, можно выделить крупный линеймент повышенных значений песча-

нистости, вытянутый в субмеридиональном направлении, что может косвенно свидетельствовать о погребенных речных долинах (рис. 7).

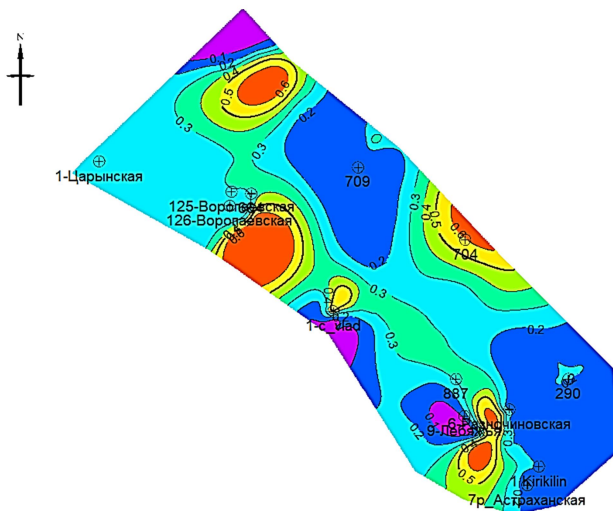


Рис. 7. Схема песчанистости Бакинских отложений Астраханского Прикаспия

Fig. 7. The scheme of the sandiness of the Baku deposits of the Astrakhan Caspian Sea

Заключение

1. В бакинское время выявлены две литофациальных пачки, которые свидетельствуют о трансгрессивно-регрессионном цикле Большого Каспия. Вероятно, большинство коллекторов образовались в заключительной стадии тюркянской регрессии, которые были плащеобразно перекрыты отложениями, образованными в результате бакинской трансгрессии. Данные выводы были сделаны на основании:

- геолого-статистического анализа появления коллекторов в разрезе;
- построенной литолого-фациальной модели по

методике Муромцева.

2. Установлены следующие закономерности:

- в результате регрессии были сформированы пласты коллекторов, к которым могут быть приурочены скопления газа, доля песчаных апшеронских отложений составляет порядка 30 % от всей мощности;
- установлена зона повышенного содержания пластов коллекторов;
- установлено, что пласты коллекторы распространены практически на всей территории Астраханского Прикаспия.

Список источников

1. Волкова Т. А., Антипцева Ю. О., Мищенко А. А. История развития бассейна Каспийского моря в плейстоцене и голоцене и современные колебания уровня (в пределах России) // Успехи современного естествознания. 2021. № 9. С. 82–91. DOI: 10.17513/use.37690.
2. Васильев Ю. М., Обрядчиков О. С. Перспективы газонефтеносности плиоценовых отложений Прикаспийской впадины. М.: Гостехиздат, 1962. 180 с.
3. Филиппова Н. Ю. Палинология верхнего плиоцена – среднего плейстоцена юга Каспийской области. М.: ГЕОС, 1997. 161 с.
4. Каплин П. А., Свиточ А. А., Судакова Н. Г. Материковые оледенения и окраинные морские бассейны России //

- Вестн. Моск. ун-та. Сер. 5: География. 2005. № 1. С. 55–64.
5. Путанс В. А. Осадочные волны на западном склоне Дербентской котловины Каспийского моря // Бюл. Моск. общества испытателей природы. Отд. Геолог. 2012. № 4. С. 20–31.
6. Москвитин А. И. Плейстоцен Нижнего Поволжья // Тр. Геолог. ин-та Акад. наук СССР. Вып. 64. М.: Изд-во Акад. наук СССР, 1962. 264 с.
7. Свиточ А. А. Палеогеография Большого Каспия // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 5: География. 2015. № 4. С. 69–80.
8. Дорофеев И. И. Неогеновые и четвертичные семенные флоры юго-востока европейской части СССР: автореф. дис. ... канд. наук. Л., 1950.

References

1. Volkova T. A., Antiptseva Yu. O., Mishchenko A. A. Istoriia razvitiia basseina Kaspiiskogo moria v pleistotsene i golotsene i sovremennye kolebaniia urovnia (v predelakh Rossii) [The history of the development of the Caspian

- Sea basin in the Pleistocene and Holocene and modern fluctuations in the level (within Russia)]. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniia*, 2021, no. 9, pp. 82-91. DOI: 10.17513/use.37690.

2. Vasil'ev Iu. M., Obriadchikov O. S. *Perspektivy gazoneftenosnosti pliotsenovykh otlozhenii Prikaspiiskoi vpadiny* [Prospects for the Pliocene deposits of the Caspian Basin with gas and oil content]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1962. 180 p.

3. Filippova N. Iu. *Palinologiya verkhnego pliotsena – srednego pleistotsena iuga Kaspiiskoi oblasti* [Palynology of the Upper Pliocene – Middle Pleistocene of the south of the Caspian region]. Moscow, GEOS Publ., 1997. 161 p.

4. Kaplin P. A., Svitoch A. A., Sudakova N. G. *Materikovyie oledeneniia i okrainnye morskii basseiny Rossii* [Continental glaciations and marginal marine basins of Russia]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 5: Geografiia*, 2005, no. 1, pp. 55-64.

5. Putans V. A. *Osadochnye volny na zapadnom sklone Derbentskoi kotloviny Kaspiiskogo moria* [Sedimentary

waves on the western slope of the Derbent basin of the Caspian Sea]. *Biulleten' Moskovskogo obshchestva ispytatelei prirody. Otdel Geologicheskii*, 2012, no. 4, pp. 20-31.

6. Moskvitin A. I. *Pleistotsen Nizhnego Povolzh'ia* [Pleistocene of the Lower Volga Region]. *Trudy Geologicheskogo instituta Akademii nauk SSSR*, vol. 64. Moscow, Izd-vo Akad. nauk SSSR, 1962. 264 p.

7. Svitoch A. A. *Paleogeografiia Bol'shogo Kaspiia* [Paleogeography of the Great Caspian Sea]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 5: Geografiia*, 2015, no. 4, pp. 69-80.

8. Dorofeev I. I. *Neogenovye i chetvertichnye semennye flory iugo-vostoka evropeiskoi chasti SSSR: avtoreferat dis. ... kand. nauk* [Neogene and Quaternary seed floras of the South-east of the European part of the USSR: abstract of the dissertation ... Candidate of Sciences]. Leningrad, 1950.

Статья поступила в редакцию 01.02.2024; одобрена после рецензирования 13.02.2024; принята к публикации 15.02.2024
The article was submitted 01.02.2024; approved after reviewing 13.02.2024; accepted for publication 15.02.2024

Информация об авторе / Information about the author

Дмитрий Андреевич Коннов – старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа; Астраханский государственный технический университет; konnovd@gmail.com

Dmitry A. Konnov – Senior Lecturer of the Department of Geology of Oil and Gas; Astrakhan State Technical University; konnovd@gmail.com



ПРОЦЕССЫ И АППАРАТЫ ХИМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ, НЕФТЕХИМИИ И БИОТЕХНОЛОГИИ

PROCESSES AND APPARATUS OF CHEMICAL ENGINEERING, PETROLEUM CHEMISTRY AND BIOTECHNOLOGY

Научная статья
УДК 004.942
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-34-43>
EDN BHGBEE

Управление непрерывными технологическими процессами в нефтепереработке на примере каталитического риформинга при неопределенности

Азамат Матифулаевич Джамбеков

*Волго-Каспийский морской рыбопромышленный колледж
ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»,
Астрахань, Россия, azamat-121@mail.ru*

*Астраханский государственный университет имени В. Н. Татищева,
Астрахань, Россия*

Аннотация. На примере каталитического риформинга выполнено научное описание задачи управления непрерывными технологическими процессами в нефтепереработке при неопределенности и разработан соответствующий подход к управлению. Предложено учитывать влияние возмущений в системах автоматического регулирования параметров (температуры, уровня, расхода и давления) в блоке по стабилизации катализата в установке каталитического риформинга. Данные параметры являются важными характеристиками блока по стабилизации катализата, показатели которого характеризуют качество функционирования всего комплекса каталитического риформинга. Решена проблема по управлению для непрерывных технологических процессов в нефтепереработке на примере каталитического риформинга при неопределенности путем решения задач: разработки процедуры и подбор методов по оптимизации данных процессов; разработки алгоритмов оптимизации для данных процессов; применения алгоритма оптимизации данных процессов с целью вычисления оптимальных значений управлений; обеспечения устойчивости систем автоматического регулирования (стабилизации) параметров данных процессов. Управление данными процессами состоит в нахождении оптимальных управлений, способствующих достижению минимума единого критерия оптимальности при учете возмущений и ограничений. Выполнение разработки системы управления для каталитического риформинга обеспечивает более эффективный вариант по управлению для каталитического риформинга с наиболее важными положительными эффектами: уменьшением по среднегодовой величине организационных издержек для технологического процесса на значение 86,74 млн руб. с отсутствующим увеличением по величине октанового числа по выпускаемому бензину, увеличением по средней величине октанового числа по выпускаемому бензину на значение 1,1 с отсутствующим уменьшением по величине организационных издержек для технологического процесса.

Ключевые слова: каталитический риформинг, непрерывные технологические процессы в нефтепереработке, организационные издержки технологического процесса, октановое число выпускаемого бензина, комплекс программных средств

Для цитирования: Джамбеков А. М. Управление непрерывными технологическими процессами в нефтепереработке на примере каталитического риформинга при неопределенности // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2024. № 1. С. 34–43. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-34-43>. EDN BHGBEE.

Dzhambekov A. M. Control of continuous technological processes in oil refining by the example of catalytic reforming under uncertainty

Original article

Control of continuous technological processes in oil refining by the example of catalytic reforming under uncertainty

Azamat M. Dzhambekov

Volga-Caspian Marine Fisheries College

*Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Astrakhan State Technical University",
Astrakhan, Russia, azamat-121@mail.ru*

*Astrakhan Tatishchev State University,
Astrakhan, Russia*

Abstract. Using the example of catalytic reforming, a scientific description of the task of managing continuous technological processes in oil refining under uncertainty has been performed and an appropriate management approach has been developed. It is proposed to take into account the influence of disturbances in the systems of automatic control of parameters (temperature, level, flow and pressure) in the unit for stabilizing the catalysate in the catalytic reforming unit. These parameters are important characteristics of the catalysate stabilization unit, whose indicators characterize the quality of functioning of the entire catalytic reforming complex. The problem of control for continuous technological processes in oil refining is solved using the example of catalytic reforming under uncertainty by solving the following tasks: development of a procedure and selection of methods for optimizing these processes; development of optimization algorithms for these processes; application of an optimization algorithm for these processes in order to calculate optimal control values; ensuring the stability of automatic control systems (stabilization) of the parameters of these processes. The management of these processes consists in finding optimal controls that contribute to achieving a minimum of a single criterion of optimality, taking into account disturbances and constraints. The development of a control system for catalytic reforming provides a more efficient control option for catalytic reforming with the most important positive effects: a decrease in the average annual organizational costs for the technological process by 86.74 million rubles. with no increase in the octane number for gasoline produced, an increase in the average octane number for gasoline produced by 1.1 with no decrease in the amount of organizational costs for the technological process.

Keywords: catalytic reforming, continuous technological processes in oil refining, organizational costs of the technological process, octane number of gasoline produced, software package

For citation: Dzhambekov A. M. Control of continuous technological processes in oil refining by the example of catalytic reforming under uncertainty. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2024;1:34-43. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-34-43>. EDN BHGBEE.

Введение

В настоящее время актуально научно-техническое направление, устремленное на рост эффективности производственных процессов разработкой и внедрением в производство повышающих эффективность систем управления. Для развития экономики России важны непрерывные технологические процессы в нефтепереработке (НТП) (каталитический риформинг (КР), каталитический крекинг, изомеризация, гидроочистка и т. д.), управление которыми происходит при наличии неизмеряемых возмущений (при неопределенности). Проблемой управления НТП при неопределенности является отсутствие единой методики, независимой от его вида.

Среди НТП важное стратегическое значение имеет КР, который в основном используется для получения бензина с высоким октановым числом. В приоритетные направления развития нефтепереработки в РФ до 2035 г. входит увеличение доли КР с 21 050 до 24 000 тыс. т. Рост связан с увеличением потребности в высокооктановых компонентах бензина. В 2020–2030 гг. на отечественных нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) планируется ввести 6 установок КР, имеющих суммарную мощность 2 955 тыс. т/год. При этом не имеются системы управления КР, способствующие повышению октанового числа выпускаемого бензина и снижению организационных издержек технологического процесса [1].

Организационными издержками технологического процесса являются материальные и финансовые затраты, нацеленные на получение бензина с высоким октановым числом из сырья нефтей и газовых конденсатов с использованием КР. Эффективность его связана не только с поддержанием на заданном уровне октанового числа выпускаемого бензина, но и со снижением организационных издержек. Таким образом, является актуальной проблема разработки системы для управления КР, которая достигала бы оптимальное соотношение величины октанового числа по выпускаемому бензину и величины организационных издержек для технологического процесса – наилучшего варианта выбора между тем, чтобы нужно было либо повысить величину октанового числа по выпускаемому бензину, либо понизить величину организационных издержек для технологического процесса, при условии достигнуть минимума критерия оптимальности.

