

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 (145) Январь — февраль 2021	1 (145) January — February 2021
----------------------------------	------------------------------------

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
Gubkin Russian State University
of Oil and Gas (National Research
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», 2021

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

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, 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

Емелишин 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

Земенков 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

Курчиков Аркадий Романович, д. г.-м. н., профессор, член-корреспондент РАН, директор, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень

Лебедев Михаил Валентинович, д. г.-м. н., профессор, эксперт Управления геологоразведочных работ Западной Сибири, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Мартынов Виктор Георгиевич, д. э. н., профессор, ректор, НИУ «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина», г. Москва

Нежданов Алексей Алексеевич, д. г.-м. н., профессор, заместитель начальника инженерно-технического центра, ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень

Панг Чанг Вей, PhD, профессор, Китайский нефтяной университет, г. Пекин (Китай)

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

Силин Михаил Александрович, д. х. н., профессор, проректор по инновационной деятельности и коммерциализации разработок, НИУ «Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина», г. Москва

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

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

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

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

Череповицын Алексей Евгеньевич, д. э. н., профессор, заведующий кафедрой 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

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, 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

Arkadiy R. Kurchikov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Director, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen

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

Victor G. Martynov, Doctor of Economics, Professor, Rector, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

Alexey A. Nezhdanov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Deputy Head of the Engineering Center, Gazprom Geologorazvedka LLC, Tyumen

Pang Chang Wei, PhD, Professor, China University Of Petroleum, Beijing (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, Saint-Petersburg

Mikhail A. Silin, Doctor of Chemistry, Professor, Prorector for Innovation and Commercialization of Developments, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

Su Yinao, PhD, Professor, Chinese Academy of Engineering, Beijing (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

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

Alexey E. Cherepovitsyn, Doctor of Economics, Professor, Head of the Department of Organization and Management, Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

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

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Боронин П. А., Гильманова Н. В., Москаленко Н. Ю. Выделение интервалов трещиноватости и обоснование параметров трещин отложений доюрского комплекса	9
Кузнецова Я. В. Объектные методы геостатистического анализа в фациальном моделировании	20
Турабаева А. В., Белкина В. А. Геологическое строение пласта Ю2/1 Сургутского свода в целях уточнения перспектив нефтеносности и обоснования геолого-разведочных работ	30

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Дорфман М. Б., Сентемов А. А., Белозеров И. П. Изучение реологических свойств и реакционной способности кислотных растворов с загущающими добавками	40
Катанов Ю. Е. Нейросетевая модель прогнозирования скорости и режимов бурения скважин в сложнопостроенных коллекторах	55

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Сухачев И. С., Чепур П. В., Тарасенко А. А., Грученкова А. А., Гуань Юхай Анализ напряженно-деформированного состояния вертикального заземлителя для вечномерзлых грунтов при выталкивающих нагрузках	77
---	----

ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Таранова Л. В., Мозырев А. Г., Габдракипова В. Г., Глазунов А. М. Исследование реагентов-деэмульгаторов для объектов промысловой подготовки нефти	90
---	-----------

ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА И ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Мамаева Н. Л., Петров С. А. Кассетная технология изготовления полистирольного пенопласта беспрессовым способом	105
--	------------

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)	116
Правила подготовки рукописи (на английском языке)	119

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

- Boronin P. A., Gilmanova N. V., Moskalenko N. Yu.
**Allocation of fracturing intervals and justification of fracture parameters
in the pre-Jurassic deposits** 9
- Kuznetsova Ya. V.
Object methods of geostatistical analysis for facies modeling 20
- Turabaeva A. V., Belkina V. A.
**Geological structure of J2/1 layer of the Surgut arch in order
to clarify the prospects of oil potential
and justify geological exploration** 30

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

- Dorfman M. B., Sentemov A. A., Belozerov I. P.
**Studying rheological properties and reactivity of acid solutions
with thickening additives** 40
- Katanov Yu. E.
**Neural network model of the wells' drilling speed and modes predicting
in complex reservoirs** 55

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

- Sukhachev I. S., Chepur P. V., Tarasenko A. A., Gruchenkova A. A., Guan Yuhai
**Analysis of the stress-strain state of a vertical ground electrode system
for permafrost soils under pushing loads** 77

CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

Taranova L. V., Mozyrev A. G., Gabdrakipova V. G., Glazunov A. M. Studying demulsifier reactants for crude oil processing facilities	90
--	-----------

ORGANIZATION OF PRODUCTION AND ENSURING THE SAFETY AND ENVIRONMENTAL FRIENDLINESS OF PRODUCTION PROCESSES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Mamaeva N. L., Petrov S. A. Cassette technology for the production of polystyrene foam without a press	105
--	------------

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	116
Manuscripts presentation requirements (In English)	119

**Выделение интервалов трещиноватости и обоснование параметров
трещин отложений доюрского комплекса**

П. А. Боронин*, Н. В. Гильманова, Н. Ю. Москаленко

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия
*e-mail: BoroninPA@tmn.lukoil.com

Аннотация. Объектом исследования в данной работе являются продуктивные отложения доюрского комплекса, представляющие большой интерес. Это нетрадиционный коллектор со сложным строением и развитыми трещиноватыми зонами. Высокие дебиты не могут определяться матрицей горных пород, так как коэффициент проницаемости матрицы в среднем составляет 2–3 мД. В связи с этим возникает проблема выделения трещиноватых интервалов по стандартному комплексу геофизических исследований скважин.

Ключевые слова: доюрский комплекс; эффузивная порода; вулканогенные породы; петрофизика; горные породы; геофизика

**Allocation of fracturing intervals and justification of fracture parameters
in the pre-Jurassic deposits**

Pavel A. Boronin*, Natalia V. Gilmanova, Natalia Yu. Moskalenko

KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia
*e-mail: BoroninPA@tmn.lukoil.com

Abstract. The object of research in this article is the productive deposits of the pre-Jurassic complex. The pre-Jurassic complex is of great interest, this is an unconventional reservoir with a complex structure and developed fractured zones. High flow rates cannot be determined by the rock matrix, since the matrix permeability coefficient is on average 2–3 md. In this regard, there is the problem of separation of fractured intervals according to a standard set of well testing.

Key words: the pre-Jurassic complex; volcanic rock; volcanogenic rocks; petrophysics; rocks; geophysics

Введение

Объектом исследования в данной работе являются продуктивные отложения доюрского (триасового) комплекса (ДЮК) Красноленинской нефтегазоносной области. Доюрский комплекс представляет большой интерес, это нетрадиционный коллектор со сложным строением и фиксируемыми высокими дебитами нефти. Скважины работают на фонтанирующем режиме длительный период [1–4].

Вулканогенные породы представлены толщей коллекторов кислого, среднего и основного состава [5–8]. На Сибирском месторождении отложения доюрского фундамента преимущественно сложены эффузивной магматической породой кислого состава, риолитом, от светло-серого до белого цвета, от скрытокристаллической до порфировой структуры (на фоне скрытокристаллической структуры породы выделяются включения кварца и полевых шпатов до 2 мм), плотной, крепкой, твердой, в ряде случаев раздробленной по трещинам на отдельные фрагменты.

Кислый состав пород подтверждается данными геофизических исследований скважин (ГИС) и керна при использовании палетки TAS (Total Alkalies versus Silica) для классификации пород, которая основана на сравнении содержания $K_2O + Na_2O$ и SiO_2 (рис. 1).

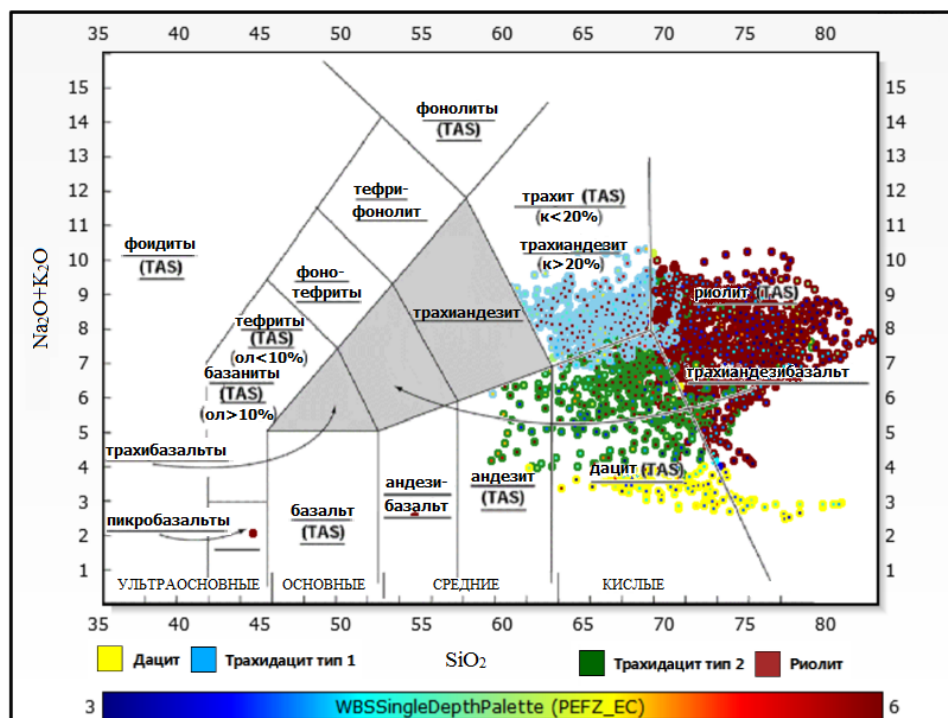


Рис. 1. Палетка определения типа эффузивного материала по его щелочности — кислотности (скв. 1Р)

Преимущественно однопородный состав пород предопределяет использование единых петрофизических алгоритмов разреза ДЮК без дополнительного деления на литотипы.

Объект и методы исследования

При оценке фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) сложных вулканогенных пород ДЮК можно выделить три основных направления:

- 1) обоснование параметров матрицы (порового коллектора) [9–11];
- 2) анализ кавернозной составляющей [12, 13];
- 3) выделение интервалов трещиноватости и обоснование параметров трещин [14, 15].

В данной статье основной акцент будет сфокусирован на анализе трещиноватости, под которым следует понимать оценку распределения элементов залегания трещин, качественное выделение наиболее трещиноватых интервалов, а также расчет количественных характеристик.

Результаты

Сложность строения вулканогенных пород ДЮК, а также малая изученность на данный момент приводят к проблемам при сопоставлении результатов исследований данных отложений различными методами (керна, ГИС, испытания). В связи с этим в данной работе проводился обобщенный анализ данных по разным скважинам и методам исследований.

На рисунке 2 приведены фотографии керн в ультрафиолетовом свете из скважины 2Р в интервале ДЮК, в скважине выполнен стандартный комплекс ГИС. На фотографиях отмечено свечение углеводородов вдоль распространения трещиноватости. Следует отметить, что такое развитие насыщенных трещин отмечено не для всех скважин месторождения.



Рис. 2. Керна в ультрафиолетовом свете, отобранный из скважины 2Р из интервала ДЮК

По описанию шлифов скважин 1Р и 3Р трещины залечены темноцветным (темно-бурым до черного) минеральным материалом, предположительно, гидротермально-метасоматического происхождения. Открытые трещины на керне выявлены в единичных экземплярах образцов. Значения емкости по шлифам крайне малы (в среднем 0,03 %) и не могут быть использованы для обоснования подсчетных параметров.

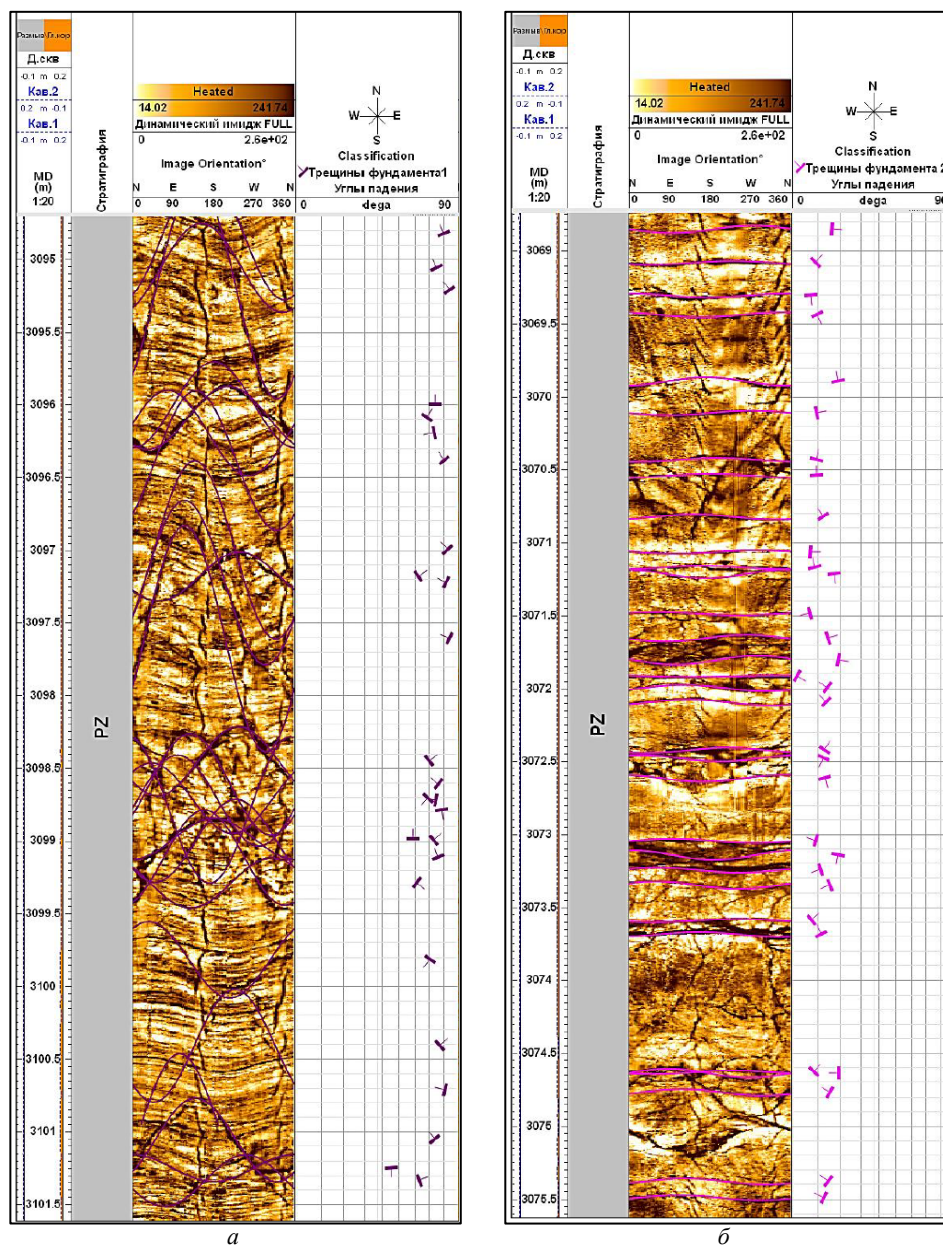


Рис. 3. Интервалы трещиноватости по FMI скважины 1Р Сибирского месторождения: а) трещины 1-го типа; б) трещины 2-го типа

По результатам интерпретации данных электрического микроимиджера, зарегистрированного в двух скважинах — 1Р и 3Р, выделяются два типа трещин.

- Трещины фундамента 1-го типа — нарушение сплошности горных пород, без видимого смещения по поверхности разрыва в интервале залегания фундамента с углом падения более 15 градусов. Трещины характеризуются явно выраженными полными трассами с видимой раскрытостью.

• Трещины фундамента 2-го типа — нарушение сплошности горных пород без видимого смещения по поверхности разрыва в интервале залегания фундамента с углом падения менее 15 градусов. Трещины характеризуются неявно выраженными трассами, нередко частичными, с отсутствием видимой раскрытости.

Почти все выделенные трещины проводят электрический ток. Однако однозначно говорить об их открытости только по данным электрического микроимиджера затруднительно, так как проводить ток могут трещины, залеченные проводящим материалом. Наличие проводящих минералов в залеченных трещинах подтверждается описанием шлифов по керну. Притоки, полученные при испытаниях скважин 1Р и 3Р, не связаны с выделенными интервалами трещиноватости. Примеры выделения трещиноватости по данным FMI приведены на рисунке 3.

Матрица пород-коллекторов характеризуется граничной пористостью 14,8 %, минералогическая плотность — 2,64 г/см³, интервальное время пробега волны скелета породы — 160 мкс/м.

По результатам испытаний отмечаются притоки флюида в интервалах с пористостью матрицы менее 10 %. На рисунке 4 приводятся примеры испытаний интервалов с ФЕС ниже граничных значений матрицы коллектора.

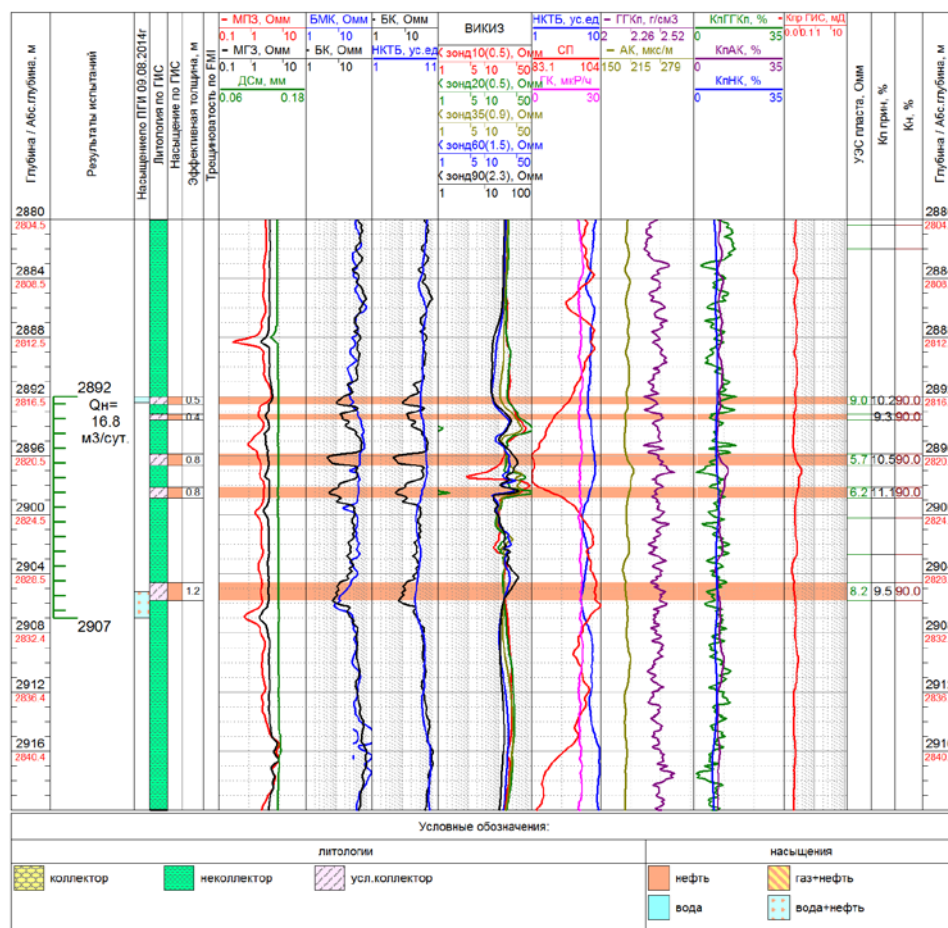


Рис. 4. Интервал испытания с ФЕС ниже граничных значений матрицы коллектора в скважине 4Р

В скважине 4Р по результатам промыслово-геофизических исследований (приток-состав) выделены работающие интервалы общей мощностью 2,2 м (2 892,0–2 892,4 и 2 905,2–2 907,0 м). Состав притока по гидродинамическим уровням в остановленной скважине — «вода + нефть + газ», с уточнением по барометрии.

