

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

Научно-технический журнал
Издается Тюменским индустриальным университетом с 1997 г.
Периодичность издания — 6 раз в год

1 (151) Январь — февраль 2022	1 (151) January — February 2022
----------------------------------	------------------------------------

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № 77-14120
Выдано 9 декабря 2002 года Министерством РФ по делам печати,
телерадиовещания и средств массовых коммуникаций

Издание включено в Перечень ведущих рецензируемых научных журналов,
выпускаемых в Российской Федерации, в которых публикуются основные научные
результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук

Учредители журнала

Министерство науки и высшего
образования Российской
Федерации
Российский государственный
университет нефти и газа
(национальный исследовательский
университет) им. И. М. Губкина
Тюменский индустриальный
университет
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет
Ухтинский государственный
технический университет
Альметьевский государственный
нефтяной институт

Редакция

625027, г. Тюмень, Киевская, 52,
офис 306, телефон: 8(3452)283076

The Journal Founders

Ministry of Science and Higher Education
of the Russian Federation
National University of Oil and Gas
"Gubkin University"
Industrial University of Tyumen
Ufa State Petroleum Technological
University
Ukhta State Technical University
Almetyevsk State Oil Institute

Editorial office

625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.,
office 306, phone: 8(3452)283076

e-mail: shuvaevanv@tyuiu.ru, <http://tumnig.tyuiu.ru>

© Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет», 2022

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ — это научно-технический рецензируемый журнал. В журнале публикуются результаты научных исследований в области геологии, поиска и разведки; бурения скважин и разработки месторождений; проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта; строительства и обустройства промыслов; химии и технологии переработки нефти и газа; прочности, материаловедения, надежности машин и оборудования промыслов; информационных технологий. Освещаются проблемы экологии нефтегазовых регионов, пожарной и промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли, размещается информация о внедрении в производство научных разработок.

Наше издание рассчитано на профессорско-преподавательский состав, аспирантов, студентов вузов, работников научно-исследовательских и проектных институтов, инженерно-технический персонал нефтегазовых объединений и предприятий.

Наименование и содержание рубрик журнала соответствуют отраслям науки и группам специальностей научных работников Номенклатуры научных специальностей, по которым присуждаются ученые степени:

- **05.02.22** Организация производства (по отраслям) (технические науки)
- **25.00.07** Гидрогеология (геолого-минералогические науки)
- **25.00.10** Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых (геолого-минералогические науки)
- **25.00.12** Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки)
- **25.00.15** Технология бурения и освоения скважин (технические науки)
- **25.00.17** Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
- **25.00.19** Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки)

OIL AND GAS STUDIES — a scientific and technical peer-reviewed journal. The journal publishes the results of scientific research in the field of geology, prospecting and exploration; well drilling and field development; design, construction and operation of pipeline transport systems; construction and equipping of oilfields; chemistry and technology of oil and gas processing; strength, material science, reliability of machines and equipment of crafts; information technologies. The problems of the ecology of oil and gas regions, fire and industrial safety in the oil and gas industry are covered. Information on the introduction of scientific developments into the industry is described.

Our journal is aimed at the academic staff, post-graduate students, university students, researchers and design institutes, engineering and technical staff of oil and gas associations and enterprises.

"Oil and Gas Studies" is included in the list of peer-reviewed scientific journals published by the Higher Attestation Commission in which the main scientific results of dissertations for the degree of candidate and doctor of science should be published. Scientific specialties of dissertations and their respective branches of science are as follows:

- **05.02.22** Production Engineering (by sectors) (technical sciences)
- **25.00.07** Hydrogeology (geological and mineralogical sciences)
- **25.00.10** Geophysics, Geophysical Prospecting (geological and mineralogical sciences)
- **25.00.12** Geology, Prospecting and Exploration of Oil and Gas Fields (geological and mineralogical sciences)
- **25.00.15** Drilling and Well Development Technology (technical sciences)
- **25.00.17** Development and Operation of Oil and Gas Fields (technical sciences)
- **25.00.19** Construction and Operation of Oil and Gas Pipelines, Distribution Depots and Storages (technical sciences)

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Бастриков Сергей Николаевич, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень — главный редактор

Пяльченков Дмитрий Владимирович, к. т. н., доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень — заместитель главного редактора-ответственный секретарь

Амро Мохаммед Муса, PhD, профессор, Технический университет Фрайбергская горная академия, Фрайберг (Германия)

Бешенцев Владимир Анатольевич, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Быков Игорь Юрьевич, д. т. н., профессор кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Грачев Сергей Иванович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Дмитриев Аркадий Николаевич, д. г.-м. н., профессор кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Долгих Юрий Николаевич, д. г.-м. н., ученый секретарь, ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень

Долгушин Владимир Вениаминович, д. т. н., профессор кафедры станков и инструментов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Емельянин Алексей Николаевич, д. т. н., профессор кафедры технологии металлургии и литейных процессов, Магнитогорский государственный технический университет им. Г. И. Носова, г. Магнитогорск

Зейгман Юрий Вениаминович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Земанов Юрий Дмитриевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ихсанов Ерсанн Валитханович, д. ф.-м. н., профессор, член-корреспондент Национальной академии наук Республики Казахстан, ректор, Атырауский инженерно-гуманитарный институт, г. Атырау, Республика Казахстан

Ковенский Илья Моисеевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Кузеев Искандер Рустемович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой технологических машин и оборудования, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Лебедев Михаил Валентинович, д. г.-м. н., эксперт Управления геолого-разведочных работ – Западная Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Молдабаева Гульназ Жаксылыковна, д. т. н., академик КазНАЕН, ассоциированный профессор кафедры нефтяной инженерии, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, г. Алма-Ата, Республика Казахстан

Мартьянов Виктор Георгиевич, к. г.-м. н., д. э. н., профессор, ректор, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва

Нежданов Алексей Алексеевич, д. г.-м. н., начальник центра по обработке и интерпретации дистанционных методов, филиал «Газпром недр НТЦ» ООО «Газпром недр», г. Тюмень

Панг Чанг Вей, PhD, профессор, Китайский нефтяной университет, г. Пекин (Китайская Народная Республика)

Поветкин Виктор Владимирович, д. х. н., профессор, консультант кафедры материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Попов Иван Павлович, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Рогачев Михаил Константинович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

Салаватов Тулпархан Шарабудинович, д. т. н., профессор, академик РАЕН, член-корреспондент Национальной академии наук Азербайджана, заведующий кафедрой нефтегазовой инженерии, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджанская Республика

Сармурзина Раушан Гайсиевна, д. х. н., профессор, почетный академик Национальной академии наук Республики Казахстан, академик КазНАЕН, Республика Казахстан

Силин Михаил Александрович, д. х. н., заведующий кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва

Су И-Нао, PhD, профессор, Академик Китайской инженерной академии, г. Пекин (Китайская Народная Республика)

Сух Петр Павел, PhD, профессор, заместитель директора по поискам углеводородов Института Нефти и Газов, г. Краков (Польша)

Туренко Сергей Константинович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Цинчжэ Цзян, профессор, директор Китайского международного научно-исследовательского института низкоуглеродной экономики, Университет международного бизнеса и экономики, г. Пекин (Китайская Народная Республика)

Цхадая Николай Денисович, д. т. н., профессор, президент, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Череповицын Алексей Евгеньевич, д. э. н., декан экономического факультета, заведующий кафедрой экономики, организации и управления, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

Шакуликова Гульзада Танирбергеновна, д. э. н., профессор, председатель правления – ректор, Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, г. Атырау, Республика Казахстан

EDITORIAL BOARD

Sergey N. Bastrikov, Doctor of Engineering, professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen — Editor-in-Chief

Dmitry V. Pyalchenkov, Candidate of Engineering, Associate Professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen — Deputy Editor-in-Chief-Executive Secretary

Mohammed Musa Amro, PhD, Professor, TU Bergakademie Freiberg, Freiberg (Germany)

Vladimir A. Beshentsev, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Igor Yu. Bykov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Machines and Equipment of the Oil and Gas Industry, Ukhta State Technical University, Ukhta

Sergey I. Grachev, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Arkadiy N. Dmitriev, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Yury N. Dolgikh, Doctor of Geology and Mineralogy, Scientific Secretary, NOVATEK NTC LLC, Tyumen

Vladimir V. Dolgushin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Machines and Tools, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Alexey N. Emelyushin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Metallurgy and Foundry Technologies, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk

Yury V. Zeigman, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

Yury D. Zemenkov, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Transport of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Yersain V. Ikhsanov, Doctor of Physics and Mathematics, Professor, Corresponding Member of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Rector, Atyrau Engineering-Humanitarian Institute, Atyrau, the Republic of Kazakhstan

Ilya M. Kovenskiy, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Iskander R. Kuzeev, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Technological Machines and Equipment, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

Mikhail V. Lebedev, Doctor of Geology and Mineralogy, Expert of the Department of Geological Exploration - Western Siberia, Tyumen Oil Research Center LLC, Tyumen

Gulnaz Zh. Moldabayeva, Doctor of Engineering, Member of the Kazakhstan National Academy of Natural Sciences, Associate Professor at the Department of Petroleum Engineering, Satbayev University, Almaty, the Republic of Kazakhstan

Victor G. Martynov, Candidate of Geology and Mineralogy, Doctor of Economics, Professor, Rector, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow

Alexey A. Nezhdanov, Doctor of Geology and Mineralogy, Head of the Center for Processing and Interpretation of Remote Sensing Methods, the branch "Gazprom nedra STC", Gazprom nedra LLC, Tyumen

Pang Chang Wei, PhD, Professor, China University Of Petroleum, Beijing (People's Republic of China)

Victor V. Povetkin, Doctor of Chemistry, Professor, Consultant at the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Ivan P. Popov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Mikhail K. Rogachev, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg

Tulparkhan Sh. Salavatov, Doctor of Engineering, Professor, Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Corresponding Member of the NAS of Azerbaijan, Head of the Department of Development and Exploitation of Oil Fields, Azerbaijan State Oil and Industry University, the Republic of Azerbaijan

Raushan G. Sarmurzina, Doctor of Chemistry, Professor, Honorary Member of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Member of the Kazakhstan National Academy of Natural Sciences, the Republic of Kazakhstan

Mikhail A. Silin, Doctor of Chemistry, Head of the Department of Technology of Chemical Substances for the Oil and Gas Industry, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow

Su Yinao, PhD, Professor, Chinese Academy of Engineering, Beijing (People's Republic of China)

Petr Pavel Such, PhD, Professor, Deputy Director of Hydrocarbon Exploration of Oil and Gas Institute, Krakow (Poland)

Sergey K. Turenko, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Qingzhe Jiang, Professor, Director of China International Low Carbon Economy Research Institute, University of International Business and Economics, Beijing (People's Republic of China)

Nikolay D. Tskhadaya, Doctor of Engineering, Professor, President, Ukhta State Technical University, Ukhta

Alexey E. Cherepovitsyn, Doctor of Economics, Dean of Faculty of Economics, Head of the Department of Economics, Organization and Management, Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg

Gulzada T. Shakulikova, Doctor of Economics, Professor, Chairman of the Board – Rector, Atyrau Oil and Gas University, Atyrau, the Republic of Kazakhstan

СОДЕРЖАНИЕ

Бастриков С. Н. Слово главного редактора	9
---	---

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Бешенцев В. А., Гуляева Ю. В. Состояние и перспективы глубинного захоронения сточных вод на месторождениях Ямало-Ненецкого автономного округа	12
Лаптей А. Г. Типы взаимодействия пород ачимовской толщи и баженовской свиты	24
Мамяшев В. Г., Брюханова Е. В. Характеристика состояния и направления развития методического обеспечения изучения текстурно-неоднородных пород по данным геофизических исследований скважин	38
Смоляков Г. А., Гильманова Н. В., Боронин П. А., Сивкова А. В. Использование подхода поэтапного литологического расчленения разреза вулканогенно-осадочных отложений	51

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Захаров М. Н., Мартынов Д. С. Определение предельных смещений металлического сборно-разборного трубопровода относительно его начального положения	67
--	----

ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Таранова Л. В., Клевцов Г. П., Мозырев А. Г. Оптимизация системы теплообмена установки гидроочистки бензиновой фракции	81
--	----

МАШИНЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО ПРОМЫСЛОВ

Галеев А. С., Бикбулатова Г. И., Сабанов С. Л., Болтнева Ю. А., Шипилова О. А. Определение нижнего обрыва-отворота штанг на скважинах, оборудованных погружными плунжерными насосами	96
--	----

ПОМНИМ

Памяти Виктора Ефимовича Копылова	108
-----------------------------------	-----

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)	110
Правила подготовки рукописи (на английском языке)	113

CONTENTS

Bastrikov S. N. Editorial materials	9
---	---

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Beshentsev V. A., Gulyaeva Yu. V. Status and prospects of deep wastewater discharge at fields of Yamalo-Nenets Autonomous Okrug	12
Laptey A. G. Types of interaction between rocks of Achimov sequence and Bazhenov formation	24
Mamyashev V. G., Brjuhanova E. V. Characteristics of the state and directions of development of methodological support for the study of textural heterogeneous rocks according to well logging data	38
Smolyakov G. A., Gilmanova N. V., Boronin P. A., Sivkova A. V. Using the approach of step-by-step lithological dissection of the section of volcanogenic sedimentary deposits	51

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

Zakharov M. N., Martynov D. S. The estimation of the metal collapsible pipeline limit displacements from its zero position	67
--	----

CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

Taranova L. V., Klevtsov G. P., Mozyrev A. G. Optimization of the heat exchange system of the gasoline fraction hydrotreating unit	81
--	----

MACHINERY, EQUIPMENT AND FIELD CONSTRUCTION

Galeev A. S., Bikbulatova G. I., Sabanov S. L., Boltneva Yu. A., Shipilova O. A. Determination of lower break-out of the boom on wells equipped plunger pump	96
--	----

IN MEMORIAM

In memory of Viktor Efimovich Kopylov	108
--	------------

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	110
Manuscripts presentation requirements (In English)	113

Слово главного редактора



Уважаемые читатели!

Рад приветствовать вас со страниц первого в 2022 году номера нашего с вами журнала, которому в этом году исполняется 25 лет! Коллектив редакторов, члены редакционной коллегии, глубоко уважая и бережно сохраняя старые добрые традиции периода становления и развития журнала, делают все, чтобы идти в ногу со временем. В этом мы чувствуем помощь и активную поддержку руководства нашего издателя — Тюменского индустриального университета (ТИУ), а главное — активное участие в его жизни наших уважаемых авторов научных публикаций и читателей. В 2021 году в 6 номерах журнала было опубликовано 63 статьи 193 авторов, среди которых 71 — сотрудники ТИУ, 27 — авторы из родственных вузов (хотелось бы побольше), 95 — специалисты НИИ, научных центров и нефтегазодобывающих компаний (такое проявление активности отраслевых партнеров радует).

Отрадно, что ряды авторов пополняют молодые ученые, талантливые студенты и магистранты, неординарно мыслящие исследователи. Это делает издание информационно более насыщенным, открытым для научных дискуссий, позволяет с оптимизмом смотреть в будущее.

Одним из достоинств журнала является его максимальная открытость. Все статьи публикуются для авторов бесплатно. В полнотекстовом варианте журнал представлен (с 2009 года) в системе Российского индекса научного цитирования на платформе eLIBRARY.ru. Это национальная библиографическая база данных научного цитирования, аккумулирующая

более 24 млн публикаций российских авторов, а также информацию о цитировании этих публикаций из более чем 14 тыс. российских журналов. Таким образом, журнал «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ» входит в число наиболее рейтинговых и цитируемых периодических научных изданий страны. И это неудивительно, так как журнал создается высокопрофессиональным авторским коллективом, имеет свою читательскую аудиторию, чей интерес к тематике журнала постоянно возрастает, поскольку главным принципиальным критерием для публикации статьи всегда было и остается качество предоставленного в редакцию материала. С 2018 года в университете была внедрена электронная редакция журнала на издательской платформе ElPub. Результатом запуска системы стало появление площадки современной научной коммуникации для авторов, читателей и экспертов журнала — сайта tumnig.tyuiu.ru на русском и английском языках, обеспечивающего привязку уникального цифрового идентификатора DOI (Digital Object Identifier) для каждого выпуска и каждой статьи журнала. В 2021 году работа по наполнению сайта контентом была продолжена. Подписка на журнал производится по всей территории России. География подписки 2021 года: Альметьевск, Екатеринбург, Казань, Краснодар, Красноярск, Курган, Москва, Нижний Новгород, Новосибирск, Омск, Пермь, Самара, Санкт-Петербург, Томск, Уфа. Если вы не увидели в этом перечне своего города, с удовольствием приглашаю присоединиться. Вы только посмотрите, представители каких замечательных вузов — наших партнеров по образовательной деятельности делятся своими научными достижениями на страницах журнала: Китайский нефтяной университет (г. Циндао, Китайская Народная Республика), Омский государственный технический университет (г. Омск), Национальный исследовательский Томский государственный университет (г. Томск), Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина (г. Москва), Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (г. Москва), Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова (г. Архангельск), Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет) (г. Владикавказ), Сибирский федеральный университет (г. Красноярск), Сибирский государственный университет науки и технологий имени академика М. Ф. Решетнева (г. Красноярск), Тюменский государственный университет (г. Тюмень), Тюменское высшее военно-инженерное командное училище имени маршала инженерных войск А. И. Прошлякова (г. Тюмень), Югорский государственный университет (г. Ханты-Мансийск).

Редакция журнала стремится соответствовать международным стандартам, разработаны новые требования к оформлению статей: увеличился объем присылаемых материалов, текст приобрел четкую структуру (согласно стандарту IMRAD), библиографический список представлен на русском и английском языках.

Пилотным и очень значимым проектом 2021 года явилось формирование редколлегии журнала: приглашение в ее состав ведущих ученых с мировым именем из иностранных государств, и мы очень благодарны им за их согласие, надеемся на творческое, взаимовыгодное для наших народов сотрудничество на мирной научно-информационной платформе.

Научно-технический журнал «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ», являясь важной составляющей имиджа вузов нефтегазового профиля Российской Федерации, обеспечивает оперативную, актуальную и всестороннюю презентацию научной жизни университетов и их достижений, занимает достойное место в отечественной научно-технической периодике как стимулятор ускорения научно-технического прогресса нефтегазовой отрасли и ключевое звено в подготовке высококвалифицированных специалистов и организаторов производства.

*С уважением, главный редактор журнала,
д. т. н., профессор, академик РАН Бастриков Сергей Николаевич*

**Состояние и перспективы глубинного захоронения сточных вод
на месторождениях Ямало-Ненецкого автономного округа**

В. А. Бешенцев¹, Ю. В. Гуляева^{2*}

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского
индустриального университета, Тюмень, Россия

*bespalova_y@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются подземные воды, заключенные в апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс, который играет важную роль при эксплуатации нефтегазовых месторождений Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона. Статья включает описание комплекса в региональном плане, его литологические характеристики, гидрогеологические параметры, подробный гидрогеохимический облик, геотемпературную составляющую и экологические аспекты. Исследуемые воды используются в технических целях для системы поддержания пластового давления, а сам комплекс является хорошим коллектором для захоронения сточных вод в недра. Данные исследования на территории описываемого региона доказывают перспективность применения вод для системы поддержания пластового давления. Помимо этого, водоносный коллектор широко используется для захоронения сточных вод. Поэтому необходимо рациональное использование емкости подземного хранилища во избежание проникновения загрязняющих веществ в подземные воды.

Ключевые слова: апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс, система поддержания пластового давления, захоронение сточных вод, водонапорная система, минерализация подземных вод

Для цитирования: Бешенцев, В. А. Состояние и перспективы глубинного захоронения сточных вод на месторождениях Ямало-Ненецкого автономного округа / В. А. Бешенцев, Ю. В. Гуляева. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-1-12-23 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 1. – С. 12–23.

**Status and prospects of deep wastewater discharge at fields
of Yamalo-Nenets Autonomous Okrug**

Vladimir A. Beshentsev¹, Yulia V. Gulyaeva^{2*}

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen,
Tyumen, Russia

*bespalova_y@mail.ru

Abstract. As the title implies the article considers groundwater, which is contained in the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex. This complex plays an important role in oil and gas field development in Yamalo-Nenets oil and gas producing region. The text gives valuable information on a description of the complex in the regional plan, its lithological characteristics, hydrogeological parameters, water analysis, geotemperature component and environmental aspects. The studied groundwater is used for technical purposes for the flooding system, and the complex itself is a collector for burial of wastewater into the subsoil.

The conducted studies on the territory of the region prove the prospects of using water for the flooding system. Moreover, aquifer is widely used for wastewater disposal. That is why it is necessary to rationally use the underground storage in order to avoid the penetration of pollutants into groundwater.

Keywords: Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex, flooding system, wastewater disposal, water pumping system, groundwater salinity

For citation: Beshentsev, V. A., & Gulyaeva, Yu. V. (2022). Status and prospects of deep wastewater discharge at fields of Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. Oil and Gas Studies, (1), pp. 12-23. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-12-23

Введение

Особенности природного и техногенного воздействия на воды мезозойских отложений имеют условия (возможности) совместной эксплуатации систем водоснабжения и систем глубинного захоронения сточных вод. Продолжительные исследования на нефтегазовых месторождениях Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона, в том числе и авторские, показывают, что для данных целей наибольший интерес представляет апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс (ААС ГК), обладающий высокой водообильностью и хорошими коллекторскими свойствами. Исходя из этого, целью данной работы является характеристика подземных вод ААС ГК на примере ряда нефтегазовых месторождений, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Для написания данной работы использованы авторские исследования^{1, 2}, проведенные с целью изучения гидрогеологических условий месторождений нефти и газа на изучаемой территории [1] и фондовые материалы³ ОАО «СибНАЦ» [2–4].

Объектом исследования являются подземные воды ААС ГК.

Результаты

Характеристика ААС ГК в региональном плане

Изучаемый гидрогеологический комплекс достигает мощности до 1 000 м, является самым верхним комплексом в разрезе мезозойского бассейна, повсеместно распространен на исследуемой территории (табл. 1). В данной таблице приведены интервалы глубин залегания исследуемого

¹ Абатурова И. В., Бешенцев В. А. Оценка ресурсов и качества подземных вод Ямало-Ненецкого автономного округа: геологический отчет. – Екатеринбург: Бюро экологических экспертиз, 2003. – 394 с.

² Экологическая оценка качества и ресурсов подземных вод Ямало-Ненецкого автономного округа. Отчет ООО «Бюро экологических экспертиз» / В. А. Бешенцев [и др.]. – Екатеринбург, 2005. – 250 с.

³ Саулина Ж. С. Оперативный подсчет запасов нефти, конденсата, свободного газа и сопутствующих компонентов Салмановского (Утреннего) месторождения / ОАО «СибНАЦ». – Тюмень, 2012. – 149 с.

гидрогеологического комплекса на ряде нефтегазовых месторождений, являющихся перспективными для захоронения сточных вод и в настоящее время эксплуатируемых по назначению. В отложениях покурской свиты и ее аналогов (марресалинская, яронгская, уватская, ханты-мансийская) заключен комплекс. Глубина кровли в западной части составляет 150–200 м, в центральных отмечается на уровне 700–1 100 м [5–7].

Таблица 1

Сведения о гидрогеологических параметрах апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса, приуроченного к различным нефтегазовым месторождениям

Наименование объекта (месторождения)	Год ввода в эксплуатацию	Интервал залегания комплекса, м	Q, м ³ /сут	S, м	Km, м ² /сут	a, м ² /сут	K _{пр} , мД	K _{пор} , %
Береговое	2008	1 222–1 281	5–85	72,5	36,6	4,2·10 ⁵	2 439	35,1
Бованенковское	2007	1 300–1 400	0,25–474	2 207,00	70–120	3,18·10 ⁵	620	30
Ефремовское	2018	1 025–1 919	–	–	322,9	9,31·10 ³	420	28,6
Ярудейское	2008	658–1136	До 3 000	–	253,00	3·10 ⁵	754	32
Южно-Тамбейское	1974	935–1 772	82,94	858,00	52,2–92,9	1,3·10 ⁵	348,5	29,8
Еты-Пуровское	2004	894–915	0,33–77,7	22,5–48	22,1–123	3,1·10 ⁵	240	1,0
Салмановское	1979	935–1 631,4	82,9	858,00	20,00	1,9·10 ⁵	–	20,0
Нонг-Ёганское	2018	1 032–1 347	84–247	30–45	195,0	4,8·10 ⁵	416	28,1
Трехозерное	2003	545–1 614	11–361	Перелив	11,3–22,3	13,40·10 ⁵	1 589,49	34,3
Западно-Таркосалинское	1996	1 080–1 200	400–970	80–100	4,20	1,95·10 ⁵	657	0,3
Ханчейское	2004	1 214–1 249,2	115,2	838,0	3,8–10,2	1,95·10 ⁵	–	–
Харбейское	2009	1 099–1 302	400–970	80–100	0,6–1,4	0,5·10 ⁵	46,0	22,4
Новопортовское	2012	625–1 029	652–681	22–23,3	254,3	11,22·10 ⁵	878,75	31,5
Сабургское	2012	1 221–2 274	264–562	26–41,9	194,6–345	3·10 ⁵	1 053,80	32,8

В литологическом отношении отложения представлены чередованием песков, песчаников, алевролитов и глин, что свидетельствует о морских, прибрежно-морских и континентальных условиях их накопления. Данные отложения обладают высокой поглощающей способностью — средние значения открытой и эффективной пористости и коэффициента проницаемости изменяются от 1 до 35,1 % и от 46 до 2 439 мД соответственно.

Водообильность рассматриваемого комплекса отличается наиболее высокими показателями во всем мезозойском гидрогеологическом бассейне. Доказательство тому: дебиты скважин, полученные в результате исследовательских работ, варьируют в широких пределах — от 0,25 до 3 000 м³/сут при понижениях уровня от 20 до 2 207 м (см. табл. 1); подземные воды (ПВ) комплекса высоконапорные; пьезометрические уровни устанавливаются на площадях некоторых газовых месторождений до начала их разработки на отметках 50–60 м; коэффициент водопроводимости (Km) находится в пределах от 1 до 345 м²/сут; коэффициент пьезопроводности (a) составляет 0,5 · 10⁵ – 11,32 · 10⁵ м²/сут (см. табл. 1).

Геохимический облик ПВ и минерализация изменяются при движении от обрамления к центру бассейна (рис. 1).

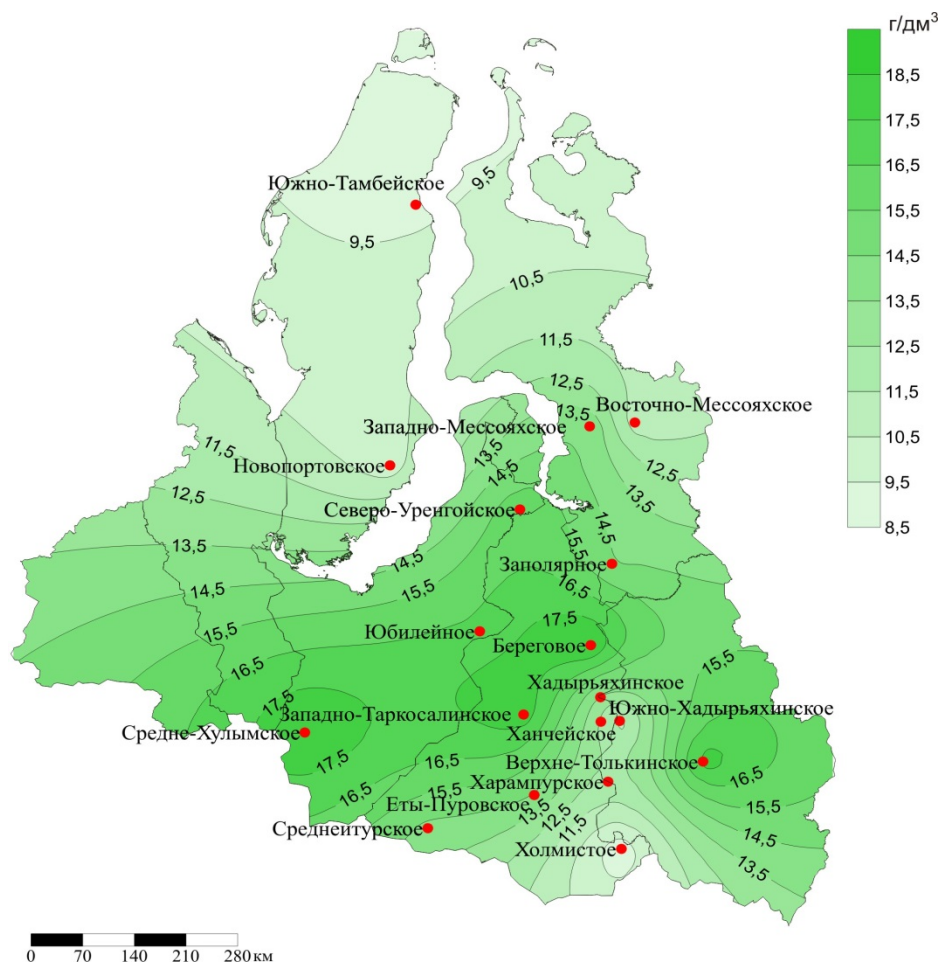


Рис. 1. Минерализация подземных вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса (г/дм³) [8]

В западной краевой зоне бассейна минерализация составляет 1–10 г/дм³, воды гидрокарбонатные кальциевые и натриевые. По мере погружения комплекса минерализация повышается до 16–21 г/дм³, состав становится хлоридным натриевым. Характерно, что в центральной зоне бассейна ААС ГК почти отсутствуют воды гидрокарбонатного натриевого типа [5, 6, 9].

В водах ААС ГК практически не обнаружены сульфаты, отмечается содержание щелочно-земельных (Ca, Mg, Sr) и щелочных (Li, Rb, K) элементов. Наблюдается незначительное преобладание хлоридов (2 340–24 210 мг/дм³) над щелочными металлами кальция (14–12 423 мг/дм³) и магния (6,7–408 мг/дм³) (табл. 2). Концентрация гидрокарбонатов варьирует в диапазоне значений от 129 до 1 812 мг/дм³, сульфат-ионы определены от 3 до 83,9 мг/дм³. Среди микроэлементов обнаружены (мг/дм³): йод — 2,0–19,2, бор — 2,1–28,4, бром — 6,4–111,6, более подробный состав приведен в таблице 3. Отмечаются следы лития и рубидия, не превышающие нескольких мг/дм³. Плотность пластовых вод при 20 °С равна 1,014 г/см³ [5, 10].

**Средние значения содержания макроэлементов в пластовой воде
апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса (мг/дм³)**

Месторождение	Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ²⁻	SO ₄ ²⁻
Юбилейное	5 914,6	306,5	80,5	9 444	308,0	18,3
Северо-Уренгойское	5 918,5	315,5	103,5	9 548	324,5	26
Еты-Пуровское	5 185,3	350	78	8 681	351	8
Южно-Тарасовское	6 467	1 700	103	12 997	469	—
Северо-Губкинское	5 256,2	155,3	57,3	7 830,8	1 076,9	3
Западно-Таркосалинское	5 675	313	90	9 357	305	14,4
Вынгапуровское	6 509	427	142,2	11 059	187,9	83,9
Западно-Ноябрьское	5 550	450	109,8	9 000	—	—
Северо-Русское	5 742	214	44	9 217	268	—
Харампурское	4 450,2	367,1	64,7	7 194,2	624,1	15
Береговое	4 399	675,5	408	8 010	506,5	12,5
Заполярье	4 040	273	36,5	4 637,5	129	14
Северо-Ханчейское	3 728,5	223	42,5	5 939	488	22,5
Хадыряхинское	4 702,2	145	79,5	7 269	549	—
Южно-Хадыряхинское	4 891	12 423,5	62,9	24 210,2	397	77,5
Ханчейское	4 564	249,3	55,3	7 150,7	353,6	—
Средне-Итурское	4 860	680	12	8 510	195	—
Холмогорское	3 696	248	61	6 169	—	—
Новопортовское	3 636,5	48	13	4 751,5	964	7,5
Южно-Тамбейское	3 396,6	41	17,6	4 698,5	1 280,5	9,9
Верхне-Толькинское	2 900	357,5	100,5	9 025	354	11
Холмистое	2 738	508	29	5 008	389	12
Средне-Хулымское	1 695	98	7	2 340	573	—
Ярудейское	1 724,5	14	6,7	2 780,3	452,9	22,9
Спорышевское	7 251,5	724,8	24,3	12 408,8	209,4	—
Восточно-Мессояхское	4 650,5	294,6	43,7	7 178,6	1 812,3	28,8
Утреннее	5 120,6	143,7	24,6	7 185	1 216,4	3,6

В газовом составе ПВ Приуральской краевой зоны бассейна преобладает азот. По мере продвижения к центру бассейна азот постепенно замещается метаном, который во внутренней части становится доминирующим (более 95 %). Газонасыщенность вод здесь составляет 700–2 000 г/см³. В газовой составляющей встречен гелий в количестве 0,006–0,22 %, азот — 5–25 %, углекислота — 0,1–0,3 %, тяжелые углеводороды — 0,1–0,6 %, реже 1 %. [10, 11].

Переход вод из азотно-метановых и метаново-азотных в метановые происходит при газонасыщенности 0,4–0,5 л/л, достигая максимума 2,2 л/л, а в бассейне р. Пур — 3 л/л. В краевой зоне газонасыщенность не превышает 0,1–0,3 л/л.

Геотемпературное поле ПВ в отложениях краевой зоны составляет 0–5 °С, во внутренних частях бассейна в кровле комплекса достигает 30–50 °С. В районе Тазовской губы температура ПВ апт-альб-сеноманских отложений не превышает 20 °С.

Таблица 3

**Средние значения содержания микроэлементов в пластовой воде
апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса (мг/дм³)**

Месторождение	I	B	Br	NO ₂	F	Sr	SiO ₂	CO ₃ ²⁻	NH ₄ ⁺
Юбилейное	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Северо-Уренгойское	19,2	7,1	36,6	12	–	–	12	–	11,5
Еты-Пуровское	7,4	6,5	36,7	0	0,9	–	17,1	0	23
Южно-Тарасовское	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Северо-Губкинское	9,8	21,4	43,2	–	–	–	–	–	–
Западно-Таркосалинское	9,15	3,5	32,51	–	1,24	100	14,4	–	24
Вынгапуровское	16,5	8,5	40,2	0,01	120	–	18,1	10,8	20,3
Западно-Ноябрьское	11,5	–	50	–	–	–	–	–	–
Северо-Русское	5,9	8,5	48,4	–	–	–	–	–	–
Харампурское	9,8	24,6	26,2	–	1,9	–	–	–	–
Береговое	9,6	28,4	35,8	0	1,3	226	4,2	27	40,1
Заполярье	8,9	8	42	–	–	–	–	42	13,2
Северо-Ханчейское	5,5	3,2	21,6	–	1,7	–	18,5	–	16,3
Хадыряхинское	8,7	3,4	31,4	–	1,2	–	24,5	–	7,3
Южно-Хадыряхинское	6,8	2,1	111,6	–	0,1	–	9,4	33	35,5
Ханчейское	4,5	3,5	29,7	–	1,03	–	15,7	22	15,8
Средне-Итурское	18,1	–	47,5	–	–	–	–	–	–
Холмогорское	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Новопортовское	9,1	–	25,8	–	–	–	–	–	–
Южно-Тамбейское	4,9	–	21,8	–	–	–	–	–	–
Верхне-Толькинское	13,6	23	57,3	–	0,9	–	–	6	12,5
Холмистое	18,1	–	47,5	–	–	–	–	–	–
Средне-Хулымское	2	5,51	13,7	–	0,8	–	16	36	3
Ярудейское	6,3	9	6,4	–	3,3	–	–	4,8	3,2
Спорышевское	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Восточно-Мессояхское	13,7	7,6	49,7	–	1,7	–	–	0,6	1,8
Утреннее	3,4	2,2	16,2	–	–	–	–	–	–

Для ААС ГК характерно изменение пластовых давлений от периферии к центру, так, на Комсомольском и Тазовском месторождениях пластовые воды обладают сверхгидростатическими давлениями с коэффициентами аномальности 1,78 и 1,82.

Технические воды

Изучаемые минерализованные ПВ добываются и используются на исследуемой территории для технического водоснабжения систем поддержания пластового давления (ППД) при разработке и эксплуатации месторождений углеводородов [12, 13]. При этом перспективным является ААС ГК, содержащий данные воды, добываемые ежегодно на 29 участках (используется около 39,758 тыс. м³/сут)⁴.

⁴ Доклад об экологической ситуации в Ямало-Ненецком автономном округе в 2019 году [Электронный ресурс]. – Салехард, 2020. – 346 с. – Режим доступа: <https://dprg.yanao.ru/documents/active/74512/>.

С целью технического водоснабжения, в том числе и для систем ППД, в регионе оценены и утверждены в установленном порядке запасы на 52 участках в количестве 226,736 тыс. м³/сут (по состоянию на 01.01.2020)⁵. На рисунке 2 приведены данные по запасам вод за предыдущие года, как видно, они остаются практически на одном уровне.

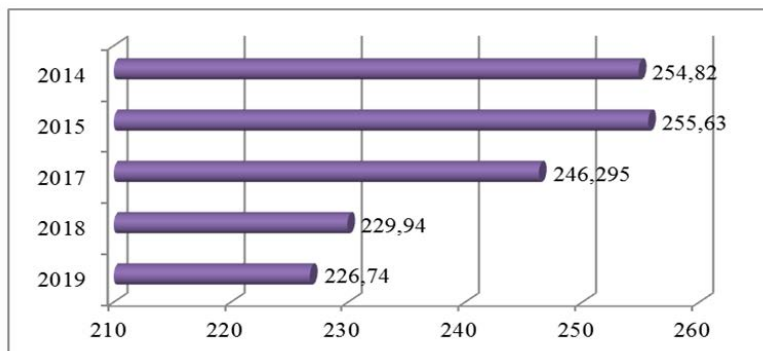


Рис. 2. Утвержденные запасы подземных вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса для системы поддержания пластового давления, тыс. м³/сут

Проведенные исследования на территории описываемого региона доказывают перспективность применения ПВ ААС ГК, используемых для системы ППД. Данные, отраженные на рисунке 3, показывают ежегодную тенденцию увеличения объемов использования данных вод. Динамика использования ПВ изучаемого комплекса именно для системы ППД приведена на рисунке 4. Данные объемы включают количество других типов вод — попутную (подтоварную), пресную ПВ и ресурсы поверхностных вод. Кроме этого, в небольшом количестве закачивается сточная вода. На рисунке 5 наглядно продемонстрирован состав типов закачиваемых вод в систему ППД.

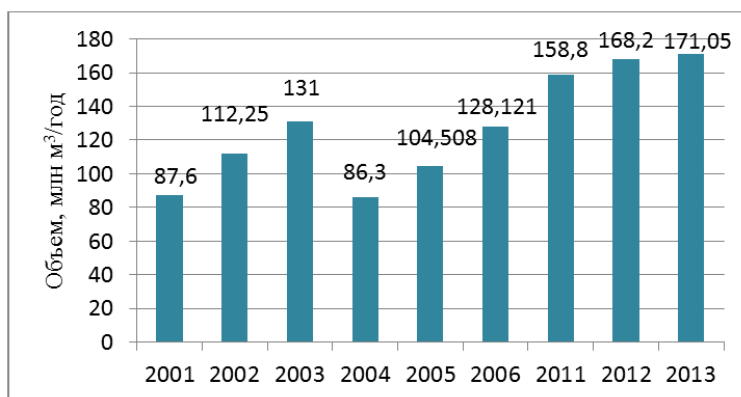


Рис. 3. Динамика закачки воды для системы поддержания пластового давления за прошедшие годы авторских исследований [14]

⁵ Там же.