Поскольку имеется антагонизм между величиной октанового числа выпускаемого бензина и организационными издержками технологического процесса, необходимо такое управление КР, при котором осуществимы эти условия при достижении минимума критерия оптимальности в обоих случаях.

На примере КР необходимо научное описание задачи управления НТП при неопределенности, разработка подхода к нему, учитывая влияние возмущений в системах автоматического регулирования (САР) параметров (температуры, уровня, расхода и давления) в блоке по стабилизации катализата (БСК) в установке КР. Данные параметры являются важными характеристиками БСК и характеризуют качество функционирования всего комплекса КР.

Возникает необходимость решения проблемы по управлению для НТП [2].

Постановка задачи

Рассмотрим управление НТП с целевой функцией:

$$J = \sum_{i=1}^n k_i J_i + \sum_{j=1}^m \left| \frac{G_j^0 - G_j}{G_j^0} \right|, \quad (1)$$

где J – значение единого критерия оптимальности

(ЕКО); J_i – величина частного критерия; k_i – коэффициент взвешивания для частного критерия J_i ; n – число всех критериев; $i = \overline{1, n}$; $\sum_{i=1}^n k_i = 1$, $0 < k_i < 1$;

G_j^0 , G_j – соответствующие значения заданного и текущего состояния стабилизируемого параметра; m – число всех стабилизируемых параметров.

Управление НТП (2) состоит в нахождении оптимальных управлений, способствующих достижению минимума ЕКО при учете возмущений V и ограничений (3):

$$F(A, U, V, G, W) = \min_U J, \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \underline{W}_h &\leq W_h \leq \overline{W}_h, h = \overline{1, c}; \\ \underline{V}_j &\leq V_j \leq \overline{V}_j, j = \overline{1, d}; \\ \underline{A}_k &\leq A_k \leq \overline{A}_k, k = \overline{1, p}; \\ \underline{U}_l &\leq U_l \leq \overline{U}_l, l = \overline{1, q}; \\ \underline{G}_q &\leq G_q \leq \overline{G}_q, q = \overline{1, m}; \end{aligned} \quad (3)$$

где A – вектор входов; U – вектор управлений; V – вектор возмущений; G – вектор стабилизируемых параметров; W – вектор выходов.

При решении проблемы по управлению для НТП предлагается концепция управления НТП, сочетающая задачи: разработку процедуры и подбор методов по оптимизации для НТП в неопределенности; разработку алгоритмов отыскания начала для оптимизации и оптимизации для НТП в неопределенности; применение алгоритма оптимизации НТП в неопределенности с целью вычисления оптимальных значений управлений для определенного НТП; обеспечение устойчивости САР (стабилизация) параметров НТП при неопределенности [3].

Описание каталитического риформинга

Целью управления КР является достичь минимальное значение ЕКО (4) при переменном качестве сырья и топливного газа:

$$\begin{aligned} J &= k_1 ON_0 (1/ON) + (k_2/Z_0) Z + \sum_{j=1}^{m=4} \left| \frac{G_j^0 - G_j}{G_j^0} \right| = \\ &= k_1 J_1 + k_2 J_2 + \left| \frac{T_{sc}^0 - T_{sc}}{T_{sc}^0} \right| + \left| \frac{P_{sc}^0 - P_{sc}}{P_{sc}^0} \right| + \left| \frac{Q_{sc}^0 - Q_{sc}}{Q_{sc}^0} \right| + \left| \frac{L_{sc}^0 - L_{sc}}{L_{sc}^0} \right|, \end{aligned} \quad (4)$$

где ON_0 – минимальная величина октанового числа по выпускаемому бензину; Z_0 – максимальная величина организационных издержек для технологического процесса; J_1 – нормированная величина для критерия максимума по октановому числу по выпускаемому бензину ON ; J_2 – нормированная величина по критерию минимума по организационным издержкам для технологического процес-

са Z ; k_1 , k_2 – величины взвешивающих коэффициентов, $k_1 + k_2 = 1$, $0 < k_1 < 1$, $0 < k_2 < 1$; G_j^0 , G_j – соответствующие значения заданного и текущего состояния стабилизируемого параметра (температуры стабильного катализата в нижней части КС T_{sc} , давления P_{sc} , расхода орошения Q_{sc} , уровня L_{sc}

в КС); $m = 4$ – число всех стабилизируемых параметров.

Критерий (4) позволяет объединить частные критерии и привести их к безразмерному виду.

$$F \left(\begin{matrix} T_{in}, AC, Q_{hg}, CF, Q_V, MC_{hg}, T_{inc}, \alpha, CTF, CBF, Q_{VC}, \\ Q_{fg}, Q_r, QFG, QR, T_{sc}, P_{sc}, Q_{sc}, L_{sc}, \\ P, T_{out}, \Delta T, MR_{h/r}, ON, Z, T_{outc}, P_c, \Delta T_c, Z_c, ON_c \end{matrix} \right) = \min_{\{Q_r, Q_{fg}\} \in U} J, \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \{Q_r, Q_{fg}\} &\in U; \\ \{T_{in}, AC, Q_{hg}, CF, Q_V, MC_{hg}, T_{inc}, \alpha, CTF, CBF, Q_{VC}\} &\in A; \\ \{QR, QFG\} &\in V; \\ \{P, T_{out}, \Delta T, MR_{h/r}, ON, Z, T_{outc}, P_c, \Delta T_c, Z_c, ON_c\} &\in W; \\ \{T_{sc}, P_{sc}, Q_{sc}, L_{sc}\} &\in G, \end{aligned}$$

при ограничениях:

$$\begin{aligned} ON &\geq ON_0; \\ Z &\leq Z_0; \\ \underline{U}_i &\leq U_i \leq \overline{U}_i, i = \overline{1, 2}; \\ \underline{A}_j &\leq A_j \leq \overline{A}_j, j = \overline{1, 11}; \\ \underline{V}_l &\leq V_l \leq \overline{V}_l, l = \overline{1, 2}; \\ \underline{W}_k &\leq W_k \leq \overline{W}_k, k = \overline{1, 11}; \\ \underline{G}_q &\leq G_q \leq \overline{G}_q, q = \overline{1, 4}, \end{aligned} \quad (6)$$

где $\{Q_r, Q_{fg}\}$ – управления.

При решении проблемы по управлению для КР предлагается его концепция, сочетающая задачи: разработку процедуры и подбор методов по оптимизации для КР в неопределенности; разработку алгоритмов в отыскании начала для оптимизации и оптимизации для КР в неопределенности; применение алгоритма оптимизации КР в неопределенности с целью вычисления оптимальных значений управлений; обеспечение устойчивости САР (стабилизация) параметров СК (температуры стабильного катализата в нижней части КС T_{sc} , давления в КС P_{sc} , расхода орошения в КС Q_{sc} , уровня в КС L_{sc}) при неопределенности [4].

Результаты исследования

В формальном виде математическое описание (МО) НТП:

Управление КР бензинов с технологией непрерывной регенерации катализатора (5) состоит в нахождении оптимальных управлений, способствующих достижению минимума ЕКО при учете возмущений V и ограничений на выходы W :

$$W = \Psi(V, A, U), \quad (7)$$

где Ψ – система из уравнений для МО НТП.

Зададим последовательность по выполнению МО НТП: задание данных по упрощениям и допущениям; изображение взаимосвязи по переменным НТП (если необходимо); выполнение всего МО НТП; проверка по адекватности МО НТП.

Разработав математические функции по зависимостям, служащим для вычисления выходов НТП, их объединяют в МО НТП как систему из уравнений Ψ . Выделяют основные из выражений системы Ψ – совокупность $(n + 1)$:

$$\begin{cases} J = k_1 J_1 + k_2 J_2 + \dots + k_n J_n; \\ J_1 = f_1(W_1) = F_1(V, A, U); \\ \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots; \\ J_n = f_n(W_n) = F_n(V, A, U). \end{cases} \quad (8)$$

Конкретизируем предыдущее описание для КР. Формально МО представлено в (7).

Основными этапами выполнения МО КР являются: принятие упрощений и допущений; иллюстрация взаимосвязи переменных КР; выполнение МО КР; подтверждение адекватности МО КР.

Выражения для вычисления октанового числа выпускаемого бензина и организационных издержек технологического процесса объединены в МО КР, являющееся системой уравнений Ψ . Основные его выражения составляют совокупность трех уравнений:

$$\begin{cases} J = k_1 J_1 + k_2 J_2 = k_1 ON_0 (1/ON) + (k_2/Z_0) Z; \\ ON = ON_0 + b_1 RP + b_2 (MR_{h/r})^{-3} - b_3 Q_V - b_4 P; \\ Z = Q_r (Q_e C_e + Q_w C_w + Q_m C_m + Q_{fg} C_{fg} + Q_k C_k + Q_a C_a + Q_c C_c), \end{cases} \quad (9)$$

мальная величина суточных организационных издержек технологического процесса $Z_0 = 7,6$ млн руб.; минимальная величина октанового числа выпускаемого бензина $ON_0 = 92$; текущая величина суточных организационных издержек технологического процесса $Z = 7,455$ млн. руб.; текущая величина октанового числа выпускаемого бензина $ON = 92,32$.

$$J = 0,5 \cdot (92 / 92,32) + 0,5 \cdot (7,455 / 7,6) \approx 0,989.$$

Во втором этапе применяются значения управлений U при задании параметров для нечеткой цели по управлению для НТП.

Алгоритмом по отысканию значения начала по оптимизации для НТП вычисляются значения управлений U , минимизирующих величину ЕКО без учета возмущений V .

Алгоритмом по оптимизации для НТП в неопределенности вычисляются значения оптимальных управлений U , минимизирующих величину ЕКО с учетом возмущений V .

Необходимо провести процедуру отыскания минимума для функции J (1). Имеется связь для функции J и q переменных: u_1, u_2, \dots, u_q . Можно преобразовать (9) к (10):

2) вычисление оптимальных значений управлений U^* , способствующих достижению минимума ЕКО, минимизирующих величину ЕКО с учетом возмущений V .

$$\begin{aligned} J(u_1, u_2, \dots, u_q) &= \sum_{i=1}^n k_i J_i(u_1, u_2, \dots, u_q); \\ J_1(u_1, u_2, \dots, u_q) &= f_1(W_1(u_1, u_2, \dots, u_q)); \\ &\dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \\ J_n(u_1, u_2, \dots, u_q) &= f_n(W_n(u_1, u_2, \dots, u_q)). \end{aligned} \tag{10}$$

$u_1^0, u_2^0, \dots, u_q^0$. Из регламента для НТП определяемы пределы по изменениям для управлений: $u_1^{\min} \leq u_1 \leq u_1^{\max}, u_2^{\min} \leq u_2 \leq u_2^{\max}, \dots; u_q^{\min} \leq u_q \leq u_q^{\max}$.

Шаг 3. Нечеткие значения ограничений и целей формируются функциями принадлежности (ФП) (гауссовыми, сигмоидальными, треугольными и пр.). Иногда параметры для ФП для нечетких значений целей и ограничений оцениваются оператором рекомендованными значениями для конкретных параметров. В этих случаях комбинируются четкие и нечеткие экспертные данные.

Шаг 4. Принципом Беллмана-Заде (11) в нечетком значении решения \tilde{D} пересекаются e нечетких значений целей \tilde{G}_i и h нечетких значений ограничений \tilde{C}_i :

$$\tilde{D} = \tilde{G}_1 \cap \tilde{G}_2 \cap \dots \cap \tilde{G}_e \cap \tilde{C}_1 \cap \tilde{C}_2 \cap \dots \cap \tilde{C}_h. \quad (11)$$

Затем идет поиск по ФП для решения \tilde{D} (12) по минимуму из ФП по ограничениям и целям:

$$\mu_D(u_1, u_2, \dots, u_q) = \min \left(\mu_{G1}(u_1, u_2, \dots, u_q), \mu_{G2}(u_1, u_2, \dots, u_q), \dots, \mu_{Ge}(u_1, u_2, \dots, u_q), \right. \\ \left. \mu_{C1}(u_1, u_2, \dots, u_q), \mu_{C2}(u_1, u_2, \dots, u_q), \dots, \mu_{Ch}(u_1, u_2, \dots, u_q) \right), \quad (12)$$

где $\mu(u_1, u_2, \dots, u_q)$ – значения ФП.

Шаг 5. Из области пересечения нечетких значений целей и нечетких значений ограничений $\mu_D(u_1,$

$u_2, \dots, u_q)$ вычисляются значения $(u_1^{opt}, u_2^{opt}, \dots, u_q^{opt})$, максимизирующие значение ФП для нечеткого решения:

$$\mu_D(u_1^{opt}, u_2^{opt}, \dots, u_q^{opt}) = \max \mu_D(u_1, u_2, \dots, u_q) = \\ = \max \min \left(\mu_{G1}(u_1, u_2, \dots, u_q), \mu_{G2}(u_1, u_2, \dots, u_q), \dots, \mu_{Ge}(u_1, u_2, \dots, u_q), \right. \\ \left. \mu_{C1}(u_1, u_2, \dots, u_q), \mu_{C2}(u_1, u_2, \dots, u_q), \dots, \mu_{Ch}(u_1, u_2, \dots, u_q) \right). \quad (13)$$

При недоступности вычисления оптимальных значений управлений, максимизирующих значение ФП для нечеткого решения в заданном универсуме управлений, при решении задачи по управлению для НТП берется вектор по управлению $(u_1^0, u_2^0, \dots, u_q^0)$ из алгоритма по отысканию начала для оптимизации для НТП.