Наличие притока из интервалов с ФЕС ниже граничных значений матрицы коллектора свидетельствует о возможности активации трещин за счет техногенного воздействия (бурение, перфорация, гидравлический разрыв пласта, создание депрессии и репрессии).

Существуют различные способы оценки трещиноватой компоненты разреза:

- по сопоставлению интервального времени поперечной волны и волны Стоунли [16];
- по расчетной сжимаемости порово-трещинного коллектора [17];
- по комплексному сопоставлению акустического каротажа (АК), гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп), нейтронного каротажа (НК) [18];
- по удельному электрическому сопротивлению (УЭС) [19].

Обсуждение

В данной работе выделение трещиноватых интервалов рассматривалось по всем указанным способам.

По расхождению декремента затухания поперечной волны и волны Стоунли трещиноватые интервалы выделяются однозначно, однако, реализовать данный подход на всем фоне скважин невозможно.

Для выделения трещиноватых пород по УЭС в качестве базового варианта была использована формула для пород с трещинно-блоковой пористостью:

$$K_{\text{птр}} = B \cdot \frac{\rho_{\text{ф}} \cdot (\rho_{\text{бл}} - \rho_{\text{птрк}})}{A \cdot \rho_{\text{птрк}} - \rho_{\text{бл}}},$$

где $\rho_{\text{бл}}$ — УЭС блока по данным ИКЗ (индукционное каротажное зондирование) или ВИКИЗ (высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование); $\rho_{\text{птрк}}$ — УЭС трещин по данным бокового каротажа (БК); $\rho_{\text{ф}}$ — УЭС промысловой жидкости по данным резистивиметрии; A — коэффициент, изменяющийся в пределах $0,5 < A < 1$ в зависимости от ориентации трещин в коллекторе, для хаотического распределения трещин равен 0,67; B — коэффициент, учитывающий вклад каверновой составляющей, принятый равным 1.

С учетом указанных допущений расчет $K_{\text{птр}}$ в интервалах разреза, содержащих и поровую (матричную) компоненту, оказался несостоятельным, так как большой вклад вносило изменение сопротивления за счет насыщения породы.

Однако для выделения трещиноватых интервалов возможно использование сопоставления удельных сопротивлений пластов $\rho_{\text{п}}$ с показаниями одного из методов пористости: $\rho_{\text{п}} = f(\text{НК})$; $\rho_{\text{п}} = f(\Delta t)$; $\rho_{\text{п}} = f(\delta)$. Смещение точек на графиках относительно линии гранулярных пород в сторону снижения УЭС может свидетельствовать о наличии в изучаемом разрезе трещиноватых пластов, а степень этого смещения характеризует величину

Оценка подсчетных параметров указанных интервалов ($K_{\text{птр}}$) выполнена с учетом данных гидродинамических исследований (ГДИ).

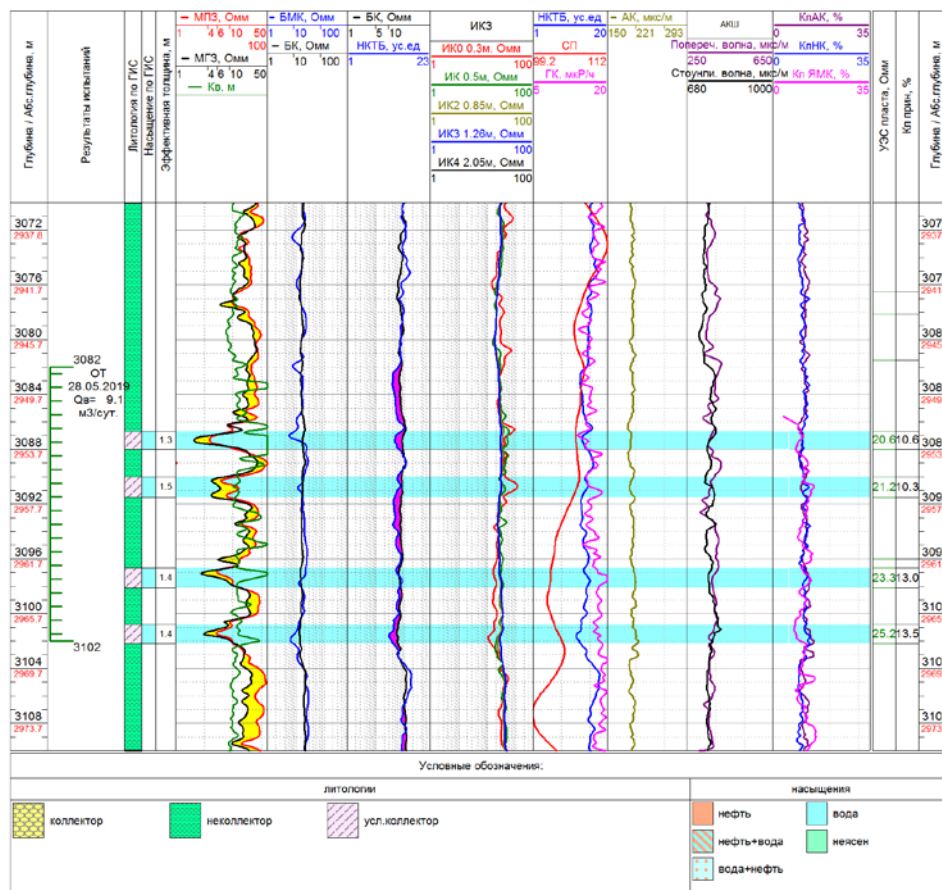


Рис. 5. Интервал испытания с ФЕС ниже граничных значений матрицы коллектора в скважине 5Р

На основании интерпретации ГДИ по скважине 4Р в интервале испытания 2 892–2 907 м доюрских отложений, при отсутствии порового коллектора в данном интервале, осуществлена оценка возможных параметров трещин через уравнение Тиаба — Доналдсона [20]:

$$K_{\text{пр.тр}} = 8,44 \cdot 10^{-4} \cdot W^2 \cdot K_{\text{птр}},$$

где $K_{\text{пр.тр}}$ — проницаемость, Д; $K_{\text{тр}}$ — трещинная пористость, %; W — ширина трещин (просвет), мкм. Ширина трещин задана равной 10 мкм (минимальное значение, при котором блоки породы оказываются связанными между собой).

Исходя из проницаемости по данным ГДИ, равной 18,4 мД, оценена пористость трещин, равная 0,2 % или 0,002 д.ед. Коэффициент насыщения трещин задан равным 0,9 д.ед. [20]. Характер насыщения трещиноватых интервалов присваивался либо по данным испытаний, либо по геологической модели.

Выводы

Выделение потенциально трещиноватых интервалов с возможно открытой трещиноватостью выполнялось по комплексу методов БК (ИКЗ)-НК+АК. В качестве основного принято сопоставление БК-НК, поскольку приращение между методами БК-НК фиксируется и для порового коллектора, к трещиноватым интервалам были отнесены прослои с пористостью, меньше граничной для матрицы.

Библиографический список

1. 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 трудов конференции (Москва, 28–29 сентября 2017 года) ; Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина. – Москва : Нефть и газ, 2017. – С. 168–173.
2. 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.
3. Кос, И. М. Сейсмогеологическое строение доюрских образований Рогожниковского лицензионного участка / И. М. Кос, Н. М. Белкин, Н. К. Курышева. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2004. – № 5. – С. 77–82.
4. Фатеев, А. В. Прогноз коллекторов в породах фундамента Западной Сибири / А. В. Фатеев, Л. В. Смирнов. – Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. – 2012. – № 4. – С. 41–42.
5. Гилязова, С. М. Литология и вещественный состав палеозой-триасовых образований Южно-Галяновского и Мытаяхинского участков Фроловского мегапрогиба Среднего Приобья в свете проблем нефтегазоносности бассейна / С. М. Гилязова, А. В. Сиднев. – Текст : непосредственный // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2009. – № 6. – С. 55–58.
6. Хаматдинова, Э. Р. Литологическое расчленение эффузивных коллекторов по данным ГИС / Э. Р. Хаматдинова. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2008. – № 10 (175). – С. 66–80.
7. Ефимов, В. А. Ядерно-физическая характеристика вулканогенных горных пород / В. А. Ефимов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 108–110.
8. Хотылев, А. О. Строение доюрского комплекса Красноленинского свода (Западная Сибирь) : состав, структура и нефтеносность / А. О. Хотылев. – Текст : непосредственный // Геология, геоэкология и ресурсный потенциал Урала и сопредельных территорий : сборник материалов конференции. – Уфа, 2019. – № 7. – С. 32–36.

9. 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.
10. Хаматдинова, Э. Р. Емкостно-фильтрационные свойства эффузивных коллекторов Западной Сибири / Э. Р. Хаматдинова. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2008. – № 12 (177). – С. 19–35.
11. 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.
12. Патласов, М. С. Способы оценки каверновой составляющей горных пород / М. С. Патласов, А. М. Лапоногов. – Текст : непосредственный // Геология в развивающемся мире : сборник научных трудов по материалам XII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (Пермь, 2–5 апреля 2019 года) ; отв. ред. Ю. А. Башурова. – Пермь : Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2019. – С. 354–356.
13. 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.
14. 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.
15. Дьяконова, Ю. А. Интерпретация данных сейсморазведки и каротажа для выявления трещиноватости / Ю. А. Дьяконова, В. В. Дьяконов. – Текст : непосредственный // Научные исследования и инновации. – 2011. – Т. 5, № 1. – С. 11–14.
16. Князев, А. Р. Оценка трещиноватости низкопористых карбонатных нефтенасыщенных 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.
17. Добрынин, В. М. Петрофизика (физика горных пород) : учебник для студентов вузов / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. – Москва : Нефть и газ : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 368 с. – Текст : непосредственный.
18. Боярчук, А. Ф. Современное состояние и перспективы развития промыслово-геофизических методов изучения трещинных коллекторов / А. Ф. Боярчук. – Москва : ВНИИОНГ, 1983. – 57 с. – Текст : непосредственный.
19. 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.
20. Тиаб, Д. Петрофизика : теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Д. Тиаб, Э. Ч. Доналдсон ; пер. с англ. М. Д. Углова, под ред. В. И. Петерсилье, Г. А. Былевского. – 2-е изд., доп. – Москва : Премииум Инжиниринг, 2009. – 838 с. – (Промышленный инжиниринг). – Текст : непосредственный.

References

1. Voron, I. A. (2017). Geologicheskoe stroenie Sredne-Nazymского mestorozhdeniya i proekt dorazvedki zalezhey nefi v doyurskikh otlozheniyakh. Aktual'nye voprosy poiskov i razvedki mestorozhdeniy nefi i gaza: sbornik trudov konferentsii (Sentyabr, 28-29). Moscow, Neft' i gaz Publ., pp. 168-173. (In Russian).
2. Popov, I. P., & Kuz'min, A. Yu. (2016). Obosnovanie kompleksa issledovaniy treshchinnykh kollektorov plasta TR Rogozhnikovskogo mestorozhdeniya. Estestvennyye i tekhnicheskie nauki, (4(94)), pp. 54-57. (In Russian).
3. Kos, I. M., Belkin, N. M., & Kurysheva, N. K. (2004). Seysmogeologicheskoe stroenie doyurskikh obrazovaniy Rogozhnikovskogo litsenзионного uchastka. Russian Geophysics, (S), pp. 77-82. (In Russian).
4. Fateev, A. V., & Smirnov, L. V. (2012). Prognoz kollektorov v porodakh fundamenta Zapadnoy Sibiri. Nauka i TEK, (4), pp. 41-42. (In Russian).
5. Gilyazova, S. M., & Sidnev, A. V. (2009). Litologiya i veshchestvennyy sostav paleozoy-triasovykh obrazovaniy Yuzhno-Galyanovskogo i Mytayakhinskogo uchastkov Frolovskogo megaprogiba Srednego Priob'ya v svete problem neftegazonosnosti bassey-na. International journal of applied and fundamental research, (6), pp. 55-58. (In Russian).
6. Khamatdinova, E. R. (2008). Lithological subdivision of effusive reservoirs based on well logging data. Karotazhnik, (10(175)), pp. 66-80. (In Russian).
7. Efimov, V. A. (2006). The nuclear physics characteristic of volcanogenic rocks. Oil Industry, (8), pp. 108-110. (In Russian).
8. Khotylev, A. O. (2019). Stroenie doyurskogo kompleksa Krasnoleninskogo svoda (Zapadnaya Sibir'): sostav, struktura i neftenosnost'. Geologiya, geoekologiya i resursnyy potentsial Urals i sopredel'nykh territoriy: sbornik materialov konferentsii. Issue 7. Ufa, pp. 32-36. (In Russian).
9. Glebocheva, N. K., Telenkov, V. M., & Khamatdinova, E. R. (2009). Effusive reservoir capacity space structure from logs and core. Karotazhnik, (6(183)), pp. 3-10. (In Russian).
10. Khamatdinova, E. R. (2008). Filtration and capacity properties of West Siberian effusive reservoirs. Karotazhnik, (12(177)), pp. 19-35. (In Russian).
11. 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).
12. Patlasov, M. S., & Laponogov, A. M. (2019). Sposoby otsenki kavernovoy sostavlyayushchey gornyykh porod. Geologiya v razvivayushchemsya mire: sbornik nauchnykh trudov po materialam XII Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh (Perm, April, 2-5). Perm, Perm State University Publ., pp. 354-356. (In Russian).
13. Yumatov, A. Yu. (1984). Rasprostranenie uprugikh prodol'nykh voln v poristyykh gornyykh porodakh s treshchinami i kavernami. Diss. ... kand. fiz.-mat. nauk. Moscow, 133 p. (In Russian).
14. Plotnikov, V. V., & Terent'ev, 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).
15. D'yakonova, Yu. A., & D'yakonov, V. V. (2011). Interpretatsiya dannykh seysmorazvedki i karotazha dlya vyyavleniya treshchinovatosti. Nauchnye issledovaniya i innovatsii, 5(1), pp. 11-14. (In Russian).
16. Knyazev, A. R. (2009). Otsenka treshchinovatosti nizkoporistyykh karbonatnykh neftenasyshchennykh porod po rezul'tatam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. Avtoref. diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Perm, 26 p. (In Russian).

17. Dobrynin, V. M., Vendel'shteyn, B. Yu., & Kozhevnikov, D. A. (2004). Petrofizika (fizika gornyx porod). Moscow, Neft' i gaz Publ., Gubkin University, 368 p. (In Russian).
18. Boyarchuk, A. F. (1983). Sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya promyslovo-geofizicheskikh metodov izucheniya treshchinnykh kollektorov. Moscow, VNIIONG Publ., 57 p. (In Russian).
19. Nechay, A. M. (1954). Opredelenie litologicheskikh svoystv gornyx porod po rezul'tatam geofizicheskikh issledovaniy v skvazhinakh. Prikladnaya geofizika, (11), pp. 3-49. (In Russian).
20. Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2003). Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2nd edition. Amsterdam [etc.], Elsevier, 894 p. (In English).

Сведения об авторах

Боронин Павел Александрович, главный специалист, Центр геологического моделирования и подсчета запасов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, e-mail: BoroninPA@tmn.lukoil.com

Гильманова Наталья Вячеславовна, к. г.-м. н., главный специалист, проектный офис по освоению Импорско-Источного участка недр, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Москаленко Наталья Юрьевна, начальник управления, Центр геологического моделирования и подсчета запасов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Information about the authors

Pavel A. Boronin, Main Specialist, Center for Geological Modeling and Reserves Estimation, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, e-mail: BoroninPA@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

Natalia Yu. Moskalenko, Head of Department, Center for Geological Modeling and Reserves Estimation, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

**Объектные методы геостатистического анализа
в фациальном моделировании**

Я. В. Кузнецова

ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень, Россия
e-mail: kjv@yandex.ru

Аннотация. При изучении месторождений, отличающихся сложным геологическим строением, куб фаций является обязательной составляющей статистической модели. Важным количественным ограничением при моделировании выступает доля каждого типа фаций в общем объеме пласта, которая в настоящее время вычисляется с использованием стандартных методов геостатистического анализа, не учитывающих принципиальную особенность фациальных данных, заключающуюся в определенных геометрических параметрах седиментологических единиц. Следствием являются значительные расхождения расчетного и фактического значений доли фаций, снижающие достоверность оценки начальных геологических запасов углеводородов.

С целью повышения качества трехмерных геологических моделей в работе предложены методы геостатистического анализа фациальных данных: объектная геометризация и объектная кластеризация. Указанные методы позволяют учитывать геометрические параметры объемов горных пород, сформировавшихся в определенных условиях осадконакопления, минимизируя расхождения расчетных и истинных значений доли фаций и повышая таким образом достоверность оценки начальных геологических запасов углеводородов.

Ключевые слова: фациальные данные; геостатистический анализ; объектная геометризация; объектная кластеризация; моделирование

Object methods of geostatistical analysis for facies modeling

Yana V. Kuznetsova

NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russia
e-mail: kjv@yandex.ru

Abstract. Facies cube is a required part of a static model, especially concerning fields characterized by complicated geological structure. The important quantitative limitations for modeling are facies proportions in the formation volume. Nowadays these proportions are calculated using standard geostatistical methods without considering particular properties of facies data. These properties are specific geometrical characteristics of sedimentological units. The consequences are significant differences between calculated and actual data and unreliable hydrocarbon reserves estimation.