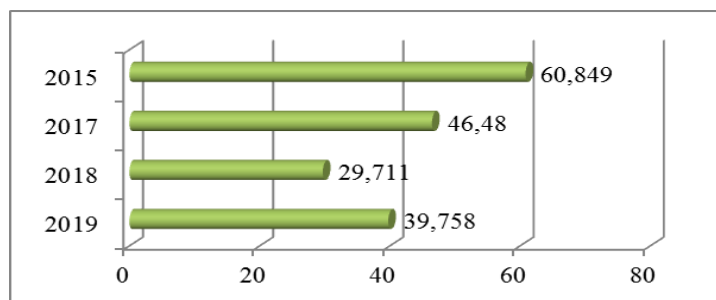


Рис. 4. Использование подземных вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса для системы поддержания пластового давления, тыс. м³/сут

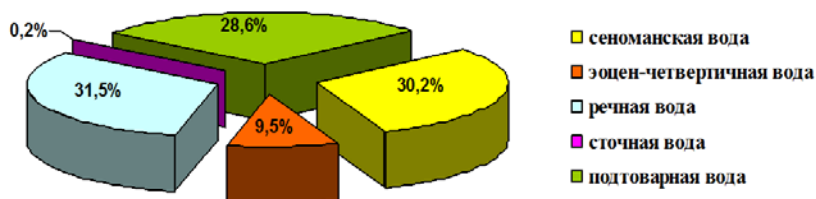


Рис. 5. Типы вод, используемых для системы поддержания пластового давления [14]

Водоносный коллектор, кроме использования минерализованных вод апт-альб-сеноманских отложений для целей ППД, широко применяется для захоронения сточных вод. В настоящее время на разрабатываемых месторождениях углеводородов и вблизи отдельных населенных пунктов обустроены 57 полигонов захоронения. Основной объект освоения — газовые залежи, заключенные в массивном резервуаре песчаных сеноманских отложений⁶ на глубинах от 850 до 1 300 м [15,16]. Положительная динамика захоронения сточных вод в недра за прошедшие годы авторских исследований представлена на рисунке 6.

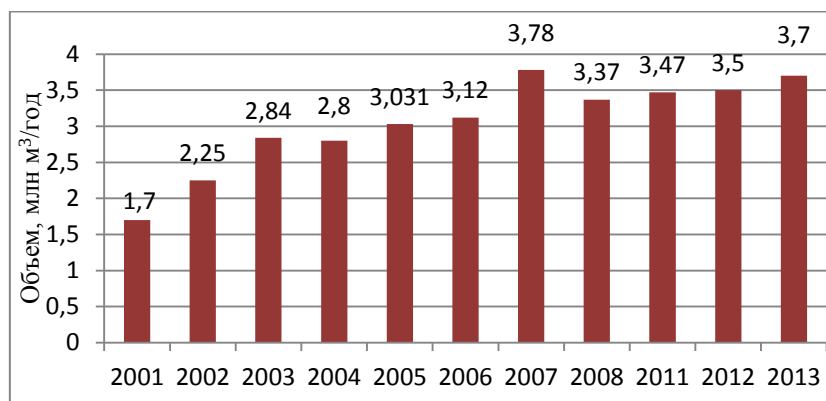


Рис. 6. Динамика захоронения сточных вод в недра [14]

⁶ Отчет о результатах поисков и оценки пластов-коллекторов для закачки стоков Берегового лицензионного участка / Д. Л. Хоробрых [и др.]; ЗАО «Недра-Консалт». – Тюмень, 2014. – 236 с.

Согласно современным данным⁷, по сравнению с авторскими наблюдениями 2013 года отмечается значительный скачок роста объема захоронения сточных вод в ААС ГК (рис. 7). Что еще раз подтверждает перспективность изучаемого комплекса, которая подробно освещена в работах [16–19].

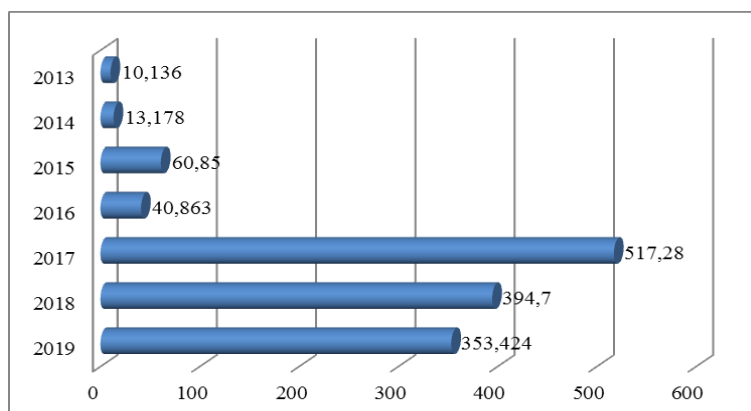


Рис. 7. Объемы захоронения сточных вод в глубокие горизонты, тыс. м³/сут

В качестве перспективности можно привести пример, что за последние 20 лет в недра исследуемого комплекса было закачено более 1,6 млрд м³ сточной воды. Важным фактором является стабильность геохимического поля ААС ГК, что свидетельствует об отсутствии негативного техногенного влияния и сохранении благоприятного состояния комплекса в дальнейшем.

Выводы

- Приведенные результаты многолетних гидрогеологических исследований, проведенных на территории Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона, позволили сделать вывод, что ААС ГК, обладающий высокой водообильностью и хорошими коллекторскими свойствами, представляет наибольший интерес для захоронения сточных вод.
- Особенности природного и техногенного воздействия на изучаемые ПВ имеют условия (возможности) совместной эксплуатации систем водоснабжения и систем глубинного захоронения.
- Необходимо отметить, что только при проведении гидрогеоэкологического мониторинга возможно обеспечить рациональное использование емкости подземного хранилища и уберечь ПВ от загрязнения.

Список источников

1. Иванов, Ю. К. Экологическая оценка ресурсов и качества подземных вод ЯНАО. Фонды КОП ЯНАО / Ю. К. Иванов, В. А. Бешенцев, А. И. Ковальчук. – Салехард, 1998. – 125 с. – Текст : непосредственный.

⁷ Доклад об экологической ситуации... – Режим доступа: <https://dprg.yanao.ru/documents/active/74512/>.

2. Ульянов, Д. В. Переоценка эксплуатационных запасов подземных вод Восточно-Таркосалинского месторождения / Д. В. Ульянов, Д. Л. Хоробрых, К. А. Тренина ; ОАО «СибНАЦ». – Тюмень, 2009. – 389 с. – Текст : непосредственный.
3. Хоробрых, Д. Л. Подсчет эксплуатационных запасов подземных вод апт-сеноманского комплекса для поддержания пластового давления при эксплуатации залежи нефти пласта БП₁₆ Восточно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения / Д. Л. Хоробрых, А. И. Попов, Н. В. Харин ; ОАО «СибНАЦ». – Тюмень, 2005. – 365 с. – Текст : непосредственный.
4. Хоробрых, Д. Л. Проект (технологическая схема) разработки северного водо-заборного участка для добычи технических подземных вод апт-сеноманского водоносного комплекса Восточно-Таркосалинского НГК месторождения / Д. Л. Хоробрых ; ОАО «СибНАЦ». – Тюмень, 2012. – 269 с. – Текст : непосредственный.
5. Бешенцев, В. А. Подземные воды севера Западной Сибири (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) : монография / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 223 с. – Текст : непосредственный.
6. Бешенцев, В. А. Экология подземных вод Ямало-Ненецкого автономного округа / В. А. Бешенцев, Ю. К. Иванов, О. Г. Бешенцева ; Рос. акад. наук, Урал. отд-ние, Ин-т геологии и геохимии им. А. Н. Заварицкого. – Екатеринбург : Ин-т геологии и геохимии УрО РАН, 2005 (Екатеринбург : ИРА УТК). – 165 с. – Текст : непосредственный.
7. Бешенцев, В. А. Подземные воды Ямало-Ненецкого автономного округа / В. А. Бешенцев ; Институт геологии и геохимии УрО РАН. – Екатеринбург, 2006. – 149 с. – Текст : непосредственный.
8. Гидрогеохимические условия нефтегазовых областей Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (часть 2) / В. А. Бешенцев, Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашито-ва, С. В. Воробьева. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-6-19-30. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 6. – С. 19–30.
9. Матусевич, В. М. Нефтегазовая гидрогеология : учебное пособие [в 2 ч.] Ч. I. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии / В. М. Матусевич, Л. А. Ковяткина ; Федеральное агентство по образованию, Тюменский государственный нефтегазовый уни-верситет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 116 с. – Текст : непосредственный.
10. Характеристика подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова, И. Г. Сабанина, С. В. Воробьева. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-4-39-48. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 39–46.
11. Бешенцев, В. А. Современное состояние водных ресурсов Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона / В. А. Бешенцев. – Текст : электронный // Научный лидер. – 2021. – Вып. 21 (23). – С. 19–40. – URL: <https://scilead.ru/article/601-sovremennoe-sostoyanie-vodnikh-resursov-yamalo>
12. Лучшева, А. А. Практическая гидрология : упражнения по гидрологическим вычислениям и расчетам : [учебное пособие для гидрометеорологических техникумов] / А. А. Лучшева ; под редакцией В. В. Лебедева. – Ленинград : Гидрометеиздат, 1950. – 292 с. – Текст : непосредственный.
13. Бешенцев, В. А. Обоснование захоронения промышленных и сточных вод в недра : учебное пособие / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2018. – 94 с. – Текст : непосредственный.
14. Бешенцев, В. А. Ресурсы подземных вод Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона и проблемы их использования / В. А. Бешенцев. – Текст : непосредственный // Известия Уральского государственного горного университета. – 2013. – № 2 (30). – С. 15–20.
15. Лазутин, Н. К. Гидрогеологические условия захоронения сточных вод на тер-ритории Берегового нефтегазоконденсатного месторождения Ямало-Ненецкого нефтегазо-добывающего региона / Н. К. Лазутин, В. А. Бешенцев, А. А. Гудкова. – DOI 10.31660/0445-0108-2018-1-22-27. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 1. – С. 22–27.
16. Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах северной части Западно-Сибирского мегабассейна : монография / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова, Р. Н. Абдрашито-ва, М. Д. Заватский ; Тюменский индустриальный университет. – Тю-мень : ТИУ, 2021. – 171 с. – Текст : непосредственный.

17. Бешенцев, В. А. Захоронение сточных вод в глубокие водоносные горизонты / В. А. Бешенцев. – Текст : электронный // Научный лидер. – 2021. – Вып. 9 (11). – С. 3–9. – URL: <https://scilead.ru/article/154-zakhoronenie-stochnik-vod-v-glubokie-vodonosn>.
18. Бешенцев, В. А. Рентабельность апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса на примере месторождений ЯНАО / В. А. Бешенцев, Ю. В. Гуляева. – Текст : непосредственный // Нефть и газ : технологии и инновации. Материалы Национальной научно-практической конференции. В 2 томах. Т. 1 / Отв. ред. Н. В. Гумерова. – Тюмень : ТИУ, 2021. – С. 27–32.
19. Бешенцев, В. А. Гидрогеохимический анализ территории Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона / В. А. Бешенцев. – Текст : электронный // Научный лидер. – 2021. – Вып. 28 (30). – С. 19–37.

References

1. Ivanov, Yu. K., Beshentsev, V. A., & Kovalchuk, A. I. (1998). *Ekologicheskaya otsenka resursov i kachestva podzemnykh vod YaNAO*. Fondy KOP YaNAO Salekhard, 125 p. (In Russian).
2. Ul'yanov, D. V., Khorobrykh, D. L. & Trenina, K. A. (2009). *Pereotsenka ekspluatatsionnykh zaspos podzemnykh vod Vostochno-Tarkosalinskogo mestorozhdeniya*. Tyumen, 389 p. (In Russian).
3. Khorobrykh, D. L., Popov, A. I. & Harin, N. V. (2005). *Podschet ekspluatatsionnykh zaspos podzemnykh vod apt-senomanskogo kompleksa dlya podderzhaniya plastovogo davleniya pri ekspluatatsii zalezhi nefi plastu BP₁₆ Vostochno-Tarkosalinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya*. Tyumen, 365 p. (In Russian).
4. Khorobrykh, D. L. (2012) *Proekt (tehnologicheskaya skhema) razrabotki severnogo vodozabornogo uchastka dlya dobychi tekhnicheskikh podzemnykh vod apt-senomanskogo vodonosnogo kompleksa Vostochno-Tarkosalinskogo NGK mestorozhdeniya*. Tyumen, 269 p. (In Russian).
5. Beshentsev, V. A., & Semenova, T. V. (2015). *Podzemnye vody severa Zapadnoy Sibiri (v predelakh YAmalo-Nenetskogo neftegazodobyvayushchego regiona)*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 223 p. (In Russian).
6. Beshentsev, V. A., Ivanov, Yu. K., & Beshentseva, O. G. (2005). *Ekologiya podzemnykh vod Yamalo-Nenetskogo avtonomnogo okruga*. Ekaterinburg, Institut geologii i geokhimii UrO RAN Publ. (Ekaterinburg: IRA UTK), 165 p. (In Russian).
7. Beshentsev, V. A. (2006). *Podzemnye vody Yamalo-Nenetskogo avtonomnogo okruga*. Ekaterinburg, 149 p. (In Russian).
8. Beshentsev, V. A., Salnikova, Yu. I., Abdrashitova, R. N., & Vorobjeva, S. V. (2019). Hydrogeochemical conditions of oil and gas areas in Yamalo-Nenets oil and gas producing region (Part 2). *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 19-30. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-19-30
9. Matusevich, V. M., & Kovyatkina, L. A. (2010). *Neftegazovaya gidrogeologiya. V 2 chastyakh. Chast' I. Teoreticheskie osnovy neftegazovoy gidrogeologii*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 116 p. (In Russian).
10. Beshentsev, V. A., Semenova, T. V., Sabanina, I. G., & Vorobjeva, S. V. (2019). Characteristics of groundwater in the Mesozoic hydrogeological basin at the fields of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region. *Oil and Gas Fields*, (4), pp. 39-48. (In Russian).
11. Beshentsev, V. A. (2021). *Sovremennoe sostoyanie vodnykh resursov Yamalo-Nenetskogo neftegazodobyvayushchego regiona*. Nauchnyy lider, (21(23)), pp. 19-40. (In Russian). Available at: <https://scilead.ru/article/601-sovremennoe-sostoyanie-vodnykh-resursov-yamalo>
12. Luchsheva, A. A. (1950). *Prakticheskaya gidrologiya: uprazhneniya po gidrologicheskim vychisleniyam i raschetam*. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 292 p. (In Russian).
13. Beshentsev, V. A., & Semenova, T. V. (2018). *Obosnovanie zakhoroneniya promyshlennykh i stochnykh vod v nedra*. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 94 p. (In Russian).
14. Beshentsev, V. A. (2013). The groundwater resources of the Yamal-Nenets oil and gas producing region and problems of their use. *News of the Ural State Mining University*, (2(30)), pp. 15-30. (In Russian).

15. Lazutin, N. K., Beshentsev, V. A., & Gudkova, A. A. (2018). Hydrogeological conditions of astewater burial in the territory of the Beregovoye oil and gas condensate field of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 22-27. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-1-22-27
16. Beshentsev, V. A., Semenova, T. V., Abdrashitova, R. N., & Zavatsky, M. D. (2021). Podzemnye vody mezozoyskogo gidrogeologicheskogo basseyna v predelakh severnoy chasti Zapadno-Sibirskogo megabasseyna. Tyumen, Industrial University of Tyumen, 171 p. (In Russian).
17. Beshentsev, V. A. (2021) Zakhoroneniye stochnykh vod v glubokie vodonosnye gorizonty. *Nauchnyy lider*, (9(11)), pp. 3-9. (In Russian). Available at: <https://scilead.ru/article/154-zakhoroneniye-stochnik-vod-v-glubokie-vodonosn>
18. Beshentsev, V. A., & Gulyaeva, Yu. V. (2021). Rentabel'nost' apt-al'b-senomanskogo gidrogeologicheskogo kompleksa na primere mestorozhdeniy YaNAO. *Neft' i gaz: tekhnologii i innovatsii. Materialy Natsional'noy nauchno-prakticheskoy konferentsii. V 2 tomakh. Tom 1.* Tyumen, Industrial University of Tyumen, pp. 27-32. (In Russian).
19. Beshentsev, V. A. (2021). Gidrogeokhimicheskiy analiz territorii Yamalo-Nenetskogo neftegazodobyvayushchego regiona. *Nauchnyy lider*, (28(30)), pp. 19-37. (In Russian).

Информация об авторах

Беженцев Владимир Анатольевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Гуляева Юлия Владимировна, кандидат геолого-минералогических наук, Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, bespalova_y@mail.ru

Information about the authors

Vladimir A. Beshentsev, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Yulia V. Gulyaeva, Candidate of Geology and Mineralogy, the West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, bespalova_y@mail.ru

Статья поступила в редакцию 19.08.2021; одобрена после рецензирования 07.09.2021; принята к публикации 13.09.2021.
The article was submitted 19.08.2021; approved after reviewing 07.09.2021; accepted for publication 13.09.2021.

УДК 553.984/550.8.072

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-24-37

Типы взаимодействия пород ачимовской толщи и баженовской свиты

А. Г. Лаптей

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
Anastasia1608@mail.ru

Аннотация. Многие месторождения северо-восточной части Сургутского нефтегазоносного района были открыты в 1960–1970-х годах. В настоящее время в связи с выработкой запасов крупных залежей простого строения восстановление ресурсной базы и поддержание уровня добычи нефтегазодобывающих организаций являются одной из основных задач. Выполнение ее возможно за счет освоения новых территорий, увеличения глубин поисково-разведочного бурения, доразведки залежей сложного строения.

Остаточные запасы исследуемой территории приурочены к ачимовской толще и резервуарам в аномальных разрезах баженовской свиты (АРБ).

В работе рассмотрены типы залежей в ачимовской толще при нормальном и аномальном строении баженовской свиты. Автором предлагается классификация залежей нефти в фондоформной части клиноформ. Данная классификация наглядно показывает возможные взаимоотношения ачимовской толщи и нижележащих битуминозных отложений баженовской свиты.

Некоторые залежи, связанные с резервуарами в АРБ, могут являться пропущенными объектами, соответственно, необходима их доразведка. Поскольку резервуары ачимовской толщи и АРБ имеют разные свойства, то при планировании геолого-технологических мероприятий по извлечению нефти их необходимо дифференцировать.

Ключевые слова: клиноформа, ачимовская толща, аномальный разрез баженовской свиты, геологические модели

Для цитирования: Лаптей, А. Г. Типы взаимодействия пород ачимовской толщи и баженовской свиты / А. Г. Лаптей. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-1-24-37 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 1. – С. 24–37.

Types of interaction between rocks of Achimov sequence and Bazhenov formation

Anastasia G. Laptey

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
Anastasia1608@mail.ru

Abstract. Many fields in the northeastern part of Surgut oil and gas region were discovered in 1960s-1970s. Currently, because to the development of reserves of large deposits of simple structure the restoration of the resource base and maintenance of the production level of oil and gas producing organizations are the main tasks. Its implementation is possible due to the develop-

ment of new territories, increasing the depth of prospecting drilling, additional exploration of deposits of complex structure.

Residual reserves of deposits in the studied area are confined to Achimov sequence and reservoirs in anomalous section of the Bazhenov formation.

The article considers the types of deposits in Achimov sequence with normal and anomalous structure of Bazhenov formation. The author proposes a classification of oil deposits in the fondoform part of clinoforms. This classification clearly shows the possible relationship between Achimov sequence and the underlying bituminous deposits of Bazhenov formation.

Some deposits associated with reservoirs in anomalous section of the Bazhenov formation may be missed targets; therefore, additional exploration is required. Since the reservoirs of Achimov sequence and anomalous section of the Bazhenov formation have different properties, it is necessary to differentiate them when planning geological and technological measures to extract oil.

Keywords: clinoform, Achimov sequence, anomalous sections of the Bazhenov formation, geological models

For citation: Laptey, A. G. (2022). Types of interaction between rocks of Achimov sequence and Bazhenov formation. Oil and Gas Studies, (1), pp. 24-37. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-24-37

Введение

Большинство месторождений северо-восточной части Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области были открыты в 1960–1970 годах. За период их разработки запасы крупных залежей простого строения практически выработаны. В то же время восстановление ресурсной базы и поддержание уровня добычи нефти являются одной из основных задач нефтегазодобывающих компаний. Ее выполнение возможно за счет освоения новых территорий, увеличения глубин поисково-разведочного бурения, доразведки залежей сложного строения.

Остаточные запасы исследуемой территории приурочены к ачимовской толще и резервуарам в аномальных разрезах баженовской свиты (АРБ).

Основной целью данной работы является повышение достоверности прогноза свойств залежей в ачимовской толще и в телах ее внедрения в баженовскую свиту. Задачи исследования:

- 1) систематизация представлений о типах резервуаров в фондоформной части клиноформ;
- 2) построение классификации залежей нефти в фондоформной части клиноформ на основе установленных взаимоотношений пластов Ач и Ю0;
- 3) построение и анализ геологических моделей залежей нефти, приуроченных к пластам Ач и Ю0; обобщение полученных данных по продуктивности исследуемых резервуаров.

Объект и методы исследования

Систематизация представлений о типах резервуаров в фондоформной части клиноформ

Основной единицей расчленения неокомского нефтегазоносного комплекса является клиноформа. Термин «клиноформа» применительно к неокомскому комплексу стал использоваться только в 1980-х годах [1]. В стратиграфический кодекс России этот термин был введен в 2000 году в раз-

деле, посвященном сиквенс-стратиграфическим подразделениям, как термин свободного пользования для клиновидных седиментационных тел [2]. Верхняя, средняя и нижняя части клиноформы называются ундаформа, ортоформа и фондоформа [3]. Эти названия соответствуют модели формирования неокома А. Л. Наумова [4, 5]: шельф, континентальный склон и подножие склона (рис. 1). Внутри каждой клиноформы выделяются песчаные пласты, пачки алевролитов и глин. В кровле обычно залегает пачка тонкоотмученных глин [6]. Средняя мощность клиноформ не превышает 400–500 м, однако суммарная их мощность достигает 20 км [7]. Обычная ширина клиноформ составляет 20–50 км, изученная длина достигает 800–1 000 км.

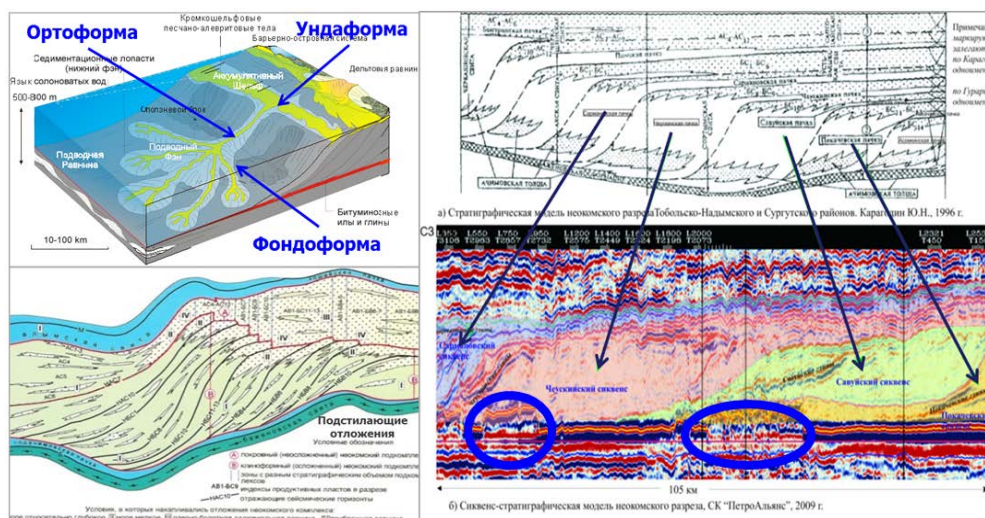


Рис. 1. Клиноформное строение¹ неокомского нефтегазоносного комплекса [8, 9]
(синими овалами выделены аномальные разрезы баженовской свиты)

Неокомский комплекс подстилается отложениями баженовской свиты. Она является региональным репером, ее кровля представляет собой опорный отражающий горизонт. Характерная ее особенность на рассматриваемой территории — наличие аномальных разрезов (см. рис. 1).

Нормальное залегание, точнее налегание ачимовских пластов, наблюдается в виде постепенного выклинивания песчаных тел, представляющих собой отложения подводных конусов выноса [10], и сопровождается формированием подачимовской глинистой пачки, залегающей непосредственно на выдержанной по мощности баженовской свите.

Если нормальное залегание баженовской свиты было нарушено постседиментационными процессами, то на таких участках выделяются ее аномальные разрезы. АРБ представляют собой локальные участки распространения мощных терригенных пластов, расклинивающих битуминозные органо-кремнистые отложения баженовской свиты [11].

¹Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа — Югры: атлас / ГП ХМАО «НАЦ РН им. Шпилемана». — Ханты-Мансийск, 2007. — 193 с.

Одной из основных гипотез формирования АРБ является модель подводно-оползневого генезиса, выдвинутая А. А. Неждановым в 1985 г. [12]. Согласно этой гипотезе, причина образования АРБ — раннемеловые подводно-оползневые явления, спровоцированные землетрясениями [8, 9], приводящие к смятию, разрыву и отрыву литифицированных битуминозных глин от подстилающих пород, их деформации и раскалыванию по вертикали на отдельные пластины (бажениты), и внедрению между ними принесенного обломочного материала ачимовской толщи [8, 9].

Авторами [13] был проведен анализ современных оползней, который показал, что средний объем оползневой массы составляет около 1 км^3 . Около половины подводных оползней формируются на седиментационных склонах. Примерно у 20 % оползней уклон породившего склона составляет $1\text{--}2^\circ$, что соответствует седиментационному склону Западно-Сибирского палеоморя (20 м/км). Согласно исследованиям [14], во время накопления ачимовских резервуаров оползни являлись распространенным явлением, а значит, ачимовские осадки могли массово внедряться в юрские.

Изученным современным оползнем является оползень Afen Slide в Северном море [15]. Его размеры составляют около $4 \times 13 \text{ км}$ при высоте склона около 200 м и уклоне около 25 м/км ($1\text{--}2^\circ$). По своим характеристикам он соответствует оползням, которые формировали ачимовские отложения. Зона его обрушения соответствует клиноформному склону, а зона растекания — фондоформной части склона [16]. При формировании Afen Slide происходило многостадийное обрушение седиментационного склона (рис. 2).

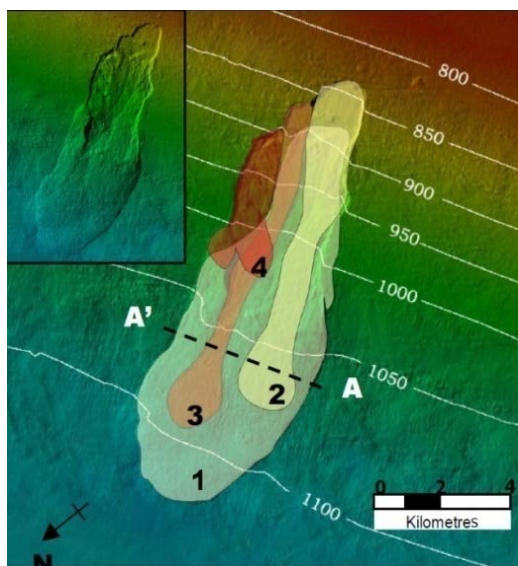


Рис. 2. Схема образования подводного оползня Afen Slide [15]

Изучением строения и условий образования АРБ в разные годы занимались В. С. Бочкарев, Ф. Г. Гурари, В. А. Корнев, О. М. Мкртчян, А. Л. Наумов, А. А. Нежданов, В. С. Славкин, В. П. Сонич, Г. С. Ясович и др.

Неоднократно проводились исследования по определению возраста пород аномальных разрезов баженовской свиты. Впервые подтверждение разновозрастности пород АРБ было получено при обработке образца керна скважины 307 Северо-Конитлорского месторождения [17]: в темно-серых обломках баженитов найдены фораминиферы верхневолжского возраста, а во вмещающих их светло-серых алевроитах обнаружена ранневаланжинская споропыльца. Значит, на Северо-Конитлорском месторождении АРБ сформировался в ранневаланжинское время за счет внедрения в бажениты пульпы подводного оползня при обрушении седиментационного склона при боковом заполнении палеобассейна.

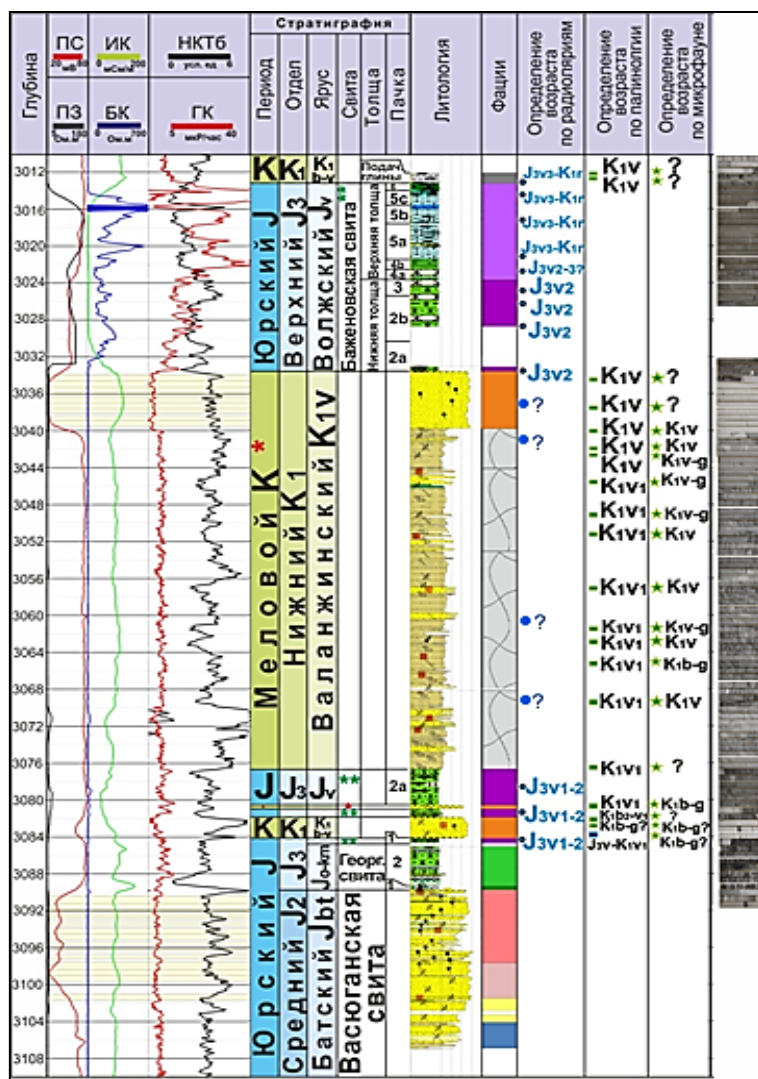


Рис. 3. Результаты биостратиграфического определения возраста пород АРБ в скв. 412Р Имилорского месторождения (Н. Н. Гатина, 2017 г.)

Еще одним примером определения возраста пород АРБ на исследуемой территории является скважина 412Р Имилорского месторождения, в

которой при бурении был отобран керн из АРБ, перекрывающих и подстилающих отложений [10]. Определения возраста сделаны на основе изучения биофоссилий: фораминифер, радиолярий, остатков микрофитопланктона (цист динофлагеллят), спор и пыльцы наземных растений. Группам микропалеонтологов и полинологов были переданы образцы без стратиграфической привязки. Обобщение материалов осуществлялось ответственным исполнителем работ по исследованию керна. Анализ показал, что высокоуглеродистые глинисто-карбонатно-кремнистые породы (бажениты) имеют волжский возраст (J3v1), а терригенные породы тела внедрения имеют ранневаланжинский возраст (K1v1) и расклинивают в разрезе породы баженовской свиты средневолжского возраста (J3v2) [10] (рис. 3). Данные выводы согласуются с оползневой моделью образования АРБ.

Согласно исследованиям В. С. Славкина и др. [19], в клиноформах выделяются песчаные тела 4 типов (рис. 4), отличающихся по морфологии, палеогеоморфологической приуроченности и условиям образования: внутришельфовые, кромкошельфовые (ундаформные), склоновые (клиноформные) и депрессионные (фондоформные). На рисунке 4 из работы [19] приводится принципиальная схема сейсмостратиграфической привязки песчаных тел. Подробное описание положения и геометрии кромкошельфовых песчаных тел на примере неокомских продуктивных горизонтов Приобской зоны приводится в работе [20].

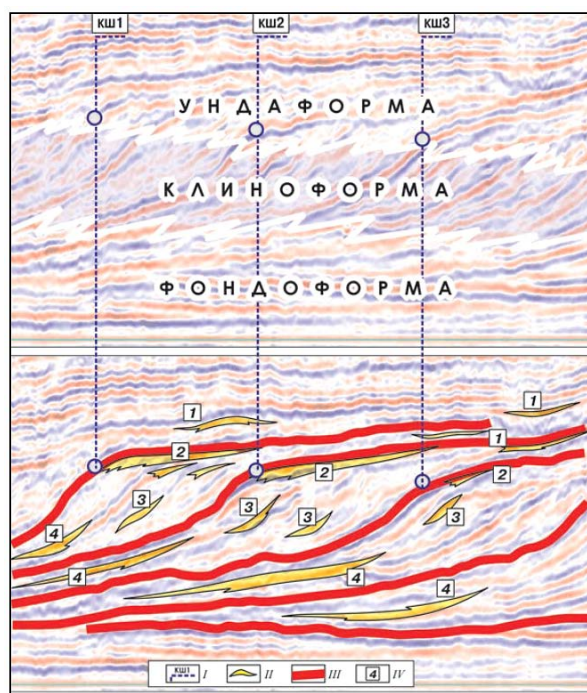


Рис. 4. **Схема строения клиноформных отложений неокома Западной Сибири.**
Границы: I — кромка палеошельфа; II — песчаные тела разного генезиса; III — основные отражающие горизонты; IV — индекс типа песчаных тел: 1 — шельфовые; 2 — кромкошельфовые; 3 — склоновые; 4 — фондоформные (депресссионные) [19]

Таким образом, систематизация представлений о типах резервуаров в фондоформной части клиноформ позволяет сделать следующие основные выводы.

- Основной объем ачимовских резервуаров представляет собой систему постепенно выклинивающихся песчаных тел, представляющих собой отложения подводных конусов выноса.
- Терригенные резервуары в аномальных разрезах баженовской свиты являются результатом подводно-оползневых процессов, происшедших в раннемеловое время. Соответственно, их следует рассматривать как составную часть Ачимовского нефтегазоносного подкомплекса. Сформулированный вывод обоснован имеющимися палеонтологическими данными.

Классификация залежей нефти в фондоформной части клиноформ

На основе теоретических знаний были построены геологические модели залежей нефти ачимовской толщи, а также связанные с АРБ чеускинских и савуйских циклитов по нескольким месторождениям Широного Приобья. Основные принципы геологического моделирования многопластовых объектов, осложненных областями развития аномальных разрезов баженовской свиты, приведены в статье [16].

При анализе этих моделей выделены основные типы залежей ачимовской толщи и тел ее внедрения в баженовскую свиту:

- 1) пластово-сводовая Ач (фондоформные ачимовские тела);
- 2) пластово-сводовая Ач, литологически ограниченная непродуктивным АРБ (фондоформные ачимовские тела);
- 3) пластово-сводовая Ач + Ю0 (фондоформные ачимовские тела и тела внедрения в баженовскую свиту):
 - 3.1) единая гидродинамически связанная залежь Ач + Ю0;
 - 3.2) залежи Ач и Ю0 с разными уровнями водонефтяных контактов (ВНК);
- 4) пластово-сводовая Ю0, литологически ограниченная непродуктивными Ач (тела внедрения в баженовскую свиту);
- 5) пластово-сводовая Ю0 (тела внедрения в баженовскую свиту).

Граница АРБ может быть повсеместно развита по площади исследуемого участка или же представлять собой локальные «острова» баженовской свиты, связанные в основном с повторными внедрениями ачимовских оползней [16].

Классификация залежей нефти в фондоформной части клиноформ показана на рисунке 5.

Являясь нефтематеринской породой, баженовская свита отдавала углеводороды нижележащим юрским и вышележащим неокомским коллекторам. При этом в зонах развития АРБ в связи с непосредственным контактом отложений ачимовских пластов и отложений баженовской свиты миграция углеводородов происходила в основном в вышележащие неокомские отложения [21].

Геологические модели залежей нефти, приуроченных к пластам Ач и Ю0

Далее, на примерах месторождений северо-восточной части Сургутского нефтегазоносного района продемонстрированы подсчетные планы и разрезы по каждому представленному типу залежи (рис. 6).

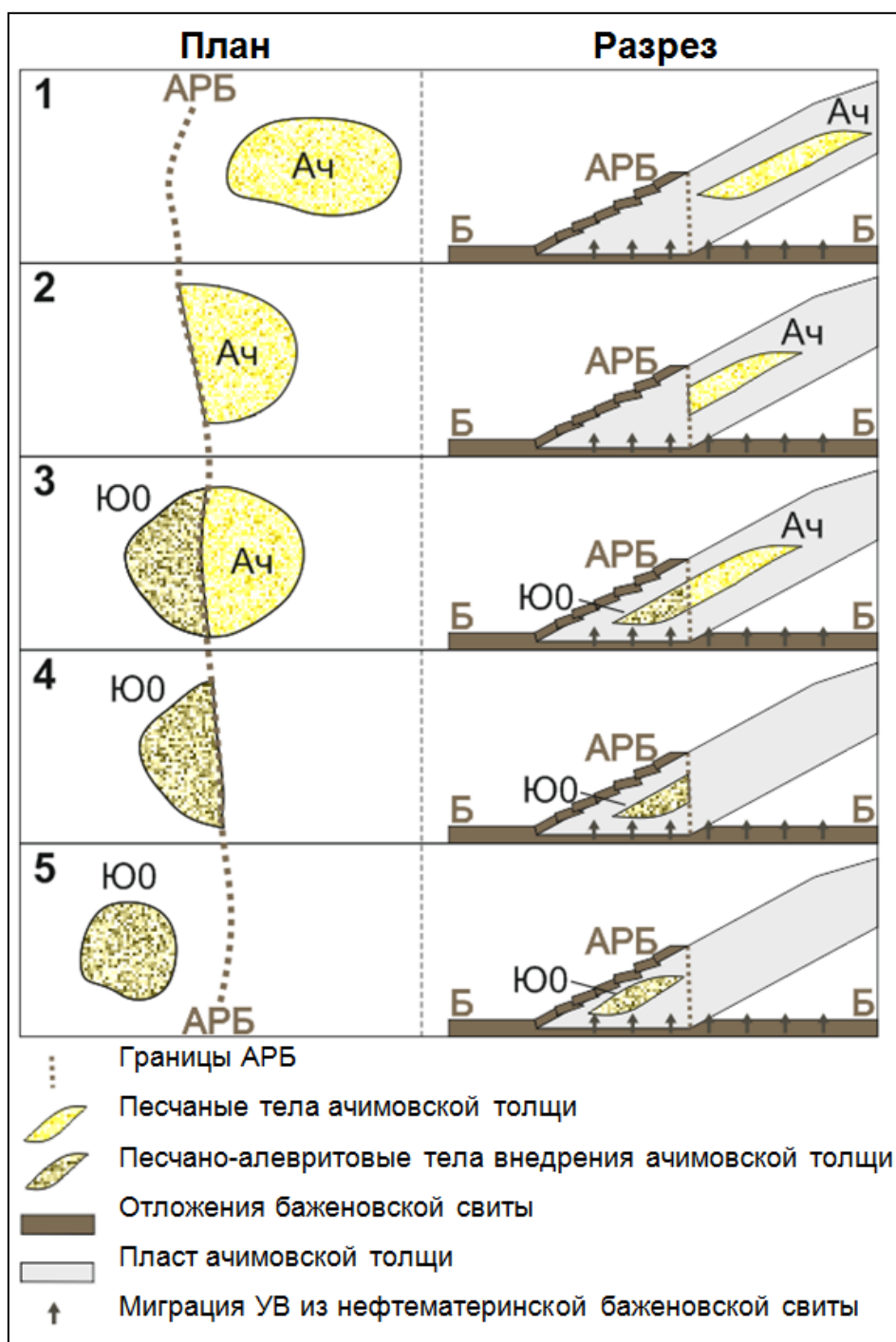


Рис. 5. Типы залежей пластов Ач и Ю0: 1 — пластово-сводовая Ач;
 2 — пластово-сводовая Ач, литологически ограниченная непродуктивным АРБ;
 3 — пластово-сводовая Ач + Ю0; 4 — пластово-сводовая Ю0, литологически ограниченная непродуктивными Ач; 5 — пластово-сводовая Ю0

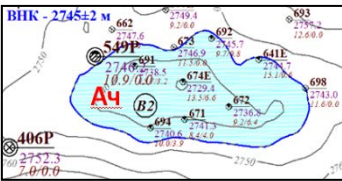
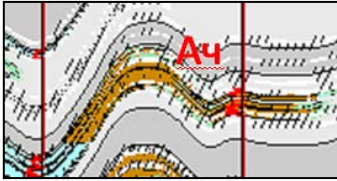
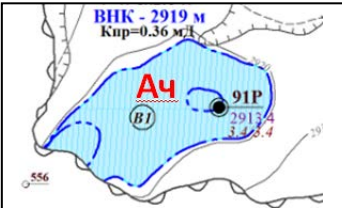
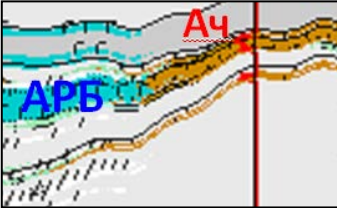
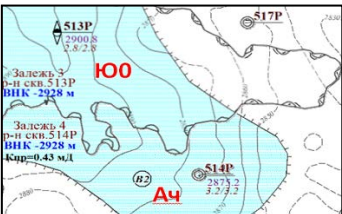
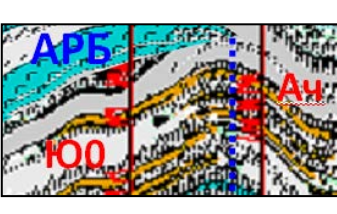
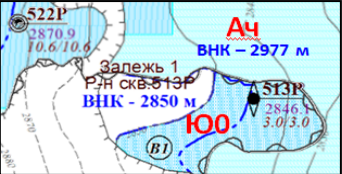
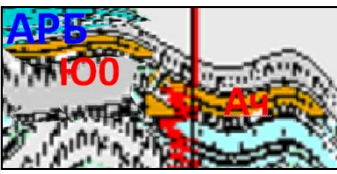
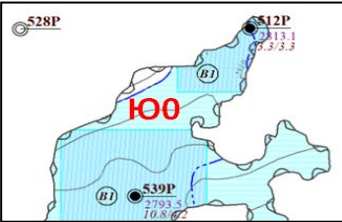
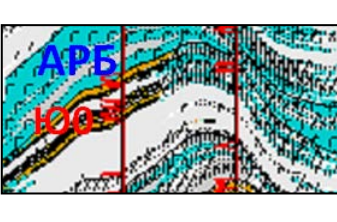
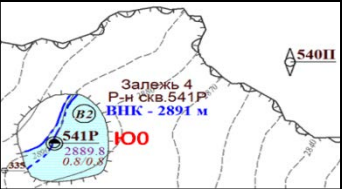
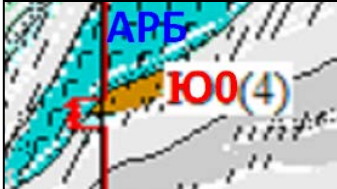
Тип залежи	Подсчетный план	Разрез
1. Пластово-сводовая Ач	Пластово-сводовая залежь Ач  	
2. Пластово-сводовая Ач, литологически ограниченная АРБ непродуктивным АРБ	Пластово-сводовая залежь Ач, литологически ограниченная АРБ  	
3. Пластово-сводовая Ач + Ю0	Литологически ограниченные залежи Ач и Ю0 с единым уровнем БНК  	
	Литологически ограниченные залежи Ач и Ю0 с разными уровнями БНК  	
4. Пластово-сводовая Ю0, литологически ограниченная непродуктивными Ач	Залежь Ю0, ограниченная АРБ  	
5. Пластово-сводовая Ю0	Литологически ограниченная залежь Ю0  	

Рис. 6. Примеры залежей разных типов пластов Ач и Ю0

Была проведена сопоставительная оценка размеров залежей разных типов, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов (пористость, нефтенасыщенность), а также оценка начальных дебитов нефти по нескольким месторождениям исследуемого района. В таблице представлена характеристика залежей.