Конкретизируем предыдущее описание для КР.

Процедурой оптимизации КР при неопределенности является последовательность выполнения двух основных этапов:

1) этап по отысканию значений по управлению U для минимизации величины ЕКО без учета возмущений V ;

2) этап по отысканию значений по оптимальным управлению U^* , минимизирующих величину ЕКО, учитывая возмущения V .

При выполнении второго этапа применяются уп-

равления U в задании нечеткой цели управления КР.

Алгоритм отыскания начала оптимизации КР отыскивает управления U , способствующие достижению минимума ЕКО, не учитывая возмущения V .

Алгоритм оптимизации КР при неопределенности отыскивает управления U^* , способствующие достижению минимума ЕКО учитывая возмущения V .

Применим алгоритм оптимизации КР при неопределенности для вычисления оптимальных управлений [6].

Алгоритмом отыскания начала оптимизации КР вычислен минимум ЕКО $J_0 = 0,97$ и управления: значение расхода сырья $x_0 = 160$ м³/ч и топливного газа $y_0 = 950$ м³/ч. По регламенту КР заданы пределы для управлений: расход сырья $x \in [130; 190]$ м³/ч, расход топливного газа $x \in [750; 1150]$ м³/ч.

Цель \tilde{G} описывается гауссовой ФП:

$$\mu_G(x, y) = \exp(-0,01(x-160)^2 - 0,001(y-950)^2), \{x, y\} \in Z_{XY}. \quad (14)$$

Значения (160; 950) принадлежат минимуму ЕКО.

Ограничение \tilde{C}_1 описывается сигмоидальной ФП:

$$\mu_{C1}(x, y) = \frac{1}{1 + \exp(-0,05(x-150) - 0,005(y-850))}, \{x, y\} \in Z_{XY}. \quad (15)$$

Значения (150; 850) совпадают с управлениями, способными с точки зрения оператора компенсировать возмущение: качество сырья QR .

Ограничение \tilde{C}_2 описывается сигмоидальной ФП:

Ограничение \tilde{C}_2 описывается сигмоидальной ФП:

$$\mu_{C2}(x, y) = \frac{1}{1 + \exp(-0,08(170-x) - 0,008(1050-y))}, \{x, y\} \in Z_{XY}. \quad (16)$$

Значения (170; 1050) совпадают с управлениями, способными с точки зрения оператора компенсировать возмущение: качество топливного газа QFG .

ФП по решению \tilde{D} определяется результатом минимизации ФП для цели \tilde{G} и для ограничений \tilde{C}_1, \tilde{C}_2 :

$$\mu_D(x, y) = \min(\mu_G(x, y), \mu_{C1}(x, y), \mu_{C2}(x, y)) = \\ = \min \left(\exp(-0,01(x-160)^2 - 0,001(y-950)^2), \right. \\ \left. \frac{1}{1 + \exp(-0,05(x-150) - 0,005(y-850))}, \right. \\ \left. \frac{1}{1 + \exp(-0,08(170-x) - 0,008(1050-y))} \right). \quad (17)$$

Связывание нечетких значений по ограничениям, целям и решениям при отыскании оптимального значения по расходу сырья приведено, при отыскании оптимального значения по расходу топливного

газа приведено.

Алгоритмом оптимизации КР в неопределенности найдены значения оптимальных управлений (табл. 1).

Таблица 1

Table 1

Результаты по оптимизации каталитического риформинга при неопределенности

Results on optimization of the catalytic reforming under uncertainty

Вектор оптимальных управлений	Значение, м ³ /ч
Оптимальное значение расхода сырья x_{opt}	162
Оптимальное значение расхода топливного газа y_{opt}	970

Следовательно, при выборе расхода сырья 162 м³/ч и топливного газа 970 м³/ч выполняется цель \tilde{G} при ограничениях \tilde{C}_1 , \tilde{C}_2 .

Структура управления КР представлена на рис. 1.

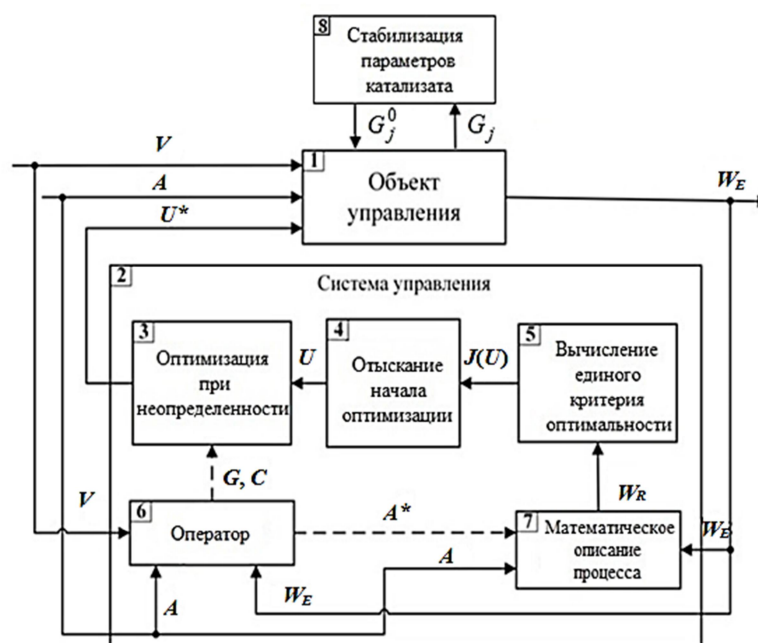


Рис. 1. Структура управления каталитического риформинга

Fig. 1. The management structure of catalytic reforming

Система управления (блок 2) объектом управления (ОУ) (блоком 1 – КР) включает: блок 3 (оптимизацию при неопределенности); блок 4 (отыскание начала оптимизации); блок 5 (вычисление ЕКО); блок 6 (оператор); блок 7 (МО КР); блок 8 (стабилизация параметров СК).

Входами блока 1 являются: входы КР A (измеренные переменные КР); возмущения V (оценки оператором качества сырья и топливного газа); оптимальные управления U^* (оптимальное значение расхода сырья и топливного газа), способствующие достижению минимума ЕКО, учитывая возмущения V . Выходом блока 1 являются экспе-

риментальные величины выходов КР W_E (экспериментальные величины октанового числа выпускаемого бензина и организационных издержек технологического процесса).

Входами блока 2 являются: входы КР A ; возмущения V ; экспериментальные величины выходов КР W_E . Выходом блока 2 являются оптимальные управления U^* .

Входом блока 3 являются управления U (значения расхода сырья и топливного газа), способствующие достижению минимума ЕКО не учитывая возмущения V . Выходом блока 3 являются оптимальные управления U^* .

Входом блока 4 являются величины ЕКО $J(U)$, выходом – управления U .

Входом блока 5 являются расчетные величины выходов КР W_R (расчетные величины октанового числа выпускаемого бензина и организационных издержек технологического процесса). Выходом блока 5 являются величины ЕКО $J(U)$.

Входами блока 6 являются: входы КР A ; возмущения V ; экспериментальные величины выходов КР W_E . Выходами блока 6 являются: цель G ; ограничения C ; качественные входы КР A^* (состояние печи, активность катализатора).

Входами блока 7 являются: входы КР A ; экспериментальные величины выходов КР W_E ; качественные входы КР A^* . Выходом блока 7 являются расчетные величины выходов КР W_R .

Входами блока 8 являются текущие состояния стабилизируемых параметров G_j (температуры стабильного катализата в нижней части КС T_{sc} , давления в КС P_{sc} , расхода орошения в КС Q_{sc} , уровня в КС L_{sc}). Выходами блока 8 являются заданные состояния стабилизируемых параметров G_j^0 (температуры стабильного катализата в нижней части КС T_{sc}^0 , давления в КС P_{sc}^0 , расхода орошения в КС Q_{sc}^0 , уровня в КС L_{sc}^0).

Необходимо выполнить реализацию алгоритмов управления КР разработкой комплекса программных средств (КПС). Поэтому необходима реализация блоков 3, 4 в виде программных средств (ПС).

Алгоритм отыскания начала оптимизации КР реализован как ПС. Исходными данными ПС являются: функция $J(x, y)$; пределы изменения управлений $x \in [x_{\min}; x_{\max}]$, $y \in [y_{\min}; y_{\max}]$, начало отыскания (x^0, y^0) , шаг отыскания Δ , величина уменьшения шага α , точность отыскания экстре-

мума ϵ . На выходе ПС вычисляются величины управлений x, y и соответствующий экстремум функции $J(x, y)$. Выполнено вычисление управлений ПС при исходных данных: $x \in [170; 190]$, $y \in [750; 1150]$, $(x^0, y^0) = (150, 875)$, $\Delta = 0,5$, $\alpha = 4$, $\epsilon = 0,1$. В результате вычисления получены управления: значения расхода сырья $x = 160 \text{ м}^3/\text{ч}$ и топливного газа $y = 950 \text{ м}^3/\text{ч}$, величина ЕКО $J(x, y) = 0,96$.

Алгоритм оптимизации КР при неопределенности реализован как ПС. Исходными данными ПС являются: значения расхода сырья $x_0, \text{ м}^3/\text{ч}$ и топливного газа $y_0, \text{ м}^3/\text{ч}$, границы изменения расхода сырья $x \in [x_{\min}; x_{\max}]$, $\text{ м}^3/\text{ч}$ и топливного газа $y \in [y_{\min}; y_{\max}]$, $\text{ м}^3/\text{ч}$, соответствующие значения при ограничениях C_1, C_2 расхода сырья $x_1, x_2, \text{ м}^3/\text{ч}$ и топливного газа $y_1, y_2, \text{ м}^3/\text{ч}$. На выходе ПС вычисляются оптимальные значения управлений x_{opt}, y_{opt} и значение максимума по ФП для решения $\mu_D(x, y)$. Выполнено вычисление управлений ПС при исходных данных: $x_0 = 160 \text{ м}^3/\text{ч}$, $y_0 = 950 \text{ м}^3/\text{ч}$, $x \in [130; 190]$, $y \in [y_{\min}; y_{\max}]$, $x_1 = 150$, $x_2 = 170$. В результате вычисления получены оптимальные управления: оптимальные значения расхода сырья $x_{opt} = 162 \text{ м}^3/\text{ч}$ и топливного газа $y_{opt} = 970 \text{ м}^3/\text{ч}$, максимальное значение ФП решения $\mu_D(x, y) = 0,644$.

Разработанный КПС системы управления КР включает ПС, реализующие алгоритмы управления КР.

Опишем КПС системы управления КР.

На рис. 2 приведена структурная схема взаимодействия автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) установки КР и КПС.

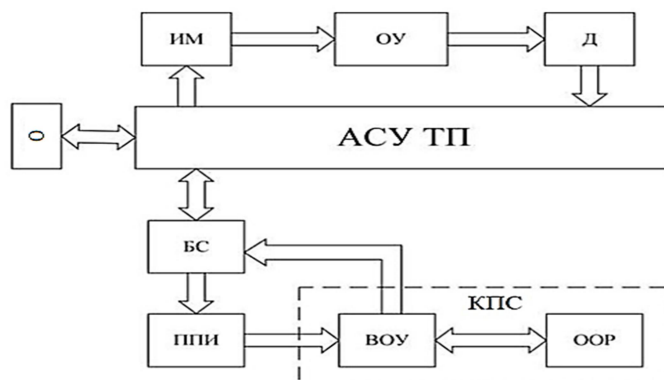


Рис. 2. Схема взаимодействия автоматизированной системы управления технологическим процессом и комплекса программных средств

Fig. 2. The scheme of interaction between an automated control system for a technological process and a set of software tools

На рис. 2 приняты обозначения: ИМ – исполнительные механизмы; ОУ – объект управления; Д – датчики; БС – блок по сопряжению; ППИ – блок по приему и преобразованию информации; ВОУ – блок по вычислению оптимальных значений управлений; ООР – блок по оценке оптимальности значений режима; КПС – разработанный комплекс из программных средств; О – оператор.

БС устанавливает связь между КПС и АСУ ТП стандартными механизмами Windows. ППИ задает исходные данные для вычисления оптимальных

управлений, осуществляемого в ВОУ. В ООР происходит вычисление ЕКО при различных исходных данных. Пунктиром выделен разработанный КПС, реализующий алгоритмы управления КР.

Величины оптимальных управлений поступают от ВОУ на ИМ после преобразования в АСУ ТП и БС. Величины измеряемых переменных КР приходят от Д в АСУ ТП. Важным звеном этой структуры является О, задающее нечеткие ограничения и цели.

Сравнение АСУ ТП по величинам ЕКО при использовании и отсутствии КПС приведено в табл. 2.

Таблица 2

Table 2

Сравнение автоматизированной системы управления технологическим процессом по величинам ЕКО

Comparison of an automated control system for a technological process by ECO values

АСУ ТП	Наименьшая величина	Наибольшая величина	Средняя величина
При отсутствии КПС	0,9806	0,9914	0,9866
При использовании КПС	0,9598	0,9714	0,9651
Уменьшение	0,0208	0,0200	0,0215
Уменьшение, %	2,1	2	2,2

Применение КПС в АСУ ТП эксплуатируемой установки для КР уменьшает величину ЕКО: наименьшую на 0,0208 (2,1 %), наибольшую на 0,02 (2 %), среднюю на 0,0215 (2,2 %).