In order to enhance reliability of reserves estimation on the basis of 3D static models, this article is devoted to special methods of geostatistical analysis for facies data: object geometrization and object clustering. These methods allow taking into account specific geometrical parameters of formations deposited in different

environments, therefore, allow reducing differences between calculated and actual facies data and enhancing reliability of reserves estimation.

Key words: facies data; geostatistical analysis; object geometrization; object clustering; modeling

Введение

Фациальное моделирование является важной частью процесса создания постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений углеводородов [1, 2]. При этом в рамках геостатистического анализа исходной информации используются стандартные методы, не учитывающие принципиальную особенность фациальных данных, заключающуюся в определенных геометрических параметрах седиментологических единиц [3–8]. Указанная особенность ограничивает применение статистической информации, полученной на основе интерпретации фаций в разрезах скважин, для описания объема пласта в целом. Принимая во внимание тенденцию вовлечения в разработку месторождений, отличающихся сложным геологическим строением, очевидна необходимость создания методов геостатистического анализа, которые позволят учитывать особенности фациальных данных с целью повышения достоверности оценки объемов начальных геологических запасов углеводородов. Данная статья посвящена описанию разработанных автором методов геостатистического анализа, учитывающих геометрические параметры седиментологических единиц и позволяющих использовать локальную скважинную информацию о содержании фаций для характеристики объема пласта. Предлагаемые методы являются развитием объектно-ориентированного подхода к фациальному моделированию [9, 10].

Объект и задача исследования

В качестве объекта исследования выступают геологические фации, представленные данными в разрезах скважин.

Задачей геостатистического анализа фациальных данных является определение доли каждого типа фаций в общем объеме пласта на основе локальной скважинной информации. От корректного решения указанной задачи зависят достоверность оценки эффективного объема, являющегося одним из основных подсчетных параметров, и, следовательно, достоверность оценки начальных геологических запасов углеводородов.

Стандартные методы геостатистического анализа фациальных данных

Основным количественным ограничением при реализации стохастических алгоритмов распределения фаций в межскважинном пространстве (объектно-ориентированное, индикаторное моделирование, методы, основанные на обучении) является доля каждого типа фаций в общем объеме пласта, которая вычисляется с учетом соотношений, определенных на основе локальной скважинной информации [1, 2, 10–12]. К стандартным методам геостатистического анализа скважинных данных относится расчет равновзвешенного и декластеризованного средних значений [9, 10].

Расчет выполняется по формуле [10]

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n w_i x_i,$$

где $\bar{x}$ — среднее значение исследуемого параметра; n — количество точек с данными; w_i — вес данных в точке i ; x_i — значение исследуемого параметра в точке i .

Рассмотрим использование стандартных подходов на двух примерах — фрагментах руслового пояса, площадь каждого из которых составляет 9 км² (рис. 1 и 2).

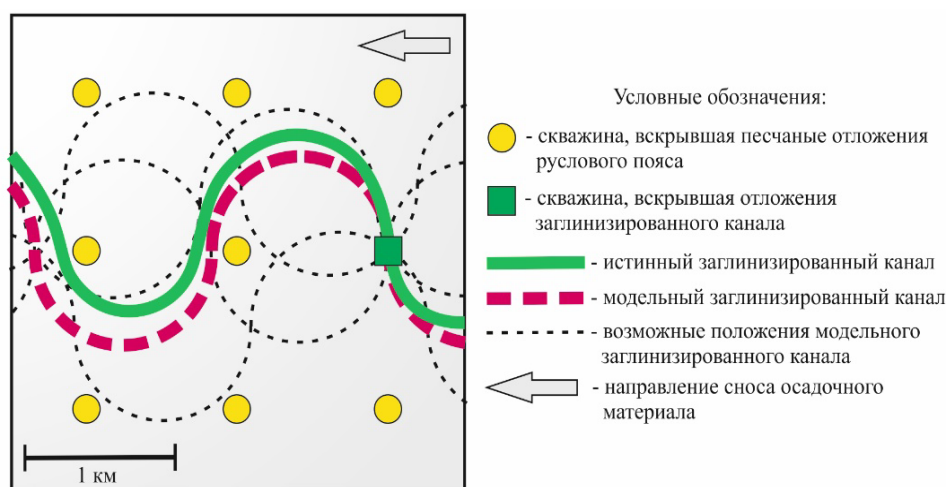


Рис. 1. Фрагмент руслового пояса № 1

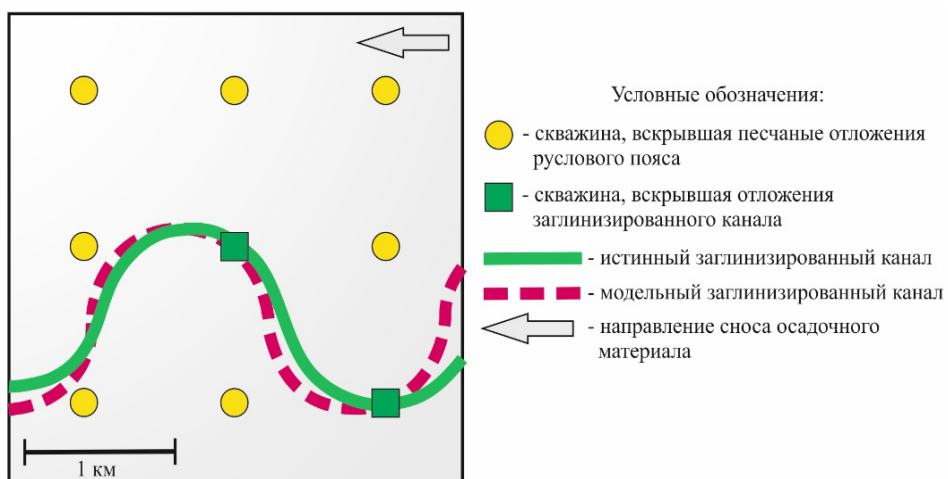


Рис. 2. Фрагмент руслового пояса № 2

На указанной площади в обоих случаях равномерно расположены девять вертикальных скважин, толщина отложений в которых одинакова и равна 6 м. На рисунке 1 одна из девяти скважин вскрывает отложения заглинизированного канала, на рисунке 2 разрез двух скважин представлен указанными отложениями, остальные скважины вскрывают песчаные разности руслового пояса. Объем фактического заглинизированного канала в обоих примерах составляет 2 437 тыс. м³, что соответствует 4,5 % общего объема фрагмента руслового пояса. Принимая во внимание, что на основе результатов интерпретации материалов 3D-сейсморазведочных работ в условиях интерференционной волновой картины, свойственной отложениям континентального генезиса, не всегда возможно рассчитать объем седиментологических единиц [13], для определения доли глинистых отложений в объеме песчаника руслового пояса используются результаты интерпретации фаций в разрезах скважин [9, 10, 14–16].

Результаты расчета содержания фации заглинизированных каналов в объеме песчаника двух фрагментов руслового пояса стандартными методами представлены в таблице. Принимая во внимание, что скважины вертикальные и расположены на площади равномерно, равновзвешенные и декластеризованные средние значения для рассматриваемых случаев равны.

В примере, изображенном на рисунке 1, среднее содержание доли фации заглинизированных каналов составило 11,1 %, в примере на рисунке 2 — 22,2 %. При этом фактическое истинное значение равно 4,5 %. Таким образом, при использовании стандартных методов анализа пространственно распределенных скважинных данных наблюдается завышение доли фации заглинизированных каналов на 146,7 % в объеме песчаника руслового пояса фрагмента № 1 и на 393,3 % — фрагмента № 2.

Среднее содержание фации заглинизированных каналов в объеме песчаника руслового пояса

Фрагмент руслового пояса	Метод расчета среднего значения	Вид среднего значения	Среднее содержание фации заглинизированных каналов в объеме песчаника руслового пояса, %	Расхождение расчетного среднего значения с истинным, %
		Истинное		
№ 1	Стандартный	Равновзвешенное	11,1	146,7
		Декластеризованное	11,1	146,7
	Специальный	Объектно геометризованное	4,7	4,4
№ 2	Стандартный	Равновзвешенное	22,2	393,3
		Декластеризованное	22,2	393,3
	Специальный	Объектно кластеризованное	4,7	4,4

Предлагаемые методы геостатистического анализа фациальных данных

К предлагаемым методам геостатистического анализа фациальных данных, позволяющим учитывать пространственные характеристики горных пород, сформировавшихся в различных условиях осадконакопления, относятся объектная геометризация и объектная кластеризация.

В основе указанных методов лежит расчет объемов геометрических тел, соответствующих седиментологическим единицам. В качестве исходной информации для оценки геометрических параметров могут быть использованы результаты интерпретации материалов 3D-сейсморазведочных работ, в частности, результаты инверсии [17, 18]. В ряде случаев использование результатов интерпретации данных сейсморазведочных работ невозможно ввиду интерференционной волновой картины, отсутствия контрастных акустических границ, а также ввиду размеров тел, находящихся за границами разрешающей способности метода исследования. В этих случаях форма и размеры седиментологических единиц рассчитываются на основе скважинных данных с привлечением статистической информации об обстановках-аналогах [19–21].

Метод объектной геометризации заключается в расчете объема геометрического тела, форма и размеры которого соответствуют седиментологической единице, вскрытой скважинами. При этом ориентация объекта, форма которого не изометрична, определяется с учетом направления сноса осадочного материала. Таким образом, доля фации в объеме пласта определяется как соотношение рассчитанного объема геометрического тела к общему объему изучаемых отложений.

Алгоритм действий при реализации метода объектной геометризации следующий:

- 1) идентификация фации в разрезе скважины;
- 2) соотнесение выделенной фации с упрощенным геометрическим объектом;
- 3) определение направления сноса осадочного материала (для не изометричных объектов);
- 4) расчет объема упрощенного геометрического объекта, соответствующего вскрытой скважиной фации, с учетом направления сноса осадочного материала и площади моделирования (параметры объекта рассчитываются на основе результатов интерпретации материалов 3D-сейсморазведочных работ или на основе литературных данных об аналогичных объектах);
- 5) расчет отношения объема геометрического объекта, соответствующего фации, к моделируемому объему.

В примере, представленном на рисунке 1, для расчета среднего содержания фации заглинизированных каналов в объеме песчаника руслового пояса использован метод объектной геометризации. Ширина заглинизированного канала рассчитана на основе его толщины в скважинах и составляет 90 м [20], амплитуда и период для рассматриваемой фациальной единицы равны 600 и 2 400 м [19–21]. Принимая во внимание перечисленные геометрические характеристики, возможно рассчитать объем заглинизированного канала:

$$V = H \cdot B \cdot L,$$

где H — средняя толщина фациальной единицы, м; B — средняя ширина фациальной единицы, м; L — длина фациальной единицы, м.

Таким образом, рассчитанный объем заглинизированного канала в примере на рисунке 1 составляет 2 545 тыс. м³, что соответствует 4,7 % общего объема фрагмента руслового пояса. Объектно геометризованное среднее значение отличается от истинного на 4,4 % (см. таблицу). Следует отметить, что в рассматриваемом примере при наличии неопределенности в локализации заглинизированного канала объектно геометризованное среднее значение не меняется, так как на площади возможно расположение 1,25 периодов седиментологической единицы. Возможные положения канала представлены пунктирными линиями на рисунке 1.

К предлагаемым методам геостатистического анализа фациальных данных относится также метод объектной кластеризации, который заключается в объединении в один объект пространственно распределенных фациальных данных с учетом геометрической формы седиментологической единицы и направления сноса осадочного материала.

Алгоритм действий при реализации метода объектной кластеризации следующий:

- 1) идентификация фации в разрезах скважин;
- 2) соотнесение выделенной фации с упрощенным геометрическим объектом;
- 3) определение направления сноса осадочного материала (для не изометричных объектов);
- 4) ориентация геометрического объекта, соответствующего идентифицированной фации, на площади моделирования с учетом направления сноса осадочного материала и объединения в границах одного объекта зон локализации скважин, вскрывающих рассматриваемую фацию;
- 5) расчет объема упрощенного геометрического объекта, соответствующего вскрытой скважинами фации (параметры объекта рассчитываются на основе результатов интерпретации материалов 3D-сейсморазведочных работ или на основе литературных данных об аналогичных объектах);
- 6) расчет отношения объема геометрического объекта, соответствующего фации, к моделируемому объему.

В примере, представленном на рисунке 2, для расчета среднего содержания фации заглинизированных каналов в объеме песчаника руслового пояса использован метод объектной кластеризации. Отложения заглинизированного канала вскрывают две скважины, взаимное расположение которых на площади позволяет объединить встреченные в разрезе разности в единый заглинизированный канал, амплитуда и период которого составляют 600 и 2 400 м. Таким образом, рассчитанный объем заглинизированного канала в примере на рисунке 2 равен 2 545 тыс. м³, что соответствует 4,7 % общего объема фрагмента руслового пояса. Объектно кластеризованное среднее значение отличается от истинного на 4,4 % (см. таблицу).

Результаты и обсуждение

Как представлено в таблице, при использовании стандартных методов геостатистического анализа расчетное значение содержания фации загли-

низированных каналов значительно отличается от истинного. В примере с фрагментом руслового пояса № 1 расчетное значение больше фактического на 146,7 %, что обусловлено существенным превышением расстояния между скважинами над шириной встреченной в разрезе седиментологической единицы, которое не скомпенсировано ее длиной. Данная погрешность играет существенную роль при оценке начальных геологических запасов углеводородов, занижая в рассматриваемом случае эффективный объем.

Для фрагмента руслового пояса № 2 расчетное значение больше истинного на 393,3 %. Увеличение погрешности по сравнению с фрагментом № 1 связано со вскрытием двумя скважинами одного объекта, геометрические параметры которого в изучаемых примерах одинаковы. Рост расхождения снижает достоверность расчетов начальных геологических запасов углеводородов на основе фациальных моделей, построенных с использованием стандартных методов геостатистического анализа.

Предложенные методы изучения пространственно распределенных фациальных данных позволяют учитывать геометрические характеристики объемов горных пород, сформировавшихся в определенных условиях осадконакопления. При использовании метода объектной геометризации для определения доли фации заглинизированных каналов фрагмента руслового пояса № 1 расчетное значение отличается от истинного на 4,4 %, обеспечивая высокую достоверность прогноза эффективного объема. Основные неопределенности в данном случае связаны с оценкой геометрических параметров объекта на основе скважинной информации. В рассматриваемых примерах к таким параметрам относятся ширина, амплитуда, период. Также следует отметить всегда присутствующие отличия фактических седиментологических единиц от используемых для их описания упрощенных геометрических форм.

Метод объектной кластеризации, примененный для геостатистического анализа фрагмента руслового пояса № 2, позволил учесть разрезы скважин, представленные идентичными отложениями заглинизированного канала, в рамках единого тела, уменьшив таким образом расхождения расчетного и истинного значения до 4,4 % по сравнению с 393,3 % при использовании стандартных методов. В целом объектно кластеризованное среднее значение содержания фации в объеме вмещающих пород представляет собой минимальную оценку. Максимальную оценку позволяет получить метод объектной декластеризации, при котором встреченные в скважинах идентичные отложения относятся к максимально возможному количеству седиментологических единиц.

Выводы

Использование стандартных подходов к анализу пространственно распределенных фациальных данных, представленных локальной скважинной информацией, сопряжено со значительными расхождениями расчетных и истинных значений доли фаций в общем объеме пласта. Погрешности в расчетах обусловлены недоучетом геометрических характеристик объемов горных пород, сформировавшихся в различных условиях осадконакопления. Соотнесение изучаемых объектов с геометрическими телами является

специфической особенностью фациальных данных, требующей рассмотрения в процессе подготовки исходной информации для моделирования.

Учет геометрических параметров седиментологических единиц возможен с использованием предложенных методов геостатистического анализа, к которым относятся объектная геометризация и объектная кластеризация. Данные методы позволяют минимизировать расхождения расчетных и истинных значений содержания фаций в общем объеме пласта, повышая таким образом достоверность оценки начальных геологических запасов углеводородов.

Библиографический список

1. Закревский, К. Е. Геологическое 3D моделирование / К. Е. Закревский. – Москва : ООО «ИПЦ Маска», 2009. – 376 с. – Текст : непосредственный.
2. Косентино, Л. Системные подходы к изучению пластов / Л. Косентино ; пер. с англ. И. Ю. Облачко, под ред. Д. А. Антоненко, В. М. Яценко. – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2007. – 374 с. – (Библиотека нефтяного инжиниринга / ОАО «НК «Роснефть»). – Текст : непосредственный.
3. Барабошкин, Е. Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары : пособие по работе с керном / Е. Ю. Барабошкин. – Москва : European association of geoscientists ; Тверь : ГЕРС, 2011. – 140 с. – Текст : непосредственный.
4. Бижу-Дюваль, Б. Седиментационная геология / Б. Бижу-Дюваль ; пер. с англ., под ред. В. В. Волянской. – Москва – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2012. – 680 с. – (Библиотека нефтяного инжиниринга / ОАО «НК «Роснефть»). – Текст : непосредственный.
5. Обстановки осадконакопления и фации : в 2 томах / Х. Г. Рединг, Дж. Д. Коллинсон, Ф. А. Аллен [и др.] ; пер. с англ. И. С. Барскова, Л. Н. Индолева, И. О. Мурдмаа, В. М. Сорокина, под ред. П. П. Тимофеева. – Москва : Мир, 1990. – Т. 1. – 352 с. – Текст : непосредственный.
6. Чернова, О. С. Седиментология резервуара : учебное пособие по короткому курсу / О. С. Чернова. – Томск : Изд-во ЦППС НД, 2008. – 250 с. – Текст : непосредственный.
7. Miall, A. D. Fluvial depositional systems / A. D. Miall. – DOI 10.1007/978-3-319-00666-6. – Springer, Cham, Heidelberg, New York, Dordrecht, London, 2014. – 322 p. – Текст : непосредственный.
8. Paleovalley Systems : Insights from Quaternary Analogs and Experiments / M. Bluma, J. Martin, K. Milliken, M. Garvin. – DOI 10.1016/j.earscirev.2012.09.003. – Текст : непосредственный // Earth-Science Reviews. – 2013. – Vol. 116. – P. 128–169.
9. Дюбрюль, О. Геостатистика в нефтяной геологии / О. Дюбрюль ; пер. с англ. И. Ю. Облачко, под ред. С. В. Охотиной. – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2009. – 256 с. – (Библиотека нефтяного инжиниринга / ОАО «НК «Роснефть»). – Текст : непосредственный.
10. Дойч, К. В. Геостатистическое моделирование коллекторов / К. В. Дойч ; пер. с англ., под ред. Е. М. Бирун, Д. Н. Левина. – Москва – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2011. – 400 с. – Текст : непосредственный.
11. Баранов, В. Е. Прикладное моделирование пласта : учебное пособие / В. Е. Баранов, С. Х. Куреленков, Л. В. Воробьева. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 104 с. – Текст : непосредственный.
12. Демьянов, В. В. Геостатистика : теория и практика / В. В. Демьянов, Е. А. Савельева ; под ред. Р. В. Арутюняна ; Российская академия наук, Ин-т проблем безопасного развития атомной энергетики. – Москва : Наука, 2010 – 327 с. – Текст : непосредственный.