Залежи типов 1–2 ачимовской толщи имеют большое распространение по площади, содержат в себе коллекторы с лучшими ФЕС и высокими толщинами, средние дебиты нефти составляют 12–13 м³/сут. Залежи пластов Ю0 типов 4–5 в основном локализованы по площади, имеют низкие толщины, характеризуются низкими ФЕС и, соответственно, дебитами нефти (3–4 м³/сут).

Характеристика залежей Ач и Ю0

Залежь	Средняя площадь, млн м ²	Нефтена- сыщенная толщина, м	ФЕС, д.ед.		Дебиты нефти,м ³ /сут
		мин. – макс.	мин. – макс.		мин. – макс.
		ср.	Кпор	Кн	ср.
1. Пластово-сводовая Ач	65	<u>1,9 – 15,3</u> 8,3	<u>0,14 – 0,17</u> 0,16	<u>0,39 – 0,64</u> 0,58	<u>2 – 43</u> 13
2. Пластово-сводовая Ач, литологически ограниченная непро- дуктивным АРБ	55	<u>1,8 – 14,8</u> 7,1	<u>0,13 – 0,18</u> 0,15	<u>0,40 – 0,62</u> 0,56	<u>2 – 33</u> 12
3. Пластово-сводовая Ач + Ю0	61	<u>1,8 – 8,8</u> 5,2	<u>0,11 – 0,16</u> 0,14	<u>0,36 – 0,61</u> 0, 53	<u>1 – 32</u> 9
4. Пластово-сводовая Ю0, литологически ограниченная непродуктивными Ач	9	<u>1,8 – 8,2</u> 3,8	<u>0,11 – 0,14</u> 0,12	<u>0,36 – 0,55</u> 0,46	<u>1 – 9</u> 4
5. Пластово-сводовая Ю0	5	<u>1,5 – 6,3</u> 2,6	<u>0,10 – 0,13</u> 0,11	<u>0,35 – 0,54</u> 0,45	<u>1 – 8</u> 3

Ранее [16] был проведен анализ данных керна ачимовской толщи и пласта Ю0 по скважинам Имилорского месторождения.

Согласно шлифам, ачимовские резервуары образованы наиболее качественным песчаником, имеют небольшое содержание цемента (2 %), открытые поры составляют 10–11 %.

Пласт Ю0 является ухудшенным коллектором (26 % — цемент), открытые поры составляют около 3 %.

Полученные выводы по массиву шлифов подтверждаются анализом гранулометрического состава.

Результаты

Анализ литературных источников позволяет сделать вывод, что основными типами резервуаров в фондоформной части неокотских клиноформ являются следующие:

- постепенно выклинивающиеся песчаные тела, представляющие собой отложения подводных конусов выноса;
- терригенные резервуары в аномальных разрезах баженовской свиты, сформированные в результате подводно-оползневых процессов, происходивших в раннемеловое время. Соответственно, их следует рассматривать как составную часть Ачимовского нефтегазоносного подкомплекса.

Анализ геологического строения открытых залежей нефти в фондоформной части клиноформ позволил построить их классификацию, включающую пять типов. Основанием для нее являются взаимоотношения и степень гидродинамической связи классических ачимовских резервуаров и резервуаров, приуроченных к АРБ. Для каждого типа залежи приведены соответствующие примеры на геологических моделях исследуемого района.

Построенная классификация стала основой для обобщения данных по залежам в фондоформной части клиноформ северо-восточной части Сургутского нефтегазоносного района. Установлено, что средняя площадь залежей в классических ачимовских резервуарах и объединенных резервуарах Ач + Ю0 составляет около 60 тыс. м², средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина — около 7 м, пористость около 15 %, коэффициент нефтенасыщенности — около 0,56, дебиты нефти — около 11 м³/сут. Параметры залежей в пласте Ю0 значительно ниже: площадь — около 7 км², средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина — около 3 м, пористость — около 11,5 %, коэффициент нефтенасыщенности — около 0,46, дебиты нефти — около 3,5 м³/сут.

Выводы

Предложена классификация залежей нефти в фондоформных частях клиноформ. Всего выделено пять типов залежей: залежи в пластах Ач; залежи в пластах Ач, ограниченные АРБ; залежи в пластах Ач и Ю0; залежи в пласте Ю0, ограниченные АРБ; залежи в пласте Ю0.

Проведенный анализ свойств коллекторов пластов ачимовской толщи Ач и тел ее внедрения в баженовскую свиту Ю0 показал, что они существенно отличаются по своим свойствам. Коллекторы Ю0 характеризуются значительно более низким качеством, в основном за счет повышенной цементизации.

При планировании геолого-технологических мероприятий по извлечению нефти из резервуаров Ач и Ю0, особенно в случае объединенных резервуаров, необходимо учитывать их вышеописанные особенности.

Список источников

1. Дополнения к Стратиграфическому кодексу России = Supplements to the Stratigraphic code of Russia / М-во природ. ресурсов Рос. Федерации [и др.] ; [авт. и сост. А. И. Жамойда и др.]. — Санкт-Петербург : Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. — 112 с. — Текст : непосредственный.
2. Кунин, Н. Я. Новые возможности сеймостратиграфических исследований при региональных работах на нефть и газ / Н. Я. Кунин. — Текст : непосредственный // Советская геология. — 1983. — № 11. — С. 109–120.

3. Rich, J. L. Three critical environments of deposition, and criteria for recognition of rocks deposited in each of them / J. L. Rich. – DOI 10.1130/0016-7606(1951)62[1:TCEODA]2.0.CO;2. – Direct text // Geological Society of America Bulletin. – 1951. – Vol. 62, Issue 1. – P. 1–20.
4. Волков, В. А. К вопросу о механизме образования неокомских клиноформ Западной Сибири / В. А. Волков. – Текст : электронный // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2014. – № 26. – URL: <http://www.oilnews.ru/26-26/k-voprosu-o-mexanizme-obrazovaniya-neokomskix-klinofom-zapadnoj-sibiri/>.
5. Наумов, А. Л. Об особенностях формирования разреза неокомских отложений Среднего Приобья / А. Л. Наумов, Т. М. Онищук, М. М. Биншток. – Текст : непосредственный // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. – 1977. – Вып. 64. – С. 39–49.
6. Гурари, Ф. Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений) : монография / Ф. Г. Гурари ; М-во природ. ресурсов РФ, Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минер. сырья (СНИИГГиМС). – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2003. – 141 с. – Текст : непосредственный.
7. Игошкин, В. П. Генетические типы неокомских клиноформ Западной Сибири / В. П. Игошкин, А. Е. Шпезингер. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 1990. – Т. 31, № 8. – С. 16–20.
8. Опыт геолого-геофизического моделирования «аномальных» разрезов баженовской свиты / В. Ф. Гришкевич, В. Е. Касаткин, С. Ф. Кулагина [и др.]. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2006. – № 2. – С. 23–27.
9. Построение единой геологической модели Тевлинско-Русскинского месторождения с расширением на Кочевское, Северо-Кочевское и Северо-Конитлорское месторождения. В двух томах / ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед ; отв. исполн. О. В. Чернова [и др.]. – Москва, 2009. – 385 с. – Текст : непосредственный.
10. Геомеханическая модель формирования аномальных разрезов баженовской свиты : физическое моделирование и практическое применение / В. Ф. Гришкевич, С. В. Лагутина, Е. В. Панина [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 3. – С. 33–47.
11. Наумов А. Л. Собрание трудов / Составитель и редактор Л. О. Ядренников. – 2015. – 161 с. – URL: <http://www.dx-rc.narod.ru/naumov>. – Текст : электронный.
12. Нежданов, А. А. Аномальные разрезы баженовской свиты и их сейсмогеологическая характеристика / А. А. Нежданов, Н. Н. Туманов, В. А. Корнев. – Текст : непосредственный // Сейсмразведка для литологии и стратиграфии : труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1985. – С. 64–71.
13. Size distribution of submarine landslides along the U.S. Atlantic margin / J. D. Chaytor, U. S. ten Brink, A. R. Solow, B. D. Andrews. – DOI 10.1016/j.margeo.2008.08.007. – Direct text // Marine Geology. – 2009. – Vol. 264, Issues 1–2. – P. 16–27.
14. Submarine Landslides : Selected Study in the U.S. Exclusive Economic Zone / Edited by W. C. Schwab, Y. J. Lee, D. C. Twichell. – U.S. Geological Survey bulletin, 2002. – 204 p. – URL: <https://dggs.alaska.gov/webpubs/usgs/b/text/b2002.pdf>. – Text : electronic.
15. Wilson, C. K. The Afen Slide — A Multistaged Slope Failure in the Faroesetland Channel / C. K. Wilson, D. Long, J. Bulat. – DOI 10.1007/978-94-010-0093-2_35. – Direct text // Submarine Mass Movements and Their Consequences. – 2003. – Vol. 19. – P. 317–324.
16. Laptey, A. Anomalous Achimov and Bazhenov Sequence's Modeling / A. Laptey, S. Dolmatova. – Text : electronic // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. – Moscow, October, 24–26, 2016. – URL: <https://doi.org/10.2118/182138-MS>. – Published: October, 24, 2016.
17. О возрасте отложений аномальных разрезов пограничных слоев юры и мела по скважинам Северо-Конитлорского месторождения (предварительное сообщение) / Ю. В. Брадучан, Н. К. Глушко, В. К. Комиссаренко [и др.]. – Текст : электронный // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2005. – № 16. – URL: <http://www.oilnews.ru/16-16/o-vozraste-otlozhenij-anomalnyx-razrezov-pogranichnyx-sloevyu-ryimela-po-skvazhinam-severo-konitlorskogo-mestorozhdeniya-predvaritelnoe-soobshhenie/>
18. Сейсмолитологические модели неокомских клиноформ Приобско-Салымской зоны / В. С. Славкин, Н. С. Шик, А. А. Гусейнов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1994. – № 5–6. – С. 47–52.

19. Новые направления геологоразведочных работ на западе Енисей-Хатангского прогиба (правобережье Енисея) / А. А. Поляков, Е. В. Фомина, А. В. Исаев, С. М. Карпухин. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2012. – № 1(26). – С. 2–6.
20. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири : системно-литологический аспект / Ю. Н. Карогодин, С. В. Ершов, В. С. Сафонов [и др.] ; под редакцией А. А. Трофимук ; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Объед. ин-т геологии, геофизики и минералогии [и др.]. – Новосибирск : Изд-во СО РАН : Науч.-изд. центр ОИГГМ, 1996. – 252 с. – Текст : непосредственный.
21. Олейник, Е. В. Анализ закономерностей строения баженовской свиты в связи с нефтегазонасыщенностью клиноформной части неокомских отложений на территории ХМАО : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Олейник Елена Владимировна ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень, 2019. – 154 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Zhamoyda, A. I., Kovalevskiy, O. P., Koren', T. N., Margulis, L. S., Predtechenskiy, N. N., Rublev, A. G.,... Shkatova, V. K. (2000). Supplements to the Stratigraphic code of Russia. St. Petersburg, Russian Geological Research Institute Publ., 112 p. (In Russian).
2. Kunin, N. Ya. (1983). Novye vozmozhnosti seysmostratigraficheskikh issledovaniy pri regional'nykh rabotakh na nef't' i gaz. Sovetskaya geologiya, (11), pp. 109-120. (In Russian).
3. Rich, J. L. (1951). Three critical environments of deposition, and criteria for recognition of rocks deposited in each of them. Geological Society of America Bulletin, 62(1), pp. 1-20. (In English). DOI: 10.1130/0016-7606(1951)62[1:TCEODA]2.0.CO;2
4. Volkov, V. A. (2014). K voprosu o mekhanizme obrazovaniya neokomskikh klinoform Zapadnoy Sibiri. Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga, (26). (In Russian). Available at: <http://www.oilnews.ru/26-26/k-voprosu-o-mexanizme-obrazovaniya-neokomskix-klinoform-zapadnoj-sibiri/>
5. Naumov, A. L., Onishchuk, T. M. & Binshtok, M. M. (1977). Ob osobennostyakh formirovaniya razreza neokomskikh otlozheniy Srednego Priob'ya. Geologiya i razvedka nef'tyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri, (64), pp. 39-49. (In Russian).
6. Gurari, F. G. (2003). Stroenie i usloviya obrazovaniya klinoform neokomskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity (istoriya stanovleniya predstavleniy). Novosibirsk, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials Publ., 141 p. (In Russian).
7. Igoshkin, V. P. & Shpezhinger, A. E. (1990). Geneticheskie tipy neokomskikh klinoform Zapadnoy Sibiri. Geologiya i geofizika, 31(8), pp. 16-20. (In Russian).
8. Grishkevich, V. F., Kasatkin, V. E., Kulagina, S. F., Predein, S. A., Teploukhova, I. A., & Khafizov, F. Z. (2006). Opyt geologo-geofizicheskogo modelirovaniya "anomal'nykh" razrezov bazhenovskoy svity. Russian Geophysics, (2), pp. 23-27. (In Russian).
9. Chernova, O. V., Pustovalova, S. M., Kargova, N. F. & Shvedova, I. I. (Eds.) (2009). Postroenie edinoi geologicheskoy modeli Tsvlinsko-Russkinskogo mestorozhdeniya s rasshireniem na Kochevskoe, Severo-Kochevskoe i Severo-Konitlorskoe mestorozhdeniya. PetroAl'yans Servis Kompani Limited. Moscow, 385 p. (In Russian).
10. Grishkevich, V. F., Lagutina, S. V., Panina, E. V., Dolmatova, S. S., Laptey, A. G., Toropov, E. S.,... Blinkova, A. V. (2017). Geomechanical model of abnormal sequences formation of Bazhenov suite: physical simulation and practical application. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (3), pp. 33-47. (In Russian).
11. Yadrennikov, L. O. (2015). Naumov A. L. Sobranie trudov. 161 p. (In Russian). Available at: <http://www.dx-rc.narod.ru/naumov>
12. Nezhdanov, A. A., Tumanov, N. N. & Kornev, V. A. (1985). Anomal'nye razrezy bazhenovskoy svity i ikh seysmogeologicheskaya kharakteristika. Seysmorazvedka dlya litologii i stratigrafii: trudy ZapSibNIGNI. Tyumen, ZapSibNIGNI Publ., pp. 64-71. (In Russian).
13. Chaytor, J. D., ten Brink, U. S., Solow, A. R., & Andrews, B. D. (2009). Size distribution of submarine landslides along the U.S. Atlantic margin. Marine Geology, 264(1-2), pp. 16-27. (In English). DOI: 10.1016/j.margeo.2008.08.007

14. Schwab, W. C., Lee, Y. J., Twichell, D. C. (Eds.) (2002). Submarine Landslides: Selected Study in the U.S. Exclusive Economic Zone. U.S. Geological Survey bulletin, 204 p. (In English). Available at: <https://dggs.alaska.gov/webpubs/usgs/b/text/b2002.pdf>
15. Wilson, C. K., Long, D. & Bulat, J. (2003). The Afen Slide - A Multistaged Slope Failure in the Faroesetland Channel. Submarine Mass Movements and Their Consequences, 19, pp. 317-324. (In English). DOI: 10.1007/978-94-010-0093-2_35
16. Laptey, A. & Dolmatova, S. (2016). Anomalous Achimov and Bazhenov Sequence's Modeling. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Moscow, October, 24-26, 2016. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/182138-MS>
17. Braduchan, Yu. V., Glushko, N. K., Komissarenko, V. K., Shatova, L. A., Grishkevich, V. F., Kasatkin, ... Toropov, E. S. (2005). O vozraste otlozheniy anomal'nykh razrezov pogranichnykh sloev yury i mela po skvazhinam Severo-Konitlorskogo mestorozhdeniya (predvaritel'noe soobshchenie). Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga, (16). (In Russian). Available at: <http://www.oilnews.ru/16-16/o-vozhraze-otlozhenij-anomalnyx-razrezov-pogranichnyx-sloev-yury-i-mela-po-skvazhinam-severo-konitlorskogo-mestorozhdeniya-predvaritelnoe-soobshhenie/>
18. Slavkin, V. S., Shik, N. S., Guseynov, A. A., Davydova, E. A., & Red'kina, T. M. (1994). Seysmolitologicheskie modeli neokomskikh kliniform Priobsko-Salym'skoy zony. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (5-6), pp. 47-52. (In Russian).
19. Polyakov, A. A., Fomina, E. V., Isaev, A. V. & Karpukhin, S. M. (2012). Recent trends in exploration of the west Yenisei-Khatanga trough (right bank of the Yenisei River). Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft", (1(26)), pp. 2-6. (In Russian).
20. Karogodin, Yu. N., Ershov, S. V., Safonov, V. S., Efremov, I. F., Manugyan, P., Overdal, F., ... Razyapov, R. K. (1996). The Priob' oil zone in West Siberia: system-lithmological aspect. Novosibirsk, SO RAN Publ., OIGGM Publ., 252 p. (In Russian).
21. Oleynik, E. V. (2019). Analiz zakonomernostey stroeniya bazhenovskoy svity v svyazi s neftegazonosnost'yu kliniformnoy chasti neokomskikh otlozheniy na territorii KhMAO. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 154 p. (In Russian).

Информация об авторе

Information about the author

Лаптей Анастасия Германовна,
соискатель ученой степени, Тюменский
индустриальный университет, г. Тюмень,
Anastasia1608@mail.ru

Anastasia G. Laptey, Candidate for
a Degree, Industrial University of Tyumen,
Anastasia1608@mail.ru

Статья поступила в редакцию 11.10.2021; одобрена после рецензирования 13.12.2021;
принята к публикации 24.12.2021

The article was submitted 11.10.2021; approved after reviewing 13.12.2021; accepted for publica-
tion 24.12.2021

УДК 550.3

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-38-50

Характеристика состояния и направления развития методического обеспечения изучения текстурно-неоднородных пород по данным геофизических исследований скважин

В. Г. Мамяшев, Е. В. Брюханова*

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**brjuhanovaev@tyuiu.ru*

Аннотация. Одними из наиболее сложных для изучения фильтрационно-емкостных свойств являются объекты, сложенные текстурно-неоднородными породами. Для подробного изучения методов исследования и моделирования такого рода коллекторов была дана характеристика состояния и осуществлен анализ методического обеспечения изучения текстурно-неоднородных пород по данным геофизических исследований скважин. В данной работе рассматриваются как фундаментальные подходы к моделированию текстурно-неоднородных пород, так и представления, которые не получили распространения среди специалистов. Проведя анализ существующих подходов к изучению и моделированию текстурно-неоднородных пород, на основе геологических классификаций, в частности работ Л. Н. Ботвинкиной, мы привели классификацию таких пород по типу неоднородности, а также по размеру неоднородности. В большинстве работ текстурная неоднородность рассматривается в виде слоистости, в настоящий момент изучаемые объекты сложены не только слоистыми породами, породы могут иметь косую, волнистую, сложную текстуру и т. д. Поэтому выделение таких пород в классификации позволит структурировать подход к изучению и моделированию объектов, сложенных текстурно-неоднородными породами.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, текстурно-неоднородные породы, удельное электрическое сопротивление

Для цитирования: Мамяшев В. Г. Характеристика состояния и направления развития методического обеспечения изучения текстурно-неоднородных пород по данным геофизических исследований скважин / В. Г. Мамяшев, Е. В. Брюханова. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-1-38-50 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 1. – С. 38–50.

Characteristics of the state and directions of development of methodological support for the study of textural heterogeneous rocks according to well logging data

Vener G. Mamyashev, Ekaterina V. Brjuhanova*

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**brjuhanovaev@tyuiu.ru*

Abstract. Heterogeneous rocks are among the most difficult objects to study reservoir properties. In order to study in detail the methods of research and model such reservoirs, a characteristic of the state was reduced and an analysis was carried out the methodological support for the study of textural heterogeneous rocks according to well logging data. In this article, both funda-

mental approaches to modeling textured heterogeneous rocks and concepts that haven't become widespread among specialists are considered. After analyzing the existing approaches to the study and modeling of textured heterogeneous rocks, based on geological classifications, in particular the works of L. N. Botvinkina, we have instilled in the type of work the classification of such rocks by heterogeneity. In addition, in most cases textural heterogeneity is considered as the form of true layering, objects at the moment are studying by layered rocks, rocks can haven't only oblique, wavy, complex texture, etc. Therefore, the classification approach to the study and modeling of objects, the allocation of such rocks to structure will allow exploring textural heterogeneous rocks.

Keywords: well testing, textural heterogeneous rocks, electrical resistivity

For citation: Mamyashev, V. G., & Brjuhanova, E. V. (2022). Characteristics of the state and directions of development of methodological support for the study of textural heterogeneous rocks according to well logging data. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 38-50. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-38-50

Введение

В последние 10–15 лет структура запасов нефти и газа в РФ неуклонно меняется в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). В настоящее время их доля составляет около 60–66 %. Большая часть таких запасов приурочена к текстурно-неоднородным породам, что определяет актуальность их изучения.

Первые работы в направлении изучения неоднородных объектов, в частности слоистой пачки пород, были начаты в СССР еще в 1932–1936 годах (Л. М. Альпин, М. Л. Озерская, В. Н. Дахнов и др.). Вопросы методического обеспечения изучения текстурно-неоднородных пород по данным ГИС рассматривались в работах многих отечественных ученых: В. Н. Дахнова, В. П. Журавлева, М. Г. Латышевой, Я. Н. Басина, Р. А. Резванова, Г. М. Залоевой, В. Г. Мамяшева, В. А. Ефимова, А. В. Мальшакова, Е. О. Белякова, А. В. Акиньшина и многих других. Среди зарубежных ученых следует отметить работы таких авторов, как Н. G. Doll, G. E. Archie, E. C. Thomas, S. J. Stieber, J. D. Klein, P. R. Martin, D. F. Allen и др.

Методы

В начале пятидесятих годов прошлого столетия В. Н. Дахнов [1] для характеристики электрических свойств слоистой пачки, представленной чередованием прослоев двух литологических разностей пород, предложил применение эквивалентных уравнений электрических сопротивлений параллельно и последовательно соединенных проводников. Им были обоснованы следующие представления этих уравнений применительно к удельным электрическим сопротивлениям (УЭС) слоистой пачки пород в направлении, параллельном слоистости ($\rho_{\parallel}$), и осредненных УЭС слоев ($\rho_{\text{гл}}$ и $\rho_{\text{пч}}$), составляющих эту слоистую пачку

$$\frac{1}{\rho_{\parallel}} = \frac{\chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{\chi_{\text{пч}}}{\rho_{\text{пч}}} = \frac{\chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{(1-\chi_{\text{гл}})}{\rho_{\text{пч}}}. \quad (1)$$

В общем случае это могли быть прослои неколлекторов (глинисто-аргиллитовых или плотных пород) и коллекторов (песчано-алевритовых

или иных пород). В уравнении (1) $\chi_{пч}$ и $\chi_{гл}$ — относительные линейные (или объемные доли) толщин прослоев «коллекторов-песчаников» и «неколлекторов-глин» в слоистой пачке; при этом $\chi_{пч} = 1 - \chi_{гл}$. Коэффициенты пористости ($K_{п}$) и нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) такой породы определяются следующими уравнениями:

$$K_{п} = K_{пч} \cdot (1 - \chi_{гл}) + K_{пгл} \cdot \chi_{гл}, \quad (2)$$

$$K_{нг} = K_{нг.пч} \cdot (1 - \chi_{гл}), \quad (3)$$

где $K_{пч}$ и $K_{пгл}$ — осредненные значения коэффициентов пористости прослоев коллекторов и неколлекторов; $K_{нг.пч}$ — осредненное значение коэффициента нефтегазонасыщенности прослоев коллекторов. Определение коэффициента $K_{нг.пч}$ основывалось на уравнении Дахнова — Арчи, приведенном к следующему виду:

$$P_n = \frac{\rho_{пч}}{\rho_{впч}} = \frac{a_n}{K_{нг.пч}^n}, \quad (4)$$

где $\rho_{пч}$ и $\rho_{впч}$ — УЭС прослоев коллекторов в случае их нефтегазонасыщенности и полной водонасыщенности, соответственно; a_n и n — эмпирические константы, определяемые структурой токопроводящего пространства прослоев коллекторов. По аналогии предполагалось, что УЭС слоистой пачки пород в направлении, перпендикулярном слоистости ($\rho_{п}^{\perp}$), может быть представлено как

$$\rho_{п}^{\perp} = \rho_{гл} \cdot \chi_{гл} + \rho_{пч} \cdot (1 - \chi_{гл}). \quad (5)$$

В случае собственной анизотропии УЭС прослоев коллекторов и неколлекторов предполагалось учитывать ее в уравнениях (1) и (2).

В обобщенном виде модель УЭС слоистой пачки, описанная уравнениями (1)–(3), получила название уравнения Дахнова — Комарова и стала основой при изучении слоисто-неоднородных пород с плоскопараллельной слоистостью. В случае, когда слоистая пачка вскрыта под углом α к оси скважины, то сопротивление такой пачки определяется как

$$\rho_{п}^{\parallel} = \frac{\rho_m}{\sqrt{1 + (\lambda^2 - 1) \cdot \cos \alpha}}, \quad (6)$$

где α — угол между плоскостью слоистости и осью скважины, для анизотропного пласта с коэффициентом анизотропии $\lambda = \sqrt{\rho_{п}^{\perp} / \rho_{п}^{\parallel}}$ и среднегеометрическим УЭС, равным $\rho_m = \sqrt{\rho_{п}^{\parallel} \cdot \rho_{п}^{\perp}}$.

Результаты

Одно из ограничений практической реализации модели Дахнова — Комарова связано с представлением слоистой пачки, состоя-

щей из прослоев «чистых» песчаников и «чистых» глин. Позже для такой же слоистой пачки Г. Г. Доллем [2] было дано теоретическое обоснование возможности определения линейной доли глинистых прослоев с использованием метода потенциалов собственной поляризации (ПС):

$$\alpha_{\text{ПС}} = \frac{\lg \frac{B+u}{B+1}}{\lg u} = \frac{\lg \frac{\rho_{\text{п,гл}}}{\rho_{\text{пп,гл}}}}{\lg \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{пп}}}}, \quad (7)$$

$$\text{где } B = \frac{\chi_{\text{гл}}}{1-\chi_{\text{гл}}} \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{гл}}} = \frac{\frac{\chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}}}{\frac{1-\chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{п}}}} = \frac{G_{\text{гл}}}{G_{\text{п}}} \quad (8)$$

$$\text{и } \frac{B+u}{B+1} = \frac{\frac{\chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{1-\chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{пп}}}}{\frac{\chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{1-\chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{п}}}} = \frac{\rho_{\text{п,гл}}}{\rho_{\text{пп,гл}}}, \quad (9)$$

где $\alpha_{\text{ПС}}$ — относительная амплитуда ПС; параметр B представляет собой отношение полных электропроводностей глинистых $G_{\text{гл}}$ и песчаных $G_{\text{п}}$ прослоев; $u = \rho_{\text{п}}/\rho_{\text{пп}}$ — отношение удельных сопротивлений песчаных прослоев в неизменной части их и в полностью промытой зоне. Примеры расчетов зависимостей $\alpha_{\text{ПС}} = f(\chi_{\text{гл}})$ с помощью этих уравнений приведены, в частности, в работах Б. Ю. Вендельштейна [3].

По результатам лабораторного моделирования диффузионно-адсорбционной активности слоистой пачки применительно к условиям пластов ВК₁₋₃ Краснотеннинского свода В. Г. Мамяшевым (ЗапСибНИИ-Геофизика, 1985 г.) была получена экспериментальная зависимость вида $\alpha_{\text{ПС}} = f(\chi_{\text{гл}})$ [4]. В оценках как теоретических, так и экспериментальной зависимости было отмечено, что реальные условия формирования потенциалов ПС в слоистых пачках могут существенно отличаться от условий как теоретических, так и экспериментальных моделей. По этой причине, несмотря на очевидность зависимости относительной амплитуды ПС от доли глинистых прослоев, положение ее для конкретных скважинных условий не удастся смоделировать с нужной достоверностью. Наилучшие результаты получаются при сопоставлении попластовых значений относительной амплитуды ПС ($\alpha_{\text{ПС}}$) с относительной долей прослоев глин $\chi_{\text{гл}}$, если ее удастся определить непосредственно по замерам толщин прослоев глин на полноразмерной колонке керна.

В этой же работе была предложена трансформация уравнений (1)–(3) и уравнения (5) к следующему виду:

$$\frac{\rho_{\text{п}}^{\parallel}}{\rho_{\text{гл}}^{\parallel}} = \frac{\mu^{\parallel}}{\chi_{\text{гл}}(1+\mu^{\parallel})-1} \quad (10)$$

$$\text{и } \frac{\rho_{\text{п}}^{\perp}}{\rho_{\text{гл}}^{\perp}} = \chi_{\text{гл}} + \mu^{\perp}(1 - \chi_{\text{гл}}), \quad (11)$$

$$\frac{W}{K_{\text{пгл}}} = \frac{K_{\text{п,гл}} \cdot \chi_{\text{гл}} + (1-\chi_{\text{гл}}) \cdot W_{\text{пч}}}{K_{\text{пгл}}}, \quad (12)$$

где $\mu^{\parallel} = \frac{\rho_{пч}^{\parallel}}{\rho_{гг}^{\parallel}}$ и $\mu^{\perp} = \frac{\rho_{пч}^{\perp}}{\rho_{гг}^{\perp}}$, а $\rho_{пч}^{\parallel}$, $\rho_{пч}^{\perp}$, $\rho_{гг}^{\parallel}$ и $\rho_{гг}^{\perp}$ — УЭС прослоев песчаников и глин параллельно и перпендикулярно слоистости.

Графическое представление решения этих уравнений, рассчитанное для условий пластов ВК₁₋₃ Краснотеннинского свода, приведено на рисунке 1.

До недавнего времени комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) обеспечивал возможности измерения УЭС только в направлении, перпендикулярном оси скважины, то есть обеспечивал измерение $\rho_{п}^{\perp}$. По этой причине в варианте, приведенном на рисунке 1, расчет был выполнен для условия $\rho_{гг}^{\perp} = \rho_{гг}^{\parallel}$. Если известен коэффициент анизотропии прослоев глин, то сопротивление их в направлении, перпендикулярном слоистости, можно рассчитать как

$$\rho_{гг}^{\perp} = \lambda^2 \cdot \rho_{гг}^{\parallel}.$$

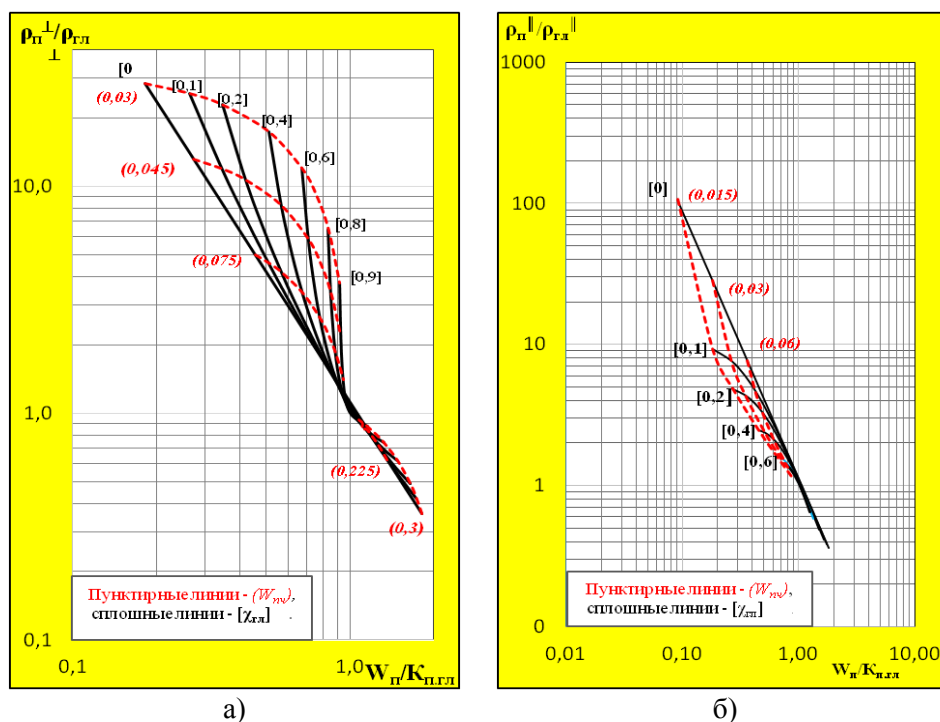


Рис. 1. Палетки сопоставлений отношений сопротивлений $\rho_{п}^{\parallel}/\rho_{гг}^{\parallel}$ (а) и $\rho_{п}^{\perp}/\rho_{гг}^{\perp}$ (б) от отношения $W_{п}/K_{п,гг}$ рассчитанные при $K_{гг} = 16,5 \%$, $\rho_{гг} = 5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $K_{пч} = 30 \%$, $\rho_{пч} = 1,8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и зависимости $\rho_{п} = \frac{1}{K_{пч,гг}^{1,88}}$, по данным [4]

В рассматриваемом представлении модели параллельно-слоистых пород решение системы уравнений (10) и (11), при всех прочих известных параметрах, входящих в них, позволяет рассчитать долю прослоев глин ($\chi_{гг}$). С учетом этого обеспечивается определение объемной водонасыщенности песчаных прослоев ($W_{пч}$) и далее — расчеты средних значений коэффициента нефтегазонасыщенности всего пласта $K_{нг} = 1 - W_{п}/K_{п}$.

Еще одним направлением в развитии методики Дахнова — Комарова стала модель, которую в своей работе в конце девяностых годов представили J. D. Klein, P. R. Martin и D. F. Allen [5]. Она была реализована в виде диаграммы (рис. 2), получившей название «палетка Клейна».

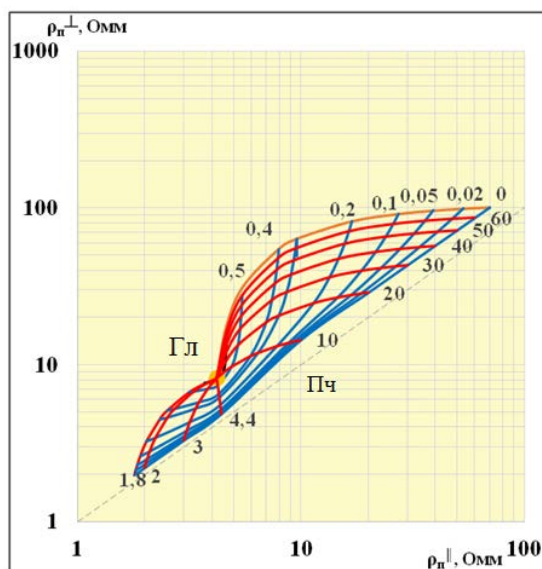
Ее особенностью является прямое сопоставление УЭС пласта в направлениях по напластованию и поперек ему ($\rho_{\text{п}}^{\parallel}$ и $\rho_{\text{п}}^{\perp}$), рассчитанных с помощью очевидных трансформаций уравнений (1) и (5):

$$\rho_{\text{п}}^{\parallel} = \frac{\rho_{\text{гл}}^{\parallel} \cdot \rho_{\text{пч}}^{\parallel}}{(1 - \chi_{\text{гл}}) \cdot \rho_{\text{гл}}^{\parallel} + \chi_{\text{гл}} \cdot \rho_{\text{пч}}^{\parallel}}. \quad (13)$$

$$\rho_{\text{п}}^{\perp} = \rho_{\text{пч}}^{\perp} (1 - \chi_{\text{гл}}) + \chi_{\text{гл}} \rho_{\text{гл}}^{\perp} = \rho_{\text{пч}}^{\parallel} \lambda^2 (1 - \chi_{\text{гл}}) + \chi_{\text{гл}} \rho_{\text{гл}}^{\perp}. \quad (14)$$

Рис. 2. Палетка Клейна, рассчитанная для значений $\rho_{\text{гл}}^{\perp} = 8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{\text{гл}}^{\parallel} = 4,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и УЭС полностью водонасыщенных прослоев песчаников $\rho_{\text{пч}}^{\perp} = 2,0 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{\text{пч}}^{\parallel} = 1,8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Красные линии соответствуют сопротивлению прослоев песчаника; синие — доле глинистых прослоев в пачке; пунктир — линия равных значений сопротивлений



Палетка Клейна дает графическое представление рассматриваемой модели. Это облегчает визуальный контроль обоснования опорных значений УЭС для прослоев «глин» и «песчаников» (на рисунке 2 это точки «Гл» и «Пч»). Обеспечивается определение доли глинистых прослоев $\chi_{\text{гл}}$ и УЭС песчаных прослоев $\rho_{\text{пч}}^{\parallel}$. Соответственно, с применением экспериментальной зависимости вида (4) обеспечивается определение коэффициента нефтегазонасыщенности песчаных прослоев $K_{\text{нг.пч}}$ и пласта в целом.