Таким образом, выполнение разработки по системе управления для КР обеспечивает более эффективный вариант по управлению для КР с наиболее важными положительными эффектами: уменьшением по среднегодовой величине организационных издержек для технологического процесса на значение 86,74 млн руб. с отсутствующим увеличением по величине октанового числа по выпускаемому бензину, увеличением по средней величине октанового числа по выпускаемому бензину на значение 1,1 с отсутствующим уменьшением по величине организационных издержек для технологического процесса.

Заключение

В результате выполнения работы научно решена проблема управления непрерывными технологическими процессами в нефтепереработке на примере КР при неопределенности с получением новых научных результатов:

1. Описана постановка в задаче по управлению для непрерывных технологических процессов в нефтепереработке в неопределенности. Расписаны этапы по решению задачи по управлению для непрерывных технологических процессов в нефтепереработке. Сформулирована задача управления КР, позволяющая осуществлять выбор оптимальных управлений с учетом экспертных данных об объекте управления.

2. Предложено учитывать четких и нечетких

экспертных данных для оптимизации показателей эффективности по управлению для непрерывных технологических процессов в нефтепереработке при наличии неконтролируемых возмущений (при неопределенности). Выполнено математическое описание КР, позволяющее вычислять величины единого критерия оптимальности для различных исходных данных, вычислены эти значения, соответствующие нормальному режиму КР на эксплуатируемой установке для КР на протяжении месяца.

3. Предложен вариант по управлению для КР при неопределенности. Выполнена разработка алгоритмов: отыскания начала оптимизации КР и вычислены управления: значение расхода сырья $x_0 = 160 \text{ м}^3/\text{ч}$ и топливного газа $y_0 = 950 \text{ м}^3/\text{ч}$, оптимизации КР при неопределенности, позволяющего вычислять оптимальные управления по принципу Беллмана-Заде для различных исходных данных. Вычислены оптимальные управления: оптимальное значение расхода сырья $x_{opt} = 162 \text{ м}^3/\text{ч}$ и топливного газа $y_{opt} = 970 \text{ м}^3/\text{ч}$.

4. Разработаны структура и комплекс из программных средств для системы по управлению для КР. При использовании данной системы достигается уменьшение по среднегодовой величине организационных издержек для технологического процесса на значение 86,74 млн руб. с отсутствующим увеличением по величине октанового числа по выпускаемому бензину, а также увеличение по средней величине октанового числа по выпускаемому бензину на значение 1,1 с отсутствующим уменьшением по величине организационных издержек для технологического процесса.

Список источников

1. Джамбеков А. М. Использование информационных технологий для обеспечения автоматизированного управления процессом каталитического риформинга в условиях неопределенности // Прикаспий. журн.: управление и высокие технологии. 2017. № 2 (38). С. 36–46.

2. Джамбеков А. М., Щербатов И. А., Антонов О. В., Проталинский О. М. Расчет эффективности процесса каталитического риформинга с использованием гибридной модели // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2017. № 2. С. 26–33.

3. Джамбеков А. М., Федорова О. В. Оптимальное управление процессом каталитического риформинга бензиновых фракций // Вестн. Астрахан. гос. техн. ун-та. Сер.: Управление, вычислительная техника и информатика. 2018. № 2. С. 34–42.

4. Джамбеков А. М., Кокуев А. Г. Алгоритмы оптимального управления процессом каталитического риформинга бензиновых фракций // Системы. Методы. Технологии. 2018. № 2 (38). С. 54–62.

5. Матвейкин В. Г., Дмитриевский Б. С., Кокуев А. Г., Джамбеков А. М. Задача управления процессом каталитического риформинга и метод ее решения // Изв. Томск. политехн. ун-та. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 6. С. 59–67.

6. Джамбеков А. М. Управление непрерывными технологическими процессами в условиях неопределенности // Автоматизация и моделирование в проектировании и управлении. 2022. № 3 (17). С. 84–93.

References

1. Dzhambekov A. M. Ispol'zovanie informatsionnykh tekhnologii dlia obespecheniia avtomatizirovannogo upravleniia protsessom kataliticheskogo riforminga v usloviakh neopredelennosti [The use of information technologies to provide automated control of the catalytic reforming process in conditions of uncertainty]. *Prikaspiiskii zhurnal: upravlenie i vy-sokie tekhnologii*, 2017, no. 2 (38), pp. 36-46.

2. Dzhambekov A. M., Shcherbatov I. A., Antonov O. V., Protalinskii O. M. Raschet effektivnosti protsessa kataliticheskogo riforminga s ispol'zovaniem gibridnoi modeli [Calculation of the efficiency of the catalytic reforming process using a hybrid model]. *Avtomatizatsiia, telemekhanizatsiia i sviaz' v nef'tianoj promyshlennosti*, 2017, no. 2, pp. 26-33.

3. Dzhambekov A. M., Fedorova O. V. Optimal'noe upravlenie protsessom kataliticheskogo riforminga benzino-vykh fraktsii [Optimal control of the process of catalytic reforming of gasoline fractions]. *Vestnik Astrakhanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriia: Upravlenie, vychislitel'naya tekhnika i informatika*, 2018, no. 2, pp. 34-42.

tel'naia tekhnika i informatika, 2018, no 2, pp. 34-42.

4. Dzhambekov A. M., Kokuev A. G. Algoritmy optimal'nogo upravleniia protsessom kataliticheskogo riforminga benzinovykh fraktsii [Algorithms for optimal control of the process of catalytic reforming of gasoline fractions]. *Sistemy. Metody. Tekhnologii*, 2018, no. 2 (38), pp. 54-62.

5. Matveikin V. G., Dmitrievskii B. S., Kokuev A. G., Dzhambekov A. M. Zadacha upravleniia protsessom kataliticheskogo riforminga i metod ee resheniia [The task of controlling the process of catalytic reforming and the method of its solution]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2019, vol. 330, no. 6, pp. 59-67.

6. Dzhambekov A. M. Upravlenie nepreryvnymi tekhnologicheskimi protsessami v usloviakh neopredelennosti [Management of continuous technological processes under conditions of uncertainty]. *Avtomatizatsiia i modelirovanie v proektirovanii i upravlenii*, 2022, no. 3 (17), pp. 84-93.

Статья поступила в редакцию 01.02.2024; одобрена после рецензирования 08.02.2024; принята к публикации 19.02.2024

The article was submitted 01.02.2024; approved after reviewing 08.02.2024; accepted for publication 19.02.2024

Информация об авторе / Information about the author

Азамат Матифулаевич Джамбеков – кандидат технических наук; преподаватель механического отделения; Волго-Каспийский морской рыбопромышленный колледж ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»; магистрант факультета физики, математики и инженерных технологий; Астраханский государственный университет имени В. Н. Татищева; azamat-121@mail.ru

Azamat M. Dzhambekov – Candidate of Technical Sciences; Teacher of the Mechanical compartment; Volga-Caspian Marine Fisheries College Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Astrakhan State Technical University"; Master's Course Student of the Faculty of Physics, Mathematics and Engineering Technologies; Astrakhan Tatishchev State University; azamat-121@mail.ru



Научная статья
УДК 620.187
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-44-53>
EDN BNPDYI

Экспериментальные исследования свойств сверхтонких пленок ниобата лития методами зондовой и электронной микроскопии

Алла Викторовна Ревина¹✉, Диана Дмитриевна Гафурова², Виктория Михайловна Тутаринова³

^{1,3}Астраханский государственный технический университет,
Астрахань, Россия, alla.revina2104@yandex.ru✉

²Южный федеральный университет,
Ростов-на-Дону, Россия

Аннотация. Посвящена исследованию физико-химических свойств пленок ниобата лития, изготовленных в различных температурных условиях. Ниобат лития уже используется в оптике, а также обладает огромным потенциалом применения в различных областях науки и техники ввиду возможности возникновения в нем пьезоэлектрического эффекта, нелинейных оптических эффектов, фотоупругости, эффекта Поккельса (более известного как линейный электрооптический эффект). В перспективе ниобат лития может найти применение и в нефтяной промышленности в качестве катализатора для процессов гидрогенирования и дегидрирования, гидрокрекинга, гидроочистки и гидрообработки нефти и нефтепродуктов за счет высокой поверхностной активности, кислотности и термической стабильности, способности образовывать стабильные дисперсии в жидких средах. Исследования проводились с использованием методик сканирующей электронной микроскопии для изучения морфологии поверхности образцов, использования методики зонда Кельвина для измерения потенциала поверхности материала, а также силовой микроскопии пьезоотклика для регистрации пьезоэлектрического эффекта доменных структур. В результате исследований были получены сканы морфологии поверхности образцов, измерен электрический потенциал поверхности, а также зарегистрировано смещение образцов под действием внешнего электрического поля с высоким разрешением, могут быть использованы для создания новых материалов и устройств с высокой производительностью и долговечностью, а также для дальнейшего развития нанотехнологий и наноэлектроники. Планируется проведение дополнительных исследований для изучения других свойств пленок ниобата лития.

Ключевые слова: ниобат лития, морфология, пьезоотклик, силовая зондовая микроскопия, силовая электронная микроскопия, сканирование

Для цитирования: Ревина А. В., Гафурова Д. Д., Тутаринова В. М. Экспериментальные исследования свойств сверхтонких пленок ниобата лития методами зондовой и электронной микроскопии // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2024. № 1. С. 44–53. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-44-53>. EDN BNPDYI.

Original article

Experimental studies of the properties of ultrathin lithium niobate films using probe and electron microscopy

Alla V. Revina¹✉, Diana D. Gafurova², Victoria M. Tutarinova³

^{1,3}Astrakhan State Technical University,
Astrakhan, Russia, alla.revina2104@yandex.ru✉

²Southern Federal University,
Rostov-on-Don, Russia

Abstract. The article is dedicated to the study of the physical and chemical properties of lithium niobate films made under different temperature conditions. Lithium niobate has already found its application in optics and has enormous potential in various technologies due to the emergence of effects such as piezoelectric effect, nonlinear optical effects, photoelasticity effect, and the Pockels effect (linear electro-optical effect). Lithium niobate can also be used in the oil industry as a catalyst for hydrogenation and dehydrogenation processes, hydrocracking, hydrodesulfurization, and hydroprocessing of oil and petroleum products due to its high surface activity, acidity, and thermal stability, as well as its ability to form stable dispersions in liquid media. The studies were carried out using scanning electron microscopy techniques, scanning

electron microscopy techniques, scanning electron microscopy to study the surface morphology of samples, Kelvin probe microscopy to measure the surface potential of the material, and piezoresponse force microscopy to register the piezoelectric effect of domain structures. As a result of the studies, scans of the surface morphology of samples were obtained, the electrical potential of the surface was measured, and the displacement of samples under the influence of an external electric field with high resolution was also registered. The results of the study can be used to create new materials and devices with high performance and durability, as well as for further development of nanotechnology and nanoelectronics. Further research is planned to investigate other properties of lithium niobate films.

Keywords: lithium niobate, morphology, piezoelectric response, force probe microscopy, force electron microscopy, scanning

For citation: Revina A. V., Gafurova D. D., Tutarinova V. M. Experimental studies of the properties of ultrathin lithium niobate films using probe and electron microscopy. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2024;1:44-53. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-44-53>. EDN BNPDI.

Введение

Ниобат лития является новым видом малоизученных материалов с большим количеством возможных сфер применения. Например, ниобат лития уже используется в различных приборах и устройствах оптики, таких как модуляторы света, фотонные кристаллы, оптические резонаторы и др. Это связано с тем, что он обладает большим спектром различных физических свойств. Например, ниобат лития является пьезоэлектрическим материалом, что позволяет естественным образом деформировать его под воздействием электрического тока. Кроме того, ему присущ нелинейный оптический эффект, который проявляется при взаимодействии света с кристаллом, в результате чего происходит изменение поляризации материала, которое зависит от интенсивности света. Это явление известно, как эффект второй гармоники. В результате этого происходит удвоение частоты света, что может быть использовано для создания лазеров с высокой мощностью и точностью, а также для генерации света

в ультрафиолетовой области спектра. Помимо развития в направлении оптики ниобат лития может найти применение и в нефтепромышленной сфере в качестве катализатора для процессов гидрогенирования и дегидрирования, гидрокрекинга, гидроочистки и гидрообработки нефти и нефтепродуктов за счет высокой поверхностной активности, кислотности и термической стабильности, способности образовывать стабильные дисперсии в жидких средах.

Целью исследования является анализ различных физических свойств пленок ниобата лития с целью изучения результатов исследования для выявления возможных сфер применения.

Методы и результаты исследования

Для проведения исследований было выбрано 2 образца пленки ниобата лития, полученных методом физического осаждения из паровой фазы (PVD) при различных температурах: 100 °C (образец № 1) и 600 °C (образец № 2) (табл. 1) [1].

Таблица 1

Table 1

Параметры осаждения образцов ниобата лития

Deposition parameters of lithium niobate samples

Параметр	Образец № 1, 100 °C	Образец № 2, 600 °C
Количество лазерных импульсов	50 000	
Давление кислорода, Торр	$1 \cdot 10^{-2}$	
Расстояние мишень-подложка, мм	75	
Температура подложки, °C	100	600
Энергия лазерного излучения, мДж	150	

Перед проведением исследований образцы необходимо очистить от загрязнений, полученных при транспортировке, для этого была использована ультразвуковая ванна. Чистка проходила поэтапно: первым этапом был использован изопропиловый спирт для удаления биологических загрязнений (жировых и потовых выделений кожного покрова человека), вторым этапом применялась дистиллированная вода для удаления более крупных загрязнений и остатков спирта.