13. Возможности 3D сейсморазведки при интерпретации сложно построенной геологической среды (на примере таноппинской свиты) / О. Н. Хорошева, Я. В. Кузнецова, В. И. Кузнецов, С. В. Баканов. – DOI 10.3997/2214-4609.201802442. – Текст : непосредственный // Материалы конференции «Геомодель 2018». – 2018. – № 2018. – С. 1–5.
14. Матерон, Ж. Основы прикладной геостатистики / Ж. Матерон ; пер. с фр. Ю. В. Рощина, под ред. Д. Я. Суражского, А. М. Марголина. – Москва : Мир, 1968. – 408 с. – Текст : непосредственный.
15. Чини, Р.Ф. Статистические методы в геологии. Решение задач в поле и лаборатории / Р. Ф. Чини ; пер. с англ. С. А. Сандамирского, под ред. Н. Н. Шатагина. – Москва : Мир, 1986. – 185 р. – Текст : непосредственный.
16. Caers, J. Petroleum geostatistics / J. Caers. – Society of Petroleum Engineers, 2005. – 104 p. – Текст : непосредственный.
17. Почти все о сейсмической инверсии. Часть 1 / Ю. П. Ампилов, А. Ю. Барков, И. В. Яковлев [и др.]. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2009. – № 4. – С. 3–16.
18. Яковлев И. В. Почти всё о сейсмической инверсии. Часть 2 / И. В. Яковлев, Ю. П. Ампилов, К. Е. Филиппова. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2011. – № 1. – С. 5–15.
19. Gibling, M. R. Width and Thickness of Fluvial Channel Bodies and Valley Fills in the Geological Record : a Literature Compilation and Classification / M. R. Gibling. – DOI 10.2110/jsr.2006.060. – Текст : непосредственный // Journal of Sedimentary Research. – 2006. – Vol. 76, Issue 5. – P. 731–770.
20. Milliken, K. Scaling Relationships in Fluvial Depositional Systems / K. Milliken, M. Blum, J. Martin. – Текст : электронный. – URL: [http://www. searchanddiscovery.com/documents/2012/30245milliken/ndx_milliken.pdf](http://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/30245milliken/ndx_milliken.pdf).
21. Reynolds, A. D. Dimensions of Paralic Sandstone Bodies / A. D. Reynolds. – DOI 10.1306/00AA9A48-1730-11D7-8645000102C1865D. – Текст : непосредственный // AAPG Bulletin. – 1999. – Vol. 83. – P. 211–229.

References

1. Zakrevskiy, K. E. (2009). Geologicheskoe 3D modelirovanie. Moscow, IPTS Maska Publ., 376 p. (In Russian).
2. Cosentino, L. (2001). Integrated Reservoir Studies. Paris, Editions TECHNIP, 310 p. (In English).
3. Baraboshkin, E. Yu. (2011). Prakticheskaya sedimentologiya. Terrigennyye rezervuary: posobie po rabote s kernom. Moscow, European association of geoscientists Publ., Tver, GERS Publ., 140 p. (In Russian).
4. Biju-Duval, B. (2002). Sedimentary geology. Paris, Editions TECHNIP, 648 p. (In English).
5. Reading, H. G., Collinson, J. D., Allen, F. A., Elliott, T., Schreiber, B. Sh., Johnson, G. D.,... Mitchell, A. H. G. (1986). Sedimentary Environments and Facies. 2nd edition. Blackwell Scibntific Publications. (In English).
6. Chernova, O. S. (2008). Sedimentologiya rezervuara. Tomsk, TSPPS ND Publ., 250 p. (In Russian).
7. Miall, A. D. (2014). Fluvial depositional systems. Springer, Cham, Heidelberg, New York, Dordrecht, London, 322 p. (In English). DOI: 10.1007/978-3-319-00666-6
8. Bluma, M., Martin, J., Milliken, K., & Garvin, M. (2013). Paleovalley Systems: Insights from Quaternary Analogs and Experiments. Earth-Science Reviews, 116, pp. 128-169. (In English). DOI: 10.1016/j.earscirev.2012.09.003

9. Dubrule, O. (1998). Geostatistics in Petroleum Geology. Tulsa, Oklahoma, 256 p. (In English).
10. Deutsch, C. V. (2002). Geostatistical Reservoir Modeling. Oxford University Press. Publ., 400 p. (In English).
11. Baranov, V. E., Kurelenkov, C. H., & Vorob'eva, L. V. (2012). Prikladnoe modelirovanie plasta. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 104 p. (In Russian).
12. Dem'yanov, V. V., & Savel'eva, E. A. (2010). Geostatistika: teoriya i praktika. Moscow, Nauka Publ., 327 p. (In Russian).
13. Khorosheva, O., Kuznetsova, Y., Kuznetsov, V., & Bakanov, S. (2018). 3D Seismic Survey in Context of Complicated Geological Environment Interpretation (on Example of Tanopchin Formation). 20th conference on oil and gas geological exploration and development, (2018), pp. 1-5. (In Russian). DOI: 10.3997/2214-4609.201802442.
14. Matheron, G. (1962). Traité de geostatistique appliquée, Paris, Editions BGRM. 334 p. (In French).
15. Cheeney, R. F. (1983). Statistical methods in geology for field and lab decisions, London, George Allen & Unwin, 169 p. (In Russian).
16. Caers, J. (2005). Petroleum Geostatistics. Society of Petroleum Engineers, 104 p. (In English).
17. Ampilov, Yu. P., Barkov, A. Yu., Yakovlev, I. V., Filippova, K. E., & Priezzhev, I. I. (2009). Pochti vse o seysmicheskoy inversii. Chast' 1. Seismic Technologies, (4), pp. 3-16. (In Russian).
18. Yakovlev, I. V., Ampilov, Yu. P., & Filippova, K. E. (2011). Almost everything about seismic inversion. Part 2. Seismic Technologies, (1), pp. 5-15. (In Russian).
19. Gibling, M. R. (2006). Width and Thickness of Fluvial Channel Bodies and Valley Fills in the Geological Record: a Literature Compilation and Classification. Journal of Sedimentary Research, 76(5), pp. 731-770. (In English). DOI: 10.2110/jsr.2006.060.
20. Milliken, K., Blum, M., & Martin, J. (2012). Scaling Relationships in Fluvial Depositional Systems. (In English). Available at: http://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/30245milliken/ndx_milliken.pdf
21. Reynolds, A. D. (1999). Dimensions of Paralic Sandstone Bodies. AAPG Bulletin, 83, pp. 211-229. (In English). DOI: 10.1306/00AA9A48-1730-11D7-8645000102C1865D

Сведения об авторе

Кузнецова Яна Владиславовна,
к. г.-м. н., старший эксперт, ООО
«НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень, e-mail:
kjb@yandex.ru

Information about the author

Yana V. Kuznetsova, Candidate of
Geology and Mineralogy, Senior Expert,
NOVATEK NTC LLC, Tyumen, e-mail:
kjb@yandex.ru

УДК 550.8-032.32(571.12)

**Геологическое строение пласта Ю2/1 Сургутского свода в целях
уточнения перспектив нефтеносности и обоснования
геолого-разведочных работ**

А. В. Турабаева, В. А. Белкина*

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: belkinava@tyuiu.ru*

Аннотация. В связи с высокой степенью выработки активных запасов нефти Западной Сибири геолого-разведочные работы последние 10–15 лет ведутся главным образом на сложнопостроенных объектах. Сложность задачи возрастает в связи с тем, что прогнозные свойства сейсморазведочных данных на таких объектах не высоки. Все это обуславливает низкую эффективность геолого-разведочных работ.

С целью повышения эффективности геолого-разведочных работ сложнопостроенных объектов предложена методика, в которой по результатам комплексного анализа всех видов разноточной и разнородной геолого-геофизической информации строится модель качества запасов углеводородов. Ранжирование зон карты качества запасов позволяет обосновать наиболее эффективную стратегию геолого-разведочных работ, а значит с наименьшими рисками. В методике предусмотрена также оценка экономического эффекта от вовлечения запасов в промышленную разработку. Опробование методики на породах-коллекторах пласта Ю2/1 в пределах Сургутского свода показало ее достаточно высокие прогнозные свойства.

Ключевые слова: данные кернa, геофизических исследований скважин и сейсморазведки; геолого-разведочные работы; качество запасов; пласт Ю2/1; Сургутский свод

**Geological structure of J2/1 layer of the Surgut arch in order to clarify the
prospects of oil potential and justify geological exploration**

Aleksandra V. Turabaeva, Valentina A. Belkina*

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: belkinava@tyuiu.ru*

Abstract. Due to the high degree of production of oil reserves in Western Siberia, geological exploration has been carried out mainly on complex objects for the last 10 to 15 years. The complexity of the task increases because of the fact that the predictive properties of seismic data on such objects are not high. All this leads to low efficiency of geological exploration.

In order to increase the efficiency of geological exploration of complex objects, we have proposed a methodology, in which, based on the results of a comprehensive analysis of diverse geological and geophysical information, a model of the quality of hydrocarbon reserves has been built. The ranking of the zones of the quality map of reserves will justify the most effective strategy of geological exploration, that is, the strategy with the least risks. In proposed methodology, special

attention is paid to assessing the economic impact of involving reserves in industrial development. Testing of the methodology on reservoir rocks of the J2/1 layer within the Surgut arch has showed its rather high forecast properties.

Key words: core data, well testing and seismic exploration; geological exploration; quality of reserves; J2/1 layer; Surgut arch

Введение

В настоящее время на территории Западной Сибири выявлены и вовлечены в разработку основные рентабельные запасы углеводородов, сосредоточенные в объектах с хорошо прогнозируемыми свойствами, однородными по разрезу и площади толщинами пород-коллекторов. Наибольший интерес с точки зрения ресурсного потенциала представляют отложения ачимовской толщи и тюменской свиты, которые характеризуются крайне сложным строением. К настоящему времени имеется ряд исследований, посвященных тюменской свите, в которых показано, что породы пласта Ю2 представлены большей частью континентальными отложениями [1–9]. Решение геологических задач на таких объектах требует создания адекватных детальных моделей. Отметим, что основные перспективные зоны расположены в пределах территорий с хорошо развитой наземной инфраструктурой для добычи углеводородов, что повышает их экономическую эффективность.

Цель данной работы — выявление закономерностей геологического строения пласта Ю2/1 в пределах Сургутского свода для обоснования основных направлений геолого-разведочных работ на основе комплексного анализа геолого-геофизических данных. Отметим, что пласт Ю2/1 является регионально нефтенасыщенным, залежи большей частью литологически экранированы.

Объект и методы исследования

В настоящее время методическая база прогноза ресурсного потенциала сложнопостроенных объектов на основе комплексного анализа данных ядра, геофизических исследований скважин (ГИС) и сейсморазведки почти не развита. Поэтому в работе для решения указанной выше задачи предложена методика комплексного изучения региональных сложнопостроенных объектов.

В связи с тем, что на большей части Сургутского свода породы-коллекторы пласта Ю2/1 представлены континентальными отложениями, успешность геолого-разведочных работ связана с выявлением зон «шнуркового» типа, которые характеризуются увеличенными эффективными толщинами и достаточно высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Для определения перспектив нефтеносности центральной и восточной частей Сургутского свода предложена методика, сводящаяся к решению следующих задач:

- 1) провести региональную корреляцию отложений пласта Ю2/1;
- 2) построить карты ФЕС;
- 3) выделить осевые части зон с увеличенными нефтенасыщенными толщинами, которые условно могут быть отнесены к «русловым каналам»;
- 4) построить карты палеорельефа на начало формирования отложений тюменской свиты;
- 5) выявить закономерности изменения ФЕС по площади работ;

- 6) проанализировать взаимосвязи развития осевых частей зон с увеличенными нефтенасыщенными толщами с геометрией палеорельефа и параметрами ФЕС;
- 7) построить карты качества запасов;
- 8) обосновать и ранжировать зоны основных направлений геолого-разведочных работ;
- 9) ранжировать категории запасов В2 в зависимости от зон перспективности;
- 10) оценить экономический эффект от вовлечения запасов в промышленную разработку.

Схема реализации предлагаемого метода

Основной проблемой прогнозирования зон с увеличенными толщами и ФЕС пласта Ю2/1 на территории Сургутского свода является низкая подтверждаемость прогнозов по сейсмическим данным (рис. 1) [10–15]. Изучению резервуаров с аналогичными породами-коллекторами занимаются и зарубежные ученые [16–18]. На ряде участков в восточной части Сургутского свода вскрыты увеличенные нефтенасыщенные толщины пласта Ю2/1, связанные с фациями руслового генезиса. По сейсморазведочным данным, вскрытые объекты находятся в бесперспективных зонах, так как отсутствуют аномалии волнового поля, а также динамические атрибуты и спектральная декомпозиция не указывают на наличие русловых тел [19–21].

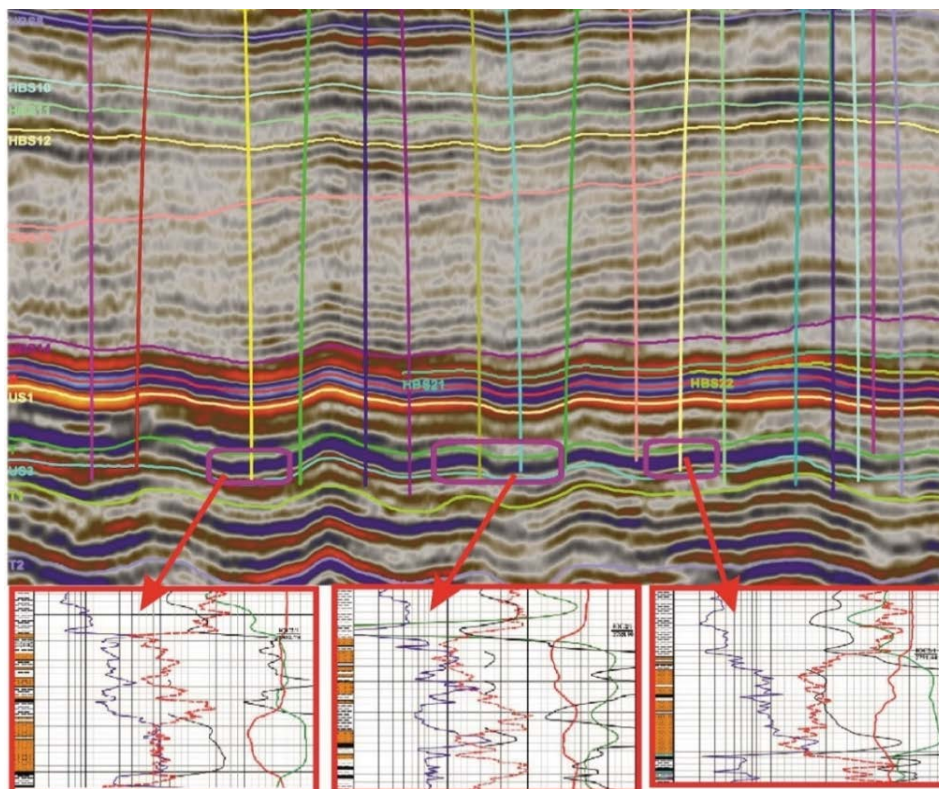


Рис. 1. Композитный временной разрез через скважины Восточно-Сургутского участка недр, в которых установлены увеличенные нефтенасыщенные толщины пласта Ю2/1

Анализ двадцати региональных корреляционных схем, составленных по более чем 300 опорным скважинам, позволяет судить о высокой изменчивости пласта Ю2/1 и сложных континентальных обстановках его формирования и развития по площади работ (рис. 2) [4].

С целью изучения закономерностей изменения ФЕС по латерали построены карты эффективных и нефтенасыщенных толщин, коэффициента проницаемости, пористости, песчанистости, нефтенасыщенности, глинистости изучаемого объекта.

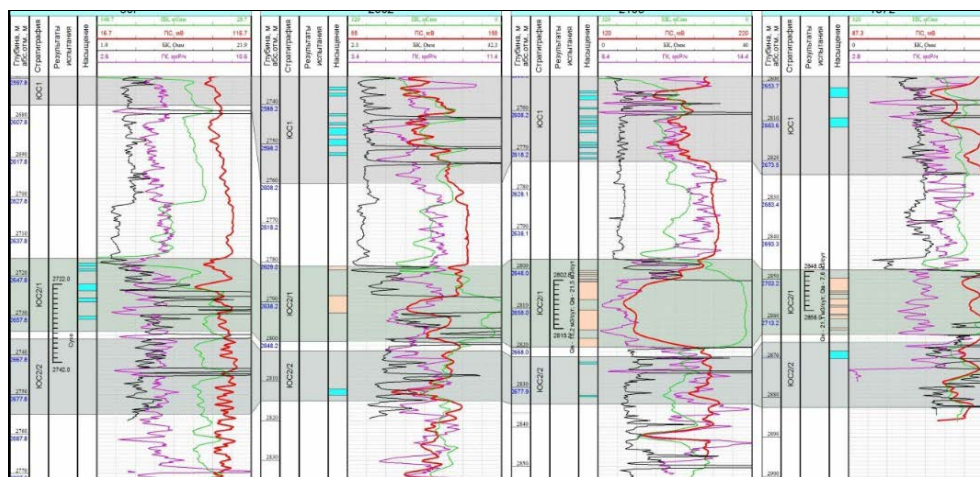


Рис. 2. Схема корреляции пласта Ю2/1 по диаграммам ГИС скважин Вачимского и Яунлорского участков недр

На картах эффективных и нефтенасыщенных толщин выделены осевые части зон с увеличенными нефтенасыщенными толщинами, которые имеют преимущественно северо-западное направление и установлены в восточной части района работ, в западной части увеличенные толщины фиксируются в единичных скважинах. Между основными руслами выделяются их многочисленные притоки, сосредоточенные на Федоровском, в южной и северной частях Восточно-Сургутского, а также на Рускинском участках недр (рис. 3, 4).