Еще одно из направлений изучения текстурно-неоднородных песчано-глинистых пород связано с анализом сопоставлений пористости и объемной глинистости ($K_{\text{п}} - K_{\text{гл}}$). Модель такого сопоставления для пород с дисперсной глинистостью (не содержащих карбонатного цемента) была рассмотрена В. Н. Кобрановой (1962 г.) [6]. Затем она получила развитие в моделях, предложенных В. Н. Дахновым, Б. Ю. Вендельштейном и Р. А. Резвановым [7–11] для пород, содержащих как дисперсную, так и слоистую глинистости. Целью этого направления также было обоснование содержания доли прослоев глин и глинистости песчаных прослоев альтер-

нативным способом. Суть таких моделей определяется уравнением материального баланса, понятиями пористости скелета ($K_{пск}$) и относительной глинистости ($\eta_{гл}$)

$$1 = K_{гл} + K_{п} + K_{п-а}; K_{пск} = K_{гл} + K_{п} \text{ и } \eta_{гл} = K_{гл} / K_{пск}, \quad (15)$$

где $K_{п-а}$ — содержание псаммоалевритовых (скелетных) фракций в породе; $K_{гл} = K_{гл.д} + K_{гл.с}$, представляет собой сумму дисперсной ($K_{гл.д}$) и слоистой ($K_{гл.с}$) глинистости. Из уравнения материального баланса следует, что максимальное значение объемной глинистости пород определяется условием $K_{гл} = 1 - K_{п} - K_{п-а}$. Следовательно, даже при $K_{п-а} = 0$, то есть в идеальной чистой глине, должно выполняться условие $K_{гл} < 100 \%$.

Один из примеров реализации такой модели «пористость — глинистость» приведен в работе [8]. В ней обоснованы обобщенные зависимости относительной пористости ($K_{п}/K_{по}$) от объемной глинистости песчано-глинистых пород для основных нефтегазоносных комплексов, слагающих осадочный чехол Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Величина $K_{по}$ равна наиболее вероятной максимальной пористости «чистых» песчаников в пределах каждого нефтегазоносного комплекса. Анализ обобщенной модели показал, что наиболее вероятные значения «граничной» глинистости коллекторов ($K_{гл.д}$) составляют от 18–20 % в сеномане до 12–14 % в коллекторах юрского возраста. Содержание псаммоалевритового материала в «чистых» глинистых пластах-покрышках в разрезе осадочного чехла составляет не менее 13–15 % от объема породы. Соответственно, максимальная объемная глинистость пластов «чистых» глин составляет 50–55 % в сеномане и возрастает до 60–65 % в юре [12].

На рисунке 3 приведен фрагмент такой модели для пород, слагающих газовые залежи сеноманского комплекса. Значение $K_{по} = K_{пск}$ для этих пород принято равным 40 %. Участок линии «А» до области «Б» представляет зависимость относительной пористости от дисперсной глинистости ($K_{гл.д}$) пород. Линия 1 представляет модель слоистой породы, сложенной прослоями чистых песчаников от точки с координатами $K_{п}/K_{по} = 1$, $K_{гл} = 0 \%$, в которой $\chi_{гл} = 0$, до точки «В» с координатами $K_{п}/K_{по} = 0,62$, $K_{гл} = 55 \%$, в которой $\chi_{гл} = 1$. Эта линия разбита на десять равных отрезков, соответствующих доле глинистых прослоев $\chi_{гл}$ от 0,1 до 1. Линии 2–4 (голубого цвета) представляют модель слоистой породы, сложенной прослоями с соответствующими параметрами $K_{п}/K_{по}$ и $K_{гл}$. Так, например, линия 3 соответствует слоистой породе, сложенной прослоями «песчаников» ($K_{п}/K_{по} = 0,8$, $K_{гл} = 4 \%$) и «глин» ($K_{п}/K_{по} = 0,56$, $K_{гл} = 37 \%$). Условие взаимной параллельности линий 1–4 не является очевидным. Можно предположить, что с ростом общей глинистости они будут стремиться к сближению — сходиться в области базальной глинистости «Б». Вблизи нее понятия дисперсной и слоистой глинистости теряют физический смысл.

Глины, как породы, выделяют по весовому содержанию в них глинистой фракции ($\varnothing < 0,01\text{мм}$) $C_{гл} > 50 \%$. При пересчете к объемной глинистости область глин выделяется значениями $K_{гл}$, превышающими положение линии «С».

Предполагается, что при установленных для пласта значениях K_p , $K_{по}$ и $K_{гл}$ имеется возможность по точке пересечения координаты $K_p/K_{по}$ с линией «А» оценить содержание дисперсной глинистости.

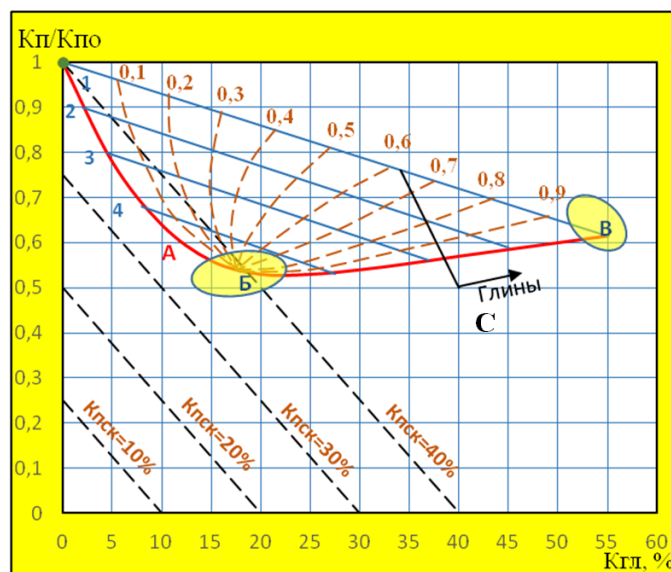


Рис. 3. Модель сопоставления пористости и глинистости:

А — линия зависимости относительной пористости ($K_p/K_{по}$) от дисперсной глинистости при $K_{по} = 40\%$; Б — область базальной глинистости; В — область предельной глинистости «чистых» глин; шифр пунктирных линий — $\chi_{гл}$.

По точкам с координатами $K_p/K_{по}$ и $K_{гл}$ имеется возможность оценки значений $\chi_{гл}$ и средних параметров (K_p , $K_{гл}$) прослоев «песчаников» и «глин» в слоистом пласте. Положение линий 1–4 демонстрирует изменение пористости и глинистости прослоев пород, обусловленное условиями формирования осадков [13], в частности уменьшением толщин прослоев пород в направлении от линии 1 к линии 4. Практическое применение рассматриваемой модели сочетания дисперсной и слоистой глинистости ограничивается полуколичественными оценками перечисленных выше параметров. Это ограничение обусловлено весьма сложным характером влияния глинистости на пористость пород, на фоне вариацией грансостава, степени сортировки зерен пород и пористости скелета. В приведенном примере пористость скелета плохо отсортированных алевритистых слабоглинистых пород с дисперсной глинистостью может составить до $K_{пск} = 21 \div 24\%$, соответственно, $K_p/K_{по} = 0,525 \div 0,6$ при $K_{гл} < 10\%$. Очевидно, что такие сопоставления желательно дифференцировать по пористости скелета пород.

Непременным условием обоснования моделей «пористость — глинистость» является выполнение условия, определяемого уравнением материального баланса. В ряде известных моделей оно не выполняется. В частности, в модели Томаса — Штойбера [14], получившей широкое применение в практике работ западных и ряда отечественных специалистов, одна из опорных точек модели соответствует значению $K_{гл} = 100\%$, что с очевидностью недопустимо. Игнорирована в ней и зависимость свойств про-

слоев глин и песчаников от толщин этих прослоев [15]. Кроме того, роль скелетной компоненты, приписываемая структурной глинистости, также противоречит условию материального баланса (15) и существующим геологическим представлениям.

Оригинальная модель породы, включающая скелетную компоненту, «структурную» и «рассеянную» глинистость и поровые компоненты представленная группой авторов: Я. Н. Басиным, В. А. Новгородовым, А. А. Чередниченко и др. [16], не получила широкого признания вследствие недостаточной обоснованности введенных понятий глинистости и описания ее системой линейных петрофизических уравнений, не позволяющей учитывать изменения свойств компонент породы при изменении ее литологии и фильтрационно-емкостных свойств.

Попытки обоснования моделей УЭС текстурно-неоднородных пород с применением уравнения Ханнаи — Бруггемана [17], а также с применением теории перколяции [18] также оказались недостаточно результативными.

Технологии исследования параметров слоисто-неоднородных пород претерпели преобразования, связанные с применением средств компьютерной обработки фотоизображений керна с целью обоснования доли глинистых и песчаных прослоев и характеристики их толщин (А. В. Акиншин [19] и др.). Современные системы фотодокументации керна позволяют сделать это не только по продольным срезам колонки керна, но по фотоизображениям развертки цилиндрической поверхности ее.

Существенное значение имеют выделения в общем многообразии текстурно-неоднородных пород группы квазиоднородных разностей и обоснование методики их исследований (В. Г. Мамяшев, 1985 г. [4]).

Несмотря на значительные объемы и результаты упомянутых выше исследований, они касаются только одной из разновидностей текстурной неоднородности — это породы с плоскопараллельной слоистостью. Петрофизические основы их исследования ограничены моделью Дахнова — Комарова. В действительности геологические объекты, в том числе и объекты ТРИЗ, имеют чрезвычайно широкий спектр типов текстурной неоднородности. Наиболее полная геологическая характеристика и литологическая классификация текстурно-неоднородных пород представлена в работах Л. Н. Ботвинкиной, обобщенных в монографии [15]. Из анализа их следует, что для целей петрофизического моделирования и методического обеспечения изучения всего многообразия текстурно-неоднородных осадочных пород по данным ГИС необходима систематизация их по типам текстурной неоднородности и по размерам (толщинам, объемной доле) этих неоднородностей [20]. Влияние текстурных особенностей осадочных пород наиболее заметно на показания методов кажущегося и эффективного электрического сопротивлений и акустического каротажа, реагирующих на анизотропию соответствующих свойств пород.

Выводы

С учетом изложенных представлений для петрофизического моделирования электрических и упругих (акустических) характеристик свойств рассматриваемых объектов необходимо выделить пород со следующими типами текстур:

- 1) плоско-параллельной слоистостью (горизонтальной — по Л. Н. Ботвинкиной);
- 2) прочими типами слоистости (волнистой, косой, перекрестно-косой, косоволнистой и др.);
- 3) с линзовидно-слоистой текстурой, в сочетании с предыдущим типом текстуры.

По размерам неоднородностей целесообразно выделить следующих типов текстурно-неоднородных пород:

- 1) однородных и квазиоднородных, толщины (объем) любых неоднородностей которых не превышают 10–12 % от размеров образцов, предназначенных для проведения петрофизических исследований;
- 2) микroneоднородных, толщины (объем) любых неоднородностей которых составляют от 12 до 88 % от размеров (объемов) лабораторных образцов;
- 3) мезонеоднородные, толщины (объем) любых неоднородностей которых превышают 88 % от размеров (объемов) лабораторных образцов.

Предложенная типизация распространяется на породы, состоящие из сочетания перечисленных выше типов слоев (двух и трех литологических неоднородностей), и является очередным шагом в направлении структурирования различных видов текстурно-неоднородных пород и их петрофизического моделирования.

Список источников

1. Дахнов, В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин : учебное пособие / В. Н. Дахнов. — Москва : Гостоптехиздат, 1955. — 492 с. — Текст : непосредственный.
2. Доль, Г. Г. Потенциалы СП в глинистых песках / Г. Г. Доль. — Текст : непосредственный // Вопросы промысловой геофизики : сборник статей / Под редакцией В. Н. Дахнова ; перевод с английского. — Москва : Гостоптехиздат, 1957. — С. 308–329.
3. Вендельштейн, Б. Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов / Б. Ю. Вендельштейн. — Москва : Недра, 1966. — 206 с. — Текст : непосредственный.
4. Мамяшев, В. Г. Петрофизическое обеспечение определения объемного остаточного водонасыщения сложно построенных коллекторов / В. Г. Мамяшев, И. Г. Глазунов. — Тюмень, 1988. — 4 с. — (Информ. листок о науч.-техн. достижении / ОЦНТИ ВИЗМС; № 36–88). — Текст : непосредственный.
5. Klein, J. D. The Petrophysics of Electrically Anisotropic Reservoirs / J. D. Klein, P. R. Martin, D. F. Allen. — Text : electronic // SPWLA 36th Annual Logging Symposium. — June 26–29, 1995. — URL: <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-abstract/SPWLA-1995/All-SPWLA-1995/SPWLA-1995-HH/19205>. — Published: June, 26, 1995.
6. Кобранова, В. Н. Физические свойства горных пород : (петрофизика) : учебное пособие / В. Н. Кобранова ; под редакцией В. Н. Дахнова. — Москва : Гостоптехиздат, 1962. — 490 с. — Текст : непосредственный.
7. Вендельштейн, Б. Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов : (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений) / Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов. — Москва : Недра, 1978. — 318 с. — Текст : непосредственный.
8. Мамяшев, В. Г. Петрофизические модели пород осадочного чехла Западно-Сибирской равнины / В. Г. Мамяшев. — Текст : непосредственный // Обоснование параметров подсчета запасов нефти и газа в отложениях Западной Сибири. Материалы совещания-семинара, г. Тюмень, 4–5 декабря 2014 г. / Под редакцией В. Г. Мамяшева. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. — С. 125–145.

9. Костерина, В. А. Разделение терригенных коллекторов по характеру распределения в них глинистого материала / В. А. Костерина, М. В. Кулапова. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2010. – № 5. – С. 18–23.
10. Резванов, Р. А. Некоторые мифы в каротаже / Р. А. Резванов. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2004. – Специальный выпуск. – С. 60–64.
11. Дахнов, В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин : учебник для вузов / В. Н. Дахнов. – 2-е изд., перераб. – Москва : Недра, 1982. – 448 с. – Текст : непосредственный.
12. Измайлов, К. К. Обобщенная модель сопоставления «пористость — глинистость» терригенных осадочных пород Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / К. К. Измайлов. – Текст : непосредственный // Инновации в геологии, геофизике, географии. Материалы 3-й Международной научно-практической конференции — 2018, г. Севастополь, 04–07 июля 2018 г. – Москва : Перо, 2018. – С. 61–62.
13. Мамяшев, В. Г. Методологические основы петрофизических исследований разрезов, представленных породами неоднородного строения / В. Г. Мамяшев. – Текст : непосредственный // Международная научно-практическая конференция «Современные технологии нефтегазовой геофизики», г. Тюмень, 17–18 мая 2018 г. / Под редакцией В. Г. Мамяшева. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2018. – С. 102–107.
14. Thomas, E. C. The Distribution of Shale in Sandstones and its effect upon Porosity / E. C. Thomas, S. J. Stieber. – Text : electronic // SPWLA 16th Annual Logging Symposium, New Orleans, Louisiana, June, 1975. – URL: <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-abstract/SPWLA-1975/All-SPWLA-1975/SPWLA-1975-T/20024>. – Published: June, 04, 1975.
15. Ботвинкина, Л. Н. Методическое руководство по изучению слоистости / Л. Н. Ботвинкина. – Москва : Наука, 1965. – 265 с. – Текст : непосредственный.
16. Методы радиоактивного и электрического каротажа при определении подсчетных параметров в песчано-глинистых полимиктовых разрезах / Я. Н. Басин, В. А. Новгородов, М. Г. Злотников [и др.]. – Москва : ВИЭМС, 1983. – 48 с. – Текст : непосредственный.
17. Ефимов, В. А. Петрофизические модели сложно-построенных глинистых коллекторов для оценки их нефтегазонасыщения по данным электрометрии скважин (на примере нижнемеловых отложений Среднего Приобья) : специальность 04.00.12 «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Ефимов Виктор Абрамович. – Тюмень, 1984. – 24 с. – Место защиты : Тюменский индустриальный институт им. Ленинского комсомола. – Текст : непосредственный.
18. Перколяционные представления о механизме образования остаточной нефтенасыщенности полимиктовых коллекторов при их заводнении / А. В. Мальшаков, В. А. Ефимов, Е. А. Романова, В. В. Гузеев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 4. – С. 70–74.
19. Акиньшин, А. В. Метод определения площади текстурных компонентов на фототрафиях керна текстурно-неоднородной горной породы / А. В. Акиньшин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 28–31.
20. Брюханова, Е. В. Петрофизические критерии типизации пород неоднородного строения / Е. В. Брюханова. – Текст : непосредственный // Инновации в геологии, геофизике, географии. Материалы 3-й Международной научно-практической конференции — 2018, г. Севастополь, 04–07 июля 2018 г. – Москва : Перо, 2018. – С. 30–32.

References

1. Dakhnov, V. N. (1955). Interpretatsiya rezul'tatov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 492 p. (In Russian).
2. Dol, G. G. Potentials of the joint venture in clay sands. Proceedings of the Questions of field geophysics Conference. Moscow, 1957, pp. 308–329. (In Russian).
3. Vendelstein, B. Yu. (1966). Issledovanie razrezov neftnykh i gazovykh skvazhin metodom sobstvennykh potentsialov. Moscow, Nedra Publ., 206 p. (In Russian).
4. Mamyashev, V. G., & Glazunov, I. G. (1988). Petrofizicheskoe obespechenie opredeleniya ob'emnogo ostatochnogo vodonasyscheniya slozhno postroennykh kollektorov. Information leaflet about scientific and technical achievement. OTSNTI VIZMS; No 36–88. Tyumen, 4 p. (In Russian).

5. Klein, J. D., Martin, P. R., & Allen, D. F. (1995). The Petrophysics of Electrically Anisotropic Reservoirs. SPWLA 36th Annual Logging Symposium, June 26-29, 1995. (In English). Available at: <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-abstract/SPWLA-1995/All-SPWLA-1995/SPWLA-1995-HH/19205>
6. Kobranova, V. N. (1962). Fizicheskie svoystva gornyx porod: (petrofizika). Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 490 p. (In Russian).
7. Vendelstein, B. Yu., & Rezvanov, R. A. (1978). Geofizicheskie metody opredeleniya parametrov neftegazovykh kollektorov: (pri podschete zapasov i proektirovanii razrabotki mestorozhdeniy). Moscow, Nedra Publ., 318 p. (In Russian).
8. Mamyashev, V. G. (2014). Petrofizicheskie modeli porod osadochnogo chekhla Zapadno-Sibirskoy ravniny. Proceedings of the Substantiation of parameters for calculating oil and gas reserves in deposits of Western Siberia conference. Tyumen, December, 4-5, 2014. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., pp. 125-145. (In Russian).
9. Kosterina, V. A., & Kulapova, M. V. (2010). Classification of terrigenous reservoir by clays distribution character. Russian Geophysics, (5), pp. 18-23. (In Russian).
10. Rezvanov, R. A. (2004). Some myths in logging. Russian Geophysics, Special Issue, pp. 60-64. (In Russian).
11. Dakhnov, V. N. m(1982). Interpretatsiya rezul'tatov geofizicheskikh issledovaniy razrezov skvazhin. 2nd edition, revised. Moscow, Nedra Publ., 448 p. (In Russian).
12. Izmaylov, K. K. (2018). Obobshchennaya model' sopostavleniya "poristost' - glinistost'" terrigennykh osadochnykh porod Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii. Proceedings of the Innovations in geology, geophysics, geography conference, Sevastopol, July, 04-07, 2018. Moscow, Pero Publ., pp. 61-62. (In Russian).
13. Mamyashev, V. G. (2018). Metodologicheskie osnovy petrofizicheskikh issledovaniy razrezov, predstavlenykh porodami neodnorodnogo stroeniya. Proceedings of the International Scientific and Practical Conference "Modern technologies of oil and gas geophysics". Tyumen, May, 17-18, 2018. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., pp. 102-107. (In Russian).
14. Thomas, E. C., & Stieber, S. J. (1975). The Distribution of Shale in Sandstones and its effect upon Porosity.SPWLA 16th Annual Logging Symposium, New Orleans, Louisiana, June 1975. (In English). Available at: <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-abstract/SPWLA-1975/All-SPWLA-1975/SPWLA-1975-T/20024>
15. Botvinkina, L. N. (1965). Metodicheskoe rukovodstvo po izucheniyu sloistosti. Moscow, Nauka Publ., 265 p. (In Russian).
16. Basin, Ya. N., Novgorodov, V. A., Zlotnikov, M. G., Feldman, A. Ya., & Cherednichenko, A. A. (1983). Metody radioaktivnogo i elektricheskogo karotazha pri opredelenii podschetykh parametrov v peschano-glinistyykh polimiktovykh razrezakh. Moscow, VIEMS Publ., 48 p. (In Russian).
17. Efimov, V. A. (1984). Petrofizicheskie modeli slozhno-postroennykh glinistyykh kollektorov dlya otsenki ikh neftegazonasyshcheniya po dannym elektrometrii skvazhin (na primere nizhnemelovykh otlozheniy Srednego Priob'ya). Avtoref. diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 24 p. (In Russian).
18. Malshakov, A. V., Efimov, V. A., Romanova, E. A., & Guzeev, V. V. (2006). Percolation conceptions about the mechanism of formation of residual oil saturation of polymictic reservoirs at their flooding. Oil Industry, (4), pp. 70-74. (In Russian).
19. Akinshin, A. V. (2016). A method for determining the area of texture components on photos of core samples of textural inhomogeneous rocks. Oil Industry, (1), pp. 28-31. (In Russian).
20. Bryukhanova, E. V. (2018). Petrofizicheskie kriterii tipizatsii porod neodnorodnogo stroeniya. Innovatsii v geologii, geofizike, geografii. Proceedings of the Innovations in geology, geophysics, geography conference, Sevastopol, July, 04-07, 2018. Moscow, Pero Publ., pp. 30-32. (In Russian).

Информация об авторах

Мамяшев Венер Галиуллинович,
кандидат геолого-минералогических наук,
доцент кафедры прикладной геофизики,
Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень

Information about the authors

Vener G. Mamyashev, Candidate of
Geology and Mineralogy, Associate Professor
at the Department of Applied Geophysics,
Industrial University of Tyumen

Брюханова Екатерина Вячеславовна,
ассистент кафедры прикладной геофизики,
Тюменский индустриальный университет, г.
Тюмень, brjuhanovaev@tyuiu.ru

Ekaterina V. Brjuhanova, Assistant at
the Department of Applied Geophysics, Indus-
trial University of Tyumen, brjuhano-
vaev@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 23.09.2021; одобрена после рецензирования 23.11.2021;
принята к публикации 30.11.2021.

The article was submitted 23.09.2021; approved after reviewing 23.11.2021; accepted
for publication 30.11.2021.

УДК 550.8.053

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-51-66

Использование подхода поэтапного литологического расчленения разреза вулканогенно-осадочных отложений

Г. А. Смоляков*, Н. В. Гильманова, П. А. Боронин, А. В. Сивкова

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

**SmolyakovGA@tmn.lukoil.com*

Аннотация. В работе реализован подход поэтапного литологического расчленения разреза вулканогенно-осадочных пород Средне-Назымского месторождения с применением сопоставлений методов геофизических исследований скважин (ГИС) на качественном и количественном уровне.

Преимущественно кислый состав пород предопределяет использование единых петрофизических алгоритмов разреза доюрского комплекса (ДЮК) с дополнительным делением на укрупненные группы литотипов: лавобрекчии, туфы и неизменные эффузивы. Немаловажным фактором, влияющим на интерпретацию ГИС, является наличие трещиноватости пород в интервале ДЮК.

Проведена оценка возможности литологического расчленения разреза с учетом дополнительного деления пород на коллектор-неколлектор, которая позволяет выделить перспективные зоны развития поровых и трещинных коллекторов.

Нами предложен подход поэтапного литологического расчленения разреза, включая качественные и количественные критерии, который обеспечивает совершенствование существующих технологий.

Ключевые слова: тип порового пространства, трещинный коллектор, поровый коллектор, литотип, лавобрекчии, туфы

Для цитирования: Использование подхода поэтапного литологического расчленения разреза вулканогенно-осадочных отложений / Г. А. Смоляков, Н. В. Гильманова, П. А. Боронин, А. В. Сивкова. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-1-51-66 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 1. – С. 51–66.

Using the approach of step-by-step lithological dissection of the section of volcanogenic sedimentary deposits

**Gennady A. Smolyakov*, Natalia V. Gilmanova, Pavel A. Boronin,
Anastasia V. Sivkova**

KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia

**SmolyakovGA@tmn.lukoil.com*

Abstract. The article implements an approach of step-by-step lithological dissection of the section of volcanogenic sedimentary rocks of the Sredne-Nazymkoye field using comparisons of methods of geophysical surveys of rocks at the qualitative and quantitative level.

The predominantly acidic composition of the rocks determines the use of unified petrophysical algorithms for the section of the Pre-Jurassic complex with additional division into enlarged groups of lithotypes: lavobrecchia, tuffs and unchanged effusions. An important factor influ-

encing the interpretation of geophysical surveys is the presence of rock fracturing in the Pre-Jurassic complex interval.

The assessment of the possibility of lithological dissection of the section, taking into account the additional division of rocks into collector-non-collector, which allows us to identify promising zones of development of pore and fractured reservoirs.

We propose an approach of step-by-step lithological dissection of the section, including qualitative and quantitative criteria, which ensures the improvement of existing technologies.

Keywords: type of pore space, fractured reservoir, porous reservoir, lithotype, lavobreccia, tuffs

For citation: Smolyakov, G. A., Gilmanova, N. V., Boronin, P. A., & Sivkova, A. V. (2022). Using the approach of step-by-step lithological dissection of the section of volcanogenic sedimentary deposits. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 51-66. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-51-66

Введение

В пределах Обского правобережья доюрские отложения вскрыты на многих площадях Приобского, Сургутского, Ляминского и Красноленинского нефтегазоносных районов. Слагающие доюрский комплекс (ДЮК) породы отличаются обширным диапазоном изменения вещественного состава, для них характерна повышенная пространственная изменчивость [1].

Общеизвестно, что к вулканогенным породам относятся как пирокластические, так и эффузивные разности [2]. Существующие классификации этих пород по различным признакам весьма обширны. Классификация М. С. Швецова (В. Ф. Малеева и др. [3]) в зависимости от содержания в породе пирокластического материала выделяет следующие вулканогенно-осадочные породы: туффиты (50–90 %), туфы (> 90 %), туфоалевролиты, туфопесчаники, туфоаргиллиты (10–50 %), нормально-осадочные породы (< 10 %). Анализ состава вулканогенного компонента позволил выделить андезитовые, дацитовые, базальтовые и риолитовые разности [4]. Классификация размера обломков определила крупнообломочные (псефитовые), среднеобломочные (псаммитовые) и тонкообломочные (пелитовые и алевритовые) породы [2]. Также играют роль и агрегатные состояния обломков, слагающих горную породу. Литокластический тип состоит из обломков пород, кристаллокластический — из отдельных обломков минералов, пирокластический — из разрушенного вулканического стекла [2].

Многообразие литологических разностей, имея обширную характеристику по данным геофизических исследований скважин (ГИС), создает трудности при расчленении разреза и выделении коллекторов. Чаще всего исследователи для расчленения разреза на отдельные литотипы используют двумерные сопоставления методов ГИС друг с другом, либо различные виды факторного и дискриминантного анализа и др. [5]. В случае расширенного комплекса ГИС наиболее часто применяется сопоставление содержания $K_2O + Na_2O$ и SiO_2 с помощью палетки TAS (Total Alkalis versus Silica) для классификации и разделения пород по составу (рис. 1).

При этом в условиях использования одинаковых петрофизических алгоритмов и констант описанные в литературе подходы учитывают преимущественно содержание и различное соотношение основных породообразующих минералов, но не позволяют идентифицировать тот или иной

литотип, как коллектор или неколлектор, а также оценить тип порового пространства.

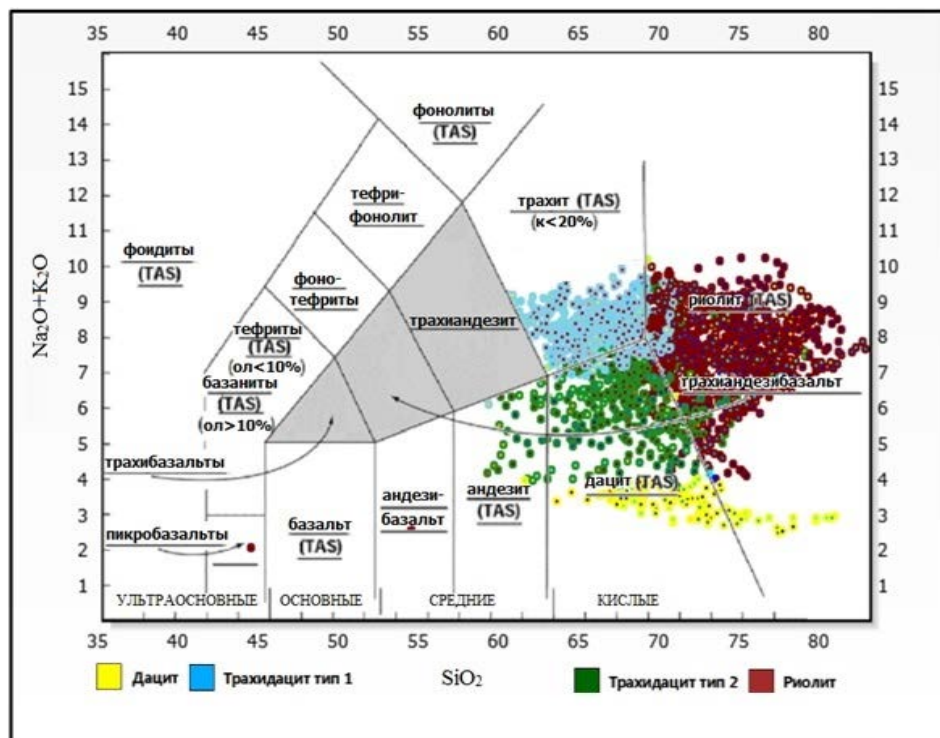


Рис. 1. Палетка определения типа эффузивного материала по его щелочности — кислотности

В данной работе будут рассмотрены возможности применения комплексного подхода для деления пород по типу порового пространства и коллекторским свойствам с учетом объединения нескольких литотипов в группы, а также последующего выделения групп из общего анализируемого ряда на основе качественных и количественных критериев.

Объект и методы исследования

На рассматриваемой территории доюрское основание, как промежуточный структурный этаж, представлено терригенными отложениями триаса, переслаивающимися с кислыми эффузивами, и имеет локальное распространение преимущественно в депрессивных участках складчатого фундамента.

При использовании палетки TAS для литологического расчленения разреза было получено, что на Средне-Назымском лицензионном участке в отложениях триаса в 80 % случаев преобладают эффузивные породы кислого состава: дациты, трахидацииты, риолиты. Более детально расчленить разрез только с учетом используемой палетки не представляется возможным, так как большинство пород подвергнуто многочисленным вторичным изменениям; отмечено присутствие метасоматических пород, периодически развитых по кислым вулканитам [6].

Породы основного и среднего состава встречаются на изучаемом участке в малой степени. Их легко отличить по показаниям метода естественной радиоактивности (гамма-каротажа), а также по приуроченности к определенным интервалам разреза. Например, андезиты преимущественно встречаются в верхней части разреза вблизи от отложений кор выветривания. Породы среднего состава являются неколлекторами и не представляют интереса.

Остановимся подробнее на сложностях идентификации литологических типов кислых эффузивов, в интервалах развития которых зафиксированы основные промышленные притоки нефти. Как уже было обозначено ранее, в литературе для указанных пород можно встретить очень большое разнообразие применяемых терминов: неизменные эффузивные лавовые породы, эффузивные породы с трещинно-каверновой пористостью, пирокластические породы (лавобрекчии, туфоконгломераты), туфы, кластиты, лавобрекчии, кластолавы и т. д.

В данной работе в качестве терминов будут использованы обобщенные названия 4 групп (все группы по составу относятся к кислым разностям): неизменные эффузивы, лавобрекчии, туфы, трещиноватые эффузивы. Эти группы отличаются друг от друга текстурными и структурными особенностями.

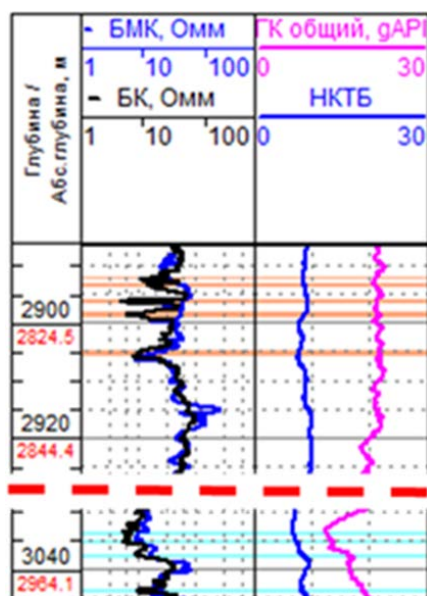


Рис. 2. Идентичность характеристик методов геофизических исследований скважин в трещиноватых и водонасыщенных интервалах

ГИС для водонасыщенных интервалов лавобрекчии (2 890–2 905 м) и трещиноватых продуктивных интервалов (3 030–3 040 м).

Из кислых эффузивов около 20÷25 % от изученного объема пород представлено туфами, идентифицировать которые при парном сопоставле-

Присутствие многочисленных структур в основной массе эффузивов говорит о быстром застывании лавы и ее высокой вязкости. При контакте горячей магмы с холодной поверхностью происходит ее растрескивание на более мелкие обломки. Потеря влаги в вулканическом материале приводит к его частичной перлитизации и раскристаллизации, впоследствии в процессе выветривания происходит замещение пустот гидрослюдой. Последующие процессы тектогенеза способствуют образованию большого количества каверн и трещин [7]. Наличие трещин и каверн существенно меняет регистрируемые данные скважинного каротажа и в ряде случаев не позволяет при использовании сокращенного комплекса ГИС отличить низкоомные литологические разности от влияния трещин. На рисунке 2 показана идентичность характеристики стандартного комплекса

нии методов ГИС крайне сложно. На рисунке 3 приведен пример сопоставления интервального времени (ΔT) и гамма-каротажа (ГК). Из рисунка видно, что область развития туфов и лавобрекчий перекрывается. Дополнительный «шум» вносят трещиноватые эффузивы.

В связи с указанными трудностями для отложений ДЮК Средне-Назымского месторождения авторами [8] был апробирован и дополнен подход поэтапного расчленения разреза.

На первом этапе, как уже было обозначено ранее, выделялись основные и средние породы (базальты и андезиты) по показаниям гамма-каротажа по комплексу: содержание калия — интервальное время, содержание тория — интервальное время.

Учитывались также средние значения плотности (ГГКп) — около 3 г/см^3 , содержание тория — менее $5 \cdot 10^{(-4)} \%$, содержание калия — менее 1 % [9]. Интервальное время пробега упругой волны (АК) для таких пород — менее 200 мкс/м [10].

Следующим шагом идентифицировались измененные терригенные отложения — метаалевролиты. Используются комплексы ГИС: ГК — содержание калия, ГК — интенсивность нейтронного каротажа (НКТ). Содержание калия — от 0 до 5 %, тория — от 6 до $30 \cdot 10^{(-4)} \%$, ГК имеет средние значения, водородосодержание (W) — в области средних значений [11]. Количество таких отложений на изучаемой площади крайне мало, кроме того, они являются неколлекторами. Исключение данного шага определения литологии не внесет существенных погрешностей.

Достаточно однозначно среди оставшихся кислых эффузивов можно идентифицировать неизменные лавы. Используются комплексы ГИС: пористость по методам нейтронного (водородосодержание — W), плотностного (ГГКп) или акустического (АК) каротажей и удельное электрическое сопротивление (УЭС) — боковой каротаж (БК) [12]. Сопоставление данных методов ГИС приведено на рисунке 4.

Из рисунка видно, что разделение измененных и неизменных лав соответствует классическому представлению «коллектор-неколлектор». Проницаемые интервалы характеризуются значениями, выделенными оранжевыми маркерами. Данный тип пород интересен тем, что может рассматриваться как псевдогранулярный коллектор, так как матрица вулканогенных пород Средне-Назымского месторождения имеет перлитовую структуру. Это позволяет применять стандартные методические подходы к интерпретации данных ГИС, как для поровых коллекторов.

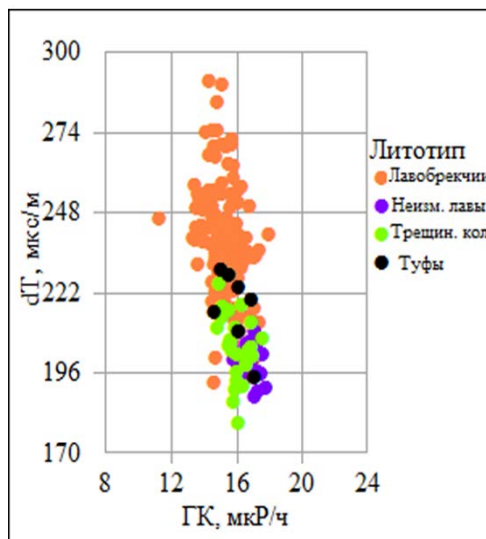


Рис. 3. Парное сопоставление методов ГИС по укрупненным литотипам

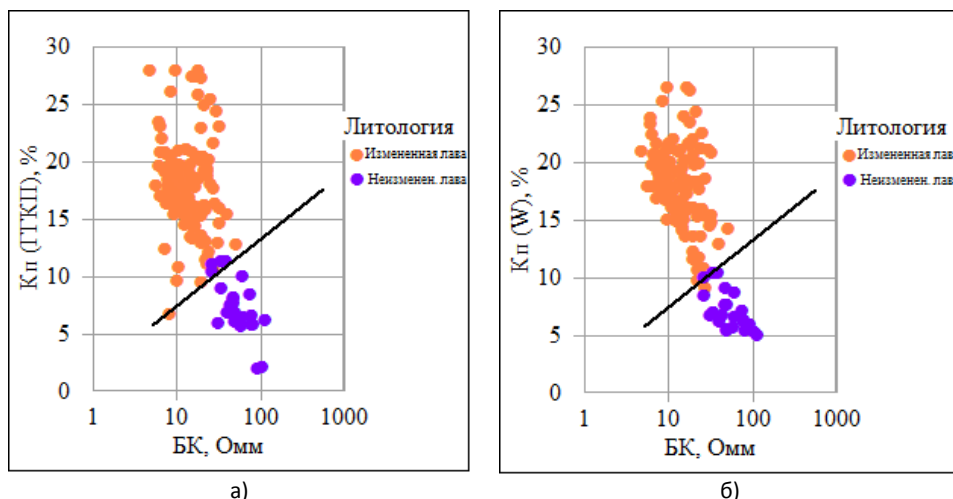


Рис. 4. Сопоставление методов ГИС для выделения неизменных лав:
а) K_p по ГГКП с БК б) K_p по W с БК

На рисунке 5 приводится пример шлифа с характерной структурой порового пространства.

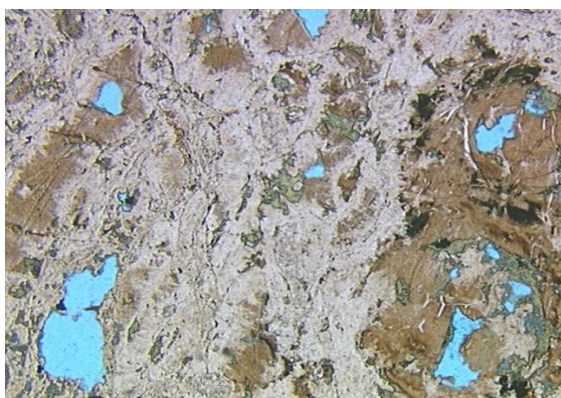


Рис. 5. Фотография шлифа — зоны выщелачивания в перлите

На рисунке 6 приведены парные корреляционные связи для определения граничных значений псевдогранулярных коллекторов: $K_{пэфф} = f(K_{пл})$, $K_{пэфф} = f(K_p)$.

Величины $K_{пэфф}$ и $K_{пл}$ определяются выражениями

$$K_{пэфф} = K_n \cdot (1 - K_{во}), \quad (1)$$

$$K_{но} = K_n \cdot (1 - K_{во} - K_{но}), \quad (2)$$

где $K_{во}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности, $K_{но}$ — коэффициент остаточной нефтенасыщенности.

При этом для расчета динамической пористости использовались средние значения остаточной нефтенасыщенности по результатам экспе-

риментов по вытеснению нефти водой и определению ОФП на керне отложений ДЮК и значения остаточной водонасыщенности при максимальной высоте залежи.