Исследование поверхности методом силовой электронной микроскопии

Первым этапом исследования являлось получение

топологического изображения поверхности. Морфология поверхности необходима для изучения ее с точки зрения правильности ее осаждения, а также для того, чтобы убедиться в равномерности распределения материала пленки, его однородности и обнаружения дефектов, если они присутствуют. Также морфология позволяет выбрать более удобную зону для дальнейших исследований, а также убедиться в чистоте материала, отсутствии загрязнений и иных объектов, которые могут пагубно повлиять на итоговые результаты исследования (рис. 1).

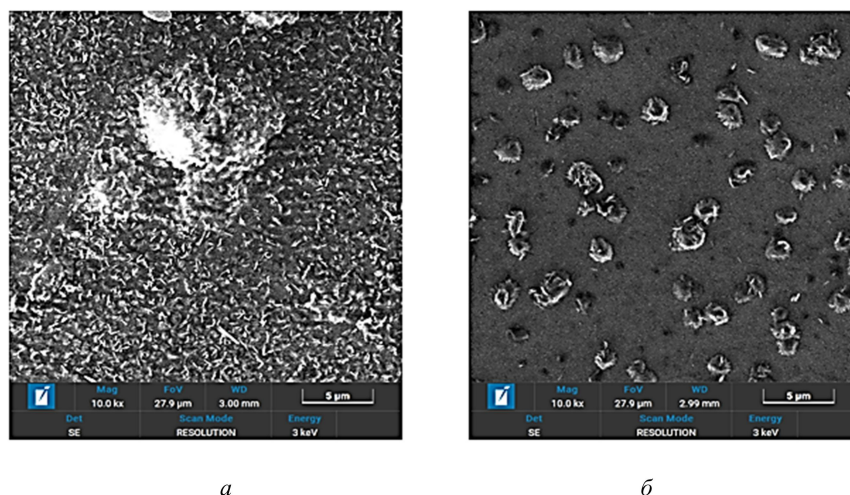


Рис. 1. Морфология поверхности образцов: *a* – образец № 1; *б* – образец № 2

Fig. 1. Surface morphology of samples: *a* – sample N. 1; *б* – sample N. 2

На рис. 1 видно, что разная температура сильно сказывается на итоговом формообразовании пленки: образец № 1 имеет маловыраженные крупные неровности, образец № 2 имеет более рельефно выраженные образования. При этом видно, что материал сформирован правильно, не имеет внешних загрязнений и сильных дефектов, также можно наблюдать большое количество «засвеченных» зон на снимке, что говорит о том, что на поверхности образца образуются электронные туманности, которые улавливаются детектором микроскопа. Такое явление чаще всего происходит на образцах, которые имеют диэлектрические свойства.

После изучения полученных снимков поверхности образца был проведен энергодисперсионный анализ для изучения элементного состава образца, проверка наличия или отсутствия посторонних

химических элементов в составе материала. Также энергодисперсионный анализ позволил различить, где больше накоплено того или иного химического элемента на пленке для дальнейшего изучения. Полученные снимки производились с помощью дополнительного модуля – рентгенофлуоресцентного анализатора на электронном микроскопе. Данный модуль регистрирует рентгеновские излучения возбужденных атомов вследствие воздействия на них электронным пучком с пушки микроскопа. Он сопоставляет данные с уже существующим стандартном *ka*- и *kb*-излучений химических элементов при таком воздействии и составляет карту распределения зарегистрированных датчиком импульсов: чем выше интенсивность излучения в определенной зоне, тем ярче оно изображено на карте распределения (рис. 2).

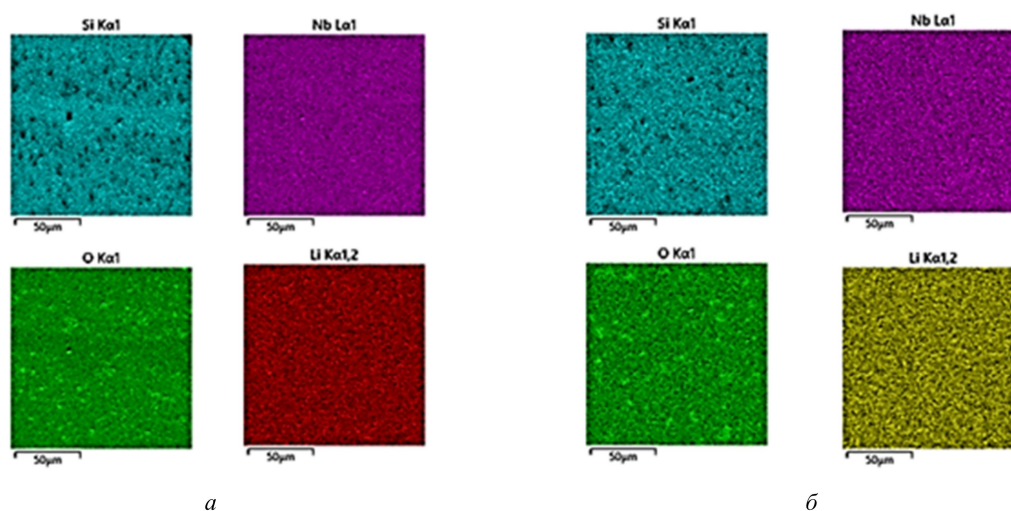


Рис. 2. Энергодисперсионный анализ образцов: *a* – образец № 1; *б* – образец № 2

Fig. 2. Energy dispersive analysis of samples: *a* – sample N. 1; *б* – sample N. 2

Далее с помощью наложения полученных данных друг на друга была получена карта распре-

ления всех химических элементов на данном участке образца (рис. 3).

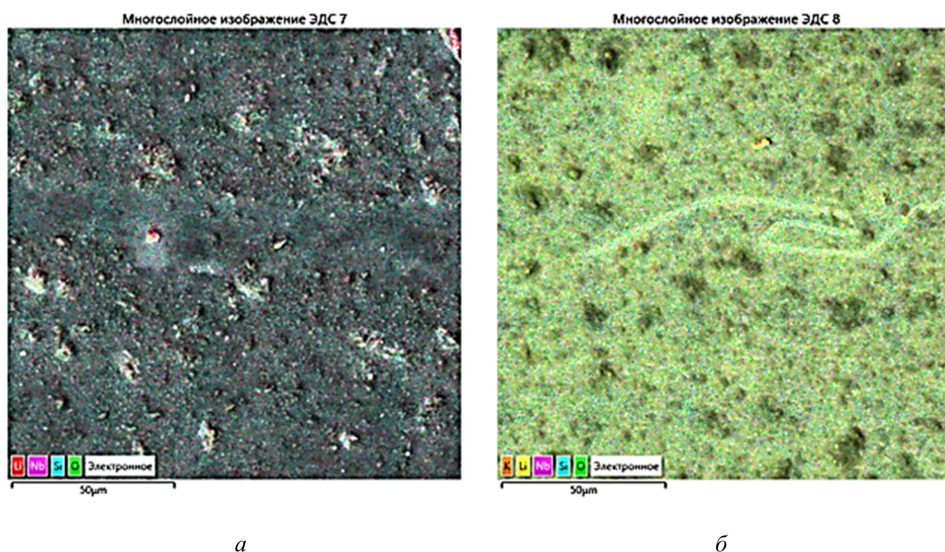


Рис. 3. Многослойное изображение энергодисперсионного состава: а – образец № 1; б – образец № 2

Fig. 3. Multilayer image of energydispersive composition: а – sample N. 1; б – sample N. 2

Исследования образцом на сканирующем зондовом микроскопе

После полученных данных на сканирующем электронном микроскопе было принято решение перейти к определению поверхностного электрического потенциала образцов методом зонда Кельвина, а также к измерению пьезоэлектрических свойств методом силовой микроскопии пьезоотклика. Метод зонда Кельвина основывается на двухпроходной методике: в первом проходе определяется рельеф поверхности образца с использованием прерывисто-контактного метода (колебания зонда-кантилевера возбуждаются механически) [2], а на втором проходе этот рельеф отслеживается при прохождении образцом на некоторой высоте для измерения разницы потенциалов между зондом и образцом. Силовая микроскопия пьезоотклика позволяет зарегистрировать смещения образцов под действием внешнего электрического поля с высоким разрешением [3].

Первым этапом исследования является подготовка микроскопа к работе с данными образцами. В него устанавливается специальный зонд-кантилевер – микроскопическая игла с диаметром на острие от 1 до 5 атомов, которая выращена на стержне с отражающей поверхностью на лицевой стороне. Такая поверхность необходима для отражения специального лазерного пучка, с помощью которого сканирующий зондовый микроскоп собирает информацию об изменении упругой деформации кантилевера при взаимодействии с поверхностью, а также для настройки раскачки зонда при

сканировании в полуконтактной методике. Каждая модель зонда имеет свой набор характеристик: длина кантилевера, для какой методики он был создан, жесткость зонда, частота колебаний при работе в различных методиках, а также его свойства проводимости и жесткость. Для проведения исследования методикой Кельвина необходим зонд с коротким кантилевером (не более 235 нм) для полуконтактных методик – с поверхностным проводящим слоем (золото или платина). После выбора зонда необходимо установить его на специальную сканирующую головку в камере микроскопа, после чего приступить к фокусировке лазера детектора на кантилевере, раскачать зонд до резонансной частоты и выровнять фазу колебаний, а также задать амплитуду колебаний зонда (в нашем случае Amp-50). После настройки зонда кантилевера его необходимо подвести к поверхности так, чтобы при раскачке в нижней точке он касался поверхности образца. Силу прижима зонда к поверхности можно регулировать с помощью обратной связи.

После предварительной настройки сканирующего зондового микроскопа, в первую очередь, необходимо получить морфологический скан поверхности образца. Это нужно для выбора зоны дальнейшего исследования другими методиками и предварительной очистки поверхности от внутреннего напряжения и мелких загрязнений. Сканирование проходило в полуконтактной методике, параметры сканирования настраивались с помощью встроенного искусственного интеллекта ScanTronic (рис. 4).

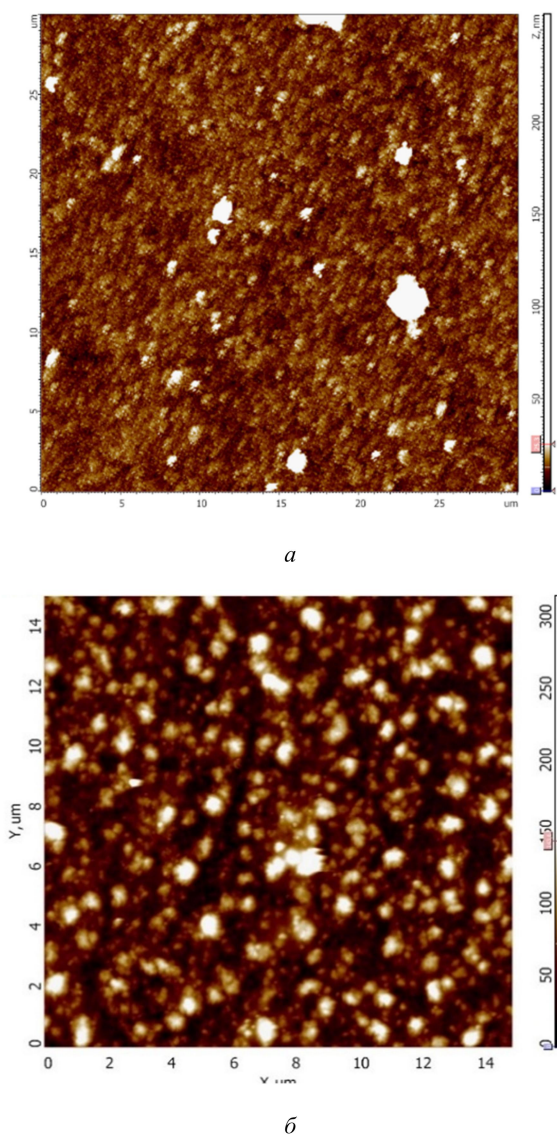


Рис. 4. Морфология поверхности:
а – образец № 1; б – образец № 2

Fig. 4. Surface morphology:
а – sample N. 1; б – sample N. 2

На рис. 4 более наглядно видна разница между образцами, при использовании одинаковых параметров топология поверхности имеет большое количество различий: образец № 1 имеет более равномерную структуру, образец № 2 демонстрирует большое количество различных образований.

После получения морфологии поверхности образцов прерывисто-контактной методикой провели сканирование методом зонда Кельвина. Зонд был подобран изначально для данной методики, поэтому он в замене не требуется, однако стоит отметить, что при подаче на зонд любого электрического заряда его износ намного выше. Сканирование проходило в два этапа, для этого было подано

напряжение -5 В, потом $+5$ В (рис. 5, 6), значение пропорционально для того, чтобы увидеть четкую границу изменений потенциала.