Изменчивость коэффициентов проницаемости, пористости, песчанистости, нефтенасыщенности, глинистости по площади находятся в тесной взаимосвязи с эффективными толщинами и также тяготеют к увеличению в осевых частях русловых тел (глинистость в осевых частях снижается).

По всем построенным картам выделены граничные значения, которые позволили создать дискретные карты зон низких, средних и высоких значений каждого изучаемого параметра. Совместный анализ этих карт с картами нефтенасыщенных толщин и палеорельефа позволил построить карту перспектив нефтеносности (рис. 5).

Зоны «низкого» качества пород-коллекторов (на рис. 5 они показаны серым цветом) приурочены в подавляющем большинстве к западной, северной, частично центральной и восточной частям изучаемой территории.

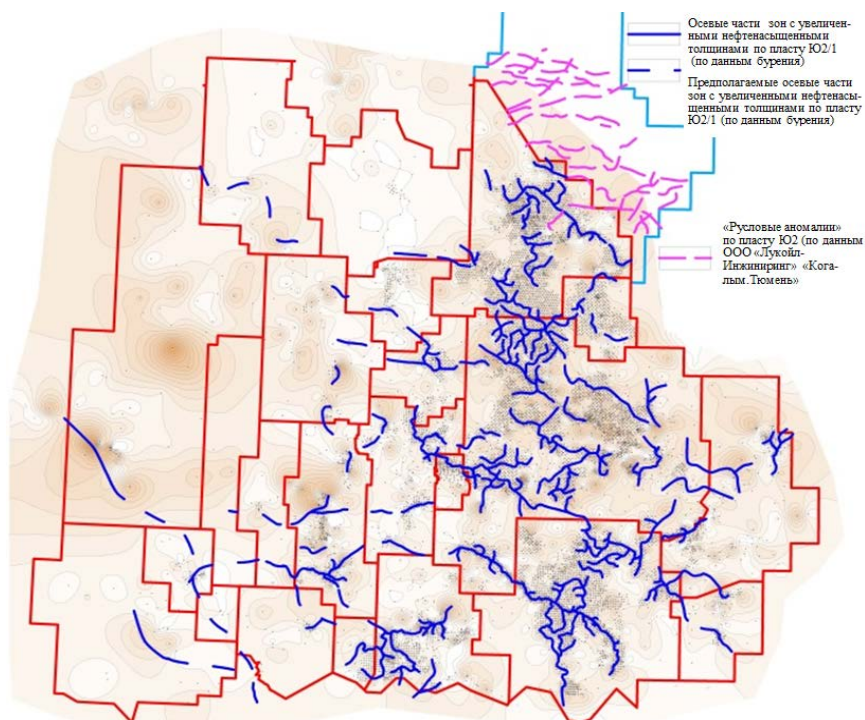


Рис. 3. Карта эффективных толщин пласта ЮС2/1 в центральной и восточной частях Сургутского свода

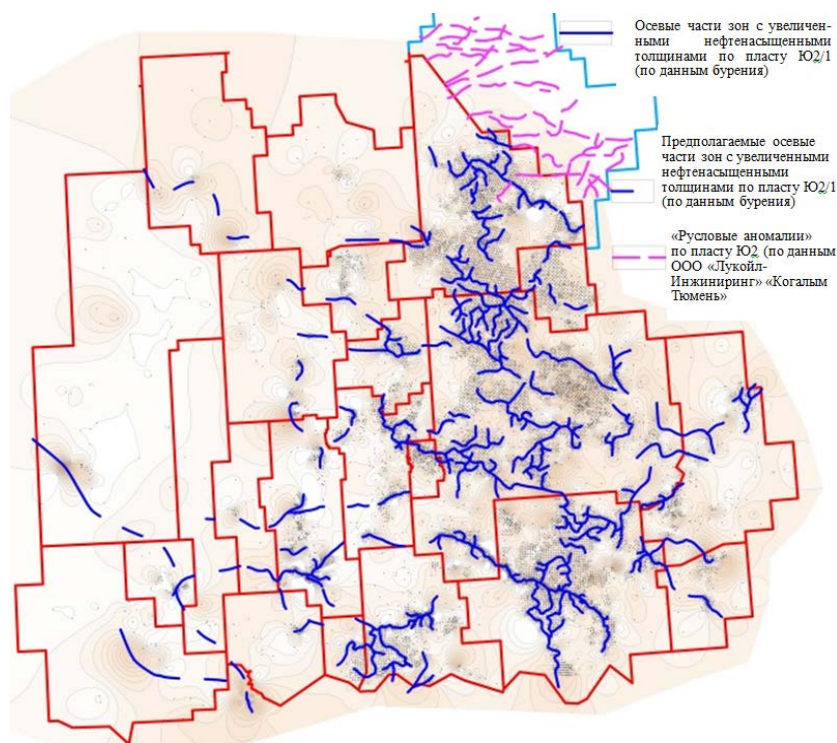


Рис. 4. Карта нефтенасыщенных толщин пласта Ю2/1 в центральной и восточной частях Сургутского свода

Данная зона характеризуется повышенными значениями коэффициента глинистости (более 0,20 д.ед.), пониженными значениями коэффициента пористости (менее 0,13 д.ед.), коэффициента песчанистости (менее 0,3 д.ед.) коэффициента нефтенасыщенности (менее 0,3 д.ед.), коэффициента проницаемости (менее $5 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и отсутствием осевых частей зон с увеличенными нефтенасыщенными толщами. В керне отмечается минимальное присутствие высоко глинистых песчаников. Изученность этой зоны бурением по сравнению с остальными зонами наименьшая.

Зоны «среднего» качества пород-коллекторов (на рис. 5 они показаны коричневым цветом) распространены повсеместно на всей изучаемой территории. Данные зоны характеризуются параметрами близкими к параметрам зон «повышенного» качества пород-коллекторов, но при этом один из параметров при выделении данной зоны характеризуется пониженными значениями. В большинстве случаев в зоне «среднего» качества пород-коллекторов отмечается пониженный коэффициент пористости (менее 0,13 д.ед.) или проницаемости (менее $5 \cdot 10^{-3}$ мкм²). По керну эти породы-коллектора представлены песчаниками мелко- и среднезернистыми, переслаивающимися с аргиллитами и углями. Зоны характеризуются незначительным наличием осевых частей зон с увеличенными нефтенасыщенными толщами. Изученность зон бурением сопоставима с изученностью зон «низкого» качества пород-коллекторов.

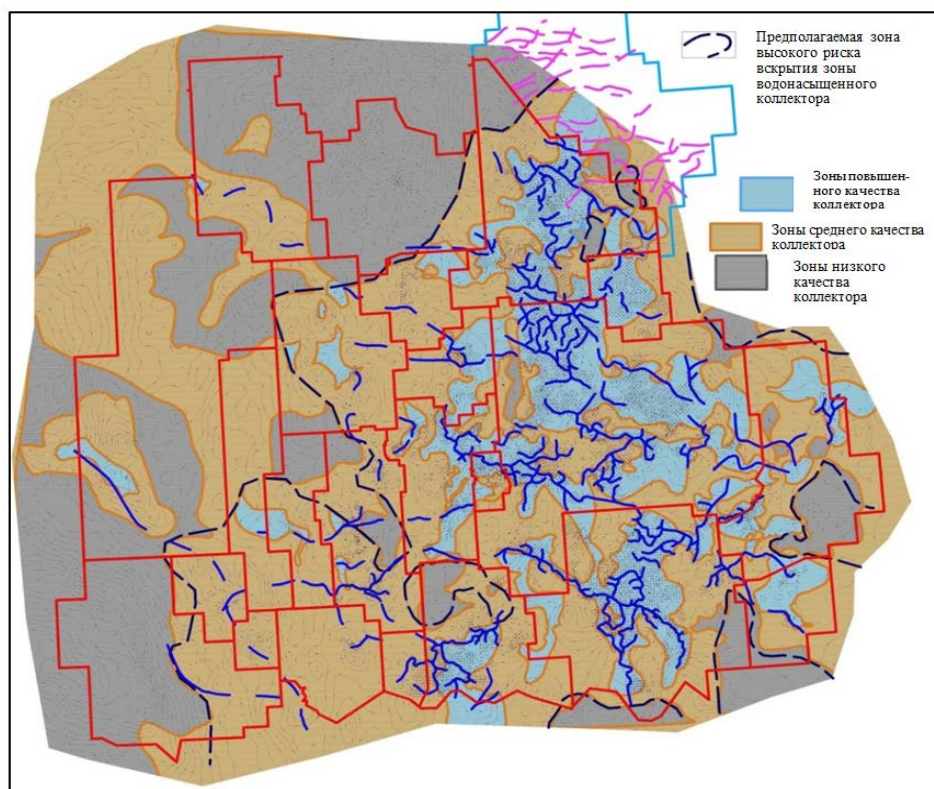


Рис. 5. Карта перспектив нефтеносности пласта Ю2/1 в центральной и восточной частях Сургутского свода

Зоны «повышенного» качества пород-коллекторов (на рис. 5 они показаны голубым цветом) характеризуются пониженными значениями коэффициента глинистости (менее 0,20 д.ед.), повышенными значениями коэффициентов пористости (более 0,13 д.ед.), песчаности (более 0,3 д.ед.), нефтенасыщенности (более 0,3 д.ед.), проницаемости (более $5 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и наличием осевых частей зон с увеличенными нефтенасыщенными толщинами. Керн в них представлен песчаником мелко-, среднезернистым, массивным. Породы-коллектора «повышенного» качества приурочены к западной, северной, частично центральной, южной и восточной частям изучаемой территории. Изученность этой зоны бурением по сравнению с остальными зонами наиболее высокая.

Предложенное ранжирование территории по перспективам нефтеносности на основании выделения пород-коллекторов различного качества проверено по результатам бурения 1 054 поисково-разведочных и эксплуатационных скважин. Прогнозные параметры пласта Ю2/1 подтверждаются в 736 скважинах, 318 скважин не подтвердили прогнозных параметров. Таким образом, коэффициент успешности прогноза ловушек составляет 70 %.

Выводы

Предложенная методика изучения геологического строения и оценки потенциальной продуктивности территорий с целью выделения перспективных зон для постановки геолого-разведочных работ рекомендуется для изучения региональных особенностей пластов на территориях с достаточной степенью изученности данными керна, ГИС и сейсморазведки. Использование ее для обоснования стратегии дальнейшего углубленного изучения геологического строения и проведения литолого-фациального анализа позволит заметно повысить эффективность разведочного бурения. Кроме того, на основе предложенной методики может быть дана качественная оценка не вовлеченных в разработку запасов категории В2.

Библиографический список

1. Кос, И. М. Закономерности формирования и размещения литологических ловушек в Средне-Верхнеюрских отложениях Сургутского свода в связи с прогнозом нефтегазоносности : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Кос Иван Михайлович ; ВНИГРИ. – Санкт-Петербург, 2004. – 97 с. – Текст : непосредственный.
2. Мухер, А. Г. Перспективы нефтегазоносности средней юры в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности / А. Г. Мухер, А. В. Тугарева. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : 7-я научно-практическая конференция, 2–5 декабря 2003 г. – Ханты-Мансийск, 2004. – Т. 1. – С. 98–108.
3. Мухер, А. Г. Изучение структурной поверхности нижней и перспективы нефтегазоносности среднеюрских отложений центральной части Западной Сибири / А. Г. Мухер, А. В. Тугарева. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : 6-я научно-практическая конференция, 11–15 ноября 2002 г. – Ханты-Мансийск, 2003. – Т. 1. – С. 124–135.
4. Ларичев, А. И. Седиментационное моделирование пластов группы ЮС2 Восточной части Сургутского свода с целью выделения зон высокоемких коллекторов и ловушек, оценки локализованных ресурсов УВ и выработки рекомендаций по направлению геологоразведочных работ. Отчет СНИИГГиМС / А. И. Ларичев, Л. С. Чернова. – Новосибирск, 2003. – 219 с. – Текст : непосредственный.

5. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов [и др.]. – Москва : Недра, 1975. – 680 с. – Текст : непосредственный.
6. Медведев, Н. Я. Основные направления изучения геологического строения и нефтеносности горизонта ЮС2 / Н. Я. Медведев, В. А. Ревнивко, Д. П. Куликов. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : 6-я научно-практическая конференция, 11–15 ноября 2002 г. – Ханты-Мансийск, 2003. – Т. 1. – С. 128–134.
7. Степаненко, Г. Ф. Прогноз зон высокочемических коллекторов в верхнеюрских отложениях Каймысовского свода (Томская область) / Г. Ф. Степаненко, Л. С. Чернова. – Текст : непосредственный // Актуальные вопросы геологии и географии Сибири : материалы научной конференции, посвященной 120-летию основания Томского государственного университета, 1–4 апреля 1998 г. Т. 2 : Геология нефти и газа / Отв. ред. Г. М. Татянин. – Томск : Томский государственный университет, 1998. – С. 136–138.
8. Шпильман, В. И. Количественный прогноз нефтегазоносности / В. И. Шпильман. – Москва : Недра, 1982. – 215 с. – Текст : непосредственный.
9. Гутман, И. С. Особенности геологического строения нижнемеловых и верхнеюрских отложений Северо-Покачевского месторождения / И. С. Гутман, Е. А. Качкина, С. В. Арефьев. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2015. – № 1. – С. 53–62.
10. Брехунцов, А. М. Методология оценки нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Брехунцов Анатолий Михайлович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2007. – 227 с. – Текст : непосредственный.
11. Нежданов, А. А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ : 25.00.12 «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Нежданов Алексей Алексеевич ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2004. – 458 с. – Текст : непосредственный.
12. Судакова, В. В. Прогнозирование ловушек нефти и газа на основе комплексного анализа материалов сейсморазведки и бурения на территории Сургутского свода : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Судакова Валентина Владиславовна ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2005. – 269 с. – Текст : непосредственный.
13. Батурин, А. Ю. Геологическое моделирование фациально изменчивых пластов на примере горизонта ЮС2 Сургутского свода / А. Ю. Батурин, А. К. Култышов, Д. А. Попов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 8. – С. 105–109.
14. Геологические особенности и оценка добычного потенциала отложений тюменской свиты / А. А. Севастьянов, К. В. Коровин, О. П. Зотова, Д. И. Зубарев. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского университета. Геология. – 2017. – Т. 16, № 1. – С. 61–67.
15. Огибенин, В. В. Геолого-геофизическое изучение ниже-среднеюрских отложений Тюменской области и обоснование основных направлений поисковых работ на нефть и газ : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Огибенин Валерий Владимирович ; ТюмИИ. – Тюмень, 1988. – 28 с. – Текст : непосредственный.
16. Richardson, J. G. Braided stream reservoirs / J. G. Richardson, J. B. Sangree, R. M. Sneider. – DOI 10.2118/15782-PA. – Текст : непосредственный // Journal of Petroleum Technology. – 1987. – Vol. 39, Issue 12. – P. 1499–1500.

17. Singleton, S. The effects of seismic data conditioning on prestack simultaneous impedance inversion / S. Singleton. – DOI 10.1190/1.3167776. – Текст : непосредственный // The Leading Edge. – 2009. – Vol. 28, Issue 7. – P. 753–880.
18. Simm, R. Seismic amplitude : an Interpreter's Handbook / R. Simm, M. Bacon. – The United Kingdom, Cambridge University Press, 2014. – 272 p. – Текст : непосредственный.
19. Федоров, М. Ю. Переинтерпретация сейсморазведочных данных МОВ ОГТ 3D прошлых лет для уточнения геологического строения Быстринского месторождения. Отчет ТО СургутНИПИнефть / М. Ю. Федоров. – Тюмень, 2015. – 220 с. – Текст : непосредственный.
20. Иванчик, А. В. Сейсморазведочные работы МОГТ 3D на территории Нижний Западно-Солкинского, Солкинского (северная часть), Комарьинского, Тундринского ЛУ, в полевом сезоне 2015–2016 гг. Отчет ТО СургутНИПИнефть / А. В. Иванчик. – Тюмень, 2016. – 206 с. – Текст : непосредственный.
21. Корнев, В. А. Прогнозирование объектов для поисков залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным (на примере осадочного чехла Западной Сибири) : специальность 04.00.17 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Корнев Владимир Александрович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2000. – 373 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Kos, I. M. (2004). Zakonomernosti formirovaniya i razmeshcheniya litologicheskikh lovshek v Sredne-Verkhneyurskikh otlozheniyakh Surgutskogo svoda v svyazi s prognozom neftegazonosnosti. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. St. Petersburg, 97 p. (In Russian).
2. Mukher, A. G., & Tugareva, A. V. (2004). Perspektivy neftegazonosnosti sredney yury v svyazi s otsenkoy perspektiv neftegazonosnosti. Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khmao: 7th nauchno-prakticheskaya konferentsiya. December, 2-5, 2003. Tom 1. Khanty-Mansiysk, pp. 98-108. (In Russian).
3. Mukher, A. G., & Tugareva, A. V. (2003). Izuchenie strukturnoy poverkhnosti nizhney i perspektivy neftegazonosnosti sredneyurskikh otlozheniy tsentral'noy chasti Zapadnoy Sibiri. Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khmao: 6th nauchno-prakticheskaya konferentsiya, November, 11-15, 2002. Tom 1. Khanty-Mansiysk, pp. 124-135. (In Russian).
4. Larichev, A. I., & Chernova, L. S. (2003). Sedimentatsionnoe modelirovanie plastov gruppy US2 Vostochnoy chasti Surgutskogo svoda s tsel'yu vydeleniya zon vysokoemkikh kollektorov i lovshek, otsenki lokalizovannykh resursov UV i vyrabotki rekomendatsiy po napravleniyu geologo-razvedochnykh rabot. Otchet SNIIGGiMS. Novosibirsk, 219 p. (In Russian).
5. Kontorovich, A. E., Nesterov, I. I., Salmanov, F. K., Surkov, V. S., Trofimuk, A. A., & Erv'e, Yu. G. (1975). Geologiya nefti i gaza Zapadnoy Sibiri. Moscow, Nedra Publ., 680 p. (In Russian).
6. Medvedev, N. Ya., Revnivko, V. A., & Kulikov, D. P. (2003). Osnovnye napravleniya izucheniya geologicheskogo stroeniya i neftenosnosti gorizonta US2. Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khmao: 6th nauchno-prakticheskaya konferentsiya, November, 11-15, 2002. Tom 1. Khanty-Mansiysk, pp. 128-134. (In Russian).
7. Stepanenko, G. F., & Chernova, L. S. (1998). Prognoz zon vysokoemkikh kollektorov v verkhneyurskikh otlozheniyakh Kaymysovskogo svoda (Tomskaya oblast'). Actual problems of geology and geography in Siberia. Vol. 2. Oil-and-gas geology. Proceedings of the scientific conference devoted to 120 anniversary of the foundation of Tomsk State University. Tomsk, Tomsk State University Publ., pp. 136-138. (In Russian).