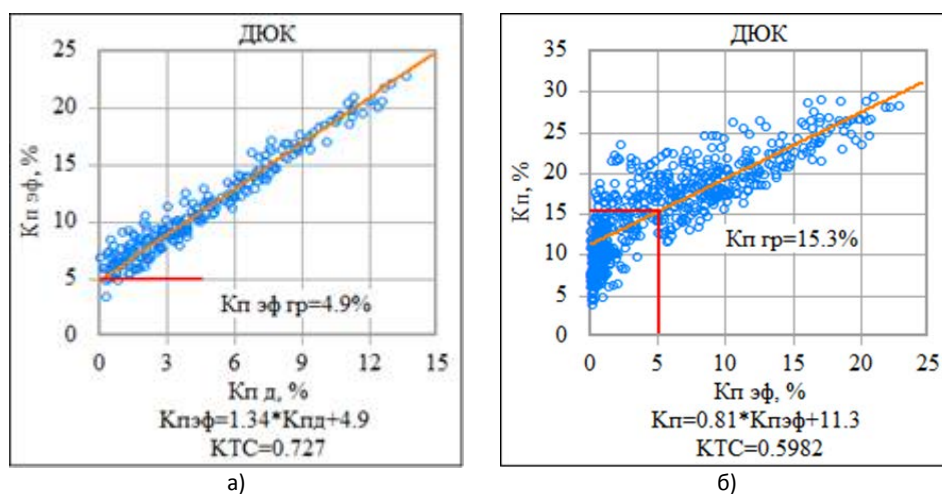


Рис. 6. Сопоставление «керна-керна»: а) пористость эффективная — пористость динамическая, %; б) пористость открытая — пористость эффективная, %

Таким образом, задача выделения неизменных лав решается как по качественным, так и по количественным признакам.

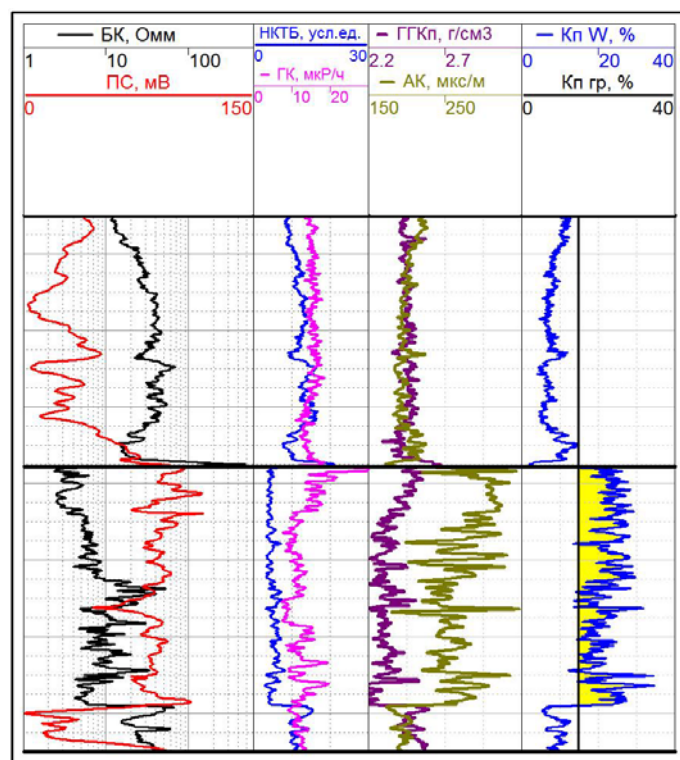


Рис. 7. Пример выделения литотипов неизменных и измененных лав по скв. 1702

На рисунке 7 желтой заливкой выделены интервалы измененных лав, в которых отмечаются более низкие показания БК по отношению к вмещающим породам, а значения пористости выше граничной величины $K_{п.гр.} = 15,3 \%$. Интервалы неизменных лав, не выделенные заливкой, соответствуют обратным величинам (БК и $K_{п.}$).

Различные зоны отдельных пепловых потоков подвергаются разной степени консолидации: некоторые их части — это слабосвязанные, почти рыхлые породы, другие — слегка или полностью сварены [6]. В ряде случаев в слабо сваренных туфах пепловых потоков присутствует эффект окремнения, выражающийся в выделении и переотложении кремнезема в виде опала и халцедона. Именно такие разновидности путают с образованиями кор выветривания, а также с зонами коллекторов. Перекристаллизации могут глубоко изменить первичные структуры и физические свойства пород.

Логичным шагом является выделение перекристаллизованных туфов из зоны коллекторов, которое осуществляется по сопоставлению пористости, определенной различными методами ГИС: по водородосодержанию (W), интервальному времени (AK) и плотности (ГГКп). Основной расчет пористости проводится по единым для кислых эффузивов алгоритмам и с учетом средних констант: плотность скелета — $2,64 \text{ г/см}^3$, интервальное время — 160 мкс/м .

Туфы диагностируются при расхождении пористости по указанным трем видам каротажа (рис. 8). Установлено, что при расхождении более 5 % туфы идентифицируются как неколлектор, так как отличаются повышенными значениями остаточной водонасыщенности ($K_{во.}$).

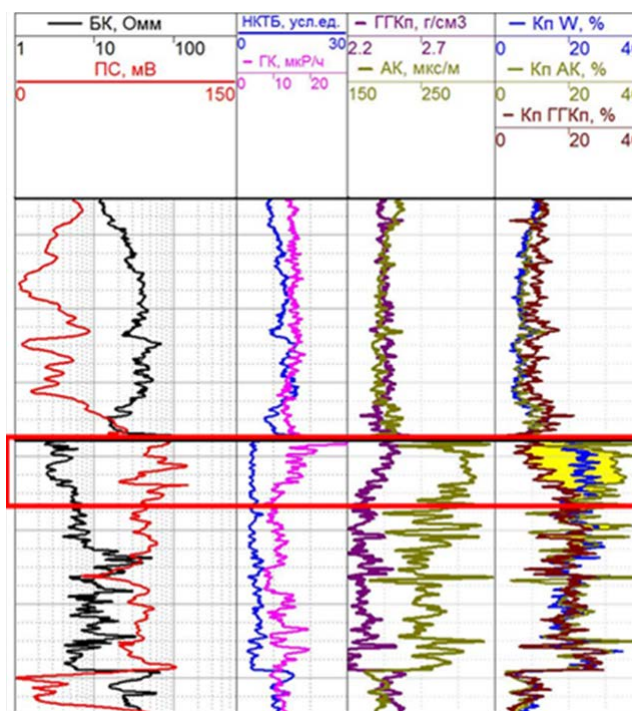


Рис. 8. Сопоставление методов пористости определенных по ГИС и керну для выделения туфов (красной рамкой выделен интервал туфов)

При необходимости по стандартным видам каротажа туфы можно отличить по пониженным значениям УЭС и отсутствию потенциалов фильтрации на СП. Это качественный уровень, и его достоверность при выделении туфов невелика.

После проведенного расчленения разреза на литотипы остается идентифицировать интервалы развития вторичных преобразований — зон трещиноватости.

Для выделения трещиноватых интервалов существует несколько способов, рассмотрим их подробнее.

Известно, что большей чувствительностью к наличию в разрезе трещин обладают методы акустических исследований и электрометрии скважин.

Признак наличия проницаемого интервала — это качественное превышение интервального времени измеренной кривой волны Лэмба — Стоунли над модельной (данные должны быть отнормированны по глинистым и плотным пластам). В данном случае затухание волны Лэмба — Стоунли обусловлено трещиноватостью пород, а ее уменьшение по скорости распространения связано с увеличением пористости и проницаемости.

Большая часть акустических исследований в скважинах на Средне-Назымском месторождении — это стандартный каротаж с регистрацией продольной волны. Поэтому наиболее предпочтительно использование удельного электрического сопротивления для выделения трещиноватых интервалов.

На начальном этапе возможно выделение трещин по уменьшению УЭС, но степень открытости трещин неизвестна, они могут быть залечены карбонатным или проводящим материалом. Поэтому для выделения открытых трещин, работающих по результатам испытаний, было построено статистическое распределение УЭС по боковому каротажу, показанное на рисунке 9. Определенное граничное значение составило около 21 Ом · м, и это значительно упростило выделение соответствующих интервалов (рис. 10) по разрезу скважин. Область перекрытия от 10 до 32 Ом · м, достоверность 80 %. Также для выделения трещиноватых интервалов могут быть использованы графики сопоставления УЭС пропластков с показаниями одного из методов пористости: УЭС- K_p (НК); УЭС- K_p (АК); УЭС- K_p (ГГКп). Смещение точек на графиках по отношению к линии гранулярных пород в сторону снижения УЭС может указывать на наличие в изучаемом разрезе трещиноватых интервалов, а величина этого смещения будет зависеть от величины трещинной пористости.

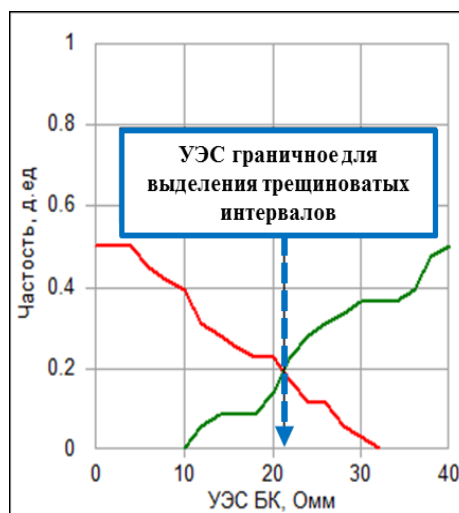


Рис. 9. Накопленная гистограмма распределения удельного электрического сопротивления для определения граничных значений проницаемых трещиноватых интервалов

Как видно по материалам скв. 230Р (см. рис. 10), трещиноватые интервалы могут обладать продуктивностью, подтверждаемой данными по керну (свечение трещин в ультрафиолетовом свете) и испытаниям.

Для количественного определения трещинной составляющей пористости, а также для исключения влияния вторичных проводящих минералов, например, содержащих железо (FeS_2 , CuFeS_2), дополнительно анализируется связь УЭС — $K_{\text{п}}$ блока [13].

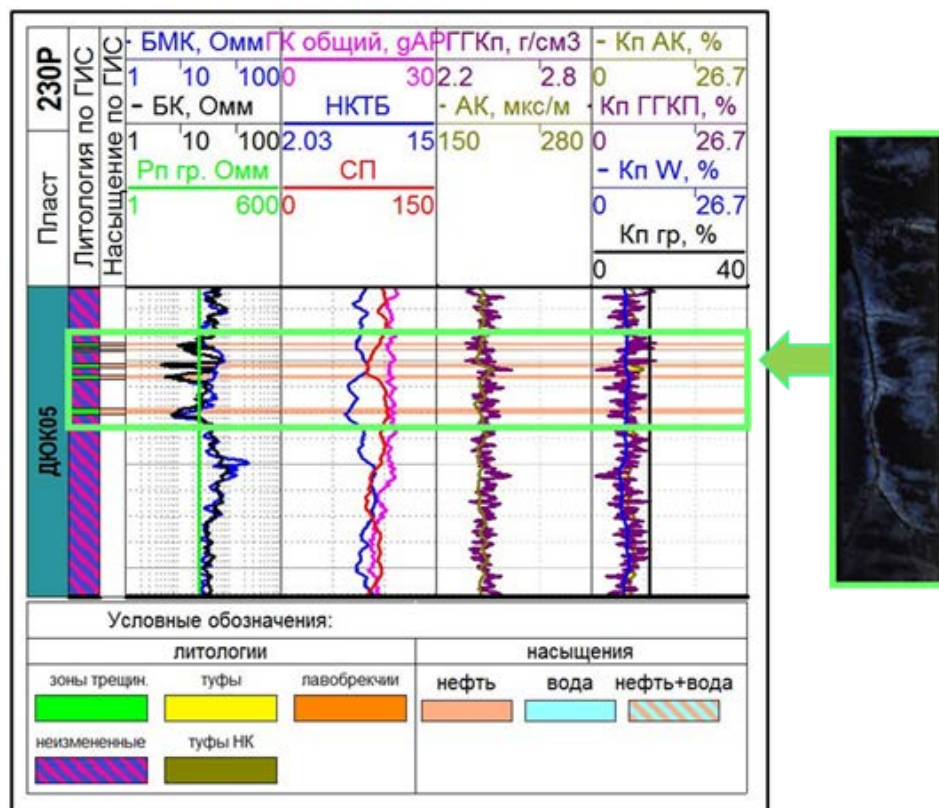


Рис. 10. Пример литологического расчленения разреза на петротипы кислых пород по скв. 230Р, трещиноватый проницаемый интервал с фотографией керна в ультрафиолетовом свете

В водонасыщенных породах с межзерновой пористостью связь относительного сопротивления $R_{\text{п}}$ с пористостью $K_{\text{п}}$ хорошо описывается уравнением Арчи вида [14]

$$R_{\text{п}} = a/K_{\text{п}}^n. \quad (3)$$

При усложнении структуры пустотного пространства постоянная в числителе и показатель степени в знаменателе изменяются в зависимости от соотношения различных типов пор в породе.

На основе теоретических и экспериментальных исследований (А. М. Нечай, И. Н. Горюнов, С. Г. Пирсон и др.) установлено, что УЭС пласта ($\rho_{\text{пт}}$) для пород с трещинно-блоковой пористостью описывается следующим уравнением [15]:

$$\rho_{пт} = \frac{\rho_{бл} \cdot \rho_{ф}}{A \cdot K_{пт} \cdot \rho_{бл} + \rho_{ф}}, \quad (4)$$

где A — коэффициент, изменяющийся в пределах $0,5 < A < 1$ в зависимости от ориентации трещин в коллекторе, для хаотического распределения трещин равен 0,67; $\rho_{бл}$, $\rho_{ф}$ — удельное сопротивление блока породы и фильтрата ПЖ, заполняющего трещины; $K_{пт}$ — коэффициент трещинной пористости.

Учитывая преобладающее развитие в породах субвертикальных трещин, при дальнейших расчетах принималось $A = 1$.

Анализ данной формулы показывает, что влияние трещиноватости пород, снижающее УЭС коллектора, может быть внушительным и тем больше, чем выше удельное электрическое сопротивление блока породы и чем меньше сопротивление фильтрата бурового раствора [16]. При увеличении значений $\rho_{ф}$ и снижении $\rho_{бл}$ ($\rho_{ф} > 0,2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $\rho_{бл} < 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) влияние трещиноватости на УЭС коллектора снижается.

Выразим из формулы (4) величину трещинной пористости пласта:

$$K_{пт} = \frac{\rho_{ф} \cdot (\rho_{бл} - \rho_{пт})}{A \cdot \rho_{пт} - \rho_{бл}}. \quad (5)$$

Применяемые на данный момент методы оценки трещинной пористости по данным электрометрии отличаются способами определения/задания величин УЭС блока породы.

В первом приближении за УЭС блока ($\rho_{бл}$) можно принять среднее из максимальных определенных УЭС породы в разрезе [17], ориентируясь на литотип «неизменные лавы».

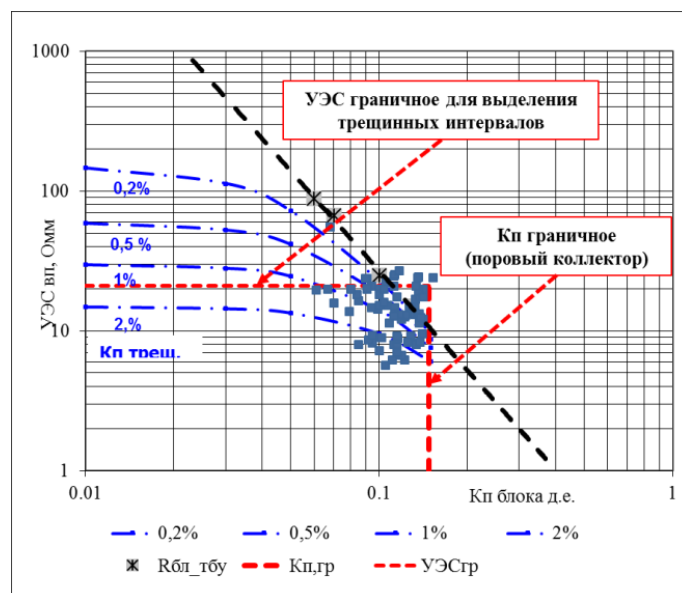


Рис. 11. Теоретические зависимости удельного электрического сопротивления от общей пористости кислых эффузивов сложного строения

Рассчитанные по формуле (5) значения $K_{пт}$ отражают степень трещиноватости разреза. Самые благоприятные условия для оценки трещиноватости возникают при изучении высокоомных пород. Именно явление проникновения фильтрата промывочной жидкости на водной основе по трещинам в пласт-неколлектор позволяет использовать связь УЭС блока от $K_{п}$ [18].

Теоретическая палетка $\rho_{пт} = f(K_{пбл}, K_{пт})$, построенная на основе уравнения (4) и отражающая связь между УЭС трещинно-поровых полностью водонасыщенных пород с составляющими пустотного пространства, показана на рисунке 11. Характер распределения точек на графике относительно палеточных линий говорит о преобладании в пустотном пространстве породы отдельного вида пор, а также позволяет приближенно оценить составляющие емкостного пространства проницаемой части породы.

В итоге получено, что при заданном значении $K_{п}$ интервал, находящийся ниже УЭС блока (см. рис. 11, черная линия), относится к открытым трещинам. Представленный подход подтверждается статистическим граничным УЭС трещиноватых коллекторов и граничным значением $K_{п}$, полученным для коллекторов порового типа (псевдогранулярных).

Точки порового коллектора соответствуют самой зависимости блока, наличие каверновой пористости смещает точки вверх, наличие железа в трещинах резко увеличивает расчетное $K_{п}$ и смещает точки вправо и вниз.

Исходя из графика (см. рис. 11) видно, что трещинная пористость кислых эффузивов Средне-Назымского месторождения достаточно мала и уверенно описывается представленным алгоритмом.

Результаты

Таким образом, установлено, что в результате пошагового расчленения разреза возможно выделить укрупненные группы литотипов пород.

Предлагаемый подход дополнен количественными критериями для выделения интервалов с различным типом пустотного пространства.

Результаты типизации пород кислого состава (SiO_2 — 63–78 %) Средне-Назымского месторождения

Тип пород	Идентификация по принципу	Классификация по ФЕС
Лавобрекчии с перлитовой структурой	Выделяются по количественному значению пористости по ГИС выше $K_{пгр} = 15 \%$	Коллектор
Неизменные эффузивы	Значения пористости по ГИС ниже $K_{пгр} = 15 \%$	Неколлектор
Туфы — неколлектор	При расхождении пористости по ГИС по разным методам (W, ГГКп, АК) более 5 %	Неколлектор
Туфы	При расхождении пористости по ГИС по разным методам (W, ГГКп, АК)	Коллектор
Зоны трещиноватости	Выделяются по количественному значению УЭС(БК) меньше 21 Ом · м, пористости по ГИС ниже $K_{пгр} = 15 \%$	Коллектор

Подход с использованием количественных расчетов пористости по разным методам идентифицирует интервалы перекристаллизованных ту-

фов, позволяет отличить их от водонасыщенных псевдогранулярных коллекторов. Дополнительное использование зависимости УЭС блока (K_n) с расчетными линиями трещинной пористости однозначно идентифицирует трещиноватые интервал с приближенной оценкой значения $K_{нт}$.

Результаты типизации пород кислого состава приведены в обобщенном виде в таблице.

Обсуждение

Породы доюрского комплекса отличаются широким диапазоном изменения вещественного состава, для них характерна сильная пространственная изменчивость [19], в связи с этим интерпретатор испытывает сложности при литологической идентификации данных отложений. Предложенный подход пошагового расчленения разреза позволяет существенно упростить прогнозирование типов пород в скважинном пространстве, а также решить проблему с установлением причин зон низкого УЭС, которые раньше ошибочно относили к водонасыщенным интервалам, а после детального изучения данные прослои охарактеризованы как туфы с повышенным содержанием остаточной воды ($K_{во}$) [20, 21]. Теоретически обосновано выделение трещиноватых интервалов по статистическому распределению УЭС-БК и на основании полученной зависимости УЭС блока (K_n).

Выводы

В работе реализован подход с поэтапным литологическим расчленением разреза вулканогенно-осадочных отложений с последовательным исключением типов пород, в скважинах со стандартным и сокращенными комплексами ГИС. Проведенный анализ позволил выбрать комбинации методов ГИС для идентификации пород различных типов, а также позволил получить качественные и количественные критерии выделения псевдогранулярных и трещиноватых коллекторов.

Использование предложенного подхода позволяет на этапах поиска и разведки определять перспективные на приток флюидов объекты, а также наиболее эффективные интервалы для освоения и разработки.

Список источников

1. Кос, И. М. Сейсмогеологическое строение доюрских образований Рогожниковского месторождения / И. М. Кос, Н. М. Белкин, Н. К. Курышева. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2004. – № 5. – С. 77–82.
2. Ворон, И. А. Геологическое строение Средне-Назымского месторождения и проект доразведки залежей нефти в доюрских отложениях / И. А. Ворон. – Текст : непосредственный // Актуальные вопросы поисков и разведки месторождений нефти и газа: сборник научных трудов конференции, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, г. Москва, 28–29 сентября 2017 г. – Москва : Нефть и газ, 2017. – С. 168–173.
3. Попов, И. П. Обоснование комплекса исследований трещинных коллекторов пласта ТР Рогожниковского месторождения / И. П. Попов, А. Ю. Кузьмин. – Текст : непосредственный // Естественные и технические науки. – 2016. – № 4 (94). – С. 54–57.
4. Сеидов, В. М. О. Об определении петрофизических параметров эффузивных коллекторов на основе промыслово-геофизических данных / В. М. О. Сеидов. – Текст : непосредственный // Образование и наука в России и за рубежом. – 2019. – № 3 (51). – С. 425–435.

5. Гильманова, Н. В. Разработка методов литологического расчленения и межскважинной корреляции геологических разрезов терригенных и вулканогенно-осадочных отложений на основе данных исследований скважин : специальность 25.00.10 «Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Гильманова Наталья Вячеславовна. – Тюмень, 2007. – 15 с. – Место защиты: Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Текст : непосредственный.
6. Physical and chemical variations of volcanic rocks from historical eruptions of Klyuchevskoy volcano, Kamchatka / O. V. Bergal-Kuvikas, T. G. Churikova, B. N. Gordychik [et al.]. – Text : electronic // Abstracts of XII L. L. Perchuk International School of Earth Sciences (Ises-2020). – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44364433>.
7. Magmatic processes of Daheishan volcano, Ashikule volcano cluster in the western Kunlun Mountains, China / H. M. Yh, B. Zhao, J. D. Xu, F. X. Wei. – Direct text // Acta petrologica sinica. – 2017. – Vol. 33, Issue 1. – P. 56–58.
8. Глебочева, Н. К. Структура емкостного пространства эффузивных коллекторов по данным ГИС и керн / Н. К. Глебочева, В. М. Теленков, Э. Р. Хаматдинова. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2009. – № 6 (183). – С. 3–10.
9. Юматов, А. Ю. Распространение упругих продольных волн в пористых горных породах с трещинами и кавернами : специальность 01.04.12 «Геофизика» : диссертация на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук / Юматов Аркадий Юрьевич. – Москва, 1984. – 133 с. – Текст : непосредственный.
10. Three-dimensional volcano-acoustic source localization at Karymsky volcano, Kamchatka, Russia / C. R. Rowell, D. Fee, C.A.L. Szuberla [et al.]. – DOI 10.1016/j.jvolgeores.2014.06.015. – Direct text // Journal of volcanology and geothermal research. – 2014. – Vol. 283. – P. 101–115.
11. Ефимов, В. А. Ядерно-магнитная характеристика вулканогенных горных пород / В. А. Ефимов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 108–110.
12. Хаматдинова, Э. Р. Емкостно-фильтрационные свойства эффузивных коллекторов Западной Сибири / Э. Р. Хаматдинова. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2008. – № 12 (177). – С. 19–35.
13. Плотников, В. В. Влияние трещиноватости на петрофизические свойства пород-коллекторов / В. В. Плотников, Б. В. Терентьев. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 9. – С. 10–13.
14. Добрынин, В. М. Петрофизика (физика горных пород) : учебник для студентов вузов / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. – Москва : Нефть и газ, 2004. – 368 с. – Текст : непосредственный.
15. Тиаб, Д. Петрофизика : теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Д. Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон ; перевод с английского М. Д. Углова ; под редакцией В. И. Петерсилье, Г. А. Былевского. – 2-е изд., доп. – Москва : Премиум Инжиниринг, 2009. – 838 с. – Перевод изд.: Petriphysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties / Djebbar Tiab, Erle C. Donalson, 2003. – Текст : непосредственный.
16. Нечай, А. М. Определение литологических свойств горных пород по результатам геофизических исследований в скважинах / А. М. Нечай. – Текст : непосредственный // Прикладная геофизика. – 1954. – № 11. – С. 3–49.
17. Боярчук, А. Ф. Современное состояние и перспективы развития промыслово-геофизических методов изучения трещинных коллекторов / А. Ф. Боярчук. – Москва : ВНИИОНГ, 1983. – 57 с. – Текст : непосредственный.
18. Князев, А. Р. Оценка трещиноватости низкопористых карбонатных пород по результатам геофизических исследований скважин : специальность 25.00.10 «Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Князев Александр Рафаилович. – Пермь, 2009. – 26 с. – Место защиты: Пермский государственный университет. – Текст : непосредственный.
19. Хотылев, А. О. Строение доюрского комплекса Краснотинского свода (Западная Сибирь) : состав, структура и нефтеносность / А. О. Хотылев. – Текст : непосредственный // Геология, геоэкология и ресурсный потенциал Урала и сопредельных территорий. – 2019. – № 7. – С. 32–36.

20. Guziyev, I. S. Factors in Regional Authigenic Zeolitization of Ash Tuffs / I. S. Guziyev, V. V. Vlasov. – Direct text // International Geology Review. – 1980. – Vol. 22, Issue 12. – P. 1421–1433.
21. Zinchuk, N. N. Weathering alteration of tuffs and tuffogenic rocks in Yakutia / N. N. Zinchuk, D. D. Kotel'nikov, V. N. Sokolov. – DOI 10.1080/00206818309466849. – Direct text // International Geology Review. – 1983. – Vol. 25, Issue 12. – P. 1425–1435.

References

1. Kos, I. M., Belkin, N. M., & Kuryшева, N. K. (2004). Seysmogeologicheskoe stroenie doyruskikh obrazovaniy Rogozhnikovskogo mestorozhdeniya. Russian Geophysics, (S), pp. 77-82. (In Russian).
2. Voron, I. A. (2017). Geologicheskoe stroenie Sredne-Nazym'skogo mestorozhdeniya i proekt dorazvedki zalezhey nefi v doyruskikh otlozheniyakh. Aktual'nye voprosy poiskov i razvedki mestorozhdeniy nefi i gaza: sbornik nauchnykh trudov konferentsii. Moscow, Neft' i gaz Publ., pp. 168-173. (In Russian).
3. Popov, I. P. & Kuzmin, A. Yu. (2016). Obosnovanie kompleksa issledovaniy treshchinnykh kollektorov plasta TR Rogozhnikovskogo mestorozhdeniya. Estestvennye i tekhnicheskie nauki, (4(94)), pp. 54-57. (In Russian).
4. Seyidov, Vagif oglu Mirgaza. (2019). On the determination of petrophysical parameters of effusive collectors based on industrial and geophysical data. Education and science in Russia and abroad, (3(51)), pp. 425-435. (In Russian).
5. Gilmanova, N. V. (2007). Razrabotka metodov litologicheskogo raschleneniya i mezhskvazhinnoy korrelyatsii geologicheskikh razrezov terrigennykh i vulkanogenno-osadochnykh otlozheniy na osnove dannykh issledovaniy skvazhin. Avtoref. diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 15 p. (In Russian).
6. Bergal-Kuvikas, O. V., Churikova, T. G., Gordeychik, B. N., Ladygin, V. M., Kronz, A., & Wörner, G. (2020). Physical and chemical variations of volcanic rocks from historical eruptions of Klyuchevskoy volcano, Kamchatka. Abstracts of XII L. L. Perchuk International School of Earth Sciences (Ises-2020). Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44364433>
7. Yh, H. M., Zhao, B., Xu, J. D., & Wei, F. X. (2017). Magmatic processes of Daheishan volcano, Ashikule volcano cluster in the western Kunlun Mountains, China. Acta petrologica sinica, 33(1), pp. 56-58. (In Chinese).
8. Glebocheva, N. K., Telenkov, V. M., & Khamatdinova, E. R. (2009). The structure of the capacitive space of effusive reservoirs according to logging and core data. Karotazhnik, (6(183)), pp. 3-10. (In Russian).
9. Yumatov, A. Yu. Rasprostraneniye uprugikh prodol'nykh voln v poristyykh gornykh porodakh s treshchinami i kavernami. Diss. ... kand. fiz.-mat. nauk. Moscow, 133 p. (In Russian).
10. Rowell, C. R., Fee, D., Szuberla, C. A. L., Arnoult, K., Matoza, R. S., Firstov, P. P., ... Kim, K. (2014). Three-dimensional volcano-acoustic source localization at Karymsky volcano, Kamchatka, Russia. Journal of volcanology and geothermal research, 283, pp. 101-115. (In English). DOI: 10.1016/j.jvolgeores.2014.06.015
11. Efimov, V. A. (2006). The nuclear physics characteristic of volcanogenic rocks. Oil Industry, (8), pp. 108-110. (In Russian).
12. Khamatdinova, E. R. (2008). Filtration and capacity properties of west Siberian effusive reservoirs. Karotazhnik, 12(177), pp. 19-32. (In Russian).
13. Plotnikov, V. V. & Terentiev, B. V. (2007). Vliyanie treshchinovatosti na petrofizicheskie svoystva porod-kollektorov. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (9), pp. 10-13. (In Russian).
14. Dobrynin, V. M. Vendelstein, B. Yu. & Kozhevnikov, D. A. (2004). Petrofizika (fizika gornykh porod). Moscow, Neft' i gaz Publ., 368 p. (In Russian).
15. Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2003). Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Amsterdam [etc.], Elsevier, 864 p. (In English).
16. Nechai, A. M. (1954). Opredeleniye litologicheskikh svoystv gornykh porod po rezul'tatam geofizicheskikh issledovaniy v skvazhinakh. Prikladnaya geofizika, (11), pp. 3-49. (In Russian).
17. Boyarchuk, A. F. (1983). Sovremennoe sostoyaniye i perspektivy razvitiya promyslovo-geofizicheskikh metodov izucheniya treshchinnykh kollektorov. Moscow, VNIIONG, Publ., 57 p. (In Russian).

18. Knyazev, A. R. (2009). Otsenka treshchinovatosti nizkoporistykh karbonatnykh porod po rezul'tatam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. Avtoref. diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Perm, 26 p. (In Russian).
19. Khotylev, A. O. (2019). Stroenie doyrskogo kompleksa Krasnoleninskogo svoda (Zapadnaya Sibir): sostav, struktura i neftenosnost'. Geologiya, geoekologiya i resursnyy potentsial Urals i sopredel'nykh territoriy, (7), pp. 32-36. (In Russian).
20. Guziyev, I. S., & Vlasov, V. V. (1980). Factors in Regional Authigenic Zeolitization of Ash Tuffs. International Geology Review, 22(12), pp. 1421-1433. (In English).
21. Zinchuk, N. N., Kotel'nikov, D. D., & Sokolov, V. N. (1983). Weathering alteration of tuffs and tuffogenic rocks in Yakutia. International Geology Review, 25(12), pp. 1425-1435. (In English). DOI: 10.1080/00206818309466849

Информация об авторах

Смоляков, Геннадий Анатольевич, главный специалист, Управление проектного сопровождения разрабатываемых месторождений, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, SmolyakovGA@tmn.lukoil.com

Гильманова Наталья Вячеславовна, кандидат геолого-минералогических наук, главный специалист, проектный офис по освоению Имилорско-Источного участка недр, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Боронин Павел Александрович, главный специалист, Управление проектного сопровождения разрабатываемых месторождений, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Сивкова Анастасия Владимировна, инженер 2 категории, Центр геологического моделирования и подсчета запасов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Information about the authors

Gennady A. Smolyakov, Chief Specialist, Management of Project Support of the Developed fields, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, SmolyakovGA@tmn.lukoil.com

Natalia V. Gilmanova, Candidate of Geology and Mineralogy, Main Specialist, Project Office for the Development of the Imilorsko-Istochny Subsoil Area, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Pavel A. Boronin, Chief Specialist, Management of Project Support of the Developed fields, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Anastasia V. Sivkova, Engineer of 2nd category, Center for Geological Modeling and Reserves Estimation, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Статья поступила в редакцию 22.10.2021; одобрена после рецензирования 22.11.2021; принята к публикации 03.12.2021.
The article was submitted 22.10.2021; approved after reviewing 22.11.2021; accepted for publication 03.12.2021.

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Designing, construction and operation of pipeline transport system

25.00.19 Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ
(технические науки)

УДК 622.692.4

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-67-80

Определение предельных смещений металлического сборно-разборного трубопровода относительно его начального положения

М. Н. Захаров, Д. С. Мартынов*

*Московский государственный технический университет имени Н. Э. Баумана
(национальный исследовательский университет), Москва, Россия
martynovds@bmstu.ru

Аннотация. В настоящее время широкое распространение получили специальные нефтяные трубопроводы, выполненные по технологии конусно-раструбного соединения. Однако поведение данных трубопроводов под действием силовых факторов все еще плохо изучено. Кроме того, отсутствуют данные, позволяющие оценить пригодность использования трубопровода после воздействия на него этих силовых факторов. Целью данной работы является определение таких предельных смещений трубопровода относительно его начального положения, при которых данный трубопровод все еще будет считаться пригодным для его дальнейшей эксплуатации. Для этого в работе используются методы по определению эквивалентной модели конусно-раструбного соединения, расчета контактных напряжений. Результатом данной работы являются данные по значению предельных допустимых поперечных смещений трубопровода в зависимости от числа составных его элементов, до наступления которых трубопровод все еще считается пригодным к дальнейшему его использованию. Полученные результаты позволят оценивать работоспособность трубопровода и производить его ремонт или замену.

Ключевые слова: трубопровод, конус, раструб, смещение

Для цитирования: Захаров, М. Н. Определение предельных смещений металлического сборно-разборного трубопровода относительно его начального положения / М. Н. Захаров, Д. С. Мартынов. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-1-67-80 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 1. – С. 67–80.

The estimation of the metal collapsible pipeline limit displacements from its zero position

Mikhail N. Zakharov, Dmitry S. Martynov*

*Bauman Moscow State Technical University, Moscow, Russia
martynovds@bmstu.ru

Abstract. These days special oil pipelines, which are made with the cone-socket connection technology, are widely used. However, it is still not clear how these pipelines react under the influence of forces. Also, there is no data, which could be used to estimate the possibility of pipeline usage after the impact of these forces. The main idea of this article is to find such limit displacements from the pipeline zero position, which would ensure the possibility of the pipeline usage in future. In such case this article uses the methods for finding the equivalent model of the cone-socket connection and estimating the values of contact stresses. The result described in the article provides limit transverse displacements data by the number of the linked joints, which ensure the possibility of the pipeline usage in future, if they are not reached during the operation. The results provided in this article will enable to estimate the oil pipeline performance, repair and replacement.

Keywords: pipeline, cone, flare, displacement

For citation: Zakharov, M. N., & Martynov, D. S. (2022). The estimation of the metal collapsible pipeline limit displacements from its zero position. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 67-80. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-67-80

Введение

Для оперативной транспортировки нефти и нефтепродуктов широко применяются сборно-разборные металлические трубопроводы, которые могут быть изготовлены и собраны с помощью разнообразных методов [1]. У каждого из методов есть свои преимущества и недостатки. Основным недостатком широко применяемых фланцевых соединений является отсутствие подвижности трубопровода, что затрудняет его прокладку на местности [2]. Используемые трубопроводы с грувлочным соединением составных элементов имеют высокие показатели герметичности и большую подвижность. Однако в качестве недостатка следует отметить сложность монтажа такого трубопровода. При чрезмерной затяжке креплений соединительных элементов трубопровода возможно образование дефектов, а слабая затяжка может привести к потере трубопроводом герметичности, которая будет выявлена только в ходе его испытания [3, 4]. Необходимость тщательного контроля прокладки трубопроводов таких типов увеличивает затраты нефтепромысловых предприятий [5].

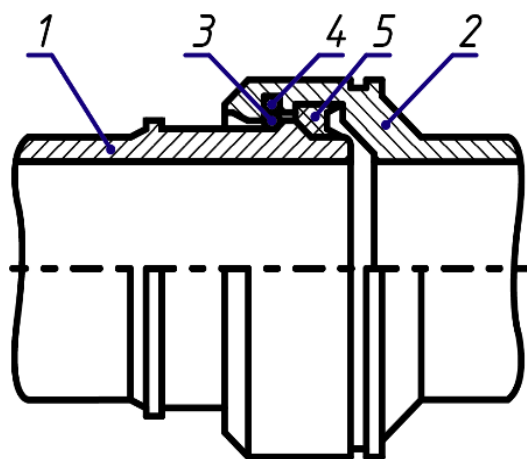


Рис. 1. Схема раструбного соединения

Описанных выше недостатков лишены трубопроводы, изготовленные по модульной технологии, примером которых служат металлические сборно-разборные трубопроводы (МСРТ), по которым можно осуществлять транспортировку воды, нефти и нефтепродуктов, а также других жидких материалов [6]. Конструкции этих трубопроводов обеспечивают высокую герметичность при больших внутренних давлениях, а также высокую скорость и простоту монтажа и демонтажа из-за специального конусно-раструбного соединения, устройство которого изображено на рисунке 1 [7].

Рассматриваемое разъемное соединение включает в себя два основных составных компонента: конусную часть (1) и раструбную часть (2). Каждая из этих частей последовательно фиксируется с несущей частью трубопровода определенной длины. При формировании сопряжения конусная часть устанавливается в раструбную часть, в результате чего запорное кольцо (3), имеющее с одного конца сквозную прорезь, начинает испытывать упругие деформации и раскрываться, упираясь своим телом в микропористое уплотнительное кольцо (4). При достижении конусной частью конечного положения запорное кольцо смыкается, что приводит к образованию надежного и прочного соединения элементов трубопровода между собой. Вместе с тем герметичность сопряжения обеспечивается наличием в кольцевой проточке резинового уплотнения (5). При необходимости разбора конусно-раструбного соединения используется специальный механический ключ. Существует два основных типа конусно-раструбного соединения. Первый тип соединения — механическое конусно-раструбное соединение, получаемое за счет запрессовки конусной части трубопровода в раструбную часть [8–10]. Второй тип — быстроразъемное конусно-раструбное соединение, относящееся к виду МСРТ трубопроводов. Все рассуждения и вычисления в данной работе применимы только к быстроразъемному конусно-раструбному соединению.

Использование МСРТ предполагает быструю сборку трубопровода на местности. При этом состав грунта и рельеф местности могут оказывать существенное влияние на его дальнейшую эксплуатацию. Например, сухая, редко подверженная климатическим изменениям почва имеет гораздо меньшую подвижность, нежели илистая почва. Трубопровод, проложенный по болотистой, нередко заводненной местности, а иногда даже и по береговым линиям и водным поверхностям рек, с большой вероятностью будет испытывать смещения в поперечном направлении (рис. 2) [11]. Также не стоит исключать возможности возникновения различных форс-мажорных ситуаций. Тот же самый трубопровод МСРТ может быть задет, либо смещен на некоторое расстояние сельскохозяйственной техникой (рис. 3). При этом возникновение как природных, так и техногенных происшествий ставит под сомнение дальнейшее использование проложенного на местности трубопровода. Целью данного исследования является определение таких предельных смещений трубопровода МСРТ относительно его начального положения, при которых данный трубопровод все еще будет считаться пригодным для его дальнейшей эксплуатации. В качестве задач этого исследования можно выделить следующие:

- разработка модели поведения конусно-раструбного соединения при изгибе трубопровода;

- составление расчетной схемы метода конечных элементов (МКЭ) для определения эквивалентных напряжений в теле трубы и контактных напряжений между раструбной и конусной частью и запорным кольцом МСРТ;
- выбор критерия работоспособности и определение допускаемых смещений трубопровода.