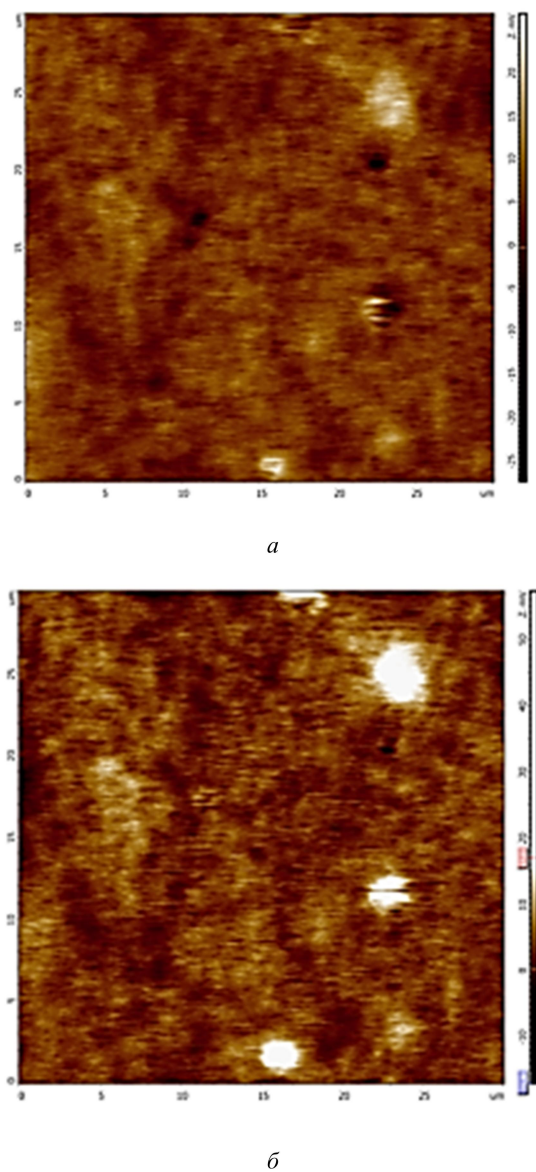


Рис. 5. Изображение методом зонда Кельвина, образец № 1, напряжение: а – -5 В; б – $+5$ В

Fig. 5. Kelvin probe image, sample N. 1, voltage: а – -5 В; б – $+5$ В

Из рис. 5, 6 видно, что пороговое значение показателя проходящего напряжения очень мало, не достигает 200 мВ при исходном напряжении 5 В. Это демонстрирует то, что данные образцы ниобата лития являются диэлектриками. При этом на изображении образца № 1 при напряжении 5 В заметно, что крупные доменные структуры имеют больший потенциал относительно остальной поверхности [4].

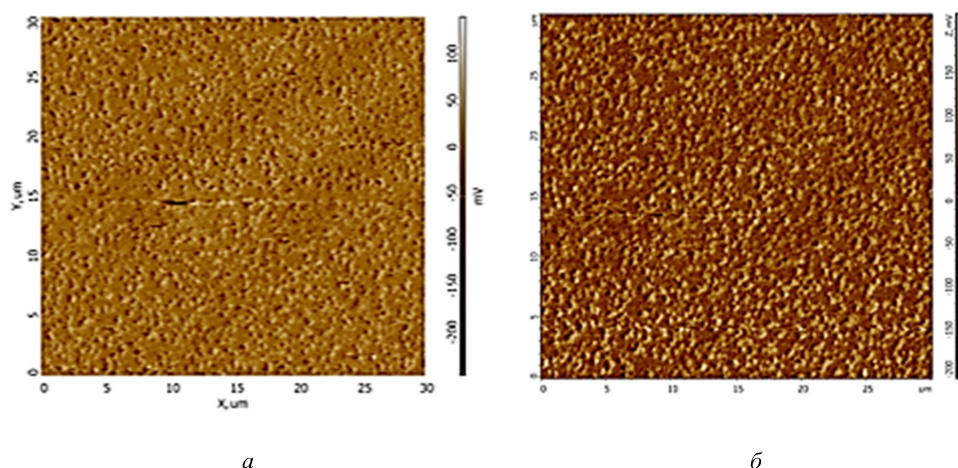


Рис. 6. Изображение методом зонда Кельвина, образец № 2, напряжение: *a* – –5 В; *б* – +5 В

Fig. 6. Kelvin probe image, sample N. 2, voltage: *a* – –5 В; *б* – +5 В

Это может быть обусловлено тем, что более крупные объекты подвергаются большей внешней нагрузке при сканировании, т. к. зонд во время работы не перемещается по высоте, амплитуда также остается неизменной. При такой нагрузке есть вероятность упругой деформации домена, что приведет к образованию заряда на поверхности домена и увеличению его электрического потенциала, что уже является косвенным доказательством пьезоотклика у материала. Для наглядной фиксации данного явления перешли к регистрации обратного пьезоотклика с помощью воздействия электрического поля методом силовой микроскопии пьезоотклика.

Измерение обратного пьезоотклика требует зонд с проводящей поверхностью и длинным кантилевером для работы в контактных методиках [2, 3], при этом зонд требуется достаточно мягкий для избежания внешних механических деформаций путем давления на поверхность, жесткостью не более 0,05 Н/м. Для измерения пьезоотклика область сканирования в этом случае не будет превышать более 5×5 мкм, т. к. постоянное воздействие электрическим током на зонд в контактной методике быстро его изнашивает, из-за чего трудно проводить несколько измерений с одной и той же группой доменов для сравнения.

Перед измерением пьезоотклика также необходимо получить морфологию изучаемой поверхности материала *P*, чтобы найти более удачную область для измерения с отчетливой группой предполагаемых доменов различного размера.

Подтверждением наличия пьезоотклика у материала является деформация различных объектов на рис. 7.

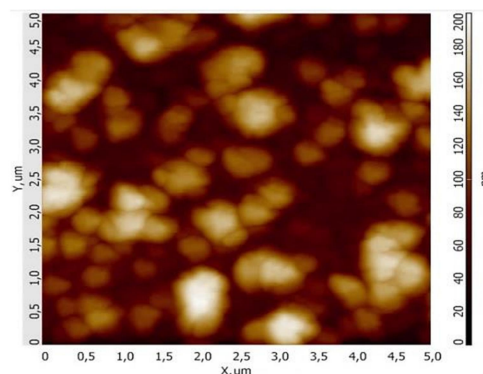


Рис. 7. Морфология поверхности образца для сканирования пьезоотклика (5×5 мкм)

Fig. 7. Sample surface morphology for scanning piezoelectric response (5×5 microns)

При таком исследовании зонд работает по двухпроходной методике: зонд под напряжением в первом проходе перемещается в вертикальном направлении для регистрации деформации объектов по оси *Y*, после чего совершает второй проход в латеральном направлении для регистрации деформации по оси *X*. На основании полученных результатов появится возможность сравнить объекты с исходным изображением зоны исследования. При этом во время проведения сканирования в помещении и внутри камеры сканирующего зондового микроскопа температура должна быть постоянной, чтобы предотвратить регистрацию ложных данных из-за влияния температурного расширения или сужения площади образца из-за разницы температур перед, во время и после сканирования (локально для атомно-силовой микроскопии – термодрейфа). Для сканирования на зонд было подано напряжение 5 В при температуре 20 °С (рис. 8).

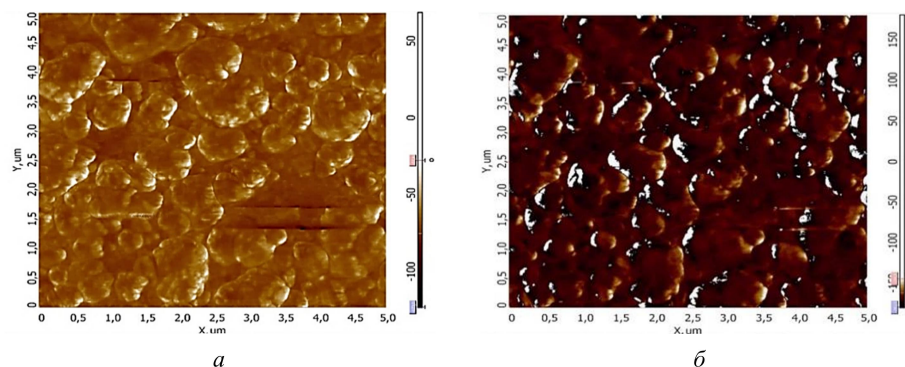


Рис. 8. Измерение деформации поверхности: *a* – по оси *X*; *б* – по оси *Y*

Fig. 8. Surface deformation measurement: *a* – the *X* axis; *б* – the *Y* axis

На рис. 8 видно большое количество отклонений от исходного размера в отрицательную сторону, т. е. сжатия некоторых объектов от подачи на него электрического заряда. Это подтверждает наличие у поверхности обратного пьезоэффекта, когда объект под действием электрического заряда образует внутреннее механическое напряжение.

Следующим этапом исследования была проверка влияния температурного расширения материала на его свойства, подтвержденные ранее. Для этого замерили электрический потенциал поверхности методом зонда Кельвина при различных температурах: 20 (было проведено ранее), 50 и 75 °С, а также измерили обратный пьезоэффект с аналогичными температурами.

Для проведения данных исследований использовался термостол с функцией постоянного поддер-

жания заданной температуры. Данный модуль равномерно прогревает весь образец с подложки, при этом через короткий промежуток времени (1–3 с) снимает значения температуры с верхней части образца (поверхности) для максимально точного поддержания заданной температуры.

Зонд использовался с такими же характеристиками, как и в предыдущем исследовании методикой зонда Кельвина, параметры остались неизменными, однако область сканирования была выбрана другая, с большим объектом для более наглядного эффекта температурного расширения материала, расположения зонда и места сканирования оставались неизменными. На рис. 9 представлены сканы поверхностного материала при описанных ранее параметрах температуры, напряжение электрического заряда зонда составляет 10 В.

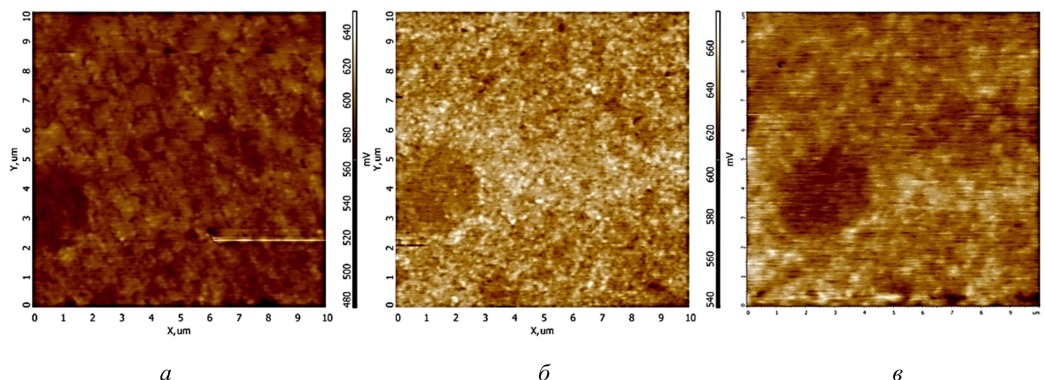


Рис. 9. Поверхностный потенциал образца при различных параметрах температуры: *a* – 20 °С; *б* – 50 °С; *в* – 75 °С

Fig. 9. Surface potential of the sample for different temperature parameters: *a* – 20°C; *б* – 50°C; *в* – 75°C

На рис. 9 видно, как при повышении температуры происходит термодрейф по оси *X*, что связано с особенностями конфигурации оборудования. При этом, исходя из значений, видно, что до 50 °С поверхностный потенциал увеличивается по верхнему значению, хоть и незначительно. Однако при дальнейшем нагреве потенциал падает в полтора раза при одинаковом напряжении, из чего следует, что оптимальная температура работы с ниобатом лития не превышает 50 °С, при более высоких тем-

пературах свойства вырабатывать и накапливать заряд ухудшаются. Чтобы это подтвердить, провели аналогичное исследование обратного пьезоэффекта при такой же конфигурации температур. Полученные изображения представлены на рис. 10, также к ним прикреплены морфологические карты образцов, т. к. зонд под температурным и электрическим воздействием очень быстро изнашивался, проводить исследования в одной и той же области не удавалось.