8. Shpil'man, V. I. (1982). Kolichestvennyy prognoz neftegazonosnosti. Moscow, Nedra Publ., 215 p. (In Russian).
9. Gutman, I. S., Kachkina, E. A., & Aref'ev, S. V. (2015). Geological structure of the lower cretaceous and the upper Jurassic Severo-Pokachevsky field. Oil and Gas Geology (1), pp. 53-62. (In Russian).
10. Brekhuntsov, A. M. (2007). Metodologiya otsenki neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyana. Diss. ... dokt. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 227 p. (In Russian).
11. Nezhdanov, A. A. (2004). Seysmogeologicheskiy analiz neftegazonosnykh otlozheniy Zapadnoy Sibiri dlya tseley prognoza i kartirovaniya neantiklinal'nykh lozuskh i zalezhey UV. Diss. ... dokt. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 458 p. (In Russian).
12. Sudakova, V. V. (2005). Prognozirovaniye lozuskh nefti i gaza na osnove kompleksnogo analiza materialov seysmorazvedki i bureniya na territorii Surgutskogo svoda. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 269 p. (In Russian).
13. Baturin, A. Yu., Kultyshev, A. K., & Popov, D. A. (2007). Geological modelling of facies changeable layers on an example of U2 horizon of the Surgut arch. Oil Industry, (8), pp. 105-109. (In Russian).
14. Sevast'yanov, A. A., Korovin, K. V., Zotova, O. P., & Zubarev, D. I. (2017). Geological characteristics and assessment of the potential production of the Tyumen suite deposits. Bulletin of Perm University. Geology, (16(1)), pp. 61-67. (In Russian).
15. Ogibenin, V. V. (1988). Geologo-geofizicheskoye izucheniye nizhneseismiticheskikh otlozheniy Tyumenskoy oblasti i obosnovaniye osnovnykh napravleniy poiskovykh rabot na nef't' i gaz. Avtoref. diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 28 p. (In Russian).
16. Richardson, J. G., Sangree, J. B., & Sneider, R. M. (1987). Braided stream reservoirs. Journal of Petroleum Technology, 39(12), pp. 1499-1500. (In Russian). DOI: 10.2118/15782-PA
17. Singleton, S. (2009). The effects of seismic data conditioning on prestack simultaneous impedance inversion. The Leading Edge, 28(7), pp. 753-880. (In English). DOI: 10.1190/1.3167776
18. Simm, R., & Bacon, M. (2014). Seismic amplitude: an Interpreter's Handbook. The United Kingdom, Cambridge University Press, 272 p. (In English).
19. Fedorov, M. Yu. (2015). Pereinterpretatsiya seysmorazvedochnykh dannyykh MOV OGT 3D proshlykh let dlya utochneniya geologicheskogo stroeniya Bystrinskogo mestorozhdeniya. Otchet TO SurgutNIPneft'. Tyumen, 220 p. (In Russian).
20. Ivanchik, A. V. (2015). Seysmorazvedochnyye raboty MOGT 3D na territorii Nizhniy Zapadno-Solkinskogo, Solkinskogo (severnaya chast'), Komar'inskogo, Tundrinskogo LU, v polevom sezone 2015-2016 gg. Otchet TO SurgutNIPneft'. Tyumen, 206 p. (In Russian).
21. Kornev, V. A. (2000). Prognozirovaniye ob'ektov dlya poiskov zalezhey uglevodородного syr'ya po seysmogeologicheskim dannym (na primere osadochnogo chekhla Zapadnoy Sibiri). Diss. ... dokt. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 373 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Турабаева Александра Викторовна, аспирант кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Белкина Валентина Александровна, к. ф.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: belkinava@tyuiu.ru

Information about the authors

Aleksandra V. Turabaeva, Postgraduate at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Valentina A. Belkina, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: belkinava@tyuiu.ru

**Изучение реологических свойств и реакционной способности
кислотных растворов с загущающими добавками**

М. Б. Дорфман, А. А. Сентемов*, И. П. Белозеров

*Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова,
г. Архангельск, Россия*

**e-mail: sentemov.a.a@yandex.ru*

Аннотация. Данная статья является результатом исследований реологических свойств и реакционной способности водных растворов лигносульфоната технического, декатионизированной лигносульфоновой кислоты и соляной кислоты с добавлением лигносульфоната. Составы, включающие лигносульфонат, могут быть использованы в качестве вытесняющих агентов при разработке обводненных пластов с неоднородными фильтрационно-емкостными свойствами. Применение загущающих добавок в кислотных составах решает несколько задач. Замедление скорости реакции позволит кислотному составу проникать глубже в пласт, с меньшей потерей кислотной емкости. Повышенная вязкость составов повышает степень охвата призабойной зоны кислотной обработкой. При высокой концентрации загущающих добавок в составах может быть реализована селективная изоляция высокопроницаемых областей пласта, что способствует образованию новых поровых каналов.

В ходе работы оценивалась реакционная способность кислотных растворов с загущающими добавками при взаимодействии с карбонатными образцами. Наличие лигносульфоната технического в кислотном растворе снижает скорость растворения образцов. Изменение скорости реакции позволяет кислотному составу образовывать длинные каналы высокой проницаемости, что повышает эффективность кислотной обработки.

Ключевые слова: вязкость; кривые течения; лигносульфонат; соляно-кислотная обработка; скорость реакции

**Studying rheological properties and reactivity of acid solutions
with thickening additives**

Mikhail B. Dorfman, Andrey A. Sentemov*, Ivan P. Belozеров

Northern (Arctic) Federal University named after M. V. Lomonosov, Arkhangelsk, Russia

**e-mail: sentemov.a.a@yandex.ru*

Abstract. This article is the result of studies of rheological properties and reactivity of acid solutions of technical lignosulfonate, decationized lignosulfonic acid, and hydrochloric acid with the addition of lignosulfonate. Compositions that include lignosulfonate can be used as displacement agents in the development of watered layers with inhomogeneous reservoir properties. The use of thickening additives in acid solutions solves several problems. Slowing the reaction rate will allow the acid flow to leak in the reservoir deeper, with saving of acid capacity. The height viscosity of the compositions increases the sweep efficiency of the bottom-hole zone by acid treatment. Due to the fact that thickening additives in the compositions have a high concentration, selective isolation of highly permeable areas of the reservoir can be realized, which, in turn, contributes to the formation of new pore channels.

We evaluated the reactivity of acid solutions with thickening additives in the interaction with carbonate samples. The presence of technical lignosulfonate in an acid solution reduces the dissolution rate of samples. Slowing down the reaction rate will allow the acid composition to form long channels of high permeability, which, in turn, increases the efficiency of acid treatment.

Key words: viscosity; flow curves; lignosulfonate; acid treatment; reaction rate

Введение

В российских и зарубежных источниках рассматриваются возможности по применению составов, включающих лигносульфонаты, как вытесняющих агентов при разработке неоднородных по пористости и проницаемости обводненных пластов [1–3]. Природные коллектора, как правило, обладают макронеоднородностью [4]. Увеличение эффективности вытеснения нефти достигается путем перераспределения фильтрационных потоков, изоляции водопромытых зон с высокой проницаемостью. Увеличивается охват низкопроницаемых зон пласта за счет создаваемого перепада давления, обеспечивается доотмыв остаточной нефти [1, 5, 6]. При этом средние значения остаточной нефтенасыщенности больше в гидрофобных породах и породах промежуточной смачиваемости, чем в гидрофильных [7].

В работе [8] предлагается использование лигносульфонатов для ингибирования осаждения поверхностно-активного вещества и/или полимера в пласте. Лигносульфонаты входят в состав гелеобразующих реагентов, предназначенных для увеличения фильтрационных сопротивлений при проведении мероприятий по селективному ограничению водопритока. Их применение позволяет повысить эффективность гидроизоляции в пластах, обводненных минерализованными и пресными водами даже при высоких перепадах давления [9].

Лигносульфонаты — это общее название солей лигносульфоновых кислот. Являются природными водорастворимыми сульфопроизводными лигнина. Как правило, они представлены солями натрия и кальция. Могут встречаться в растворах, а также в виде порошка. Лигносульфонаты относятся к анионным поверхностно-активными веществам. Макромолекула лигносульфоната натрия образует нелинейную структуру, приближающуюся к глобулярным полимерам. Лигносульфонаты экономически привлекательны, поскольку являются побочными продуктами производства целлюлозы [10]. Плотность варьируется от 1,23 до 1,26 г/мл в зависимости от концентрации. Кислотность лигносульфоната натрия относительно не-большая (4,5–5,5 pH) [11].

В патентах [12–14] предлагается применение лигносульфоната в качестве ингредиента составов, предназначенных для проведения соляно-кислотных обработок скважин. Высокая скорость химической реакции и низкая проницаемость коллекторов ограничивают силу и максимальную концентрацию применяемых кислот. Для уменьшения скорости реакции с породой применяют слабые кислоты или растворы с низкой концентрацией кислоты. Однако это не всегда приводит к повышению эффективности кислотной обработки. Одно из решений данной проблемы — добавление в соляно-кислотные растворы лигносульфонатов [7]. В таком составе используют соляную кислоту (15 %) и лигносульфонат технический (ЛСТ) (20 %). Лигносульфонат осаждается в порах и поровых каналах породы, образует слой, замедляющий реакцию породы с кислотой. Таким образом, достигается оптимальная скорость реакции. Оптимальная скорость реакции позволяет кислоте проникать в пласт глубже, что положительно сказывается на повышении проницаемости призабойной зоны пласта [15–17].

Таким образом, лигносульфонаты могут применяться при многих технологических операциях в нефтегазовой промышленности. В составах буровых растворов они успешно применяются уже долгое время. Как вытесняющими агентами ими заинтересовались в начале 80-х годов XX века за рубежом. Но, несмотря на многочисленные исследования, это направление не получило широкого промышленного применения [1–3, 5–6]. Особенно перспективным представляется направление кислотных обработок призабойной зоны скважины, ввиду высокой эффективности и снижения стоимости состава для обработки [17, 18].

При сульфитировании лигнина в результате совместного окисления — восстановления сульфитирующих агентов и лигнинных структур образуется лигносульфоная кислота (ЛСК). Лигносульфоная кислота относится к сильным кислотам. Величина pH ее водного раствора может достигать 0,7 [19–20]. Предполагается, что благодаря своим кислотным свойствам лигносульфоная кислота может взаимодействовать с карбонатной породой подобно соляной кислоте при соляно-кислотных обработках скважин.

Цель работы — исследовать возможности применения растворов лигносульфоната в качестве основы вытесняющих агентов, а растворов ЛСК и соляной кислоты с добавлением лигносульфоната для применения в качестве составов для кислотной обработки призабойной зоны скважины.

Первая задача: изучение реологических свойств растворов лигносульфоната, ЛСК и соляной кислоты с добавлением лигносульфоната. Реологические свойства являются важными параметрами в фильтрационных исследованиях горных пород. Их определение необходимо для дальнейших исследований взаимодействия составов с реальными кернами.

Вторая задача: на основании предварительных лабораторных исследований оценить реакционную способность изучаемых кислотных растворов при взаимодействии с карбонатом кальция.

Объект и методы исследования

В качестве объекта исследований выбраны водные растворы ЛСТ и декатионизированной ЛСК для применения в качестве компонентов кислотных растворов.

Определение массы сухих веществ в растворах

На первоначальном этапе приготовления растворов определялась концентрация сухих веществ в исходных растворах методом выпаривания. В бюксы № 1 и 2 налили раствор ЛСК, в бюксы № 3 и 4 налили раствор ЛСТ. Измерения массы производили на лабораторных весах. Объем рассчитывался исходя из плотности и массы растворов.

Далее образцы выпаривались в сушильном шкафу при температуре 105 °С по 30 минут, после 15 минут отстаивались в эксикаторе. Цикл просушивания и взвешивания повторяли до тех пор, пока два последующих взвешивания не дали одинаковых результатов с точностью до 0,01 г.

По результатам вычислений концентрация раствора ЛСК составила 64,8 г/л. Концентрация раствора ЛСТ составила 202,7 г/л. Стандартное отклонение и коэффициент вариации подтверждают точность измерений.

В таблице 1 представлены результаты расчета концентрации сухих веществ в растворах.

Таблица 1

Результат определения концентрации растворов лигносульфоновой кислоты и лигносульфоната технического

Номер бюкса	1	2	3	4
	ЛСК		ЛСТ	
Масса, г				
Бюкс	1,8565	1,7121	1,7280	1,9164
Бюкс с высушенным образцом	1,9872	1,8421	2,1299	2,3331
Сухая масса образца	0,1307	0,1300	0,4018	0,4167
Концентрация, г/мл	0,0651	0,0645	0,2012	0,2041
Концентрация средняя, г/мл	0,0648		0,2027	
Стандартное отклонение	0,0004		0,00201	
Вариация, %	0,0063		0,0099	

Далее с учетом концентрации веществ были приготовлены растворы необходимой концентрации и исследованы их реологические свойства.

Исследования реологических свойств растворов

Исследования реологических свойств растворов выполнялись на реометре типа BROOKFIELD модели PVS согласно РД 39-0147103-329-86¹ и инструкции к реометру. Исследования выполнялись по наклонной прямой (при линейном во времени изменении градиента скорости) на прямом и обратном ходе реометра с измерительным инструментом статор/ротор PVS-B5-D-НС). Изучение реологических свойств растворов выполнялось при температурах 80, 60, 40, 20 °С. Для обеспечения температурного режима применялась лабораторная водяная баня.

¹ РД 39-0147103-329-86. Методика определения реологических параметров высокозастывающих нефтей. ВНИИСПТнефть

Результаты

Реологические свойства раствора лигносульфоната технического 20 %-й концентрации

Исследуемый образец проявляет свойства ньютоновских жидкостей при всех исследуемых температурах. Статическое напряжение сдвига почти равно нулю, кривые течения имеют линейный характер (рис. 1). Вязкость при снижении температуры растет и при температурах 60, 40, 20 °С увеличивается по сравнению с вязкостью при 80 °С в 1,5; 2,2; 3,4 раза соответственно. Зависимость динамической вязкости раствора ЛСТ 20 %-й концентрации от температуры представлена на рисунке 2.

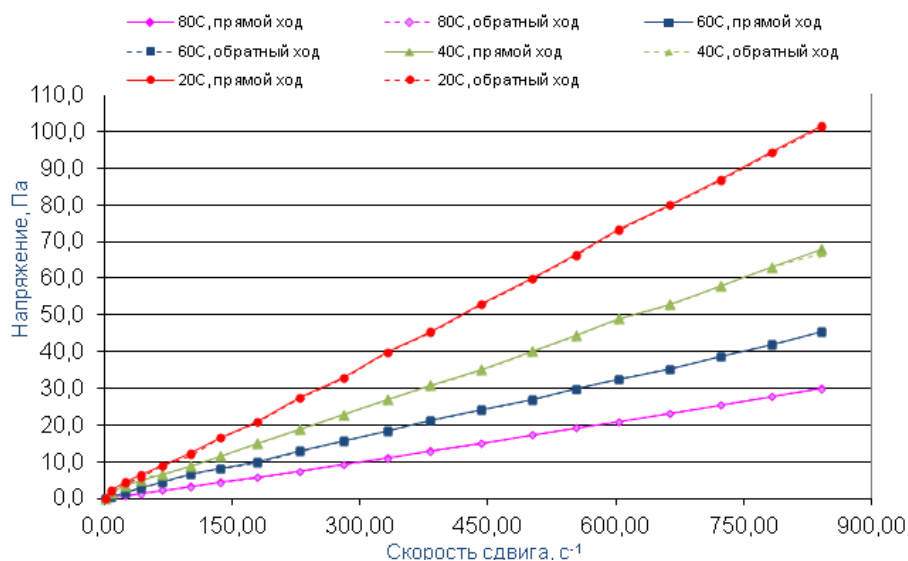


Рис. 1. Реологические кривые течения лигносульфоната технического (20 %) при температурах 20, 40, 60, 80 °С

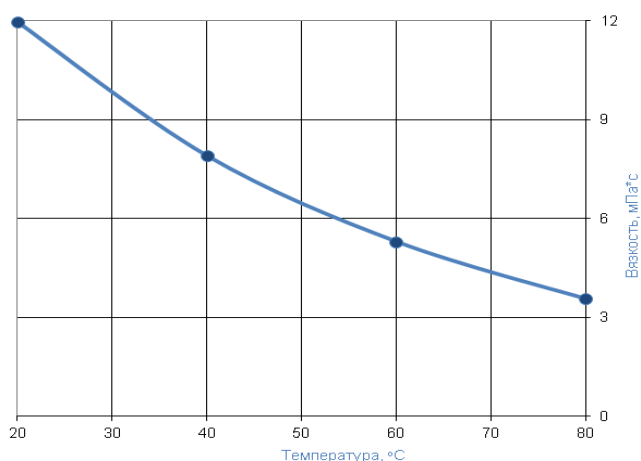


Рис. 2. Зависимость вязкости лигносульфоната технического (20 %) от температуры

Реологические свойства раствора лигносульфоната технического 10 %-й концентрации

Исследуемый образец проявляет свойства ньютоновских жидкостей при всех исследуемых температурах. Статическое напряжение сдвига почти равно нулю, кривые течения имеют линейный характер (рис. 3). Вязкость при снижении температуры растет и при температурах 60, 40, 20 °С увеличивается по сравнению с вязкостью при 80 °С в 1,3; 1,9; 2,8 раза соответственно. Зависимость динамической вязкости раствора ЛСТ 10 %-й концентрации от температуры представлена на рисунке 4.