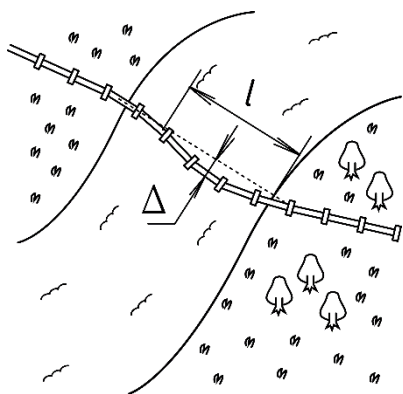


Рис. 2. Смещение трубопровода МСРТ под действием течения реки

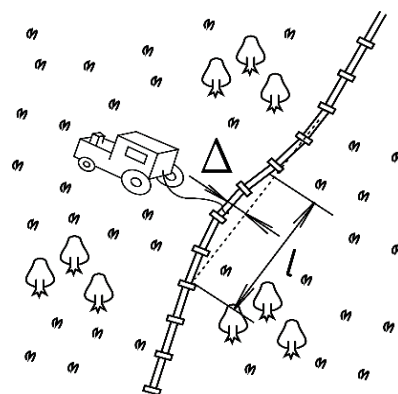


Рис. 3. Смещение трубопровода МСРТ сельскохозяйственной техникой

Объект и методы исследования

Предположим, что конусно-раструбное соединение оказалось подверженным изгибающему моменту M . В таком случае под действием приложенной нагрузки возникает осевой перекос конусной части МСРТ относительно раструбной части. В результате этого между деталями возникает контактное взаимодействие. Схематичное изображение действующих контактных нагрузок, их наиболее вероятное положение и направление представлены на рисунке 4.

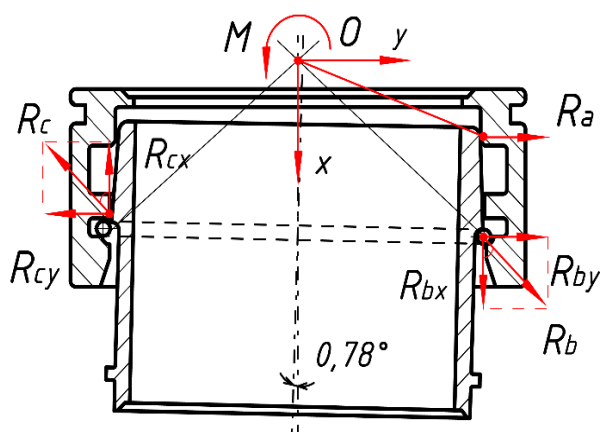


Рис. 4. Контактные нагрузки при перекосе МСРТ

Под действием рассматриваемых силовых факторов возможен внезапный выход из строя составных элементов конусно-раструбного соединения, причем характер возникаемых дефектов может быть различным [12–15]. Для предупреждения таких опасных состояний трубопровода МСРТ требуется тщательное изучение и анализ наиболее вероятных причин выхода его из строя. В качестве основных вариантов потери работоспособности трубопровода МСРТ можно выделить следующие. Во-первых, исследуемое соединение может выйти из строя в результате возникновения недопустимых контактных напряжений. Это приведет к раскрытию запорного кольца и потере соединением герметичности, что недопустимо из-за наличия высокого внутреннего давления рабочей среды. Во-вторых, нельзя исключать возможность излома тела раструбной части конусно-раструбного соединения у основания из-за возникновения недопустимых напряжений в теле трубы. Такой сценарий развития событий приведет к разрушению целостности трубы и всего соединения в целом.

Для определения напряжений воспользуемся методом конечных элементов. Для составления итоговой расчетной схемы МКЭ на первом этапе будем рассматривать конусно-раструбное соединение как единую деталь, то есть объединим в одно целое конусную и раструбную части и запорное кольцо. После этого, нагружая изгибающим моментом рассматриваемое соединение, начнем поэтапно выбрасывать возможные участки контакта с положительными (растягивающими) напряжениями до тех пор, пока не останутся только лишь участки с отрицательными (сжимающими) напряжениями. Такое решение принимается с учетом того, что в реальном конусно-раструбном соединении при нагружении его изгибающим моментом не могут возникать растягивающие напряжения в участках контакта элементов соединения.

В результате последовательного анализа напряжений возможных участков контакта при помощи МКЭ и удаления избыточных участков контакта будет получена эквивалентная модель конусно-раструбного соединения. Данную модель можно будет использовать в качестве итоговой расчетной схемы МКЭ для однозначного определения неизвестных напряжений. Рассматриваемый последовательный набор действий довольно удобно оформить в виде циклического алгоритма, который и будем использовать для разработки эквивалентной модели конусно-раструбного соединения. Общая структура используемого алгоритма, поэтапно определяющего процесс генерации эквивалентной модели конусно-раструбного соединения, показана на рисунке 5.

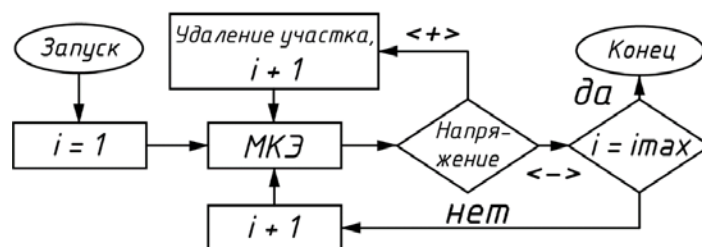


Рис. 5. Алгоритм определения эквивалентной модели

В соответствии с полученной эквивалентной моделью конусно-раструбного соединения в участках контакта элементов соединения возникают только лишь сжимающие напряжения. Данные области представляют собой тонкие кольцевые участки активного взаимодействия конусной и раструбной частей и запорного кольца МСРТ. При этом все указанные элементы соединения вместе с участками контакта являются единой деталью, как это показано на рисунке 6. Наглядное изображение полученных участков контакта с указанием их расположения в конусно-раструбном соединении представлено на рисунках 7 и 8. В этих областях возможно наступление предельного состояния материала, что в конечном счете приведет к потере конусно-раструбным соединением его работоспособности. Как видно из рисунка 7, в слабонагруженном состоянии форма рассматриваемых участков контакта элементов соединения представляет собой лишь небольшие сектора полуколец, а при значительном увеличении нагрузки, как показано на рисунке 8, их форма приобретает вид полных полуколец. Такую же форму, как и на рисунке 8, будут иметь зоны контакта при действии предельного изгибающего момента, численное значение которого необходимо определить. Полученную эквивалентную модель конусно-раструбного соединения будем использовать в качестве итоговой расчетной схемы МКЭ [16].

Стоит отметить, что зона максимальных напряжений в соответствии с проведенным МКЭ исследованием располагается в зоне контакта конусной и раструбной части и запорного кольца МСРТ, как представлено на рисунке 6. Эквивалентные напряжения в этой зоне превышают напряжения, возникающие у основания конусно-раструбного соединения. Это однозначно говорит о том, что первопричиной выхода из строя конусно-раструбного соединения под действием изгибающего момента является возникновение контактных напряжений между деталями МСРТ, а критерием работоспособности служит условие (1)

$$\sigma_K^{\max} < [\sigma_K]. \quad (1)$$

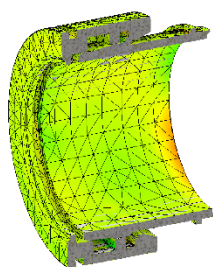


Рис. 6.
Эквивалентная
модель МСРТ

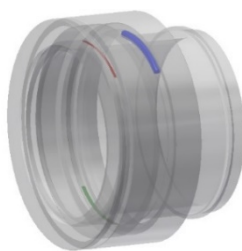


Рис. 7.
Форма зон контакта
при малых значениях
изгибающего момента

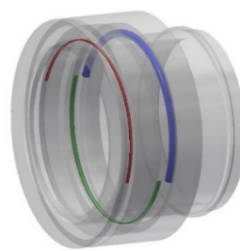


Рис. 8.
Форма зон контакта
после увеличения
изгибающего момента

Определим численные значения напряжений, возникающих в соединении. Для этого воспользуемся пакетом анализа напряжений для эквивалентной модели в программе Autodesk Inventor Professional. После прове-

дения МКЭ исследования в среде программы с использованием итоговой расчетной схемы наибольшие значения напряжений между элементами соединения возникают в его нижней половине. Оставшиеся менее нагруженные участки, по которым также происходит контакт элементов соединения, в дальнейшем учитываться не будут.

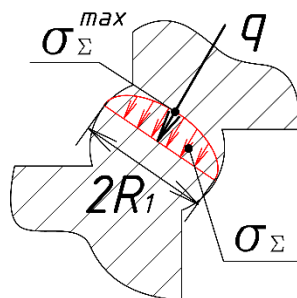


Рис. 9. Эпюра напряжений в перемычке

Перед проведением расчетов рассмотрим геометрические параметры участка контакта раструбной и конусной части и запорного кольца. Примем R_1 — радиус запорного кольца, R_2 — радиус канавки раструбной части МСРТ. Стальной прутки для изготовления запорного кольца получают методом экструзии, поэтому величина размера R_1 точно равна 3,5 мм. Канавку раструбной части МСРТ под установку запорного кольца получают растачиванием. Такая обработка уже ведется с некоторым приближением на получаемый размер в пределах установленного поля допуска. При этом размер канавки обязательно должен быть немного больше радиуса запорного кольца для его правильной установки. Поэтому целесообразно изготавливать его по полю допуска Н9, что соответствует чистовому растачиванию канавки на токарном станке. Таким образом, примем величину размера канавки раструбной части МСРТ под установку запорного кольца R_2 равной 3,526 мм.

На первом этапе определим эпюру напряжений σ_Σ , возникающих в сечении запорного кольца (рис. 9). В общем случае при расчете МКЭ точный вид эпюры определить сложно. Очевидно, что она будет эллиптической. Приближенно суммарную величину напряжений, представляющих собой распределенную нагрузку q (см. рис. 9) можно определить по формуле (2) [17, 18]

$$q = \frac{4}{3} \sigma_\Sigma^{\max} R_1. \quad (2)$$

Так как на самом деле контактирующие элементы соединения не являются единой деталью, максимум значения q будет возникать в плоскости действия изгибающего момента, нулевые же значения возникают на концах полукольца. Реальная эпюра распределенной нагрузки со стороны оси трубопровода МСРТ изображена на рисунке 10.

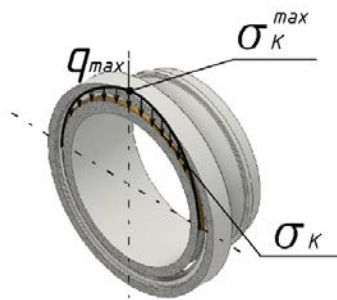


Рис. 10. Фактическая эпюра распределенной нагрузки (осевое представление)

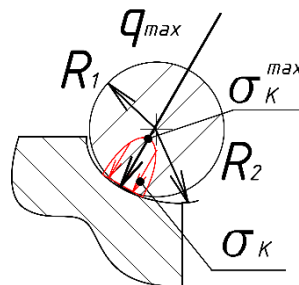


Рис. 11. Фактическая эпюра контактных напряжений

Для расчета контактных напряжений $\sigma_{\text{конт}}^{\text{max}}$ воспользуемся формулой Г. Герца (3), полученной для случая, изображенного на рисунке 11. Кривизной полосы контакта можно пренебречь и принять нагрузку постоянной и равной q_{max} на всей длине [19]. Это допущение пойдет в запас прочности.

$$\sigma_K^{\text{max}} = 0,418 \sqrt{q E_{\text{пр}} / R_{\text{пр}}} ; \quad (3)$$

где

$$E_{\text{пр}} = \frac{2E_1 E_2}{E_1 + E_2} = 2,1 \cdot 10^5 \text{ МПа} ; \quad (4)$$

приведенный модуль упругости; E_1 — модуль упругости запорного кольца; E_2 — модуль упругости трубы;

$$R_{\text{пр}} = \frac{R_1 R_2}{R_2 - R_1} = 475 \text{ мм} , \quad (5)$$

приведенный радиус кривизны контактирующих деталей.

Проводя МКЭ расчет нагруженного конусно-раструбного соединения при различных величинах изгибающего момента, можно определить действующие суммарные напряжения σ_{Σ} , а затем и контактные напряжения по вышеуказанной формуле (2). Полученная зависимость контактных напряжений, возникающих между деталями, от действующего на конусно-раструбное соединение изгибающего момента приведена на рисунке 12.

Полученные данные позволяют найти предельный изгибающий момент, при котором контактные напряжения превысят предел прочности материала конусно-раструбного соединения $M_{\text{пред}} = 10\,500 \text{ Н} \cdot \text{м}$ согласно критерию работоспособности $\sigma_K^{\text{max}} < [\sigma_K]$. Значению предельного момента соответствует предельное смещение трубопровода, которое легко измерить при его обследовании.

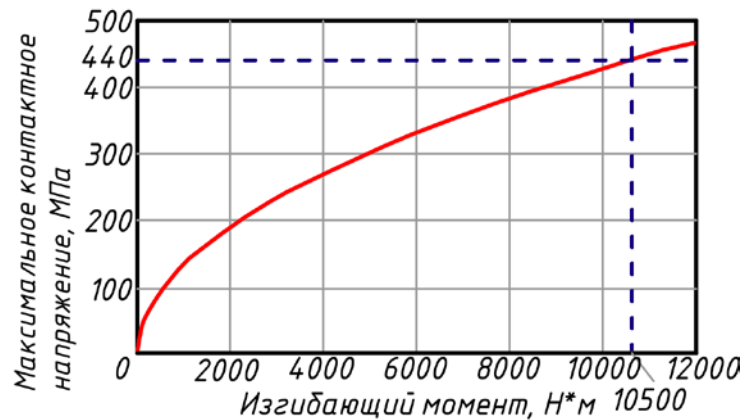


Рис. 12. График зависимости контактных напряжений от изгибающего момента

Определим эти предельные смещения Δ конусно-раструбного соединения под действием изгибающего момента. Данные смещения деталей МСРТ будут состоять из двух компонент: смещения, обусловленного естественной подвижностью конусно-раструбного соединения, — Δ_1 и смещения от изгиба труб МСРТ — Δ_2 . Наглядное изображение рассматриваемых смещений трубопровода МСРТ представлено на рисунке 13. Рассмотрим более подробно каждое из этих поперечных смещений.

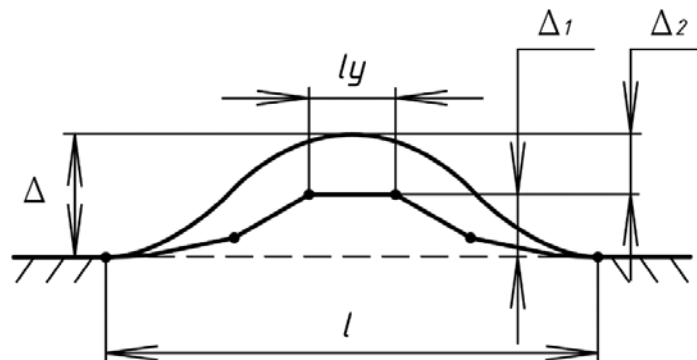


Рис. 13. Составляющие допускаемых смещений МСРТ

На первом этапе определим поперечное смещение Δ_1 , обусловленное естественной подвижностью конусно-раструбного соединения. Один узел обеспечивает максимальный угол взаимного перекося $\gamma = 0,78^\circ$, поэтому суммарное поперечное смещение зависит от количества участков МСРТ. В каждом конкретном случае на длине l смещенной зоны трубопровода всегда можно выделить конкретное нечетное число участков длиной l_y , которые будут подвержены взаимному перекоосу. Для расчета поперечного смещения Δ_2 числа n участков обратимся к рисунку 14.

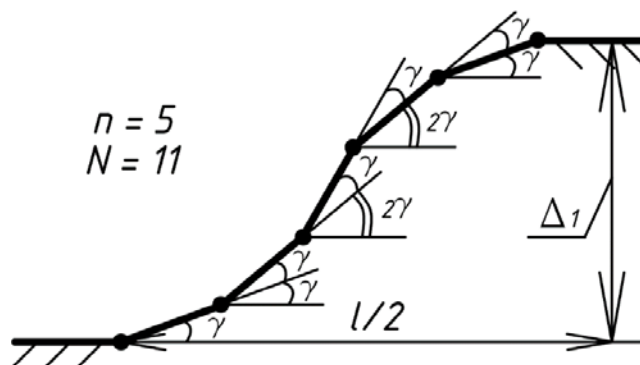


Рис. 14. Поперечное смещение, обусловленное естественной подвижностью конусно-раструбного соединения

При смещении участка МСРТ допускаемый угол взаимного перекося не должен превышать γ . Поэтому при смещении трубопровода смещение каждого последующего участка относительно предыдущего будет составлять γ . В таком случае трубопровод по-прежнему можно будет считать пригодным для дальнейшей эксплуатации. Условимся принять общее число участков, подверженных смещению, равным N . Тогда число участков, испытывающих поперечное смещение, будет равно $2n = N - 1$. В рассматриваемом на рисунке 13 примере показан случай $n = 5$, $N = 11$. Суммируя поперечные смещения отдельных участков, получим формулу для определения поперечного смещения, обусловленного геометрией конусно-раструбного соединения (6)

$$\Delta_1 = 2l_y \cdot \sum_{i=1}^{\frac{n+1}{2}} [\sin(i \cdot \gamma)] - l_y \cdot \sin\left(\frac{n+1}{2} \cdot \gamma\right). \quad (6)$$

Теперь определим поперечное смещение, возникающее в результате изгиба труб МСРТ, — Δ_2 . Изгибающий момент будем создавать при помощи сосредоточенной нагрузки $P_{кр}$, приложенной к центру соединения. Концы трубы зафиксируем при помощи заделок, исключая тем самым их смещения и поворот. Возникающее в результате изгиба труб поперечное смещение Δ_2 может быть вычислено по формуле (7)

$$\Delta_2 = \frac{nP_{кр} l_y^3}{3E_2 \pi D^3 \delta} = \frac{4nM_{пред} l_y^2}{3E_2 \pi D^3 \delta}, \quad (7)$$

где E_2 — модуль упругости трубы; D — наружный диаметр трубы; δ — толщина стенки трубы.

Результаты

Таким образом, оказывается возможным определить предельное поперечное смещение (максимально возможное) конусно-раструбного соединения, до достижения которого оно должно считаться работоспособным,

как сумму поперечного смещения, обусловленного естественной подвижностью конусно-раструбного соединения, — Δ_1 и поперечного смещения от изгиба труб МСРТ — Δ_2 (8).

$$\Delta = \Delta_1 + \Delta_2. \quad (8)$$

Обсуждение

Приведем рекомендации по предельным поперечным смещениям трубопровода МСРТ–150, изготавливаемого по ТУ 4193-001-00564056-2016¹. Данный трубопровод изготавливается стандартной длиной $l_y = 6$ м, наружным диаметром $D = 152$ мм и толщиной стенки $\delta = 3,2$ мм из стали 09Г2С, модуль упругости которой равен $E_2 = 2,1 \cdot 10^5$ МПа. Оценку работоспособности трубопровода на местности следует проводить следующим образом. Вначале рабочая группа, осуществляющая движение вдоль трубопровода, отслеживает его фактическое положение относительно первоначального положения. При обнаружении места начала поперечного смещения трубопровода возле него устанавливают информационный флажок. Далее рабочая группа осуществляет движение дальше до места максимального поперечного смещения трубопровода. С помощью имеющихся измерительных средств измеряется величина фактического поперечного смещения трубопровода. После этого рабочая группа осуществляет движение до тех пор, пока не обнаружит совпадение фактического положения трубопровода с его начальным положением. На данном месте также устанавливают информационный флажок и затем определяют опорную длину l как расстояние между информационными флажками. После этого рабочая группа сверяется с данными таблицы, полученными в соответствии с формулой (8), и принимает решение о пригодности дальнейшей эксплуатации трубопровода.

Предельные поперечные смещения

Измеряемый параметр	Значение					
Опорная длина l , м	18	24	30	36	42	48
Δ_1 , мм	82	143	204	265	327	388
Δ_2 , мм	68	102	136	170	204	238
Предельные поперечные смещения D , мм	150	245	340	435	531	626

Выводы

В ходе данного исследования были получены зависимости, позволяющие определить не только предельно допускаемые нагрузки, действующие на конусно-раструбное соединение, но и предельное отклонение оси трубопровода от его начального положения. Данные результаты позволяют оценивать работоспособность МСРТ и производить его ремонт или замену [20].

¹ 4193-001-00564056-2016. Трубы магистральные сборно-разборные оцинкованные тип ПМТ-100 и ПМТ-150.

Список источников

1. Huitt, W. M. Piping for Process Plants, Part 1 : The Basics / W. M. Huitt. – Direct text // Chemical Engineering. – 2007. – Issue 2. – P. 42–47.
2. Huitt, W. M. Piping for Process Plants, Part 2 : Flanges / W. M. Huitt. – Direct text // Chemical Engineering. – 2007. – Issue 3. – P. 56–61.
3. Huitt, W. M. Piping for Process Plants, Part 4 : Codes and Fabrication / W. M. Huitt. – Direct text // Chemical Engineering. – 2007. – Issue 10. – P. 68–76.
4. Huitt, W. M. Piping for Process Plants, Part 6 : Testing and Verification / W. M. Huitt. – Direct text // Chemical Engineering. – 2008. – Issue 6. – P. 48–54.
5. Макарычев, А. А. Экономическая целесообразность бестраншейной прокладки региональных газопроводов и трубопроводов / А. А. Макарычев. – Текст : непосредственный // Научное обозрение. Серия 1 : Экономика и право. – 2013. – № 3–4. – С. 67–71.
6. Huitt, W. M. Piping for Process Plants, Part 5 : Installation and Cleaning / W. M. Huitt. – Direct text // Chemical Engineering. – 2008. – Issue 4. – P. 48–58.
7. Захаров, М. Н. Методика испытания герметичности сборных соединений трубчатых элементов технологических машин при внешних воздействиях / М. Н. Захаров, Д. С. Мартынов. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы современной науки : состояние, тенденции развития. Сборник материалов III Всероссийской научно-практической конференции. – Том 1, часть 2 / Отв. ред. Т. С. Шмелькова. – Северо-Кавказская государственная академия, Черкесск, 15 ноября 2019 г. – Черкесск : Библиотечно-издательский центр Северо-Кавказской государственной академии, 2019. – С. 67–71.
8. Таранов, Р. А. Расчетное обоснование прочности конусно-раструбных соединений / Р. А. Таранов, А. К. Гумеров. – Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 4 (98). – С. 118–122.
9. Таранов, Р. А. Испытания конусно-раструбных соединений труб / Р. А. Таранов, К. М. Гумеров, А. Г. Сираев – Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 4 (98). – С. 108–117.
10. Таранов, Р. А. Повышение безопасности нефтепромысловых трубопроводов на основе совершенствования технологии монтажа : специальность 05.26.03 «Пожарная и промышленная безопасность (нефтегазовый комплекс)» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Таранов Роман Александрович. – Уфа, 2015. – 140 с. – Текст : непосредственный.
11. Захаров, М. Н. Методология оценки несущей способности магистральных трубопроводов с локальными дефектами : специальность 01.02.06 «Динамика, прочность машин, приборов и аппаратуры» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Захаров Михаил Николаевич ; Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина. – Москва, 2002. – 285 с. – Текст : непосредственный.
12. Захаров, М. Н. Прочность сосудов и трубопроводов с дефектами стенок в нефтегазовых производствах : монография / М. Н. Захаров, В. А. Лукьянов. – Москва : Изд-во РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2000. – 216 с. – Текст : непосредственный.
13. Булатова, А. З. Оценка опасности расслоений в металле конструкций на основе диаграммы трещиностойкости / А. З. Булатова, М. Н. Захаров, Е. М. Морозов. – Текст : непосредственный // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2010. – Т. 76, № 3. – С. 41–46.
14. Захаров, М. Н. Оценка прочности труб с выявленными внутритрубной диагностикой дефектами / М. Н. Захаров, В. А. Лукьянов. – Текст : непосредственный // Защита от коррозии и охрана окружающей среды. – 1997. – № 1–2. – С. 9–11.
15. Захаров, М. Н. Прочность магистральных трубопроводов с локальными дефектами / М. Н. Захаров, В. А. Лукьянов. – Текст : непосредственный // Надежность и сертификация оборудования для нефти и газа. – 2000. – № 12. – С. 51–55.
16. Колосов, С. П. Комбинирование метода конечных элементов в расчете нагрузок на участках трубопровода виртуальной модели / С. П. Колосов. – Текст : непосредственный // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2012. – № 2. – С. 31–34.
17. Феодосьев, В. И. Соппротивление материалов : учебник / В. И. Феодосьев. – Москва : Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 1999. – 592 с. – Текст : непосредственный.
18. Соппротивление материалов / Н. А. Костенко, С. В. Балясникова, Ю. Э. Волошановская [и др.]. – Москва : Высшая школа, 2004. – 430 с. – Текст : непосредственный.

19. Решетов, Д. Н. Детали машин : учебник. – 4-е изд., перераб. и доп. / Д. Н. Решетов. – Москва : Машиностроение, 1989. – 496 с. – Текст : непосредственный.
20. Захаров, М. Н. Концепция механизма принятия решений о выборочном ремонте магистральных трубопроводов / М. Н. Захаров. – Текст : непосредственный // Нефть, газ и бизнес. – 2000. – № 4. – С. 23–28.

References

1. Huitt, W. M. (2007). Piping for Process Plants, Part 1: The Basics. Chemical Engineering, (2), pp. 42-47. (In English).
2. Huitt, W. M. (2007). Piping for Process Plants, Part 2: Flanges. Chemical Engineering, (3), pp. 56-61. (In English).
3. Huitt, W. M. (2007). Piping for Process Plants, Part 4: Codes and Fabrication. Chemical Engineering, (10), pp. 68-76. (In English).
4. Huitt, W. M. (2008). Piping for Process Plants, Part 6: Testing and Verification. Chemical Engineering, (6), pp. 48-54. (In English).
5. Makarychev, A. A. (2013). The economic rationale for lining of regional gas pipelines. Scientific review. Series 1: Economics and law, (3-4), pp. 67-71. (In Russian).
6. Huitt, W. M. (2008). Piping for Process Plants, Part 5: Installation and Cleaning. Chemical Engineering, (4), pp. 4-58. (In English).
7. Zakharov, M. N., & Martynov, D. S. (2019). Metodika ispytaniya germetichnosti sbornykh soedineniy trubchatykh elementov tekhnologicheskikh mashin pri vnesnykh vozdeystviyakh. Aktual'nye problemy sovremennoy nauki: sostoyanie, tendentsii razvitiya. Proceedings of the 3rd All-Russian Conference. Tom 1, chast' 2. Cherkessk, November, 15, 2019. North Caucasian State Academy Publ., pp. 67-71. (In Russian).
8. Taranov, R. A., & Gumerov, A. K. (2014). Strength substantiation of cone-socket design of pipeline connections. Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, (4(98)), pp. 118-122. (In Russian).
9. Taranov, R. A., Gumerov, K. M., & Siraev, A. G. (2014). Test of cone-socket connections of pipes. Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, (4(98)), pp. 108-117. (In Russian).
10. Taranov, R. A. (2015). Povyshenie bezopasnosti neftepromyslovykh truboprovodov na osnove sovershenstvovaniya tekhnologii montazha. Diss. ... kand. techn. nauk. Ufa, 140 p. (In Russian).
11. Zakharov, M. N. (2002). Metodologiya otsenki nesushchey sposobnosti magistral'nykh truboprovodov s lokal'nymi defektami. Diss. ... dokt. techn. nauk. Moscow, 285 p. (In Russian).
12. Zakharov, M. N. (2000). Prochnost' sosudov i truboprovodov s defektami stenok v neftegazovykh proizvodstvakh. Moscow, Gubkin University Publ., 216 p. (In Russian).
13. Bulatova, A. Z., Zakharov, M. N., & Morozov, E. M. (2010). Assessment of the risk of segregation in metal structures on the basis of crack resistance diagram. Industrial laboratory. Materials diagnostics, 76(3), pp. 41-46. (In Russian).
14. Zakharov, M. N., & Luk'yanov, V. A. (1997). Otsenka prochnosti trub s vyyavlennymi vnutritrubnoy diagnostikoy defektami. Zashchita ot korrozii i okhrana okruzhayushchey sredy, (1-2), pp. 9-11. (In Russian).
15. Zakharov, M. N., & Luk'yanov, V. A. (2000). Prochnost' magistral'nykh truboprovodov s lokal'nymi defektami. Nadezhnost' i sertifikatsiya oborudovaniya dlya nefti i gaza, (12), pp. 51-55. (In Russian).
16. Kolosov, S. P. (2012). Kombinirovaniye metoda konechnykh elementov v raschete nagruzok na uchastkakh truboprovoda virtual'noy modeli. Quality Management in Oil and Gas Industry, (2), pp. 31-34. (In Russian).
17. Feodos'ev, V. I. (1999). Soprotivleniye materialov. Moscow, Bauman Moscow State Technical University Publ., 592 p. (In Russian).
18. Kostenko, N. A., Balyasnikova, S. V., Voloshanovskaya, Yu. E., Gulin, M. A., Rusanova, E. M., Tikhonova, O. N., & Yumatov, V. P. (2004). Moscow, HSE University Publ., 430 p. (In Russian).
19. Reshetov, D. N. (1989). Detali mashin. Moscow, Mashinostroenie Publ., 496 p. (In Russian).

20. Zakharov, M. N. (2000). Kontsepsiya mekhanizma prinyatiya resheniy o vyborochnom remonte magistral'nykh truboprovodov. Neft', gaz i biznes, (4), pp. 23-28. (In Russian).

Информация об авторах

Захаров Михаил Николаевич, доктор технических наук, профессор кафедры РКЗ «Основы конструирования машин», Московский государственный технический университет имени Н. Э. Баумана (национальный исследовательский университет), г. Москва

Мартынов Дмитрий Сергеевич, аспирант, ассистент кафедры РКЗ «Основы конструирования машин», Московский государственный технический университет имени Н. Э. Баумана (национальный исследовательский университет), г. Москва, martynovds@bmstu.ru

Information about the authors

Mikhail N. Zakharov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Fundamentals of Machine Design, Bauman Moscow State Technical University, Moscow

Dmitry S. Martynov, Postgraduate, Assistant at the Department Fundamentals of machine design, Bauman Moscow State Technical University, Moscow, martynovds@bmstu.ru

Статья поступила в редакцию 06.09.2021; одобрена после рецензирования 25.11.2021; принята к публикации 01.12.2021.

The article was submitted 06.09.2021; approved after reviewing 25.11.2021; accepted for publication 01.12.2021.

УДК 662.6

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-81-95

**Оптимизация системы теплообмена установки гидроочистки
бензиновой фракции**

Л. В. Таранова*, Г. П. Клевцов, А. Г. Мозырев

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**taranovalv@tyuiu.ru*

Аннотация. В данной статье рассматриваются основные направления повышения энергоэффективности производств по переработке углеводородного сырья на примере установки каталитического риформинга. Путем анализа теплотехнологической схемы секции гидроочистки выявлен потенциал энергосбережения и предложены варианты модернизации системы теплообмена узла стабилизации для повышения степени использования вторичных энергоресурсов и минимизации потерь тепла. На основе тепловых и экономических расчетов выбран более эффективный вариант с организацией ступенчатого теплообмена и использованием дистиллятного продукта для предварительного нагрева сырья, позволяющий более полно использовать потенциал собственных потоков. Предложенная оптимизация системы теплообмена узла стабилизации установки гидроочистки за счет вовлечения в теплообмен дистиллятного продукта обеспечит повышение степени рекуперации тепла с сокращением потерь тепла и затрат электроэнергии, уменьшение количества единиц теплообменного оборудования и более рациональное их использование.

Ключевые слова: энергосбережение, оптимизация теплообмена, установка гидроочистки

Для цитирования: Таранова, Л. В. Оптимизация системы теплообмена установки гидроочистки бензиновой фракции / Л. В. Таранова, Г. П. Клевцов, А. Г. Мозырев. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-1-81-95 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 1. – С. 81–95.

**Optimization of the heat exchange system of the gasoline fraction
hydrotreating unit**

Lyubov V. Taranova*, Georgii P. Klevtsov, Andrey G. Mozyrev

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**taranovalv@tyuiu.ru*

Abstract. This article deals with the main trends of improving the energy efficiency of production facilities for processing hydrocarbon materials on the example of a catalytic reforming unit. By analyzing the heat-technological scheme of the hydrotreatment section, the potential for energy saving has been identified and options for upgrading the heat exchange system of the stabilization unit to increase the use of secondary energy resources and minimize heat losses have been proposed. Based on thermal and economic calculations, a more efficient option has been chosen with an arrangement of multistage heat exchange and use of distillate product for preheating raw materials, which allows more fully using the potential of its own streams. The proposed optimization of the heat exchange system of the stabilization unit of the hydrotreating plant by involving the distillate product in the heat exchange will provide an increase in the degree of heat recovery with a reduction in heat losses and electricity consumption, a reduction in the number of heat exchange equipment units and a more rational use of them.

Keywords: energy saving, heat exchange optimization, hydrotreating unit

For citation: Taranova, L. V., Klevtsov, G. P., & Mozyrev, A. G. (2022). Optimization of the heat exchange system of the gasoline fraction hydrotreating unit. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 81-95. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-81-95

Введение

В настоящее время проблема энерго- и ресурсосбережения (ЭРС) является одной из самых актуальных для отрасли по переработке углеводородного сырья. Это связано с ростом стоимости на теплоносители, удорожанием энергии и введением новых экологических требований. Сокращение энергопотребления приводит к снижению себестоимости конечной продукции за счет уменьшения в первую очередь эксплуатационных затрат, способствуя тем самым повышению рентабельности и экологичности производства.

На промышленный сектор приходится порядка 40 % потребления первичных энергоресурсов. По статистике на предприятиях по переработке нефти и газа получаемая тепловая энергия используется лишь на 23–26 %, а остальная часть не поддается рекуперации: 48–52 % уходит с охлаждающей водой или воздухом; 14–16 % теряется в атмосфере с дымовыми газами; 8–12 % рассеивается вследствие теплового излучения от горячих поверхностей технологического оборудования [1, 2]. В качестве причин недостаточно эффективного использования энергетических ресурсов можно отметить, в частности, использование устаревшего оборудования (в первую очередь теплообменного), зачастую неоптимизированной технологической схемы, а также недостаточное использование вторичных энергоресурсов технологических объектов.

На отечественных предприятиях по переработке углеводородного сырья удельные энергозатраты в настоящее время составляют порядка 0,135 т.у.т. (тонн условного топлива) на тонну переработанной нефти, что по данным [3] эквивалентно использованию для производства энергии 9,5 % нефти¹. При этом отмечено², что существующий уровень энергозатрат превышает лучшие показатели эффективных российских отраслевых

¹ ИТС 30-2017. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. Переработка нефти [Электронный ресурс]. – Введ. 2018-05-01. – Москва: Бюро НДТ, 2017. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/555664731>.

² Там же.

производств на 25–30 % при доле затрат на энергообеспечение в структуре общих затрат на переработку нефти более 57 %. В то же время для передовых зарубежных производств с высокой глубиной переработки доля энергозатрат в общих эксплуатационных расходах оценивается на уровне 40 %. В этой связи в последнее время в отрасли активно внедряются энерго- и ресурсосберегающие мероприятия, направленные на повышение энергоэффективности объектов в целом.

Для оценки уровня энергоэффективности, рекуперации тепла и его потерь применительно к предприятиям отрасли находят применение различные методы и подходы: энтальпийный метод, пинч-анализ, эксергетический анализ, бенчмаркинг-исследования [4–6]. При этом для оценки энергоэффективности на нефтеперерабатывающих предприятиях активно используют сравнительные методы, в частности систему Solomon и методологию бенчмаркинга [7]. Методики позволяют осуществлять оценку и сравнение эффективности использования энергоресурсов и показатели энергоэффективности в пределах одного объекта или между аналогичными предприятиями по ряду показателей и индексов³ (в частности, индекс энергоёмкости системы Solomon, индексы Ансельма, Нельсона и др. [8]).

В то же время, помимо сравнительных методов оценки, широко применяется пинч-анализ [9], используя который, можно оптимизировать процесс теплопередачи, минимизируя тем самым энергопотребление. Такой подход, основанный на термодинамическом анализе теплотехнологических систем и приближении к термодинамически обоснованным объемам потребления тепла, успешно используется для выработки путей повышения энергоэффективности в отрасли.

По данным исследователей, применение пинч-технологий может обеспечить снижение потребления энергоресурсов в целом на 30–50 % при малом сроке окупаемости; а применительно к нефтехимии экономия может составить порядка 40 % от потребляемого количества топлива [10]. К ключевым направлениям при реализации энергосберегающих мероприятий относят организацию межпоточного тепломассообмена применительно к системе в целом, то есть использование интегрированного подхода [11]. Применение методов теплоэнергетической интеграции на объектах нефте- и газопереработки позволяет добиться существенной экономии ресурсов и финансов за счет минимизации степени использования внешних энергоносителей, путем достижения максимальной рекуперации теплоты собственных потоков в рамках рассматриваемой энерготехнологической системы [12].

К основным направлениям повышения энергоэффективности производств по переработке углеводородного сырья можно отнести целый ряд мероприятий как технологического, так и технического плана. К ним относятся следующие [13]:

- максимальное вовлечение вторичных топливно-энергетических ресурсов в работу производственных объектов;
- максимальная рекуперация тепла;
- совершенствование режимов работы технологических установок;

³ РусЭнергоПроект: инженерно-аналитическая компания [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rusenergoproekt.com>.

- модернизация действующего и внедрение нового высокоэффективного энерго- и ресурсосберегающего оборудования;
- увеличение эффективности проведения процессов теплообмена;
- внедрение мероприятий по экономии электроэнергии и др.

При этом снижение удельного энергопотребления можно достичь как путем модернизации отдельных систем производства, установок и предприятий в целом, так и за счет совершенствования отдельных операций технологического процесса.

Пинч-технологии широко используются для анализа объектов переработки углеводородного сырья с обоснованием модернизационных мероприятий для решения задач энерго- и ресурсосбережения [14, 15], и этот метод считается одним из лучших для анализа систем теплообмена химической и нефтехимической отрасли.

Как известно, одним из ключевых процессов нефтегазопереработки является достаточно энергоемкий процесс разделения смесей углеводородов методом ректификации в связи с высокими затратами энергии на создание температурных режимов работы. Особенно это актуально при разделении смесей углеводородов с близкими температурами кипения. В частности, по данным [16], на реализацию процессов ректификации приходится до 30 % всех производственных энергозатрат, а в США более 3 % всей произведенной энергии расходуется на данную группу процессов.

К числу основных путей снижения энергозатрат на реализацию процесса ректификации можно отнести [17] повышение эффективности работы контактных устройств ректификационных колонн, оптимизацию технологических параметров процесса и режимов работы аппаратов, рекуперацию теплоты продуктов разделения, минимизацию потерь теплоты в окружающую среду, в том числе путем совершенствования термоизоляции колонн и т. п.

В последнее время рассматриваются также и другие нетрадиционные подходы для создания температурных режимов процессов ректификации, в частности, использование тепловых насосов различного принципа действия, абсорбционных холодильных машин, тепловых труб [18], что изменяет технологическое и аппаратное оформление процессов.

В качестве цели данной работы определили решение вопросов энерго- и ресурсосбережения на примере секции гидроочистки бензиновой фракции установки каталитического риформинга. В качестве задач исследования выделены анализ материально-энергетических потоков и оборудования исследуемого объекта; выявление потенциала энергосбережения путем анализа теплотехнологической схемы; внесение и обоснование предложений по оптимизации системы теплообмена с выбором наиболее эффективного варианта модернизации.

Объект и методы исследования

Объектом исследования в работе является секция гидроочистки установки риформинга бензиновой фракции, предназначенная для подготовки сырья (фракция 85–180 °С) для секции каталитического риформинга. Основной процесс рассматриваемого объекта — преобразование и удаление вредных примесей из фракции: органических галогенидов, сераорганических, металлоорганических, нитро- и кислородных соединений; гидри-

рование олефинов [19–21]. Принципиальная схема секции представлена на рисунке 1.

В качестве методов исследования использованы системный подход и структурный анализ; анализ теплотехнологической схемы с элементами термодинамического анализа; моделирование с использованием ПО Aspen HYSYS®. Используя системный подход [22], осуществляли декомпозицию объекта с выделением и последующим анализом структурных единиц. Термодинамический анализ теплотехнологической схемы позволил оценить рекуперативноспособное количество энергии с выявлением проблемных с точки зрения энергосбережения мест и возможных путей оптимизации. Моделирование тепловых процессов в Aspen HYSYS позволяет учесть множество факторов при проведении расчетов и обосновании вносимых предложений [23].