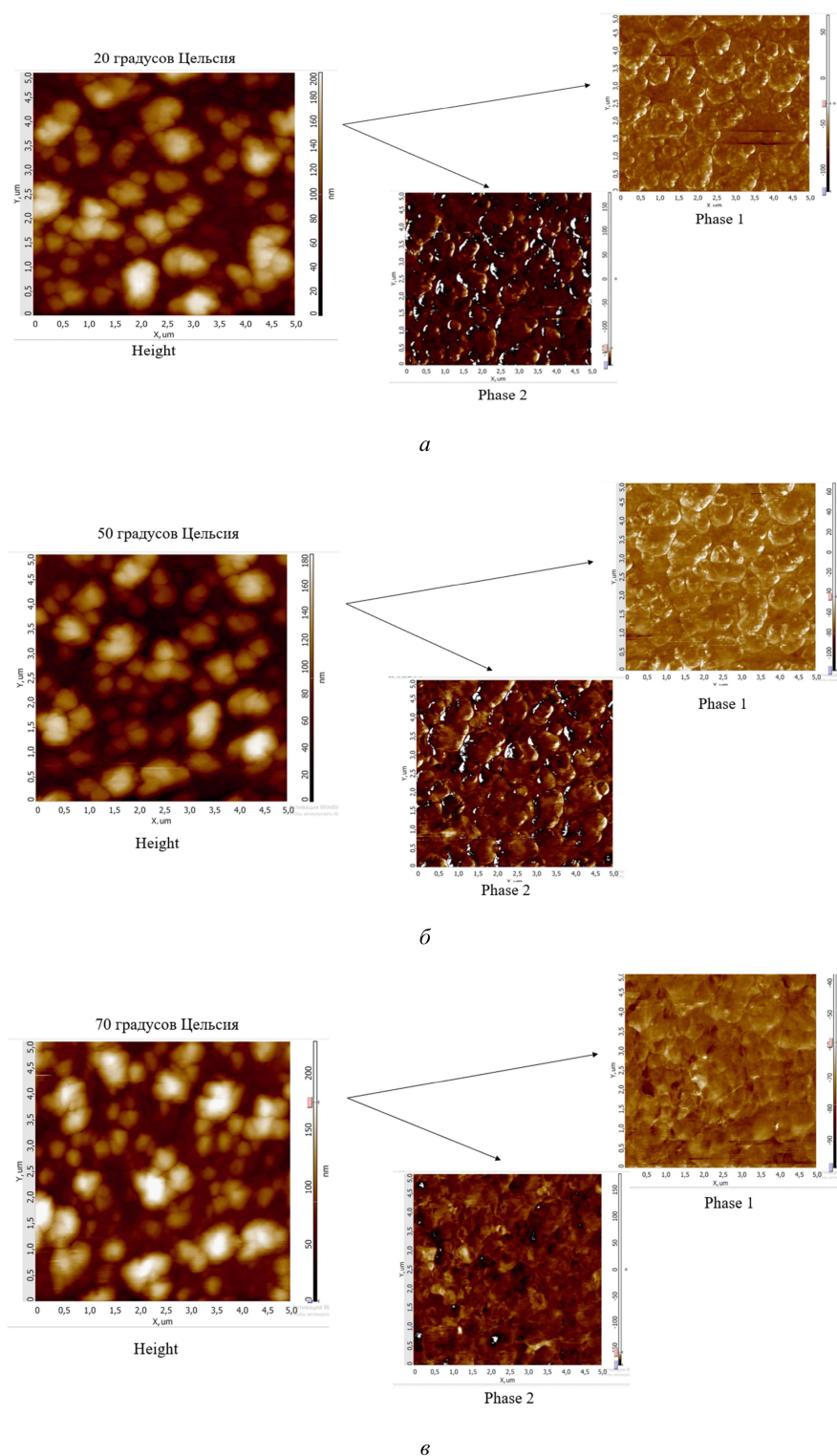


Рис. 10. Исследование обратного пьезоэффекта:

a – при 20 °C; *б* – при 50 °C; *в* – при 75 °C;

Height – морфология поверхности; Phase 1 – латеральные деформации; Phase 2 – векторные деформации

Fig. 10. Investigation of the reverse piezoelectric effect:

a – at 20°C; *б* – at 50°C; *в* – at 75°C;

Height – surface morphology; Phase 1 – lateral deformities; Phase 2 – vector deformations

На рис. 10 прослеживается схожая закономерность с измерением методом зонда Кельвина – также до 50 °С отчетливо замечен обратный пьезоэффект с характерным сжатием и затемнением на снимке, но при 75 °С эффект заметно ослабевает [5].

Заключение

Проведя серию исследований [6] с помощью различных методик [2, 3], изучили свойства ниобата

лития, подтвердили его диэлектрические свойства и смогли обнаружить обратный пьезоэффект при различных параметрах температур поверхности.

В будущем планируется проводить исследования с помощью магнитно-силовой микроскопии, исследовать физические свойства ниобата лития, такие как жесткость, адгезия, модуль Юнга и т. д., а также проводить исследования на монокристаллических образцах ниобата лития.

Список источников

1. Галуцкий В. В., Строганова Е. В., Кузора В. Ф. и др. Модель оптических логических элементов на основе PPLN-преобразователя из градиентного ниобата лития // Наука и мир. 2014. Т. 4-1 (8). С. 18–22.

2. Ревина А. В. Использование контактного и прерывисто-контактного методов сканирующей зондовой микроскопии при исследовании нанорельефа // Материалы 61-й Международ. науч. конф. науч.-педагог. работников Астрахан. гос. техн. ун-та. Астрахань: Изд-во АГТУ, 2017. URL: <https://astu.org/Content/Page/5833> (дата обращения: 29.01.2024).

3. Ревина А. В., Ревин С. А. Использование сканирующего зондового микроскопа с целью изучения и модификации поверхностей наноразмеров // Материалы Международ. науч. конф. науч.-педагог. работников Астрахан. гос. техн. ун-та, посвящ. 85-летию со дня основания вуза. Астрахань: Изд-во АГТУ, 2015. URL: <https://astu.org/>

Content/Page/5833 (дата обращения: 29.01.2024).

4. Гусева Л. М. Исследование некоторых оптических характеристик сегнетоэлектрика ниобата лития // Изв. АН СССР. Отд-ние физ. наук. 1967. Т. 31, № 7. С. 1161–1163.

5. Chen Y., Xu J., Zhang W., Shu Y., Lou C., Kong Y., Huang Z., Zhang G. Determination of the Li/Nb ratio in LiNbO₃ crystals prepared by vapor transport equilibration method // Optical Materials. 2003. V. 23, N. 1-2. P. 295–298.

6. Ревина А. В., Ревина Н. С., Лямина Н. Ф. Исследование морфологических параметров неорганических веществ контактным методом сканирующей зондовой микроскопии // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: материалы VIII Международ. науч.-практ. конф. Астрахань: Изд-во АГТУ, 2017. С. 224–228.

References

1. Galutskii V. V., Stroganova E. V., Kuzora V. F. i dr. Model' opticheskikh logicheskikh elementov na osnove PPLN-preobrazovatel'ia iz gradientnogo niobata litiia [A model of optical logic elements based on a PLN converter made of gradient lithium niobate]. *Nauka i mir*, 2014, Vol. 4-1 (8), pp. 18-22.

2. Revina A. V. Ispol'zovanie kontaktnogo i preryvisto-kontaktnogo metodov skaniruiushchei zondovoi mikroskopii pri issledovanii nanorel'efa [The use of contact and intermittent contact methods of scanning probe microscopy in the study of nanorelief]. *Materialy 61-i Mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii nauchno-pedagogicheskikh rabotnikov Astrakhanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*. Astrakhan', Izd-vo AGTU, 2017. Available at: <https://astu.org/Content/Page/5833> (accessed: 29.01.2024).

3. Revina A. V., Revin S. A. Ispol'zovanie skaniruiushchego zondovogo mikroskopa s tsel'iu izucheniia i modifikatsii poverkhnostei nanorazmerov [Using a scanning probe microscope to study and modify nanoscale surfaces]. *Materialy Mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii nauchno-pedagogicheskikh rabotnikov Astrakhanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta, posviashchennoi 85-letiiu so dnia osnovaniia vuza*. Astrakhan', Izd-vo AGTU, 2015.

Available at: <https://astu.org/Content/Page/5833> (accessed: 29.01.2024).

4. Guseva L. M. Issledovanie nekotorykh opticheskikh kharakteristik segnetoelektrika niobata litiia [Investigation of some optical characteristics of lithium niobate ferroelectric]. *Izvestiia AN SSSR. Otdelenie fizicheskikh nauk*, 1967, vol. 31, no. 7, pp. 1161-1163.

5. Chen Y., Xu J., Zhang W., Shu Y., Lou C., Kong Y., Huang Z., Zhang G. Determination of the Li/Nb ratio in LiNbO₃ crystals prepared by vapor transport equilibration method. *Optical Materials*, 2003, vol. 23, no. 1-2, pp. 295–298.

6. Revina A. V., Revina N. S., Liamina N. F. Issledovanie morfologicheskikh parametrov neorganicheskikh veshchestv kontaktnym metodom skaniruiushchei zondovoi mikroskopii [Investigation of morphological parameters of inorganic substances by the contact method of scanning probe microscopy]. *Noveishie tekhnologii osvoeniia mestorozhdenii uglevo-dorodnogo syr'ia i obespechenie bezopasnosti ekosistem Kaspiiskogo shel'fa: materialy VIII Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii*. Astrakhan', Izd-vo AGTU, 2017. Pp. 224-228.

Статья поступила в редакцию 01.02.2024; одобрена после рецензирования 08.02.2024; принята к публикации 13.02.2024
The article was submitted 01.02.2024; approved after reviewing 08.02.2024; accepted for publication 13.02.2024

Информация об авторах / Information about the authors

Алла Викторовна Ревина – кандидат технических наук, доцент; доцент кафедры общепрофессиональных дисциплин и наземного транспорта; Астраханский государственный технический университет; alla.revina2104@yandex.ru

Диана Дмитриевна Гафурова – студент кафедры электроники и наноэлектроники; Южный федеральный университет; d.gafurova11@yandex.ru

Виктория Михайловна Тутаринова – студент кафедры технологических машин и оборудования; Астраханский государственный технический университет; Viktoriua2005@mail.ru

Alla V. Revina – Candidate of Technical Sciences, Assistant Professor; Assistant Professor of the Department of General Engineering and Ground Transport; Astrakhan State Technical University; alla.revina2104@yandex.ru

Diana D. Gafurova – Student of the Department of Electronics and Nanoelectronics; Southern Federal University; d.gafurova11@yandex.ru

Victoria M. Tutarinova – Student of the Department of Technological Machines and Equipment; Astrakhan State Technical University; Viktoriua2005@mail.ru



Научная статья
УДК 66.011
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-54-60>
EDN IBFISK

Экспериментальное исследование гидравлических характеристик сферических насадок для массообменных аппаратов

*Светлана Алексеевна Свирина[✉],
Любовь Михайловна Титова, Юрий Александрович Максименко*

*Астраханский государственный технический университет,
Астрахань, Россия, svetlanasv97@yandex.ru[✉]*

Аннотация. Приведен критический анализ тенденций развития насадок для массообменных аппаратов, описаны некоторые конструкции, в которых перенос тепла и массы организован с позиций сегодняшнего дня технически наиболее совершенно. Показано, что в качестве основных характеристик насадочных тел нерегулярного типа определяются удельная поверхность, свободный удельный объем насадки и гидравлическое сопротивление слоя. Приведена схема и описание экспериментальной установки для определения гидродинамических характеристик насадок в лабораторных условиях. Представлены результаты исследований гидродинамических параметров слоя, состоящего из сферической пустотелой нерегулярной насадки для сухой и орошаемой колонны. Экспериментально определены сингулярные скорости газового потока, соответствующие точкам перехода (точки торможения, подвисания, инверсии или захлебывания) к разным гидродинамическим режимам работы насадочных массообменных колонн (плочный, промежуточный, турбулентный) и отвечающие им перепады давления. Определены зависимости гидравлического сопротивления слоя насадки от скорости газа в колонне для сухой и орошаемой насадки слоем высотой 1 м. Указаны основные причины снижения газового напора в слое орошаемой насадки. Сингулярные скорости потока газа и соответствующие им перепады давления рассчитаны по известным эмпирическим зависимостям для сухой и орошаемой насадки. Результаты экспериментальных исследований и инженерных расчетов были сопоставлены, тем самым доказана возможность использования расчетных уравнений с удовлетворительной точностью (до 15 %). Изучение гидродинамики слоя и его гидравлических характеристик показало, что рассматриваемая сферическая, пустотелая конструкция насадки с равномерно расположенными отверстиями по поверхности обеспечивает эффективное перераспределение рабочих фаз в массообменном аппарате.

Ключевые слова: тепломассообменные процессы, массообмен, гидравлическое сопротивление насадочного слоя, нерегулярная насадка, сферическая пустотелая насадка

Благодарности: исследование выполнено при финансовой поддержке Фонда содействия инновациям – договор (соглашение) № 17305ГУ/2022 от 12.04.2022.

Для цитирования: Свирина С. А., Титова Л. М., Максименко Ю. А. Экспериментальное исследование гидравлических характеристик сферических насадок для массообменных аппаратов // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2024. № 1. С. 54–60. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-54-60>. EDN IBFISK.

Original article

Experimental study of the spherical nozzles hydraulic characteristics for mass transfer devices

Svetlana A. Svirina[✉], Lyubov M. Titova, Yuriy A. Maksimenko

*Astrakhan State Technical University,
Astrakhan, Russia, svetlanasv97@yandex.ru[✉]*

Abstract. A critical analysis of the trends in the development of nozzles for mass transfer devices is given, some designs are described in which the transfer of heat and mass is organized from the standpoint of today technically the most perfect. It is shown that the specific surface, the free specific volume of the nozzle and the hydraulic resistance of the layer are determined as the main characteristics of irregular type packing bodies. The scheme and description

of an experimental setup for determining the hydrodynamic characteristics of nozzles in laboratory conditions are given. The results of studies of the hydrodynamic parameters of a layer consisting of a spherical hollow irregular nozzle for a dry and irrigated column are presented. The singular velocities of the gas flow corresponding to the transition points (points of deceleration, suspension, inversion or choking) to different hydrodynamic modes of operation of the filling mass transfer columns (film, intermediate, turbulent) and corresponding pressure drops have been experimentally determined. The dependences of the hydraulic resistance of the nozzle layer on the gas velocity in the column for dry and irrigated nozzles with a 1 m high layer are determined. The main reasons for the decrease in gas pressure in the layer of the irrigated nozzle are indicated. The singular gas flow velocities and their corresponding pressure drops are calculated using known empirical dependencies for dry and irrigated nozzles. The results of experimental studies and engineering calculations were compared, thereby proving the possibility of using computational equations with satisfactory accuracy (up to 15%). The study of the hydrodynamics of the layer and its hydraulic characteristics has shown that the spherical, hollow nozzle design with evenly spaced holes on the surface provides an effective redistribution of working phases in the mass transfer apparatus.