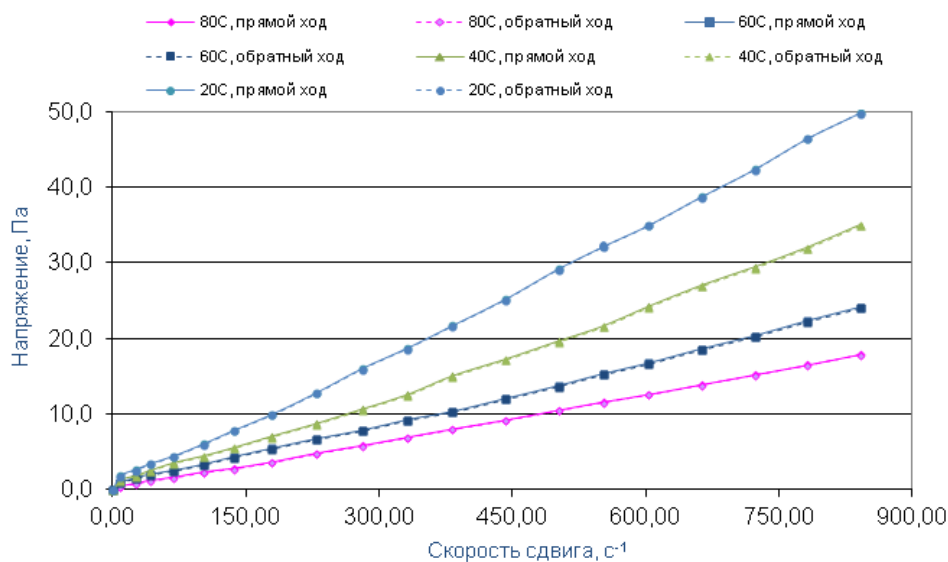


Рис. 3. Реологические кривые течения лигносульфоната технического (10 %) при температурах 20, 40, 60, 80 °С

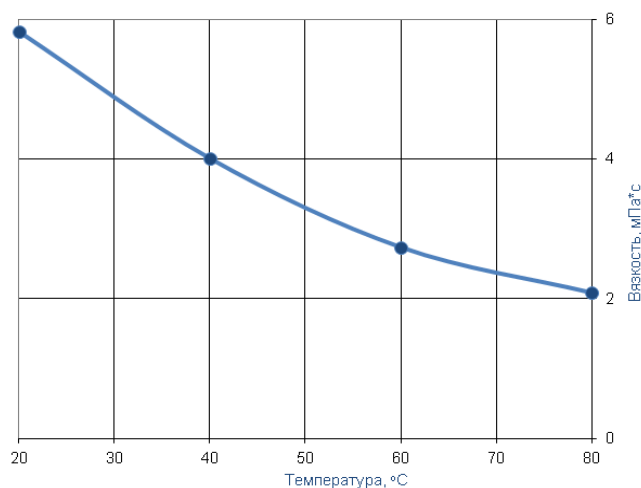


Рис. 4. Зависимость вязкости лигносульфоната технического (10 %) от температуры

Реологические свойства раствора лигносульфоновой кислоты

Исследование реологических свойств ЛСК в связи с низкой вязкостью производили с помощью капиллярного вискозиметра с измерением плотности для каждой температуры. Кислотность исследуемого раствора ЛСК составляет $pH = 1$. Концентрация ЛСК в растворе — 6,4 %. В таблице 2 представлены результаты исследования реологических свойств раствора.

Таблица 2

Реология раствора лигносульфоновой кислоты

Температура, °C	Плотность, г/см ³	Вязкость кинематическая, мм ² /с	Вязкость динамическая, мПа · с
20	1,0263	1,3540	1,3896
40	1,0227	0,8906	0,9108
60	1,0155	0,6436	0,6536
80	1,0004	0,4996	0,4998

Реология раствора соляной кислоты и лигносульфоната технического

С целью дальнейшего исследования в области кислотных обработок были приготовлены следующие растворы: 15 % HCl + 2,5 % ЛСТ; 15 % HCl + 5 % ЛСТ; 15 % HCl + 10 % ЛСТ. Выбор концентрации соляной кислоты обусловлен тем, что подобная концентрация наиболее часто встречается в различных составах для соляно-кислотных обработок скважин. При приготовлении растворов 15 % HCl + 5 % ЛСТ; 15 % HCl + 10 % ЛСТ образовывается осадок. Раствор 15 % HCl + 2,5 % ЛСТ однородный. Вязкость полученных растворов слишком мала для исследования на ротационном вискозиметре. А для использования капиллярного вискозиметра необходим однородный раствор. Поэтому исследованы реологические свойства только раствора 15 % HCl + 2,5 % ЛСТ. Кислотность раствора составила $pH = 0$. В таблице 3 представлены результаты исследования реологических свойств.

Таблица 3

Реология раствора HCl 15 % + ЛСТ 2,5 %

Температура, °C	Плотность, г/см ³	Вязкость кинематическая, мм ² /с	Вязкость динамическая, мПа · с
20	1,0764	1,2460	1,3412
40	1,0726	0,8875	0,9519
60	1,0650	0,6699	0,7134
80	1,0488	0,5340	0,5601

Кислотные растворы проявляют свойства ньютоновских жидкостей при всех исследуемых температурах. При увеличении температуры вязкость снижается. На рисунке 5 показаны зависимости вязкости раствора лигносульфоновой кислоты и раствора соляной кислоты с лигносульфонатом от температуры.

Исследование реакционной способности кислотных составов

Раствор ЛСК имеет очень низкую скорость химической реакции с карбонатными образцами, поэтому далее этот раствор не исследовался. Для исследования были приготовлены следующие растворы:

- 1) 15 % HCl;
- 2) 15 % HCl + 2,5 % ЛСТ;
- 3) 15 % HCl + 5 % ЛСТ;
- 4) 15 % HCl + 10 % ЛСТ.

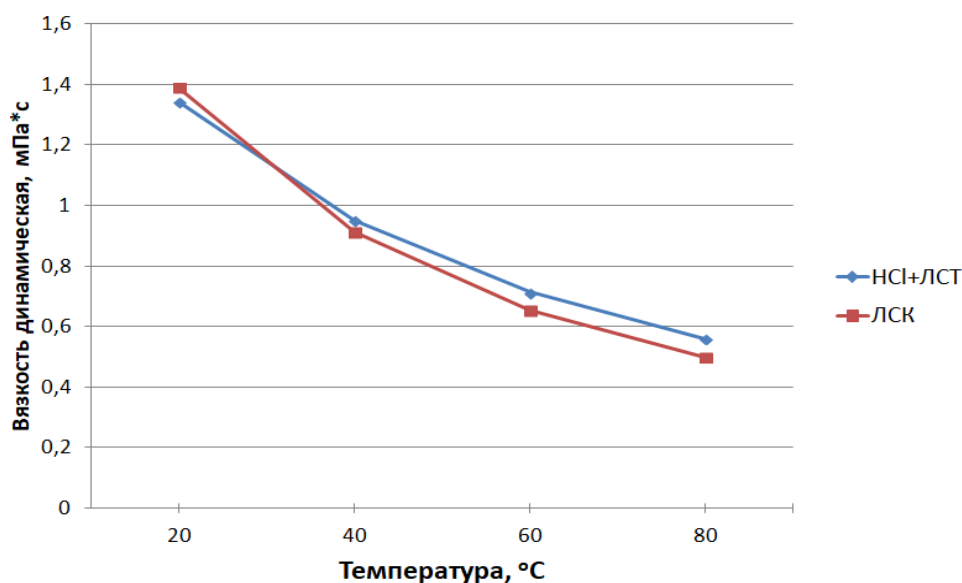


Рис. 5. Зависимость вязкости растворов ЛСК и HCl 15 % + ЛСТ 2,5 % от температуры

Всего было проведено 4 опыта. Были использованы искусственные образцы карбоната кальция. Содержание карбонатных веществ определялось при помощи карбонометра КМ-04С и составило 76,8 %. Образцы мела примерно равных размеров и массы, вырезанные из одного куска, помещались в кислотные составы, производилась сравнительная оценка потери массы и изменений размеров образцов во времени. По полученным данным рассчитывалась скорость растворения карбоната кальция. На протяжении всего времени исследования в каждом из опытов $pH = 0$, так как реакция протекала в избытке кислотного раствора. На рисунке 6 приведен график скорости химической реакции. На рисунке 7 приведен график накопленной потери массы образцов.

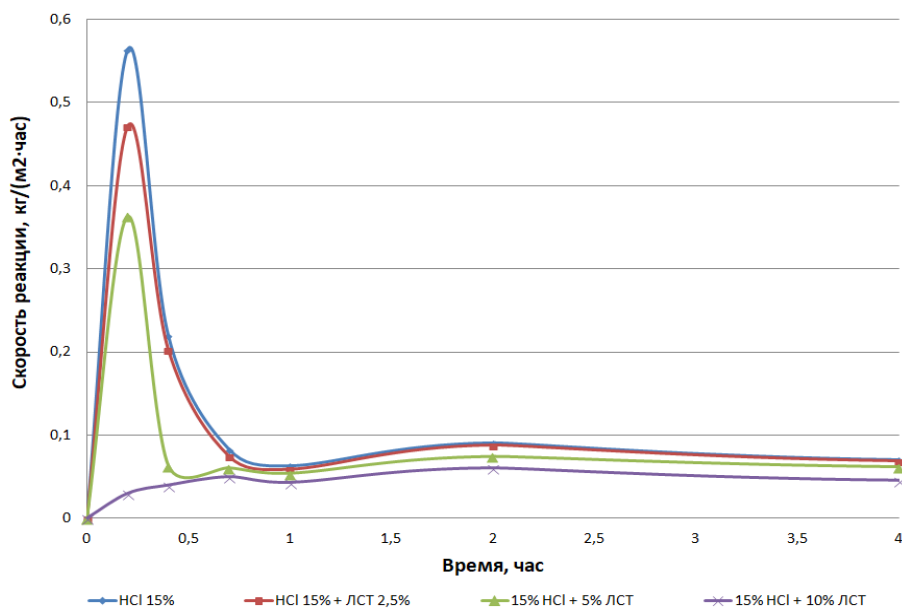


Рис. 6. Зависимость скорости реакции от времени

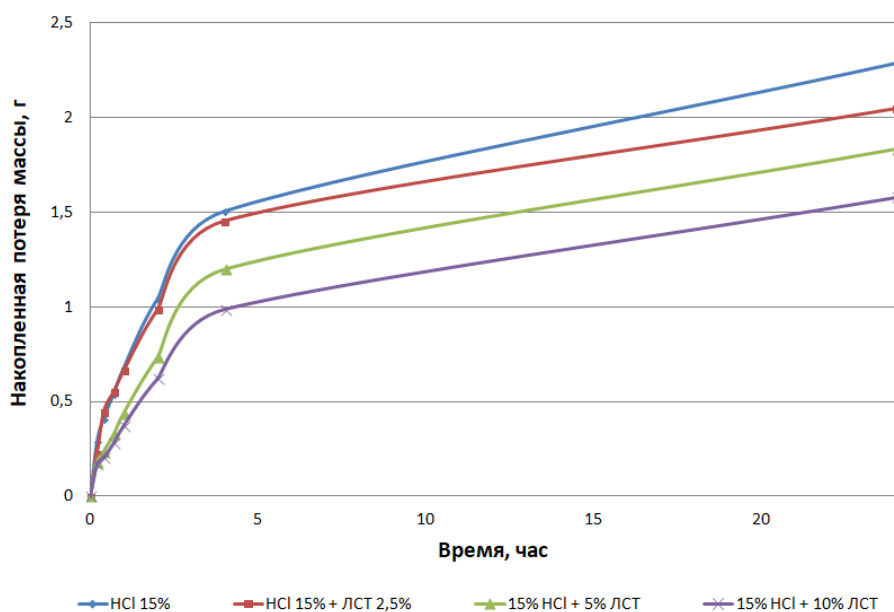


Рис. 7. Зависимость накопленной потери массы образцов от времени

Скорость химической реакции достигает максимальных значений уже через 0,2 часа, далее взаимодействие характеризуется резким снижением скорости с последующим плавным замедлением процесса. Наиболее активным оказался раствор 15 % HCl без добавления лигносульфоната. Активность взаимодействия составов снижается с увеличением концентрации лигно-

сульфоната. Форма кривой скорости реакции раствора 15 % HCl + 10 % ЛСТ отличается отсутствием начального скачка скорости реакции.

Согласно графикам на рисунке 7, основное растворение породы для исследуемых растворов происходит в течение первых четырех часов с начала реакции кислотного состава с образцами, последующее взаимодействие характеризуется снижением скорости реакции и уменьшением темпа потери массы образцов. При определении конечной потери массы учитывалась сухая масса образцов до и после эксперимента.

Обсуждение

Полученные результаты показывают, что в диапазоне температур 20–80 °С все исследованные растворы проявляют свойства ньютоновских жидкостей. С увеличением температуры вязкость растворов снижается, зависимость носит экспоненциальный характер. При добавлении ЛСТ в раствор соляной кислоты более 2,5 % масс. образуется значительное количество нерастворимого осадка, препятствующее дальнейшим исследованиям реологических свойств в капиллярных вискозиметрах.

Растворы ЛСК и соляной кислоты с добавлением лигносульфоната имеют вязкость, сопоставимую с вязкостью составов, применяемых при кислотных обработках скважин. Динамическая вязкость растворов лигносульфоната в сравнении с вязкостью полимерных растворов оказалась недостаточной для его применения в основе составов вытесняющих агентов. Однако растворы лигносульфоната с большей концентрацией имеют большую динамическую вязкость, что позволит использовать их для перераспределения фильтрационных потоков в пласте путем изоляции водопромытых зон с высокой проницаемостью, тем самым позволит увеличить коэффициент охвата пласта и добычу нефти.

При исследовании реакционной способности наиболее значительная потеря массы образцов зафиксирована при воздействии 15 %-го раствора соляной кислоты без добавления лигносульфоната, соответственно 67,70 % от общей массы образца. В остальных составах ЛСТ замедляет скорость реакции и темп потери массы образцов. Чем больше концентрация лигносульфоната, тем ниже скорость реакции. Особенно этот эффект проявляется при исследовании раствора 15 % HCl + 10 % ЛСТ. Итоговая потеря массы образца в этом опыте составила 50,53 %, что на 17,17 % меньше в сравнении с раствором кислоты той же концентрации, но без добавления лигносульфоната.

Выводы

В работе было проведено изучение реологических свойств растворов ЛСТ, ЛСК, а также раствора соляной кислоты с добавлением лигносульфоната. Растворы лигносульфоната исследовались с целью применения в основе вытесняющих агентов, для перераспределения фильтрационных потоков в пласте. Растворы лигносульфоната с массовой концентрацией до 20 % включительно не подходят для применения в основе вытесняющих агентов ввиду низкой вязкости. Необходимо исследовать растворы с большей концентрацией для продолжения работы в этом направлении. Кислот-

ные растворы исследовались для применения в составах, используемых при проведении кислотных обработок скважин. Реологические свойства исследованных растворов соответствуют характеристикам успешно применяемых соляно-кислотных составов.

Исследование реакционной способности кислотных растворов с содержанием ЛСТ показало возможность изменения скорости химической реакции при взаимодействии с карбонатом кальция. С увеличением концентрации лигносульфоната в растворе скорость реакции снижается. Оптимальной структурой растворения карбонатных пород кислотой с наиболее глубоким проникновением проводящих каналов в пласт являются доминантные червоточины. Тип образованной структуры зависит от соотношения скорости закачки и скорости химической реакции. Замедление скорости реакции позволит кислотному составу проникать в коллектор глубже, при сохранении кислотной емкости, что повышает эффективность кислотной обработки.

В дальнейшем планируется применение полученных результатов при фильтрационных исследованиях кислотных растворов на образцах карбонатных кернов для моделирования кислотной обработки.

Библиографический список

1. Improvement of bagasse become lignosulfonate surfactant for oil industry / R. Setiati, S. Prakoso, S. Siregar [et al.]. – Текст : электронный // IOP Conference Series : Earth and Environmental Science. – 2018. – Vol. 106. – URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/106/1/012105>.
2. Баязитова, С. Р. Влияние воздействия соляно-кислотного состава при обработке призабойной зоны пласта на эффективность притока / С. Р. Баязитова. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 4. – С. 24–27.
3. Патент № 2679029 Российская Федерация. Состав для кислотной обработки прискважинной зоны пласта : заявл. 18.12.00 : опубл. 20.08.02. – Текст : непосредственный.
4. Губайдуллин, М. Г. Экспериментальные исследования относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения нефти водой в сложнопостроенных коллекторах / М. Г. Губайдуллин, А. В. Юрьев, И. П. Белозеров. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 2. – С. 49–52.
5. Optimizing composition of sodium lignosulfonate and oleic acid to reach IFT 10^{-3} mixed surfactant on EOR operation / M. F. Afif, A. M. R. Putri, K. Rahmawati, U. Nuravifah. – Текст : электронный // Proceedings, Indonesian Petroleum Association, Thirty-Ninth Annual Convention & Exhibition. – 2015. – URL: http://archives.datapages.com/data/ipa_pdf/2015/ipa15-se-104.htm.
6. Tsau, J. S. Modeling of Permeability Reducing Vertical Conformance Treatments / J. S. Tsau, A. D. Hill, K. Sepehrnoori. – Текст : электронный // SPE Oilfield and Geothermal Chemistry Symposium. – 1985. – URL: <https://doi.org/10.2118/13569-MS>.