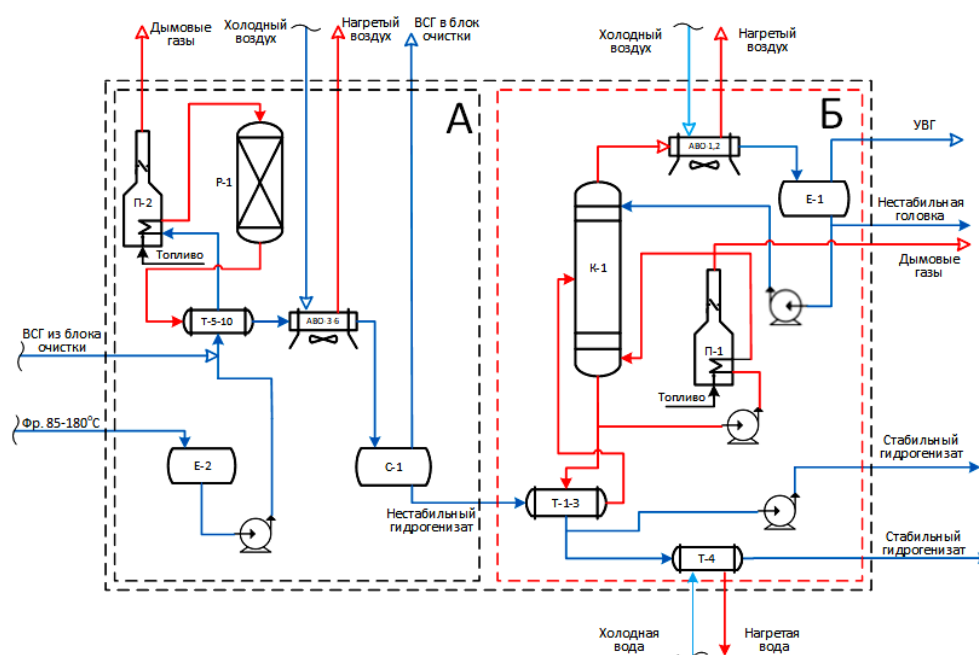


Рис. 1. Принципиальная схема секции гидроочистки установки каталитического риформинга бензиновой фракции

Решение задач ЭРС для сложных химико-технологических систем с позиций системного анализа целесообразно осуществлять поэтапно, понимаясь от объектов более низких уровней иерархии к системе в целом. С учетом этого секция гидроочистки является, с одной стороны, подсистемой установки каталитического риформинга, с другой — сама может быть разбита на структурные единицы более низкого уровня.

В ходе анализа секции в ее составе выделены две структурные единицы (см. рис. 1): А — реакторная подсистема (реакционный узел) и Б — подсистема разделения на базе массообменных процессов (узел стабилизации). Система теплообмена секции включает теплообменники (Т-1-3, Т-5-10) с использованием потенциала собственных потоков установки; хо-

лодильники: воздушные (АВО-1,2, АВО-3-6) и водяной (Т-4) с привлечением сторонних хладагентов (воздух, вода) для обеспечения температур продуктовых потоков; а также трубчатые печи (П-1, П-2) для создания требуемых параметров высокотемпературных процессов.

Для предметного рассмотрения и детального анализа в данной работе выбрали одну из подсистем секции гидроочистки — узел стабилизации (см. рис. 1, 2), учитывая общность подходов для создания температурных режимов в узлах рассматриваемой секции и на установке в целом и, следовательно, возможность распространения подходов к решению задач ЭРС и на другие структурные единицы установки. Это будет являться задачей исследования на следующем этапе работы.

Узел стабилизации предназначен для отпарки продуктовой смеси реактора гидроочистки — нестабильного гидрогенизата (см. рис. 2, поток I) от нежелательных примесей (углеводородный газ, вода, сероводород и др.) с получением стабильного гидрогенизата и нестабильной головки. Основным аппаратом узла является колонна стабилизации К-1, работающая при следующих параметрах: температура куба 180–225 °С; температура верха 100–145 °С; давление 0,7–0,95 МПа. Сырье перед подачей в К-1 нагревается в теплообменниках Т-1-3 кубовым продуктом колонны. Температура острого орошения колонны поддерживается двумя аппаратами воздушного охлаждения — АВО-1,2. Поддержание температуры куба колонны осуществляется благодаря циркуляции части продукта через печь П-1.

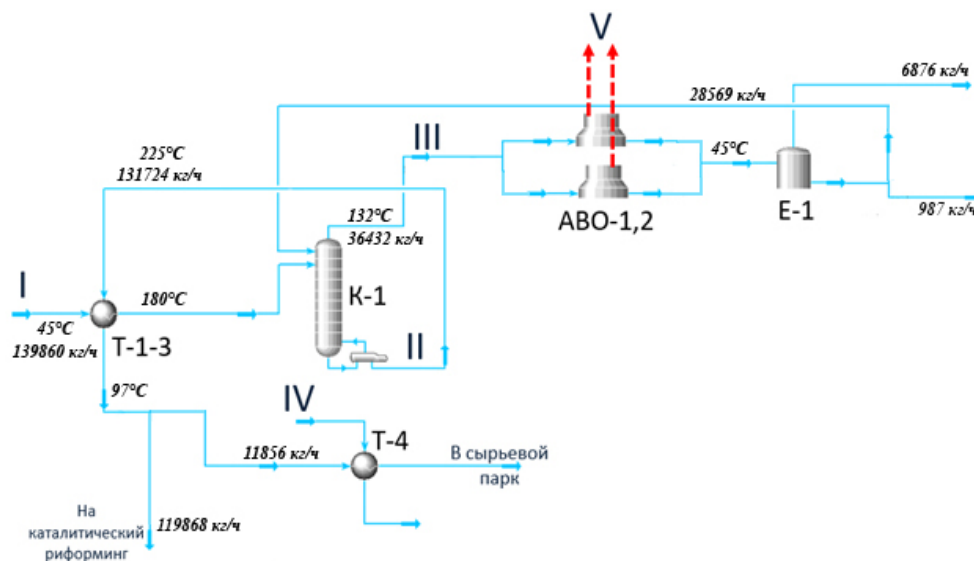


Рис. 2. Исходная схема узла стабилизации секции гидроочистки

Результаты

В ходе первичной обработки исходных данных выполнен анализ материально-энергетических потоков и теплообменного оборудования (табл. 1, 2). При этом потоки охарактеризованы как потенциально «горячие» и «холодные» с определением их теплофизических характеристик, а также с выделением собственных и сторонних (внешних) потоков.

При анализе теплотехнологической схемы рассматриваемого узла отмечено, что при организации теплообмена используется потенциал только кубового продукта — для нагрева нестабильного гидрогенизата, а тепло дистилятного продукта (порядка 4 МВт) теряется, рассеиваясь в атмосферу от аппаратов воздушного охлаждения. Причем для работы АВО необходимы также затраты электроэнергии на нагнетание охлаждающего воздуха.

С учетом этого в работе рассмотрели возможность повышения степени использования потенциала дистилятного продукта с минимизацией потерь тепла в атмосферу.

Таблица 1

Характеристика потоков узла стабилизации

Поз.	Поток	$T_H, ^\circ\text{C}$	$T_K, ^\circ\text{C}$	Тип потока
I	Нестабильный гидрогенизат (сырье)	45	180	Холодный, собственный
II	Стабильный гидрогенизат (кубовый продукт)	225	40	Горячий, собственный
III	Дистилятный продукт	132	45	Горячий, собственный
IV	Охлаждающая вода	28	40	Холодный, внешний
V	Охлаждающий воздух	28	60	Холодный, внешний

Таблица 2

Характеристика теплообменного оборудования узла стабилизации

Поз.	Тип аппарата	Назначение	Рабочий поток	Тепло-носитель
T-1-3	Кожухотрубчатый теплообменник	Нагрев сырьевого потока	I	II
T-4	Водяной холодильник	Охлаждение кубового продукта	II	IV
ABO-1,2	Аппарат воздушного охлаждения	Формирование орошения, охлаждение дистилятного продукта	III	V
П-1	Трубчатая печь	Подвод тепла в куб колонны	II	Дымовые газы

В процессе решения задач энергосбережения предложены варианты оптимизации с организацией ступенчатого теплообмена в следующих направлениях:

- использование тепла части дистилятного продукта для предварительного подогрева сырья с установкой дополнительного теплообменника;
- использование потенциала всего дистилятного потока для предварительного подогрева сырья с установкой дополнительного теплообменника или с возможностью использования уже имеющегося оборудования.

Рассмотрим подробнее каждый из предложенных вариантов модернизации.

В первом случае предложено разделить дистилятный продукт (III), балансовая часть которого конденсируется и охлаждается в АВО с целью

формирования орошения колонны К-1, а оставшаяся часть используется для предварительного нагрева сырьевого потока (I) в дополнительном теплообменнике Т-5 и затем выходит с установки в виде продукта — нестабильной головки. Принципиальная схема представлена на рисунке 3.

Тепловые расчеты для первого варианта модернизации показали возможность предварительного подогрева сырьевого потока за счет тепла дистиллятного продукта до 51°C с установкой дополнительного теплообменного аппарата Т-5 с расчетной поверхностью теплообмена $49,9\text{ м}^2$. При этом количество АВО для создания орошения не изменяется, но необходимая площадь теплообмена уменьшается на $14,8\%$; соответственно, снижаются потери тепла от АВО и энергозатраты на обеспечение работы этих аппаратов.

Применение данного варианта обеспечит также снижение затрат на нагрев сырья кубовым остатком колонны (II) в аппаратах Т-1-3 с уменьшением расхода теплоносителя и требуемой поверхности согласно расчетам на $19,4\%$ без изменения количества теплообменников.

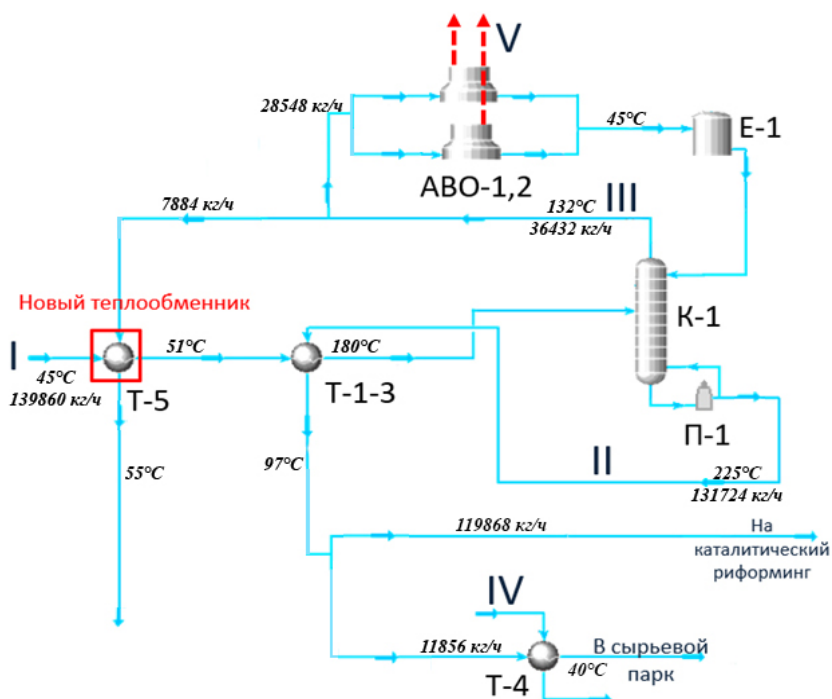


Рис. 3. Принципиальная схема узла стабилизации согласно первому варианту модернизации

Схема второго варианта модернизации представлена на рисунке 4. При этом потенциал дистиллятного потока (III) используется для предварительного нагрева сырьевого потока с установкой дополнительного теплообменника на линии сырья, а затем поток III дополнительно охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения для формирования орошения колонны стабилизации и обеспечения необходимых температурных параметров нестабильной головки.

Результаты расчетов для второго варианта модернизации показали возможность предварительного подогрева сырья на 43 °С (до 88 °С) за счет имеющегося потенциала дистиллятного продукта. Для реализации процесса с использованием данного подхода рассмотрены различные варианты аппаратного оформления для аппарата Т-5 с применением кожухотрубчатого или пластинчатого теплообменника. Расчетная поверхность теплообмена в первом случае составила $F_1 = 227 \text{ м}^2$, а при использовании более эффективного пластинчатого аппарата площадь теплообмена снижается до 97 м^2 .

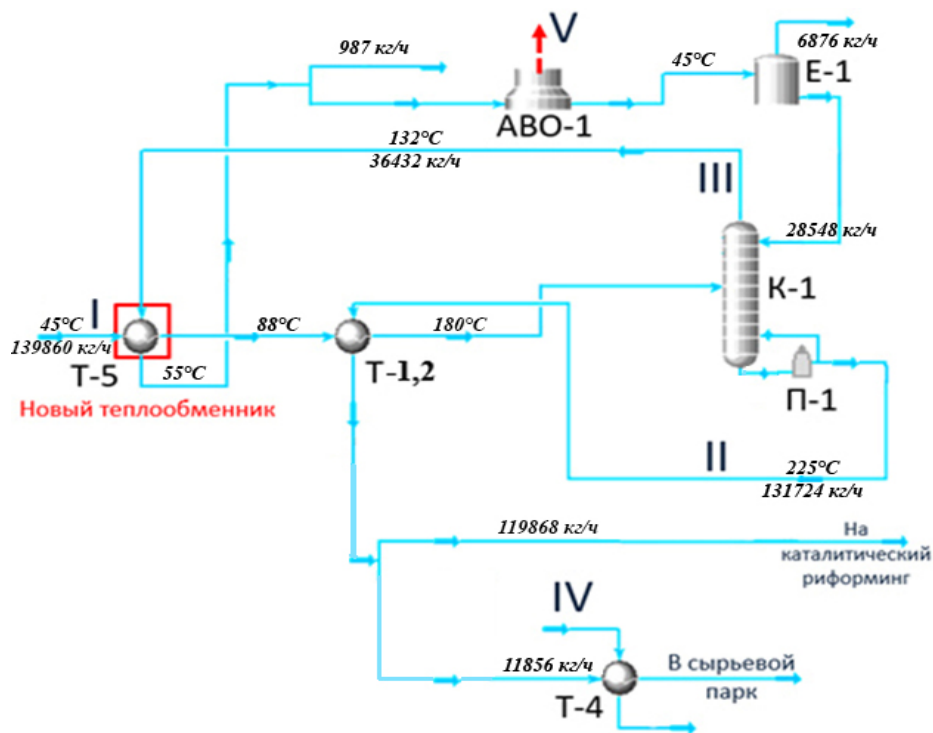


Рис. 4. Принципиальная схема узла стабилизации согласно второму варианту модернизации

Реализация предварительного нагрева сырья потоком III снизит тепловую нагрузку на имеющиеся аппараты Т-1-3 с уменьшением необходимой площади теплообмена на второй ступени нагрева на 44,6 %, что в свою очередь обеспечит возможность уменьшения количества имеющихся теплообменников на этой стадии на единицу с запасом по поверхности теплообмена порядка 20 %. В этом случае появляется возможность использования одного из освободившихся аппаратов связки Т-1-3 с поверхностью $F = 213 \text{ м}^2$ на стадии предварительного нагрева без введения в состав узла нового аппарата Т-5, что существенно снизит затраты на модернизацию. Применение данного аппарата на первой ступени обеспечит нагрев сырья до 85,5 °С.

Осуществление предлагаемого варианта обеспечит также снижение энергозатрат на дополнительное охлаждение дистиллятного продукта в АВО для создания температурного режима по потоку орошения с умень-

шением требуемой поверхности аппаратов воздушного охлаждения до 1 050 м² (снижение на 83,3 %). Это позволяет использовать в схеме только один аппарат из связки АВО-1,2 или установить аппарат с меньшей площадью теплообмена. Ожидаемый результат при этом — сокращение энергозатрат для обеспечения работы АВО и существенное снижение потерь тепла в атмосферу (с потоком V).

Обсуждение

При сравнении предложенных вариантов обращает на себя внимание преимущество второго варианта модернизации по всем ключевым показателям за счет повышения степени использования энергетического потенциала дистилятного продукта.

За счет вовлечения в теплообмен дистилятного продукта колонны и организации ступенчатого теплообмена можно получить следующие положительные эффекты:

- снижение удельных энергозатрат на нагрев сырья на 28,26 % — с 13,72 до 9,94 МВт;
- обеспечение рекуперации 3,78 МВт энергии дистилятного потока (Q_{Π}), что составит 94,5 % от совокупного тепла данного потока;
- сокращение количества аппаратов воздушного охлаждения на одну единицу с возможностью снижения мощности электродвигателя до 10 МВт против 30 МВт в исходном варианте; снижение расхода хладагента — воздуха и, соответственно, потерь тепла;
- сокращение количества теплообменников на второй ступени нагрева сырья ($F_{2\text{СТУПЕНЬ}}$) на единицу, что обеспечит возможность использования незадействованного при втором варианте аппарата группы Т-1-3 на стадии предварительного подогрева ($F_{1\text{СТУПЕНЬ}}$).

Обобщенные сравнительные данные для рассмотренных вариантов модернизации системы теплообмена узла стабилизации приведены в таблице 3.

Таблица 3

Сравнение вариантов модернизации

Параметр	Базовый вариант	Вариант 1	Вариант 2	
			Кожухотрубчатый теплообменник	Пластинчатый теплообменник
Сокращение потерь тепла, %	0	3,64	28,26	
Q_{Π} , МВт	4,00	3,49	0,22	
$F_{1\text{СТУПЕНЬ}}$, м ²	0	50	227	97
$F_{2\text{СТУПЕНЬ}}$, м ²	639	515	354	
$F_{\text{АВО}}$, м ²	6 280	5 348	1 050	

При организации теплообмена на первой стадии помимо рассмотренного выше варианта возможны также следующие сценарии аппаратного оформления: введение в технологический процесс дополнительного

аппарата — кожухотрубчатого теплообменника с поверхностью $F = 227 \text{ м}^2$ или пластинчатого теплообменника с поверхностью теплообмена $F = 97 \text{ м}^2$.

Недоиспользованный при ступенчатом подогреве сырья потенциал кубового продукта колонны можно будет использовать в секции риформинга рассматриваемой установки с сокращением затрат на создание температурных режимов этого технологического узла. Расчетами показано, что повышение температуры потока II при модернизации системы теплообмена позволит сэкономить 3,24 МВт энергии.

К возможным рискам, связанным с модернизацией технологической схемы по выбранному варианту, можно отнести следующие:

- производственные риски, связанные с убытком от остановки производства на время модернизационных работ;
- инвестиционные риски, связанные с возникновением непредвиденных финансовых расходов.

В связи с тем, что модернизационные работы заключаются лишь в переобвязке трубопроводов, риски имеют минимальный характер.

Для предложенных вариантов оптимизации теплообмена проведены ориентировочные экономические расчеты с оценкой периода возврата капитальных вложений. При этом в основных статьях затрат учитывали затраты на приобретение теплообменных аппаратов; затраты, связанные с установкой аппаратов (в том числе переобвязка трубопроводов); затраты на техническое обслуживание и ремонт аппаратов; затраты на электроэнергию (для двигателей АВО, насосов и т. д.). К числу основных статей экономии при модернизации отнесли: экономию электроэнергии, при сокращении количества АВО; экономию энергии на нагрев потока стабильного гидрогенизата в секции каталитического риформинга с учетом повышения его температуры после секции гидроочистки до 137°C .

Предварительные экономические расчеты показали, что наиболее выгодным является использование одного из освободившихся кожухотрубчатых теплообменников связи Т-1-3 для предварительного нагрева сырья дистиллятным продуктом. При этом срок возврата капитальных вложений составит $PP = 0,7$ лет против 4,0 и 5,0 лет при введении в схему пластинчатого или нового кожухотрубчатого аппаратов соответственно.

Однако при реализации модернизационных предложений необходимы уточнение экономических расчетов и проработка рисков при внедрении предложений на действующих объектах, что является задачами следующих этапов исследования.

К числу задач следующего этапа относится также расширение ЭРС подходов для производственного объекта в целом. Проведение аналогичного анализа и расчетов для секции гидроочистки в целом и далее — для секции риформинга обеспечит в итоге возможность оптимизации системы теплообмена для установки каталитического риформинга в целом с повышением степени рекуперации тепла в границах объекта и минимизацией использования привлеченных сторонних потоков теплоносителей и сокращением нерациональных потерь тепла. А также — с решением вопросов повышения степени интеграции тепловых потоков в границах объектов более высоких уровней иерархии на основе пинч-анализа.

Выводы

Таким образом, предложенная оптимизация системы теплообмена узла стабилизации секции гидроочистки за счет ступенчатого нагрева сырья и вовлечения в теплообмен дистиллятного продукта обеспечит:

- снижение удельных энергозатрат на нагрев сырья более чем на 28 %;
- рекуперацию 3,78 МВт энергии дистиллятного потока и снижение потерь тепла на ту же величину;
- сокращение количества АВО на одну единицу и снижение затрат электроэнергии;
- сокращение количества теплообменников на одну единицу на второй ступени нагрева сырья.

Срок возврата капитальных вложений согласно выбранному варианту модернизации по предварительным расчетам составит 0,7 лет.

Список источников

1. Усманов, М. Р. Повышение производительности и эффективности эксплуатации производственных активов : технологическая поддержка предприятий нефтепереработки, нефтехимии и газопереработки / М. Р. Усманов, И. Б. Подвинцев, Р. Р. Гималетдинов. – Санкт-Петербург : Питер, 2018. – 299 с. – Текст : непосредственный.
2. Рудин, М. Г. Карманный справочник нефтепереработчика / М. Г. Рудин, В. Е. Со-мов, А. С. Фомин ; под редакцией М. Г. Рудина ; КИНЕФ. – 2-е изд., испр. и доп. – Москва : ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 332 с. – Текст : непосредственный.
3. Абросимов, А. А. Экология переработки углеводородных систем : учебник / А. А. Абросимов. – Москва : Химия, 2002. – 608 с. – Текст : непосредственный.
4. Лахов, Ю. А. Определение показателей энергоэффективности нефтеперерабатывающего предприятия / Ю. А. Лахов. – Текст : непосредственный // Актуальные аспекты современной науки : сборник материалов VI международной научно-практической конференции, Липецк, 28 ноября 2014 года / Отв. ред. Е. М. Мосолова. – Липецк : ООО «РаДу-ши», 2014. – С. 152–164.
5. Шперук, Л. М. Пинч-анализ как инструмент достижения энергоэффективности / Л. М. Шперук. – Текст : непосредственный // Успехи в химии и химической технологии. – 2018. – Т. 32, № 8 (204). – С. 12–14.
6. Юшкова, Е. А. Эксергетический пинч-анализ системы теплообмена в технологии переработки нефти / Е. А. Юшкова, В. А. Лебедев. – DOI 10.14529/power200101. – Текст : непосредственный // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия : Энергетика. – 2020. – Т. 20, № 1. – С. 5–11.
7. Гоголева, Л. В. Необходимость применения методики Solomon для оценки эффективности функционирования предприятий нефтегазохимического комплекса / Л. В. Гоголева. – Текст : непосредственный // Успехи в химии и химической технологии. – 2013. – Т. 27, № 9 (149). – С. 103–107.
8. Петкова, П. Г. Использование индексов Solomon и Нельсона для анализа эффективности нефтеперерабатывающих предприятий / П. Г. Петкова // Проблемы геологии и освоения недр : труды XX Международного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М. А. Усова / Под редакцией А. Ю. Дмитриева. – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2016. – С. 1065–1066.
9. Булатов, И. С. Пинч-технология. Энергосбережение в промышленности / И. С. Булатов. – Санкт-Петербург : Страта, 2012. – 140 с. – Текст : непосредственный.
10. Жулаев, С. В. Пинч-анализ и оптимизация промышленных объектов / С. В. Жулаев. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 392–398. – URL: <http://ogbus.ru/article/view/pinch-analiz-i-optimizaciya-promyshlennykh-obektov>.
11. Современные аналитические подходы к энергосбережению. Интегрированный подход. Пинч-анализ. Луковичная модель / В. И. Коновалов, Т. Кудра, А. Н. Пахомов, А. Ю. Орлов. – Текст : непосредственный // Вестник Тамбовского государственного технического университета. – 2008. – Т. 14, № 3. – С. 560–578.

12. Интеграция тепловых процессов на установке первичной переработки нефти АБТ А12/2 при работе в зимнее время / Л. Л. Товажнянский, П. А. Капустенко, Л. М. Ульев [и др.]. – Текст : непосредственный // Теоретические основы химической технологии. – 2009. – Т. 43, № 6. – С. 665–676.
13. Рыбкин, В. Оптимизация энергозатрат технологических процессов / В. Рыбкин, С. Ф. Жу, Б. П. Шихан. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2009. – № 8. – С. 80–84.
14. Пинч-анализ схемы установки первичной переработки нефти / А. С. Хидиятуллин, И. Ю. Гареева, Н. А. Руднев, А. Ю. Абызгильдин. – Текст: электронный // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2016. – № 3. – С. 183–197.
15. Koshcheeva, A. A. Efficiency increasing methods used for hydrocarbon processing facilities / A. A. Koshcheeva, L. V. Taranova, A. G. Mozyrev. – Text : electronic // AIP Conference proceedings. Physics, Technologies and Innovation (PTI-2019). – Vol. 2174. – URL: <https://doi.org/10.1063/1.5134408>.
16. Повышение энергоэффективности нефтеперерабатывающих заводов / А. З. Миркин, Г. С. Яицких, Г. А. Сюняева, В. Г. Яицких. – Текст : непосредственный // Химическая техника. – 2014. – № 5. – С. 38–41.
17. Ясавеев, Х. Н. Модернизация установок переработки углеводородных смесей : монография / Х. Н. Ясавеев, А. Г. Лаптев, М. И. Фарахов. – Казань : Казанский государственный энергетический ун-т, 2004. – 305 с. – Текст : непосредственный.
18. Лебедев, Ю. Н. Модернизация установок переработки нефти с использованием энергосберегающих технологий / Ю. Н. Лебедев. – Текст : непосредственный // Химия и технология топлив и масел. – 2010. – № 4 (560). – С. 4–9.
19. Кожемякин, М. Ю. Гидроочистка дизельного топлива / М. Ю. Кожемякин, Е. И. Черкасова. – Текст : непосредственный // Вестник Технологического университета. – 2015. – Т. 18, № 23. – С. 28–30.
20. Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа : учебное пособие / С. А. Ахметов. – Уфа : Гилем, 2002. – 672 с. – Текст : непосредственный.
21. Ландау, М. В. Катализаторы на основе молибдена и вольфрама для процесса гидропереработки нефтяного сырья / М. В. Ландау, Б. К. Нефедов, Л. Н. Алексеев. – Москва : ЦНИИТЭнефтехим, 1985. – 80 с. – Текст : непосредственный.
22. Таранова, Л. В. Системный анализ процессов химической технологии и нефтегазопереработки : учебное пособие / Л. В. Таранова. – Тюмень : ТИУ, 2017. – 96 с. – Текст : непосредственный.
23. Кузнецов, О. А. Моделирование установки переработки нефти в Aspen HYSYS V8 : монография / О. А. Кузнецов. – Москва – Берлин : Директ-Медиа, 2015. – 133 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Usmanov, M. R. Podvintsev, I. B., & Gimaletdinov, R. R. (2018). Povyshenie proizvoditel'nosti i effektivnosti ekspluatatsii proizvodstvennykh aktivov: tekhnologicheskaya podderzhka predpriyatiy neftepererabotki, neftekhimii i gazopererabotki. St. Petersburg, Piter Publ., 299 p. (In Russian).
2. Rudin, M. G., Somov, V. E., & Fomin, A. S. (2004). Karmanyny spravochnik neftepererabotchika. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, TSNIITeneftkhim Publ., 332 p. (In Russian).
3. Abrosimov, A. A. (2002). Ekologiya pererabotki uglevodorodnykh system. Moscow, Khimiya Publ., 2002, 608 p. (In Russian).
4. Lakhov, Yu. A. (2014). Opredelenie pokazateley energoeffektivnosti neftepererabatyvayushchego predpriyatiya. Aktual'nye aspekty sovremennoy nauki: sbornik materialov VI mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, Lipetsk, November, 28, 2014. Lipetsk, RaDushi LLC, pp. 152-164. (In Russian).
5. Shperuk, L. M. (2018). Pinch analysis as a tool for achieving energy efficiency. Uspekhi v khimii i khimicheskoy tekhnologii, 32(8(204)), pp. 12-14. (In Russian).

6. Yushkova, E. A. & Lebedev, V. A. (2020). Heat exchange system analysis in the refining process. Bulletin of south Ural State University. Series: Power Engineering, 20(1), pp. 5-11. (In Russian). DOI: 10.14529/power200101
7. Gogoleva, L. V. (2013). Solomon technique use necessity for assessment of gas and petrochemical complex enterprises operating efficiency. Uspekhi v khimii i khimicheskoy tekhnologii, 27(9(149)), pp. 103-107. (In Russian).
8. Petkova, P. G. (2016). Ispol'zovanie indeksov Solomon i Nel'sona dlya analiza effektivnosti neftepererabatyvayushchikh predpriyatiy. Problemy geologii i osvoeniya nedr: trudy XX Mezhdunarodnogo simpoziuma studentov i molodykh uchenykh imeni akademika M. A. Usova. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., pp. 1065-1066. (In Russian).
9. Bulatov, I. S. (2012). Pinch-tekhnologiya. Energoberezhenie v promyshlennosti. St. Petersburg, Strata Publ., 140 p. (In Russian).
10. Zhulaev, S. V. (2012). The pinch-analysis and optimization of industrial facilities. Neftegazovoye delo, (2), pp. 392-398. (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/article/view/pinch-analiz-i-optimizaciya-promyshlennykh-obektov>
11. Kononov, V. I., Kudra, T., Pakhomov, A. N., & Orlov, A. Yu. (2008). Present-day analytical approaches to energy-saving. Integrated approach. Pinch analysis. Onion model. Transactions TSTU, 14(3), pp. 560-578. (In Russian).
12. Tovazhnyanskii, L. L., Kapustenko, P. A., Ul'ev, L. M., Boldyrev, S. A., Arsen'eva, O. P., & Tarnovskii, M. V. (2009). Thermal process integration in the AVDU A12/2 crude distillation unit during winter operation. Theoretical Foundations of Chemical Engineering. (43(6)), pp. 906-917. (In English).
13. Rybkin, V., Zhu, F., & Shihan, B. P. (2009). Optimizatsiya energozatrat tekhnologicheskikh protsessov. Oil and Gas Territory, (8), pp. 80-84. (In Russian).
14. Hidiyatullin, A. S., Gareeva, I. Yu., Rudnev, N. A., & Abyzgildin, A. Yu. (2016). Pinch analysis scheme of primary oil processing. Open Journal Systems, (3), pp. 183-197. (In Russian).
15. Koshcheeva, A. A., Taranova, L. V., & Mozyrev, A. G. (2019). Efficiency increasing methods used for hydrocarbon processing facilities AIP Conference proceedings. Physics, Technologies and Innovation (PTI-2019). Vol. 2174. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1063/1.5134408>
16. Mirkin, A. Z., Yaitskikh, G. S., Syunyaeva, G. A., Yaitskikh, V. G. (2014). Povyshenie energoeffektivnosti neftepererabatyvayushchikh zavodov. Khimicheskaya tekhnika, (5), pp. 38-41. (In Russian).
17. Yasaveev, Kh. N., Laptev, A. G., & Farakhov, M. I. (2004). Modernizatsiya ustano-vok pererabotki uglevodorodnykh smesey. Kazan, Kazan State Power Engineering University Publ., 305 p. (In Russian).
18. Lebedev, Yu. N. (2010). Modernization of crude oil refining units using power-saving technologies. Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 46(4), pp. 217-224. (In English).
19. Kozhemyakin, M. Yu., & Cherkasova, E. I. (2015). Gidroochistka dizel'nogo topliva. Vestnik Tekhnologicheskogo universiteta, 18(23), pp. 28-30. (In Russian).
20. Akhmetov, S. A. (2002). Tekhnologiya glubokoy pererabotki nefti i gaza. Ufa, Gilem Publ., 672 p. (In Russian).
21. Landau, M. V., Nefedov, B. K., & Alekseenko, L. N. (1985). Katalizatory na osnove molibdena i vol'fra dlya protsessa gidropererabotki neftyanogo syr'ya. Moscow, TSNIITEftekhim Publ., 80 p. (In Russian).
22. Taranova, L. V. (2017). Sistemnyy analiz protsessov khimicheskoy tekhnologii i nefte-gazopererabotki. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 96 p. (In Russian).
23. Kuznetsov, O. A. (2015). Modelirovanie ustanovki pererabotki nefti v Aspen HYSYS V8. Moscow - Berlin, Direkt-Media Publ., 133 p. (In Russian).

Информация об авторах

Таранова Любовь Викторовна, кандидат технических наук, доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, taranovalv@tyuiu.ru

Клевцов Георгий Петрович, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Lyubov V. Taranova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen, taranovalv@tyuiu.ru

Georgii P. Klevtsov, Student, Industrial University of Tyumen

Мозырев Андрей Геннадьевич, кандидат технических наук, доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Andrey G. Mozyrev, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 14.09.2021; одобрена после рецензирования 20.10.2021; принята к публикации 08.11.2021.

The article was submitted 14.09.2021; approved after reviewing 20.10.2021; accepted for publication 08.11.2021.

**Определение нижнего обрыва-отворота штанг на скважинах,
оборудованных погружными плунжерными насосами**

**А. С. Галеев, Г. И. Бикбулатова*, С. Л. Сабанов, Ю. А. Болтнева,
О. А. Шипилова**

Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

**agni-ngo@mail.ru*

Аннотация. Разработка месторождений, находящихся на поздней или завершающей стадии эксплуатации Урало-Поволжского региона, осуществляется в основном с применением скважинных штанговых насосных установок (СШНУ). Наиболее характерными отказами для данных установок являются обрывы-отвороты штанг и неисправности клапанов насоса. Способы ликвидации этих аварий значительно разнятся: обрыв или отворот штанг предполагает подъем скважинного оборудования, а «залипание» запорного органа клапанного узла насоса устраняется «реанимацией» скважинного оборудования (промывки водой, горячей нефтью или растворителем). Ошибка в распознавании неисправности приводит к неверному планированию работ по восстановлению работоспособности внутрискважинного оборудования и, как следствие, к экономическим потерям.

Причину неисправностей внутрискважинного оборудования СШНУ, как правило, определяют путем анализа динамограмм. Однако во многих случаях динамограммы не позволяют различить нижний отворот штанг от неисправности клапанов штангового насоса. В представленной работе рассматривается способ оперативного определения обрыва и отворота штанг в скважине, заключающийся в создании электрической цепи «колонна штанг — колонна НКТ» и наблюдении за ее целостностью. Для определения вида неисправности блок синхронизации по электромагнитному каналу измеряет сопротивление системы на диэлектрической вставке. При обрыве-отвороте штанг электрическое сопротивление цепи «НКТ — насос — колонна штанг» будет гораздо выше (более 2 Ом), чем при отсутствии данного отказа (0...2 Ом).

Ключевые слова: штанговый глубинный скважинный насос, нижний обрыв и отворот колонны штанг, диагностирование

Для цитирования: Определение нижнего обрыва-отворота штанг на скважинах, оборудованных погружными плунжерными насосами / А. С. Галеев, Г. И. Бикбулатова, С. Л. Сабанов [и др.]. — DOI 10.31660/0445-0108-2022-1-96-107 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2022. — № 1. — С. 96–107.

**Determination of lower break-out of the boom on wells
equipped plunger pump**

**Akhmetisalim S. Galeev, Goliya I. Bikbulatova*, Sergey L. Sabanov,
Yulia A. Boltneva, Olga A. Shipilova**

Abstract. Development of fields at a late or final stage of exploitation of the Ural-Volga region is carried out mainly with the use of downhole sucker rod pumping units. The most typical failures for these installations are rods breaks and breaks and pump valve malfunctions. Methods for eliminating these accidents vary significantly: a break or a breakaway of the rods involves lifting the downhole equipment, and the "sticking" of the shut-off element of the pump valve assembly is eliminated by the "resuscitation" of the downhole equipment (flushing with water, hot oil or solvent). An error in recognizing a malfunction leads to incorrect planning of work to restore the operability of downhole equipment, and, as a result, to economic losses.

The cause of the downhole equipment malfunctions of the sucker rod pumping units is usually determined by analyzing the dynamogram. However, in many cases dynamometer charts don't distinguish between the bottom flap of the rods and the failure of the sucker rod pump valves. In the article, a method of prompt determination of rod breakage and breakaway in a well is considered, which consists in creating an electrical circuit "rod string - tubing string" and monitoring its integrity. To determine the type of malfunction, the synchronization unit via the electromagnetic channel measures the resistance of the system on the dielectric insert. In case of break-off of rods, the electrical resistance of the "tubing-pump-rod string" circuit will be much higher (more than 2 ohms) than in the absence of this failure (0...2 ohms).

Keywords: sucker rod borehole pump, bottom break and turn-off of a rod string, diagnostics

For citation: Galeev, A. S., Bikbulatova, G. I., Sabanov, S. L., Boltneva, Yu. A., & Shipilova, O. A. (2022). Determination of lower break-out of the boom on wells equipped plunger pump. Oil and Gas Studies, (1), pp. 96-107. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-96-107

Введение

В настоящее время значительная часть нефтедобывающего фонда скважин эксплуатируется установками штанговых скважинных насосов [1]. Установки данного типа условно можно разделить на две части: наземный привод и внутрискважинная компоновка.

Контроль технического состояния наземной части не вызывает объективных трудностей, в то же время контроль исправности спущенного в скважину оборудования, как правило осуществляют по косвенным признакам [2–4]. Вышеуказанная ситуация вызвана невозможностью визуального контроля, труднодоступностью внутрискважинного оборудования и сложными условиями работы, в частности циклическим нагружением колонны штанг. При этом значительная доля аварийных отказов вызвана обрывом или отворотом штанг (ООШ) [5–8].

Постановка задачи

Контроль технического состояния внутрискважинной компоновки, как правило, осуществляют путем анализа динамограмм (ДГ).

Динамометрирование позволяет определить большинство видов аварийных отказов, сравнивая полученную динамограмму с эталонной, определяет отклонения в работе СШНУ.

Но, не смотря на известные преимущества данного способа, имеются и определенные недостатки, так как оценка технического состояния проводится по косвенным параметрам. Одним из существенных недостатков является практическая сложность определения нижнего ООШ,

который графически совпадает с неисправностью клапанов штангового глубинного насоса (ШГН) [9–12].

Ошибка в распознавании неисправности приводит к неверному планированию работ по восстановлению работоспособности внутрискважинного оборудования. В связи с этим возникают лишние затраты, связанные с «реанимацией» скважинного оборудования (промывки водой, горячей нефтью, растворителем).

Предлагаемое решение

Для обнаружения нижнего ООШ предлагается следующее [13–15] (рис. 1): на устье скважины с помощью источника стабилизированного тока, подключенного одним контактом (зажимом) к наземной части металлической колонны штанг, а другим контактом (зажимом) — к приемному электроду на устье, в качестве которого используется колонна насосно-компрессорных труб (НКТ), в скважину подают постоянный стабилизированный по величине ток $I_{\text{стаб.}}$, который создает разность потенциалов $U_{\text{разд.}}$ на концах омического сопротивления, разделяющий металлическую электрическую цепь и имеющий конечное известное сопротивление $R_{\text{разд.}}$.

$$U_{\text{разд.}} = R_{\text{разд.}} \cdot I_{\text{разд.}} \quad (1)$$

При этом напряжение на устье $U_{\text{устье}}$ (на источнике стабилизированного тока) равно

$$U_{\text{устье}} = \left(\frac{R_{\text{разд.}} - R_{\text{пласт.жидк.}}}{(R_{\text{разд.}} - R_{\text{пласт.жидк.}}) + R_{\text{кол.}}} \right) - I_{\text{стаб.}}, \quad (2)$$

где $R_{\text{кол.}}$ — сопротивление колонны штанг, насоса и насосно-компрессорных труб; $R_{\text{пласт.жидк.}}$ — сопротивление столба пластовой жидкости в кольцевом пространстве между колонной НКТ и колонной штанг,

$$R_{\text{пласт.жидк.}} = \frac{\rho_{\text{пласт.жидк.}} \cdot \ln\left(\frac{D_{\text{внутр.}}}{d_{\text{внешн.}}}\right)}{2 \pi \cdot H}, \quad (3)$$

где $\rho_{\text{пласт.жидк.}}$ — удельное сопротивление добываемого флюида (нефть + вода); $D_{\text{внутр.}}$ и $d_{\text{внешн.}}$ — соответственно, диаметры внутренний НКТ и наружный колонны штанг; H — длина колонны штанг от устья до погружного насоса.