Keywords: heat and mass transfer processes, mass transfer, hydraulic resistance of the packing layer, irregular nozzle, spherical hollow nozzle

Acknowledgment: the study was carried out with the financial support of the Innovation Assistance Fund – Agreement No. 17305GU/2022 dated 12.04.2022.

For citation: Svirina S. A., Titova L. M., Maksimenko Yu. A. Experimental study of the spherical nozzles hydraulic characteristics for mass transfer devices. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2024;1:54-60. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-1-54-60>. EDN IBFISK.

Введение

Совершенствование промышленных тепломассообменных процессов, протекающих при контакте двух подвижных фаз (абсорбция, ректификация, испарительное охлаждение), происходило постепенно согласно основным закономерностям процессов переноса за счет увеличения площади контакта фаз и скорости движения одной фазы относительно другой. Для этого потребовались усилия и опыт многих поколений, чтобы, используя эти приемы, подойти к современным конструкциям промышленных аппаратов, в которых перенос тепла и массы организован с позиций сегодняшнего дня технически наиболее совершенно.

В современных колонных аппаратах необходимая рабочая площадь поверхности для взаимодействия различных фаз достигается с помощью тел неправильной формы (насадок), наружная и внутренняя поверхности которых при правильном подборе режима движения сред смачиваются, и на них протекает непосредственно тепломассообмен. Это приводит к возможному увеличению расходов жидкой фазы, а также росту линейных скоростей газа, следовательно, возрастанию пропускной способности и эффективности процесса. Подобный положительный эффект напрямую ведет к уменьшению габаритных размеров аппарата и его материалоемкости.

На данный момент массообменные колонны, которые работают с насадочными контактными устройствами, нашли большой спрос в различных промышленных областях, в т. ч. и в области переработки углеводородного сырья. Удельный вес насадочного колонного оборудования приближается к 30 % по отношению ко всему оборудованию химических производств, т. е. фактически занима-

ет первое место по своим масштабам и материалоемкости.

Существует большое число разработок новых конструкций насадочных тел, в т. ч. и такими крупными представителями химического машино- и аппаратостроения как Koch, Zulzer и др. [1], однако внедрение в производство и промышленная эксплуатация аппаратов с новыми видами насадок невелики, как и научных исследований в этой области. Например, в XX в. насчитывалось примерно 10 основных разновидностей насадок, имеющих конструкцию правильной формы, лидером по эффективности среди которых была высокоэффективная насадка – кольца Палля [2]. В то время, как в СССР активно эксплуатировали аппараты с керамическими кольцами Рашига, в последние десятилетия XX в. активно начались разработки новых модификаций традиционных насадок как регулярных, так и нерегулярных.

Одной из задач, которую позволяли решить новые конструкции насадок с большим свободным объемом, был переход к аппаратам, способным работать с высокими нагрузками как по газу, так и по жидкости.

Одной из причин сдерживания развития инженерной мысли в этом направлении представляется отсутствие четкой методики сравнения и оценивания эффективности контактного устройства и подтверждения их при масштабном переходе. В конечном счете все же вопрос о выборе конструкции контактного устройства может быть решен только после тщательного и всестороннего анализа конкретных условий процесса, т. е. в результате технико-экономического расчета. Естественно, что в существующих отработанных технологиях предприятия будут сопротивляться изо всех сил нововведениям

при отсутствии детального технико-экономического обоснования и значительных рисках его отклонения от практики.

Характеристики насадочных тел нерегулярного типа

К основным характеристикам насадок любого типа относятся: удельная поверхность a , представляющая собой полную геометрическую поверхность насадочных тел в единице объема насадки; свободный удельный объем насадки, представляющий собой долю пустот в ней. Зная эти величины, можно определить эквивалентный диаметр насадки влияет на эффективность процесса переноса массы. Если рассматривать в насадочной колонне движение газовой и жидкой фазы в противотоке, то одним из решающих факторов является гидродинамическая обстановка в аппарате, а именно в слое насадки. Гидродинамика непосредственно связана со скоростью движения потоков, а, следовательно, и геометрией аппарата (диаметром). Также стоит учитывать то, что гидродинамический режим имеет прямое влияние на эффективность массопереноса. Таким образом, гидравлическое сопротивление является одной из важнейших характеристик насадки любого типа.

Целью работы является экспериментальное исследование гидравлических характеристик слоя насадки шарообразной пустотелой конструкции [3] и сопоставление полученных значений с расчетными. В задачи исследования входят экспериментальное определение зависимости гидравлического сопротивления слоя насадки от скорости газа в колонне для сухой и орошаемой насадки, определение экспериментальным и расчетным путем скорости захлебывания слоя.

При исследовании течения газа через насадку используют скорость газа, отнесенную к полному сечению колонны (скорость газа в колонне):

$$w_k = \frac{Q_g}{S_k}, \quad (1)$$

где Q_g – секундный объемный расход газа, м³/с; S_k – площадь поперечного сечения колонны, м².

Методика расчета гидравлических характеристик слоя насадки основана на обработке экспериментальных данных с помощью следующих зависимостей.

Гидравлическое сопротивление сухой насадки определяется законами прикладной гидравлики:

$$\Delta P_c = \xi \frac{H \rho_g w^2}{d_s},$$

где ξ – коэффициент гидравлического сопротивле-

ния насадки, являющийся функцией критерия Рейнольдса для газового потока; H – высота слоя насадки, м; ρ_g – плотность газа кг/м³; $d_s = 4 \frac{V_{св}}{\sigma}$,

где $V_{св}$ – относительный свободный объем насадки (для данной конструкции при диаметре насадки 40 мм – 0,88); σ – удельная поверхность насадки (для данной конструкции при диаметре насадки 40 мм – от 200 до 450 м²/м³ (в зависимости от конструктивного исполнения)); w – действительная скорость газа между телами насадок.

Гидравлическое сопротивление орошаемой насадки $\Delta P_{ор}$ при одной и той же скорости газа больше сопротивления сухой насадки ΔP_c вследствие уменьшения свободного объема насадки при орошении. Их отношение:

$$\frac{\Delta P_{ор}}{\Delta P_c} = 1 + A_i \left(\frac{L}{G} \right)^{0,4} \left(\frac{\rho_g}{\rho_{ж}} \right)^{0,225} \left(\frac{\mu_{ж}}{\mu_g} \right)^{0,05}, \quad (2)$$

где L , G – массовые расходы жидкости и газа, кг/с; $\rho_{ж}$, ρ_g – плотности жидкости и газа, кг/м³; $\mu_{ж}$, μ_g – динамическая вязкость жидкости и газа, Па·с; A_i – коэффициент, имеющий определенное значение для конкретного режима; для точки инверсии – $A_1 = 8,4$; для точки подвисяния жидкости – $A_2 = 5,1$; для точки торможения газа – $A_3 = 1,81$. Эти три точки являются сингулярными для гидравлической характеристики слоя насадки.

Для определения гидравлического сопротивления орошаемой насадки $\Delta P_{ор}$ используют уравнение

$$\frac{\Delta P_{ор}}{\Delta P_c} = 1 + 8,4 \left(\frac{L}{G} \right)^{0,4} \left(\frac{\rho_g}{\rho_{ж}} \right)^{0,225} \left(\frac{\mu_{ж}}{\mu_g} \right)^{0,05}. \quad (3)$$

Описание экспериментальной установки

Для обеспечения высокой точности экспериментов и возможности адекватного масштабного перехода от лабораторных к промышленным масштабам экспериментальная установка должна соответствовать критериям [4]:

- 1) колонна и насадка должны быть соизмеримы по геометрическим размерам по аналогии с реальными промышленными установками;
- 2) регулирование расходов потоков жидкостей и газов должно быть точным и измеряемым;
- 3) начальные концентрации абсорбтива в газовом и жидкостном потоке должны быть стабильными;
- 4) потоки фаз должны быть равномерно распределены по сечению колонны, исключены пристеночные эффекты.

Экспериментальные исследования гидравлического сопротивления слоя насадки в колонне для новых конструкций нерегулярных насадок проводилась на системе жидкость (вода) – воздух (газ) на экспериментальной установке (рис. 1).

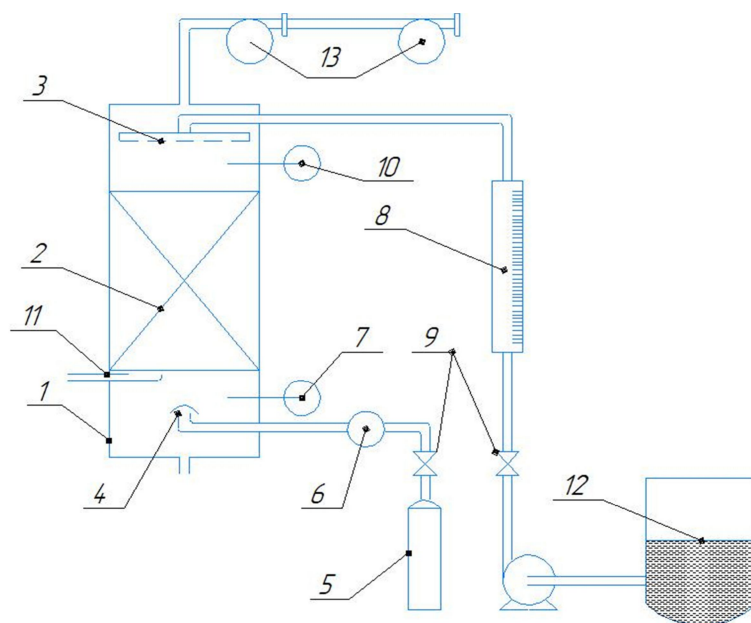


Рис. 1. Схема экспериментальной установки:

1 – абсорбционная колонна; 2 – насадка; 3 – распределительное устройство;
4 – распределитель газа; 5 – ресивер газа; 6 – расходомер; 7, 10 – манометры;
8 – ротаметр; 9 – вентиль; 11 – рН-метр; 12 – емкость с дистиллированной водой; 13 – воздуходувка

Fig. 1. The scheme of the experimental installation:

1 – absorption column; 2 – nozzle; 3 – switchgear;
4 – gas distributor; 5 – gas receiver; 6 – flow meter; 7, 10 – pressure gauges;
8 – rotameter; 9 – valve; 11 – pH meter; 12 – container with distilled water; 13 – blower

В состав установки входит колонна 1 из оргстекла, габариты колонны приняты с учетом снижения негативного пристеночного эффекта: диаметр – 160 мм и высота – 2 м. В нижней части колонны жестко закреплена газораспределительная решетка, под которую подается через распределительное устройство газ. В верхней части колонны с помощью насоса подается жидкая фаза, равномерное орошение слоя насадки достигается за счет оросительного устройства 3 в колонне 1.

Контрольно-измерительные приборы обеспечивают измерение показателей работы установки: массовый расход газа (расходомер газовый 6) и жидкости (ротаметр жидкостной 8), разность давлений до и после насадочного слоя (дифференциальный манометр или два манометра 7, 10). Гидравлическое сопротивление слоя насадки можно определить по разности показаний манометров 7 и 10 или посредством присоединения к контрольным точкам (над и под слоем насадки) трубок U-образного микроманометра или датчиков дифференциального манометра.

В данной серии экспериментов для определения гидравлического сопротивления слоя насадочных тел используется мановакуумметр стеклянный жидкостной МВ (Россия), который представляет собой стеклянную трубку U-образной формы

с металлическим основанием с полистирольной шкалой с градуировкой в мм. Цена деления шкалы – 10 Па (1 мм вд. ст.), что обеспечивает высокую точность эксперимента. Пределы допустимой основной абсолютной погрешности измерений составляет ± 20 Па.

Для измерения объемного расхода жидкой фазы в экспериментальной установке используется ротаметр типа РМ (ГОСТ 13045), который подходит для измерения объемного расхода плавно изменяющихся однородных потоков чистых и слабозагрязненных жидкостей, нейтральных к стали 12Х18Н9Т и стеклу марок ХС и ТХС.

В ходе эксперимента варьируемыми факторами являются массовые расходы жидкости и газа, в качестве целевых функций выбраны перепад давления.

Экспериментальные исследования

При экспериментальных исследованиях были проведены следующие серии опытов, а именно гидравлические испытания сухой неорошаемой насадки и отдельно орошаемой насадки. Измерения гидравлического сопротивления слоя насадки проводили при различных расходах воздуха. Расход воздуха устанавливается вентилем 9 по показаниям цифрового прибора 6 на стенде, расход воды – по уровню поплавка ротаметра 8 (см. рис. 1). В процессе испы-

ERROR: ioerror
OFFENDING COMMAND: colorimage

STACK:

-savelevel-