Причем при отсутствии нижнего ООШ сопротивление всей цепи равно

$$U_{\text{устье.}}/I_{\text{стаб.}} \approx R_{\text{разд.}}, \quad (4)$$

так как $R_{\text{кол.}}$ мало: $R_{\text{кол.}} \ll R_{\text{разд.}}$, поскольку колонны НКТ и штанг — металлические и имеют большие сечения (больше 150 мм²), а $R_{\text{пласт.жидк.}}$ — велико: $R_{\text{пласт.жидк.}} \gg R_{\text{разд.}}$, так как удельное сопротивление водонефтяных смесей близко к проводимости нефти и составляет 10¹⁰ Ом · м.

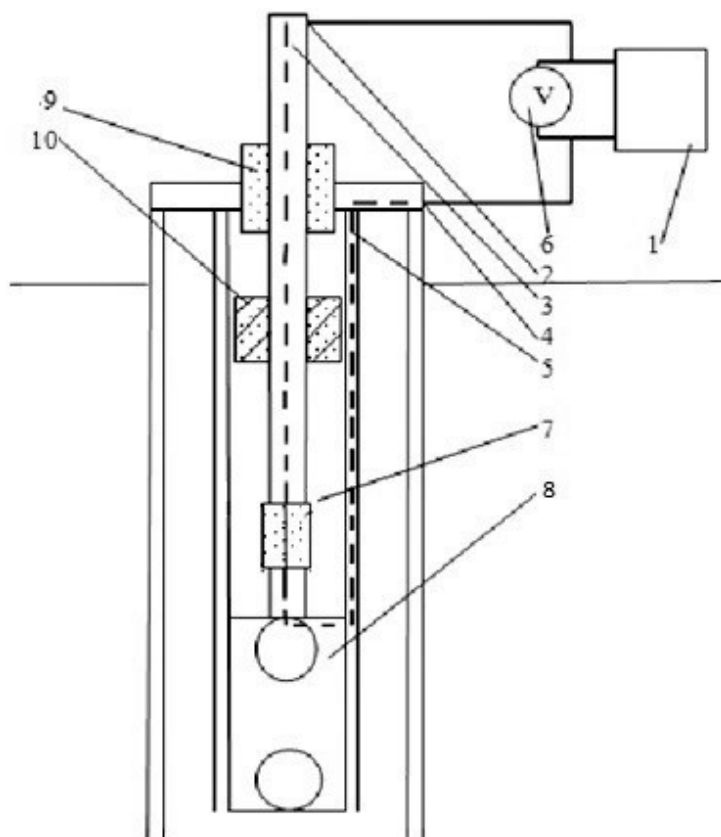


Рис. 1. Устройство обнаружения нижнего ООШ (пунктирной линией показана создаваемая электрическая цепь): 1 — источник стабилизированного тока; 2 — контакт к наземной части колонны; 3 — колонна металлических штанг; 4 — приемный электрод; 5 — колонна НКТ; 6 — блок регистрации изменения напряжения; 7 — делитель известного электрического сопротивления; 8 — глубинный насос; 9 — сальник из диэлектрического материала; 10 — скребок-центратор из диэлектрика

Результаты экспериментов

Целью проведения испытаний по моделированию протекания тока по каналу «НКТ — штанга» являлось обоснование возможности его применения на скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосными установками [16–19].

Стенд состоит из 4 моделей коаксиального проводника — аналог канала связи «НКТ — колонна штанг», представляющих собой металлические трубки определенного диаметра и длины.

Внутри каждой трубки (модели) находится коаксиально установленная металлическая (медь) проволока определенного диаметра, отцентрированная при помощи диэлектрических изолирующих втулок-центраторов (рис. 2). Каждая трубка имеет резиновую пробку с отверстием, через которое пропущена проволока и соединена с зажимом для подачи сигнала.



Рис. 2. **Схема испытательного стенда:** 1 — контакты для подключения генератора сигналов; 2 — проволока; 3 — труба; 4 — среда, заполняющая трубу; 5 — диэлектрическая пробка; 6 — контакты подключения источника питания

Регистрация импульсов производилась при помощи двухканального осциллографа GW Instek gds-71042:

- канал А — контроль сигнала на входе в трубку;
- канал В — контроль сигнала на выходе из трубки.

С целью оценки волнового сопротивления коаксиального «кабеля», заполненного воздухом, первая серия испытаний проводилась без заполнения кольцевого пространства жидкостью. Для удобства рассмотрения частоты импульсов объединялись в полосы 1...5 и 6...10 кГц (таблица).

Результаты эксперимента

Номер опытного образца	Амплитуда сигнала на выходе, В			
	1	2	3	4
Диаметр трубы, мм	6,2	10,3	14,2	16,6
С заполнением воздухом				
Полоса 1...5 кГц	8,8	8,8	8,8	8,8
Полоса 6...10 кГц	8,8	8,8	8,8	8,8
С заполнением дистиллированной водой				
Полоса 1...5 кГц	6,8	6,2	6,4	6,4
Полоса 6...10 кГц	6,4	6,2	6,4	6,8
С заполнением пресной водой				
Полоса 1...5 кГц	2,4	1,2	1,0	0,8
Полоса 6...10 кГц	2,2	1,0	0,85	0,7

Получено, что на этих частотах волновое сопротивление не сказывается на прохождении сигнала, а воздух является идеальным диэлектриком.

Во второй части опыта трубы в испытательном стенде были заполнены дистиллированной водой.

Получено, что проводимость дистиллята существенно выше; соответственно, выходной сигнал оказывается на ~20 % меньше, причем независимо от номера модели. Кроме того, сигналы разной частоты претерпевают одинаковое гашение (в пределах погрешности измерений 5 %).

В третьей части опыта трубы в испытательном стенде были заполнены пресной водой.

Для пресной воды комплексное сопротивление (омическое + емкостное) оказывается существенным, и происходит значительное ослабление сигнала (от 3,5 раза для модели № 1 до 11 раз для модели № 4), причем независимо от частоты сигнала. В то же время видно, что полоса 6...10 кГц затухает сильнее.

Эксперименты показали возможность применения протекания тока по каналу «НКТ — штанг» для контроля целостности электрической цепи и, соответственно, колонны штанг.

Обсуждение результатов

При возникновении нижнего ООШ электрическое сопротивление цепи «НКТ — насос — разделитель — колонна штанг» будет резко возрастать, так как при этом

$$R_{\text{кол.}} \rightarrow \infty, \quad (5)$$

что вызовет синхронное возрастание $U_{\text{устье}}$ для поддержания $I_{\text{стаб.}}$, а значит:

$$U_{\text{устье}}/I_{\text{стаб.}} \gg R_{\text{разд.}} \quad (6)$$

Выполнение данного неравенства послужит критерием обнаружения нижнего ООШ.

Случайные замыкания колонны штанг при изгибах (в частности, при ходе вниз), и соответственно, падение сопротивления практически до нуля, не влияют на надежность определения нижнего ООШ при данном способе, так как блок синхронизации, входящий в устьевой блок, настроен на регистрацию возрастания сопротивления цепи много больше $R_{\text{разд.}}$.

Апробация

Практические испытания были осуществлены на трех скважинах: 68А; 4051; 2823 Ельниковского нефтяного месторождения с предварительной причиной отказа — обрыв штанг.

Скважина 68А Ельниковского месторождения. При обходе оператор обнаружил отсутствие подачи по скважине. После проведения исследований было принято решение произвести внеплановую промывку горячей нефтью, так как по динамограмме нагрузки составляли около 3 тонн. По окончании промывки скважины подача на устье не появилась, по динамограмме наблюдалась неисправность клапанных узлов (нагрузки после промывки горячей нефтью составляли около 2,5 т) (рис. 3). Оперативно было принято решение о постановке бригады текущего ремонта скважин (ТКРС).

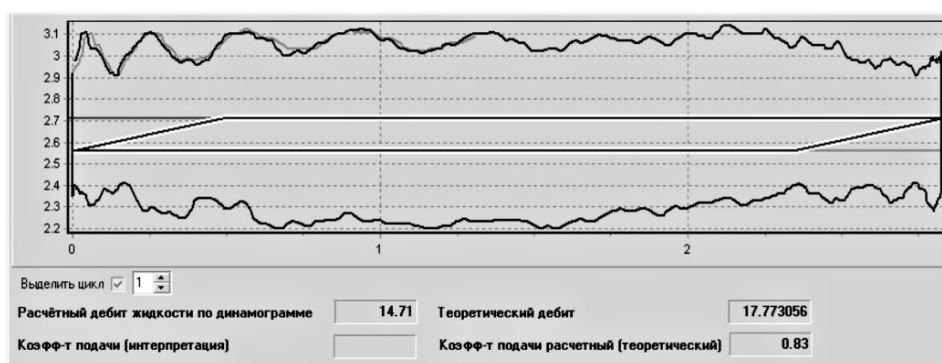


Рис. 3. Динамограмма скв. 68А

Перед подъемом насосных штанг произвели замер сопротивления цепи «колонна штанг — насос — колонна НКТ» (рис. 4). Для этого один из контактов зафиксировали на колонне насосных штанг, другой контакт присоединили к устьевой арматуре. Сопротивление изоляции составило $3,79 \text{ М} \cdot \text{Ом}$, что говорит нам о возможном обрыве штанг.

При подъеме насоса обнаружился обрыв между 95-й и 96-й насосной штангой по муфте. Причиной обрыва послужила высокая интенсивность набора кривизны ствола скважины в данном участке. После производства подъемных работ глубинно-насосного оборудования (ГНО) спустили насос прежнего типоразмера (НН-57), а в интервал высокого набора кривизны были внедрены насосные штанги с центраторами. Экономических затрат, связанных с проведением горячей обработки, а также излишнего простоя скважины можно было избежать в случае своевременного обнаружения нижнего обрыва штанг, что по динамограмме определить невозможно.



Рис. 4. Замер изоляции цепи «НКТ — насос — колонна штанг» на скв. 68А

Скв. 4 051 в феврале 2019 года остановили в связи с отсутствием подачи. По динамограмме (рис. 5) видно, что на скважине не работают оба клапана. На скважине в мае 2018 года проведен гидравлический разрыв пласта, наработка составила 212 суток. После промывки скважины работоспособности насоса не наблюдалось, принято решение о постановке бригады ТКРС.

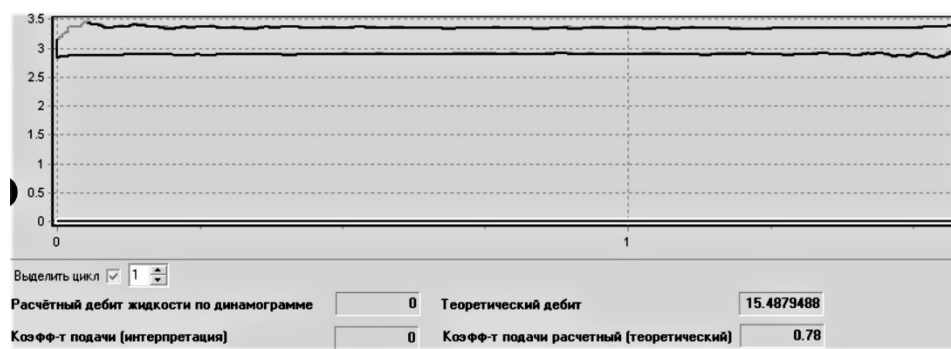


Рис. 5. Динамограмма по скв. 4051

При замере изоляции системы «НКТ — насос — колонна штанг» сопротивление изоляции составило 0 Ом, что свидетельствует об отсутствии обрыва штанг. Подъем внутрискважинной компоновки подтвердил отсутствие обрыва.

Скв. 2 823 остановлена в связи с отсутствием подачи в сентябре 2018 года. По динамограмме на данной скважине наблюдались нерабочие клапана насоса. Произвели промывку скважины горячей водой в объеме 30 м³. После промывки подача на устье не появилась, было принято решение о постановке бригады ТКРС на данную скважину.

При замере сопротивления изоляции значение было близкое к 0 Ом, что говорит об отсутствии обрыва штанг. После подъема ГНО обнаружился облом плунжера на расстоянии 50 см от нагнетательного клапана.

Выводы

Обрыв-отворот штанг (ООШ) на сегодняшний день является одной из основных проблем эксплуатации штанговых насосов. Причины данного отказа оборудования могут быть разные: истирание колонны штанг о колонну НКТ в связи с кривизной ствола скважины, слишком большие динамические нагрузки на колонну штанг по разным причинам: от асфальтено-смолистых отложений до приклиниваний плунжера в цилиндре насоса. Все отказы оборудования по причине обрыва штанг связаны с увеличением удельной нагрузки на единицу площади сечения насосной штанги.

Все «проблемы» скважинного оборудования ШГН можно с легкостью распознать через динамометрирование. Но по динамограмме качественно сложно определить нижний ООШ, который практически не отличается от неработающих клапанных узлов ШГН. Ошибка в распознавании неисправности приводит к ошибкам в планировании работ по восстановлению работоспособности внутрискважинного оборудования. В связи с этим возникают лишние затраты, связанные с «реанимацией» скважинного оборудования (промывки водой, горячей нефтью, растворителем).

Для определения ООШ, по электромагнитному каналу [20], блок синхронизации измеряет сопротивление системы на диэлектрической вставке. То есть при обнаружении ООШ электрическое сопротивление цепи «НКТ — насос — колонна штанг» будет гораздо выше, чем при отсутствии данного отказа.

Недостаток данного способа заключается в том, что колонна насосных штанг может соприкасаться с колонной НКТ в интервалах набора кривизны ствола скважины, что приводит к замыканию электрической цепи «НКТ — насос — колонна штанг» до диэлектрического разделителя, что существенно снижает надежность канала связи. Решение данной проблемы может заключаться в использовании насосных штанг с пластиковыми скребками.

Проведение данного мероприятия по диагностированию ООШ позволят исключить затраты на «ненужные» мероприятия по «реанимации» скважины и снизить время простоя ГНО без работы благодаря своевременной постановке бригады ТКРС на скважину при данном отказе оборудования.

Список источников

1. Takacs, G. Sucker-Rod Pumping Handbook: Production Engineering Fundamentals and Long-Stroke Rod Pumping / G. Takacs. – Direct text. – Gulf Professional Publishing, 2015. – 598 p.
2. Gibbs, S. G. Predicting the Behavior of Sucker-Rod Pumping Systems / S. G. Gibbs. – DOI 10.2118/588-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1963. – Vol. 15, Issue 07. – P. 769–778.
3. Анализ причин и профилактика отворотов насосных штанг и труб / Ф. Г. Халимов, С. Г. Зубаиров, В. К. Загорский [и др.]. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело : электронный научный журнал. – 2011. – № 6. – С. 457–462. – URL: <http://ogbus.ru/article/view/analiz-prichin-i-profilaktika-otvorotov-nasosnyx-shtang-i-trub>.
4. Султанов, Б. З. Обрывность штанг плунжерных скважинных насосных установок в ОАО «Татнефть» / Б. З. Султанов, Р. К. Шагалева. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2009. – Т. 7, № 2. – С. 68–70.
5. Ситдииков, М. Р. Анализ обрывов штанг в НГДУ «Чекмагушнефть» / М. Р. Ситдииков, И. Е. Ишемгузин, М. А. Кочевков. – Текст : непосредственный // Инновационное нефтегазовое оборудование : проблемы и решения : сборник трудов Всероссийской научно-технической конференции (Уфа, 28–29 октября 2010 г.). – Уфа : УГНТУ, 2010. – С. 151–154.
6. Поплыгин, В. В. Динамика износа штанговых насосов при эксплуатации скважин / В. В. Поплыгин, А. В. Лекомцев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – Москва. – 2011. – № 9. – С. 22–28.
7. Ибрагимов, Р. Р. Предотвращение отворотов штанговой колонны путем применения противоотворотной гибкой муфты и нанесения анаэробного герметика в ООО «Башнефть-Добыча» / Р. Р. Ибрагимов. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-1-50-55. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, №1. – С. 50–55.
8. Doty, D. R. An Improved Model for Sucker Rod Pumping / D. R. Doty, Z. Schmidt. – DOI 10.2118/10249-PA. – Direct text // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1983. – Vol. 23, Issue 1. – P. 33–41.
9. Moisés, G. V. Sucker-Rod Pumping Failures Diagnostic System / G. V. Moisés, S. F. Andrade, A. C. Garcia. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, September, 2010. – URL: <https://doi.org/10.2118/134975-MS>. – Published: September, 19, 2010.
10. Хакимьянов, М. И. Функциональные возможности современного контроллера автоматизации штанговых глубиннонасосных установок / М. И. Хакимьянов, М. Г. Пачин. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 2. – С. 19–34. – URL: <http://ogbus.ru/article/view/funkcionalnye-vozmozhnosti-sovremennogo-kontrollera-avtomatizacii-shtangovykh-glubinno-nasosnykh-ustanovok>.
11. Исследование влияния ультразвукового импульсного излучения на резьбовые соединения насосно-компрессорных труб / Г. И. Бикбулатова, П. П. Ермилов, Ю. А. Болтнева, С. Л. Сабанов. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 6. – С. 58–64.
12. Jellison, M. J. Intelligent Drill Pipe Creates the Drilling Network / M. J. Jellison, D. R. Hall. – Text : electronic // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 9–11 September, Jakarta, Indonesia, 2003. – URL: <https://doi.org/10.2118/80454-MS>. – Published: September, 09, 2003.
13. О возможности применения беспроводного гальванического канала связи в скважинах, оборудованных штанговыми насосами / А. С. Галеев, В. М. Григорьев, Р. И. Арсланов, П. П. Ермилов. – Текст : непосредственный // Современные фундаментальные и прикладные исследования. – 2012. – № 4 (7). – С. 44–48.
14. Патент на изобретение № 2696954 Российская Федерация, МПК E21B47/13. Устройство для передачи информации по электромагнитному каналу связи при эксплуатации скважин : № 2018111891 : заявл. 02.04.2018 : опубл. 07.08.2019, Бюл. № 22 / Галеев А. С., Сулейманов Р. Н., Арсланов Р. И., Бикбулатова Г. И., Болтнева Ю. А. : патентообладатель Альметьевский государственный нефтяной институт. – Текст : непосредственный.

15. Станция мониторинга состояния скважинной штанговой насосной установки / А. С. Галеев, Г. И. Бикбулатова, Р. Н. Сулейманов [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-4-82-91. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 82–91.
16. Monitoring of sucker-rod pump units as a result of the analysis wattmeter cards / M. I. Khakimyanov, I. N. Shafikov, F. F. Khusainov [et al.]. – Text : electronic // Journal of Physics : Conference Series. – 2017. – Vol. 803. – URL: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/803/1/012066>.
17. Исследование проводимости (затухания) электрических сигналов прямоугольной формы в кольцевом пространстве «НКТ — колонна штанг» / Р. И. Арсланов, Г. И. Бикбулатова, Ю. А. Болтнева [и др.]. – Текст : непосредственный // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : материалы IV Международной научно-практической конференции (Альметьевск, 16–18 октября 2019 г.) / Отв. ред. И. С. Закиров. – Альметьевск : Изд-во Альметьевского государственного нефтяного института, 2019. – С. 185–190.
18. Howsam, P. Monitoring, maintenance and rehabilitation of water supply boreholes / P. Howsam, C. Jones, B. Misstear. – Construction Industry Research and Information Association (CIRIA), London (United Kingdom), 1995. – 114 p. – Direct text.
19. Implementation of wireless data transmission method on wells equipped with sucker-rod pumping units / G. I. Bikbulatova, A. S. Galeev, M. Z. Valitov [et al.]. – Text : electronic // IOP Conf. Series : Materials Science and Engineering. – Vol. 860. – 2020. – URL: <https://doi.org/10.1088/1757-899X/860/1/012027>.
20. Патент на изобретение № 2753327 Российская Федерация, МПК E21B47/12. Способ и устройство определения нижнего обрыва/отворота штанг на скважинах, оборудованных УШГН : № 2018114619 : заявл. 19.04.2018 : опубл. 22.10.2019 / Галеев А. С., Сулейманов Р. Н., Филимонов О. В., Шайхразиев С. Р. – Текст : непосредственный.

References

1. Takacs, G. (2015). Sucker-Rod Pumping Handbook: Production Engineering Fundamentals and Long-Stroke Rod Pumping. Gulf Professional Publishing, 598 p. (In English).
2. Gibbs, S. G. (1963). Predicting the Behavior of Sucker-Rod Pumping Systems. Journal of Petroleum Technology, 15(07), pp. 769-778. (In English). DOI: 10.2118/588-PA
3. Khalimov, F. G., Zubairov, S. G., Zagorskij, V. K., Salikhov, I. A., & Kuramshin, A. A. (2011). Cause analysis and prevention of sucker rod and tubing back off. Neftegazovoye delo, (6), pp. 457-462. (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/article/view/analiz-prichin-i-profilaktika-otvorotov-nasosnyx-shtang-i-trub>
4. Sultanov, B. Z., & Shagaleev, R. K. (2009). Rod breakage of plunger pumping units in JSC Tatneft. Neftegazovoye delo, 7(2), pp. 68-70. (In Russian).
5. Sitdikov, M. R., Kochekov, M. A., & Ishemguzhin, I. E. (2010). Analiz obryvov shtang v NGDU "Chekmagushneft". Innovatsionnoe neftegazovoe oborudovanie: problemy i resheniya: sbornik trudov Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Ufa, October, 28-29, 2010, pp. 151-154. (In Russian).
6. Poplygin, V. V., & Lekomtsev, A. V. (2011). Dynamics of the wear of oil pumps with the operation of the wells of the Churakovskoe oilfield. Oil Industry, (9), pp. 22-28. (In Russian).
7. Ibragimov, R. R. (2019). Preventing the rod string reverse by applying flexible coupling group and anaerobic hermetical materials in Bashneft-Production Ltd. Petroleum Engineering, 17(1), pp. 50-55. (In Russian). DOI: 10.17122/ngdelo-2019-1-50-55
8. Doty, D. R. & Schmidt, Z. (1983). An Improved Model for Sucker Rod Pumping. Society of Petroleum Engineers Journal, 23(1), pp. 33-41. (In English). DOI: 10.2118/10249-PA
9. Moisés, G. V., Andrade, S. F., & Garcia, A. C. (2010). Sucker-Rod Pumping Failures Diagnostic System. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, September, 2010. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/134975-MS>

10. Hakimyanov, M. I., & Pachin, M. G. (2011). Functional capabilities of modern sucker rod pumps controller. *Petroleum Engineering*, (2), pp. 19-34. (In Russian).
11. Bikbulatova, G. I., Yermilov, P. P., Boltneva, G. A., & Sabanov, S. S. (2015). The study of the influence of ultrasonic pulsed radiation at threaded connection tubing. *Oil and Gas Territory*, (6), pp. 58-64. (In Russian).
12. Jellison, M. J. & Hall, D. R. (2003). Intelligent Drill Pipe Creates the Drilling Network - SPE80454-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, September, 9-11, Jakarta, Indonesia. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/80454-MS>
13. Galeev, A. S., Grigoriev, V. M., Arslanov, R. I., & Ermilov, P. P. (2012). Possible application of wireless galvanic communication channel at the wells equipped with deep bottom hold-down pumps. *Modern fundamental and applied researches*, (4(7)), pp. 44-48. (In Russian).
14. Galeev, A. S., Suleymanov, R. N., Arslanov, R. I., Bikbulatova, G. I., Boltneva, Yu. A. Pat. Device for transmitting information over an electromagnetic communication channel during operation of wells. Pat. RF 2696954. No. 2018111891. Applied: 02.04.18. Published: 07.08.19. Bulletin No. 22. (In Russian).
15. Galeev, A. S., Bikbulatova, G. I., Suleymanov, R. N., Filimonov, O. V., Sabanov, S. L., & Boltneva, Yu. A. (2019). Station monitoring the state of the downhole sucker-rod pumping unit. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 82-91. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-4-82-91
16. Khakimyanov, M. I., Shafikov, I. N., Khusainov, F. F., Semisynov, R. A., & Bezryadnova, E. A. (2017). Monitoring of sucker-rod pump units as a result of the analysis watt-meter cards. *Journal of Physics: Conference Series*, (803). Available at: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/803/1/012066> (In Russian).
17. Arslanov, R. I., Bikbulatova, G. I., Boltneva, Yu. A., Galeev, A. S., Sabanov, S. L., Suleymanov, R. N., & Filimonov, O. V. (2019). Investigation of conductivity (attenuation) of electrical signals of rectangular shape in the annular space "Tubing - column rods". *Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoy otrasli: materialy IV Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* (Almetyevsk, October, 16-18, 2019). Almetyevsk, Almetyevsk State Oil Institute Publ., pp. 185-190. (In Russian).
18. Howsam, P., Misstear, B., & Jones, C. (1995). Monitoring, maintenance and rehabilitation of water supply boreholes. Construction Industry Research and Information Association (CIRIA), London (United Kingdom), 114 p. (In English).
19. Bikbulatova, G. I., Galeev, A. S., Valitov, M. Z., Sabanov, S. L., Boltneva, Y. A., & Shipilova, O. A. (2020). Implementation of wireless data transmission method on wells equipped with sucker-rod pumping units. *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*, 860. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899X/860/1/012027>
20. Galeev, A. S., Suleymanov, R. N., Filimonov, O. V., & Shaykhrayev, S. R. Pat. RF 2753327. No 2018114619. Sposob i ustroystvo opredeleniya nizhnego obryva/otvorota shtang na skvazhinakh, oborudovannykh UShGN. No. 2018114619. Applied: 19.04.18. Published: 22.10.19. (In Russian).

Информация об авторах

Галеев Ахметсалим Сабирович, доктор технических наук, профессор кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Бикбулатова Голия Ильдусовна, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, agni-ngo@mail.ru

Information about the authors

Akhmetsalim S. Galeev, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almetyevsk State Oil Institute

Goliya I. Bikbulatova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almetyevsk State Oil Institute, agni-ngo@mail.ru

Сабанов Сергей Леонидович, доцент кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Болтнева Юлия Анатольевна, старший преподаватель кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Шипилова Ольга Александровна, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Sergey L. Sabanov, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almeteyevsk State Oil Institute

Yulia A. Boltneva, Senior Lecturer at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almeteyevsk State Oil Institute

Olga A. Shipilova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almeteyevsk State Oil Institute

Статья поступила в редакцию 01.10.2021; одобрена после рецензирования 09.11.2021; принята к публикации 14.11.2021.

The article was submitted 01.10.2021; approved after reviewing 09.11.2021; accepted for publication 14.11.2021.

**Памяти Виктора Ефимовича Копылова
(1932–2019)**



Копылову Виктору Ефимовичу 24 февраля 2022 года исполнилось бы 90 лет!

Родился он в 1932 году в селе Черноисточинск Нижнетагильского района Свердловской области. В 1954 году окончил Свердловский горный институт им. В. В. Вахрушева, здесь же работал ассистентом, а позже — начальником геологоразведочной партии в Уральском геологическом управлении Мингеологии РСФСР. В 1963–1964 гг. — доцент кафедры техники разведки Свердловского горного института.

В Тюмень Виктор Копылов приехал в 1964 году по приглашению первого ректора Тюменского индустриального института Анатолия Николаевича Косухина. Так Виктор Ефимович связал всю свою

жизнь с нашим городом.

Трудился в индустриальном институте в должностях доцента, заведующего кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, декана нефтегазовпромышленного факультета, проректора по научной работе.

С 1973 по 1986 годы — ректор Тюменского индустриального института, на основе и добрых традициях которого он, его соратники и единомышленники организовали крупнейший в стране научно-образовательный комплекс по подготовке высококвалифицированных специалистов для нефтегазодобывающей отрасли в сложных геологических и природно-климатических условиях Западно-Сибирского региона.

В этот период он создает первый и единственный в Сибири музей истории науки и техники Зауралья, где на протяжении уже полувека реализуются самые амбициозные выставочные проекты. Под его руководством музей стал лауреатом Всероссийского конкурса вузовских музеев России (3-е место из 167 участников в 2011 году).

Профессор Копылов В. Е. — инициатор установки мемориальных досок Д. И. Менделееву, С. О. Макарову, А. С. Попову, А. Н. Косухину, авиационно-планерному заводу (1941–1945) и памятника Г. Стеллеру в Тюмени.

Автор шести изобретений, 1 032 публикаций, из них 402 научных труда, включая 40 монографий, 16 учебных пособий. Более 600 научно-познавательных и публицистических статей обнародовано в периодической печати. Виктор Ефимович — один из организаторов научно-технического журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ», редактор многих сборников научных трудов, автор краеведческих книг, член научно-редакционного совета «Большой Тюменской энциклопедии» (2004 год), редакционных коллегий сборников трудов и научно-технических журналов («Нефтяная техническая кибернетика», Баку; «Проблемы нефти и газа Тюмени», Тюмень; «Бурение нефтяных и газовых скважин», Уфа; «Сибирское богатство», Тюмень и др.). Инициатор спасения ведомственных, профильных музеев предприятий города Тюмени: истории судоходства Тюменского судоремонтного завода; геолого-минералогического ЗапСибНИГНИ; истории авиации Плехановского аэропорта.

В 1999 году Виктору Ефимовичу присвоено звание «Почетный гражданин города Тюмени». Он был награжден следующими наградами: орденом Трудового Красного Знамени; орденом «Знак Почета», орденом за значительный вклад в развитие науки и образования LABORE ET SCIENTIA — «Трудом и знанием»; медалью «За доблестный труд в годы Великой Отечественной войны 1941–1945 гг.»; медалью «Ветеран труда»; медалью им. Вильгельма Лейбница за большой вклад в развитие технических и физико-математических наук.

Виктор Ефимович ушел из жизни 9 марта 2019 года. В 2020 году на фасаде здания Тюменского индустриального университета в память о нем и в знак глубокого уважения установлена мемориальная доска.

В нашей памяти Виктор Ефимович остается обаятельным, скромным Человеком, обладавшим огромной эрудицией, глубокими знаниями в области науки, истории и краеведения. Наша задача — плоды труда его сберечь и преумножить.

*Коллеги, друзья, соратники, ученики, коллектив редколлегии
журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»*

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:

- сопроводительное письмо руководства организации, откуда исходит рукопись; рекомендация соответствующей кафедры вуза (заверенная выписка из протокола заседания кафедры);
- экспертное заключение организации, откуда исходит рукопись, о возможности открытого опубликования;
- заявление автора о публикации произведения и передаче исключительных прав на него редакции журнала;
- сопроводительное письмо автора на имя главного редактора журнала, подтверждающее, что статья нигде ранее не была опубликована.

2. В целях обеспечения качества публикуемых материалов и соблюдения авторских прав все поступающие в редакцию журнала рукописи проходят проверку на наличие заимствований и только после этого направляются на рецензирование. Статьи, содержащие менее 75 % оригинального текста, в журнале не публикуются.

3. Все поступающие в редакцию рукописи, соответствующие тематике журнала, проходят процедуру рецензирования с целью их экспертной оценки. Рецензенты являются признанными специалистами по тематике рецензируемых материалов. Рецензии хранятся в редакции в течение 5 лет.

4. **Технические требования к тексту.** Материалы поступают в редакцию через сайт журнала (tumnig.tyuiu.ru) и могут дублироваться по электронной почте (shuvaevanv@tyuiu.ru). Рукопись предоставляется в виде файла, набранного с использованием редактора Microsoft Word.

Поля: верхнее — 2,8 см; нижнее — 5,07 см; левое — 4,2 см; правое — 4,2 см; переплет — 0. От края до колонтитула: верхнего — 1,25 см; нижнего — 4,1 см. Размер шрифта — 11 пт (Times New Roman), интервал — одинарный, абзац — 0,5 см.

- Ввод формул и символов, используемых в тексте, необходимо производить только в редакторе формул Math Type/Microsoft Equation.

Гарнитура шрифта формул выбирается с начертанием, максимально близким к Times New Roman. Символы в формулах статьи набирают: обычный — 12 пт; крупный индекс — 8 пт; мелкий индекс — 7 пт; крупный символ — 12 пт; мелкий символ — 8 пт.

- Иллюстрации выполняются на компьютере и вставляются в файл статьи после указания на них в тексте. Рисунки должны быть четкими, контрастными, с хорошей проработкой деталей. Подрисовочные подписи обязательны. Желательно дополнительно отправить рисунки отдельным файлом.

В таблицах все наименования проставляются полностью, без сокращения слов. Объем иллюстративных материалов (таблиц и графических материалов) не должен превышать $\frac{1}{3}$ общего объема рукописи.

5. Единицы измерения даются в системе СИ. Употребление в статье сокращений, аббревиатур не допускается без расшифровки. Узкоспециальные научные термины также должны быть расшифрованы. Необходимо избегать применения громоздкого математического аппарата. Сведения, приводимые в статье, должны содержать необходимый минимум формул.

6. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены по отдельности.

7. Предоставляемая рукопись включает в себя:

- индекс УДК, заглавие статьи (10–12 слов), инициалы и фамилии авторов, наименование учреждения, откуда исходит рукопись;
- ключевые слова (не более 10 слов; отражают специфику темы, объект и результаты исследования) — на русском и английском языках;
- реферат объемом от 120 слов. Включает актуальность темы исследования, постановку проблемы, цели исследования, методы исследования, результаты и ключевые выводы — на русском и английском языках;
- сведения об авторах (полные ФИО, должность, ученая степень, звание, место работы, телефон, e-mail) — на русском и английском языках.

8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): введение (Introduction); объект и методы исследования (Methods); экспериментальная часть/постановка эксперимента (Experiment); результаты (Results and Discussion); обсуждение (Discussion); выводы (Conclusion); приложения (Acknowledgement); библиографический список (References). Объем текста статьи (без учета таблиц, графического материала и библиографического списка) — от 5 до 10 страниц.

• **Введение.** Включает актуальность темы исследования, обзор литературы по теме исследования, постановку проблемы исследования, формулирование цели и задач исследования.

• **Объект и методы исследования.** Включает детальное описание методов и схемы экспериментов/наблюдений, позволяющих воспроизвести их результаты, пользуясь только текстом статьи; материалы, приборы, оборудование и другие условия проведения экспериментов/наблюдений.

• **Экспериментальная часть/постановка эксперимента.** Необязательный раздел. Может включать подробную информацию о стадиях реализации эксперимента, включающую графические материалы для наиболее полного раскрытия методики и условий проведения опытов.

• **Результаты.** Результаты рекомендуется представлять преимущественно в виде таблиц, графиков и иных наглядных формах. Этот раздел включает анализ полученных результатов, их интерпретацию, сравнение с результатами других авторов.

• **Обсуждение.** Содержит интерпретацию полученных результатов исследования, включая соответствие полученных результатов гипотезе исследования; ограничения исследования и обобщения его результатов; предложения по практическому применению; предложения по направлению будущих исследований.

• **Выводы.** Подводятся итоги научного исследования. Заключение содержит выводы, кратко формулирующие основные научные результаты статьи. Выводы должны логически соответствовать поставленным в начале статьи задачам, содержать краткие итоги разделов статьи без повторения формулировок, приведенных в них.

- **Приложения.** Необязательный раздел. Может включать информацию о грантовой поддержке, при которой было реализовано исследование, а также содержать благодарности в адрес других ученых и/или предприятий, оказавших содействие в реализации исследования.

- **Библиографический список.** Авторы несут ответственность за достоверность каждой ссылки. Все источники должны быть последовательно пронумерованы. Ссылки на литературу заключаются в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»). Библиографический список должен быть представлен на русском (Библиографический список, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.100–2018) и английском (References, оформляется в соответствии с APA 6th Edition) языках. Библиографический список и References необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

Ссылаться нужно в первую очередь на оригинальные источники из научных журналов, включенных в глобальные индексы цитирования. Состав источников должен быть актуальным.

9. Редакция имеет право производить сокращения и редакционные изменения текста рукописей.

10. Исправленные статьи авторам не предоставляются. Рукописи, не удовлетворяющие перечисленным требованиям, к рассмотрению не принимаются и авторам не возвращаются.

11. Редакция направляет копии рецензий в ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

**Перепечатка материалов или их фрагментов возможна
только с письменного разрешения редакции.**

**Ссылка на научно-технический журнал
«ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ»
обязательна!**

Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:
 - a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
 - an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
 - the author's statement about the publication of the work and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
 - an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.
2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for matching content and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.
3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.
4. **Technical requirements.** Authors have to send manuscripts to the editorial staff through the journal's website (tumnig.tyuiu.ru); they can also duplicate documents, which are submitted for publication, through e-mail (shuvaevanv@tyuiu.ru).
 - Margins: top — 2,8 cm; bottom — 5,07 cm; left — 4,2 cm; right — 4,2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1,25 cm; bottom — 4,1 cm. 11 pt size (Times New Roman), interline interval — 1, paragraph indentation — 0,5 cm.
 - The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: regular — 12 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt; large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt.
 - Figures are carried out on computer and are inserted into article file after the reference in the text. They must be clean, clear and accurate. Captions are necessary. It is advisable to send figures in a separate file. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words. The illustrative materials (tables and figures) should not exceed $\frac{1}{3}$ of the total volume of the manuscript.
5. To apply the physical quantities in accordance with CMEA 1052-78 (Construction standard 528-80). Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.
6. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented separately.
7. The presented manuscript contains:
 - The UDC code, the title of the article (10–12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.
 - Key words (no more than 10 words; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.

- The abstract (no less than 120 words). It includes the relevance of the research topic, the statement of the problem, the research objectives, research methods, results and key findings — in Russian and English.

- Information about the authors (author's name and surname; the position and academic title of the author; the name of organization, where he works; phone; e-mail) — in Russian and English.

8. **The article's structure** should contain the following headings (according to the IMRAD standard): Introduction; Methods; Experiment; Results and Discussion; Discussion; Conclusion; Acknowledgment; References. The volume of the article (excluding tables, graphics, and references) is 5–10 pages.

- **Introduction.** It contains the relevance of the research topic, a review of the literature

on the topic, the formulation of the problem, the goal and objectives.

- **Methods.** It contains a detailed description of methods and schemes of experiments/observations that allow reproducing their results, using only the text of the article; materials, instruments, equipment and other conditions for conducting experiments/observations.

- **Experiment.** An optional section. It can include detailed information on the stages of the experiment, including graphic materials for the most complete disclosure of the methodology and conditions for conducting the experiments.

- **Results and Discussion.** The results should preferably be presented in the form of tables, graphs and other visual forms. This section includes analysis of the results obtained, their interpretation and comparison with the results of other authors.

- **Discussion.** It contains interpretation of the obtained research results, including the correspondence of the results to the hypothesis of the study; the limitations of research and the generalization of its results; proposals for practical application; proposals for the direction of future researches.

- **Conclusion.** It contains conclusions summarizing the main scientific results of the article. Conclusions should logically correspond to the tasks set at the beginning of the article, contain brief summaries of the sections of the article without repeating the formulations given in them.

- **Acknowledgment.** An optional section. It can include information about grant support, in which the research was carried out, and also contain gratitude to other scientists and/or enterprises that assisted in the implementation of the study.

- **References.** The authors are responsible for the reliability of each link. All sources must be sequentially numbered. References are presented in the text in square brackets (for example "as mentioned in [9, 10]"). References should be presented in Russian (they must be arranged in accordance with Russian National Standard R 7.0.100–2018) and English (they must be arranged in accordance with APA 6th Edition). Both versions of references should be divided into two independent parts, which are located under each other.

It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor. References must be relevant.

9. The editorial staff has a right to make reductions and editorial changes of the manuscript's text.

10. The article proofreading for nonresident authors is not provided. The manuscripts which do not meet the above listed requirements are not accepted to consideration and are sent back to the authors.

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation on receipt of the corresponding inquiry.

12. The payment for publication of manuscripts is not collected.

**Reprinting or fragments thereof may be only
with the written permission of the publisher.
Reference to the scientific and technical journal
"OIL AND GAS STUDIES" is obligatory!**

На научно-технический журнал

«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»

(подписной индекс: 73837)

можно оформить **П О Д П И С К У** на сайте Объединенного каталога

«Пресса России»:

<https://www.pressa-rf.ru/cat/1/edition/t73837/>,

а также можно подписаться через интернет-магазин

«Пресса по подписке»:

https://www.akc.ru/itm/izvestiy_a-vy_iss_hih-uc_hebny_ih-zavedeniy-neft-i-gaz/

Редактор — А. С. Коленикова
Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 2371.
Подписано в печать 15.03.22. Формат 70х108/16.
Уч.-изд. л. 6,76. Усл. печ. л. 10,15.

Центр развития публикационной активности федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего
образования «Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.
Типография библиотечно-издательского комплекса. 625027,
Тюмень, ул. Киевская, 52.

Editor — Anastasia S. Kolennikova
Editor, designer — Natalya V. Shuvaeva

Number of copies 500. Order No 2371.
Signed to print 15.03.22. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 6,76. Conventional printed sheets 10,15.
Center for the development of publication activity. Industrial University of Tyumen.
625000, Tyumen, 38 Volodarskogo St.
Printing house of the library and publishing complex.
625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.