7. Юрьев, А. В. Изучение сложнопостроенных коллекторов с применением полноразмерного керна / А. В. Юрьев, И. П. Белозеров. – Текст : непосредственный // Арктические исследования : от экстенсивного освоения к комплексному развитию : материалы I международной молодежной научно-практической конференции (Архангельск, 26–28 апреля 2018) / Министерство образования и науки Российской Федерации, Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова, Федеральный исследовательский центр комплексного изучения Арктики имени академика Н. П. Лаверова Российской академии наук. – Архангельск, 2018. – Т. 2. – С. 56–60.
8. Bansal, B. B. Enhanced oil recovery using lignosulfonates / B. B. Bansal, V. Hornof, G. Neale. – DOI 10.1002/cjce.5450570212. – Текст : непосредственный // The Canadian Journal of Chemical Engineering. – 1979. – Vol. 57, Issue 2. – P. 203–210.
9. Neale, G. Importance of lignosulfonates in petroleum recovery operations / G. Neale, V. Hornof, C. Chiwetelu. – DOI 10.1139/v81-288. – Текст : непосредственный // Canadian Journal of Chemistry. – 1981. – Vol. 59, Issue 13. – P. 1938–1943.
10. Structure and Properties of Sodium Lignosulfonate with Different Molecular Weight Used as Dye Dispersant / D. Yang, H. Li, Y. Qin [et al.]. – DOI 10.1080/01932691.2014.916221. – Текст : непосредственный // Journal of Dispersion Science and Technology. – 2015. – Vol. 36, Issue 4. – P. 532–539.
11. Сентемов, А. А. Применение лигносульфонатов и их производных для увеличения добычи нефти. – Текст : непосредственный // Ломоносовские научные чтения студентов, аспирантов и молодых ученых – 2019. Сборник материалов конференции : в 2 томах / Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Северный (Арктический) федеральный университет им. М. В. Ломоносова ; составитель Ю. С. Кузнецова. – Архангельск, 2019. – Т. 2. – С. 408–412.
12. Патент № 2679029 Российская Федерация, МПК C09K 8/74. Состав для кислотной обработки прискважинной зоны пласта (варианты) : № 2018111905 : заявл. 02.04.2018 : опубл. 05.02.2019 / Мусабилов М. Х., Дмитриева А. Ю. ; патентообладатель Публичное акционерное общество «Татнефть» им. В. Д. Шашина. – 15 с. – Текст : непосредственный.
13. Patent US 6,186,231 B1. Conformance improvement in hydrocarbon bearing underground strata using lignosulfonate-acrylic acid graft copolymer gels : No 09/197,265 / Kalfoglou G. – Date of Patent : February 13, 2001. – Текст : электронный. – URL: <https://patents.google.com/patent/US6186231B1/en>.
14. Патент № 2230186 C2 Российская Федерация, МПК C09K 8/78, E21B 43/27 Состав для получения соляной кислоты в неактивной форме : № 2001132205/03 : заявл. 29.11.2001 : опубл. 10.06.2004 / Балакиров Ю. А., Микитченко Д. В. ; патентообладатель ЗАО «Нефтегазовая компания Дельта». – 6 с. – Текст : непосредственный.
15. Gogoi, S. B. Use of an effluent for enhanced oil recovery / S. B. Gogoi, B. M. Das. – Текст : непосредственный // Indian Journal of Chemical Technology. – 2012. – Vol. 19. – P. 366–370.
16. An overview of chemical enhanced oil recovery : recent advances and prospects / A. O. Gbadamosi, R. Junin, M. A. Manan [et al.]. – DOI 10.1007/s40089-019-0272-8. – Текст : непосредственный // International Nano Letters. – 2019. – Vol. 9, Issue 3. – P. 171–202.

17. Дорфман, М. Б. Влияние фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта на эффективность кислотной обработки / М. Б. Дорфман, А. А. Сен-темов. – DOI 10.18799/24131830/2020/2/2488. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 2. – С. 124–130.
18. Глущенко, В. Н. Солянокислый состав с использованием лигносульфонатов технических для обработки призабойной зоны / В. Н. Глущенко, Г. П. Хижняк. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 9. – С. 55–60.
19. Lignosulfonic Acid : A Renewable and Effective Biomass-Based Catalyst for Multicomponent Reactions / W. Chen, X. Peng, L. Zhong [et al.]. – DOI 10.1021/acssuschemeng.5b00091. – Текст : непосредственный // ACS Sustainable Chemistry & Engineering. – 2015. – Vol. 3, Issue 7. – P. 1366–1373.
20. Луговицкая, Т. Н. Объемные и поверхностные свойства лигносульфоновых кислот и их солей / Т. Н. Луговицкая, К. Н. Болатбаев, К. А. Островной. – Текст : непосредственный // Журнал прикладной химии. – 2014. – Т. 87, № 4 – С. 433–439.

References

1. Setiati, R., Prakoso, S., Siregar, S., Marhaendrajana, T., Wahyuningrum, D., & Fajriah, S. (2018). Improvement of bagasse become lignosulfonate surfactant for oil industry. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 106. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/106/1/012105>
2. Bayazitova, S. R. (2018). The Effect of Hydrochlorid-Acid Bottomhole Formation Treatment on Flow Stimulation. Oil and Gas Territory, (4), pp. 24-27. (In Russian).
3. Состав для кислотной обработки прискважинной зоны пласта. Пат. RF 2679029 Applied: 18.12.00. Published: 20.08.02. (In Russian).
4. Gubaidullin, M. G., Yuriev, A. V., & Belozerov, I. P. (2017). Experimental study of relative phase permeability and factors of oil replacement by water in complicatedly-composed reservoirs. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (2), pp. 49-52. (In Russian).
5. Afif, M. F., Putri, A. M. R., Rahmawati, K., & Nuravifah, U. (2015). Optimizing composition of sodium lignosulfonate and oleic acid to reach IFT 10^{-3} mixed surfactant on EOR operation. Proceedings, Indonesian Petroleum Association, Thirty-Ninth Annual Convention & Exhibition. (In English). Available at: http://archives.datapages.com/data/ipa_pdf/2015/ipa15-se-104.htm
6. Tsau, J. S., Hill, A. D., & Sepehrnoori, K. (1985). Modeling of Permeability Reducing Vertical Conformance Treatments. SPE Oilfield and Geothermal Chemistry Symposium. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/13569-MS>
7. Yuriev, A. V., & Belozerov, I. P. (2018). Study of complex reservoirs using the whole core. Arctic studies: from extensive development to integrated development materials of the I international youth scientific-practical conference (Arkhangelsk, April 26-28). Volume 2, pp. 56-60. (In Russian).
8. Bansal, B. B., Hornof, V., & Neale, G. (1979). Enhanced oil recovery using lignosulfonates. The Canadian Journal of Chemical Engineering, 57(2), pp. 203-210. (In English). DOI: 10.1002/cjce.5450570212

9. Neale, G., Hornof, V., & Chiwetelu, C. (1981). Importance of lignosulfonates in petroleum recovery operations. *Canadian Journal of Chemistry*, 59(13), pp. 1938-1943. (In English). DOI: 10.1139/v81-288
10. Yang, D., Li, H., Qin, Y., Zhong, R., Bai, M., & Qiu, X. (2015). Structure and Properties of Sodium Lignosulfonate with Different Molecular Weight Used as Dye Dispersant. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 36(4), pp. 532-539. (In English). DOI: 10.1080/01932691.2014.916221
11. Sentemov, A. A. (2019). *Primenenie lignosul'fonatov i ikh proizvodnykh dlya uvelicheniya dobychi nefti. Lomonosovskie nauchnye chteniya studentov, aspirantov i molodykh uchenykh - 2019. Sbornik materialov konferentsii: v 2 tomakh. Tom 2*, pp. 408-412. (In Russian).
12. Musabirov, M. Kh., & Dmitrieva, A. Yu. Composition for acid treatment of near-wellbore zone of reservoir (options). Pat. RF 2679029 No 2018111905 MPK C09K 8/74. Applied: 02.04.2018. Published: 05.02.2019. Bulletin No 4. 15 p. (In Russian).
13. Kalfoglou, G. (2001). Conformance improvement in hydrocarbon bearing underground strata using lignosulfonate-acrylic acid graft copolymer gels. Patent US 6,186,231 B1. No 09/197,265. (In English). Available at: <https://patents.google.com/patent/US6186231B1/en>
14. Balakirov, Yu. A., & Mikitchenko, D. V. Compound for receiving hydrochloric acid in inactive form. Pat. RF 2230186 C2 No 2001132205/03 MPK C09K 8/78, E21B 43/27. Applied: 29.11.2001. Published: 10.06.2004. 6 p. (In Russian).
15. Gogoi, S. B., & Das, B. M. (2012). Use of an effluent for enhanced oil recovery. *Indian Journal of Chemical Technology*, 19, pp. 366-370. (In English).
16. Gbadamosi, A. O., Junin, R., Manan, M. A., Agi, A. & Yusuff, A. S. (2019). An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects. *International Nano Letters*, 9(3), pp. 171-202. (In English). DOI: 10.1007/s40089-019-0272-8
17. Dorfman, M. B., & Sentemov, A. A. (2020). Influence of reservoir properties of the bottomhole zone on acidizing efficiency Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. *Geo Assets Engineering*, 331(2), pp. 124-130. (In Russian). DOI: 10.18799/24131830/2020/2/2488
18. Glushchenko, V. N., & Khizhnyak, G. P. (2010). Hydrochloric acid composition with usage of technical lignosulfites to treat formation critical zone. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (9), pp. 55-60. (In Russian).
19. Chen, W., Peng, X., Zhong, L., Li, Y., & Sun, R. (2015). Lignosulfonic Acid: A Renewable and Effective Biomass-Based Catalyst for Multicomponent Reactions. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 3(7), pp. 1366-1373. (In English). DOI: 10.1021/acssuschemeng.5b00091
20. Lugovitskaya, T. N., Bolatbaev, K. N., & Ostrovnoi, K. A. (2014). Bulk and surface properties of lignosulfonic acids and their salts. *Russian Journal of Applied Chemistry*, 87(4), pp. 428-433. (In English).

Сведения об авторах

Дорфман Михаил Борисович, к. т. н., доцент кафедры бурения скважин, разработки нефтяных и газовых месторождений, Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова, г. Архангельск

Information about the authors

Mikhail B. Dorfman, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Well Drilling, Oil and Gas Field Development, Northern (Arctic) Federal University named after M. V. Lomonosov, Arkhangelsk

Сентемов Андрей Алексеевич, аспирант кафедры бурения скважин, разработки нефтяных и газовых месторождений, Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова, г. Архангельск, e-mail: sentemov.a.a@yandex.ru

Белозеров Иван Павлович, инженер учебно-производственной лаборатории петрофизических исследований керна инновационно-технологического центра арктических нефтегазовых лабораторных исследований, Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова, г. Архангельск

Andrey A. Sentemov, Postgraduate at the Department of Well Drilling, Oil and Gas Field Development, Northern (Arctic) Federal University named after M. V. Lomonosov, Arkhangelsk, e-mail: sentemov.a.a@yandex.ru

Ivan P. Belozеров, Engineer of Petrophysical Core Studies Laboratory in Innovative Technology Center of Arctic Oil and Gas Laboratory Studies, Northern (Arctic) Federal University named after M. V. Lomonosov, Arkhangelsk

УДК 622.24.08:004.942.032.26

Нейросетевая модель прогнозирования скорости и режимов бурения скважин в сложнопостроенных коллекторах

Ю. Е. Катанов

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
e-mail: katanov-juri@rambler.ru

Аннотация. Рассмотрена проблема, связанная с исследованием скоростей бурения скважин в сложнопостроенных коллекторах, решение которой представлено в виде нейросетевой модели, учитывающей структурные, геомеханические и технологические особенности системы «массив — скважина».

Представлена возможность прогнозирования способа бурения скважин с различными прочностными и структурно-литологическими характеристиками массива на базе нейросетевого моделирования.

Целью данного исследования является получение математических моделей для исследования вероятностно-статистических закономерностей процессов бурения скважин в условиях неопределенности.

Научной новизной выполненной работы является качественная и количественная оценки взаимовлияния геолого-технологических факторов на скорость бурения скважин; поиск оптимальных режимов бурения скважин в условиях сложнопостроенных коллекторов на базе математического моделирования.

Ключевые слова: нейросеть; подвыборка; персептрон; радиально-базисные функции; кросс-проверка; прогнозирование

Neural network model of the wells' drilling speed and modes predicting in complex reservoirs

Yury E. Katanov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
e-mail: katanov-juri@rambler.ru

Abstract. The article considers the problem connected with the study of well drilling rates in complex reservoirs. Its solution is presented in the form of a neural network model that takes into account the structural, geomechanical and technological features of the «rock mass — well» system.

The possibility of predicting the well drilling method with different strength and structural-lithological characteristics of the massif, based on neural network modeling, is presented.

The purpose of this study is to obtain mathematical models for analysis of the probabilistic and statistical patterns of well drilling processes in conditions of uncertainty.

The scientific novelty of the work performed is the qualitative and quantitative assessment of the mutual influence of geological and technological factors on the well drilling rate; search for optimal well drilling modes in complex reservoirs on the basis of mathematical modeling.

Key words: neural network; subsampling; perceptron; radial-basis functions; cross-validation; forecasting

Введение

Для многих месторождений Среднего Приобья характерны терригенные отложения, представленные песчаниками, алевролитами, глинистыми породами с различными структурно-текстурными особенностями [1–3].

Для горных пород, представленных совокупностями линзовидных формаций, которые не имеют единой структурной формы, связанных с закономерностями формирования латеральных экранов, характерны различные тепловые аномалии и высокие пластовые давления.

Подобная корреляционная закономерность может быть охарактеризована как комплексирование результатов исследования зон трещиноватости и зон глубинных разломов, которые способствуют возникновению аномальных тепловых полей и разветвленных систем трещин, что значительно усложняет исследования закономерностей цифрового воссоздания геологических структур.

Матрица трещинно-поровых коллекторов практически непроницаема, а в межзерновой пористости песчаников (не более 2–3 %) проницаемость матрицы полностью будет отсутствовать [4, 5].

Трещинные типы коллекторов особенно развиты в толщах аргиллитов, что не позволит (практически полностью) их детально идентифицировать даже по данным геофизических исследований. Однако для песчаников и алевролитов баженовской и иных свит в комплексах переслаивания структур литологических типов допустима возможность идентификации неоднородных толщ, базирующаяся на вероятностно-статистической оценке изменения их структуры на этапах проектирования залежей углеводородов.

На месторождениях Восточной Сибири коллекторы трещинно-порового, трещинного и иных типов в толщах терригенных отложений представлены песчаниками и алевролитами с незначительными петрофизическими характеристиками, по причине присутствия в них развитых разнонаправленных систем трещин различной длины.

В условиях таких сложнопостроенных коллекторов требуется комплексный подход, включающий адекватную математическую базу для формирования оптимальной технологической схемы при проектировании бурения в условиях неопределенности поведения системы «массив — скважина».

Объект и методы исследования

Целью данного исследования является получение математических моделей для оценки механической скорости бурения в сложнопостроенных породах, а также алгоритмов исследования режимов бурения скважин в условиях неопределенности [6, 7].

Для написания научной работы были использованы исследования особенностей горных пород, механизмы построения нейросетевых моделей и способы их применения, представленные в работах Ю. Е. Катанова, А. К. Ягафарова, И. П. Попова и других отечественных и зарубежных ученых [8, 9].

Экспериментальная часть/постановка эксперимента

Нейронная сеть представляет собой математический инструмент, который способен моделировать любую непрерывную функцию $f(\vec{x}; W)$ (рис. 1).



Рис. 1. Схема формирования нейронной сети

Нейросети представлены самообучающимися системами (алгоритмами), которые позволяют идентифицировать огромное количество данных при реализации наиболее вероятных прогнозов для принятия решений в индивидуальных ситуациях.

Возможности обучения и самообучения являются одними из главных преимуществ нейросетей перед традиционными методами исследования различных закономерностей.

С математической точки зрения процесс обучения нейросетей представляется в виде многопараметрической задачи нелинейной оптимизации.

Как правило, нейросети используются для моделирования взаимосвязей, когда не известен точный вид данных связей между исследуемыми зависимыми (выходными) и независимыми (входными) переменными.

Основу нейросети составляют искусственные нейроны, которые позволяют на практике реализовать разнородные нелинейные функции для многих исследуемых переменных с привлечением любого количества скрытых нейронов:

- получение моделей классификации и распознавание образов;
- получение моделей принятия решений в условиях неопределенности;
- получение моделей кластеризации и поиск скрытых зависимостей;
- получение моделей прогнозирования;
- формирование алгоритмов снижения размерностей исследуемых систем и т. д.

Искусственные нейроны представлены совокупностями входных сигналов в виде вещественных чисел в отрезке $[0; 1]$, формирующих нелинейные функции, характеристиками которых являются весовые коэффициенты.

Целостная структура таких функций представлена диадой нелинейного преобразователя и сумматора.

Все нейроны обладают входными однонаправленными связями (синапсы), посредством которых происходит соединение с выходными сигналами синоптических сочетаний других нейронов (аксон).

Каждый синапс (отдельная связь) характеризуется весовой характеристикой текущей связи в виде взвешенных сумм всех сигналов, подаваемых на вход.

В результате идентификации всех нейросетевых формаций на выходе будет получено единственное решение, соответствующее наиболее вероятностному исходу.

Следует отметить, что в нейросетях реализуется принцип параллельной обработки сигналов для объединения большого числа нейронов в отдельные «слои», имеющие индивидуальные конфигурации и концепты взаимодействия по отношению к другим формациям (принцип послойного взаимодействия). Например, при интерпретации объединения геологических слоев в пачки, серии пачек, в массивы и т. д.

В качестве универсального механизма построения сетевой архитектуры многослойных нейросетей (задачи классификации и регрессии) можно использовать многослойные персептроны с различными вариациями передаточных функций или обратными (перекрестными или последовательными) связями.

Стратегии построения нейросетей представлены пользовательской нейросетью (формируется только одна архитектура нейросети на усмотрение исследователя), автоматической нейросетью (формируются множества различных архитектур нейросетей, среди которых выбираются оптимальные с точки зрения показателей производительности), стратегией многократных подвыборок (бутстреп или случайные подвыборки, основанные на построении ансамблей нейросетей в рамках единой архитектуры для разных подвыборок).

Бутстреп в статистической обработке разнородных данных (Bootstrap) — это информационно-аналитический метод исследования вероятностных распределений информационных массивов, который основан на многократной генерации выборок (подвыборок) методом Монте-Карло на базе имеющейся исходной совокупности.

Интерпретация результатов исследования может быть реализована как для случаев увязки к отдельной нейросети и ансамблю нейросетей, так и по отдельным выборкам (контрольная, обучающая, тестовая).

Например, можно создать нейросеть для исследования геологотехнологических параметров конкретной скважины; исследовать структурно-деформационные характеристики массива при «его работе» на сжатие, растяжение и сдвиг (в соответствии с работой нагнетательных, добывающих, поисково-разведочных и пробных скважин).

Информационно-математическую основу любых нейросетей формируют:

- линейная модель $f(\vec{x}, W) = \sum_j x_j \cdot w_j$;
- обобщенная линейная модель $f(\vec{x}, W) = \varphi(\sum_j x_j \cdot w_j)$;
- нелинейная модель $f(\vec{x}, W) = \sigma(\sum_k x_k \cdot w_k(\vec{x}, W))$,

где $\vec{x}$ — вектор всех входных сигналов нейронов; W — весовые коэффициенты исходных параметров; x_j — сетевые сигналы для линейной нейросетевой модели; w_j — сетевые веса для линейной нейросетевой модели; σ — значение ширины окна используемой функции (функций) построения нейросети; x_k — сетевые сигналы для нелинейной нейросетевой модели; w_k — сетевые веса для нелинейной нейросетевой модели; j, k — соответственно, количество компонент скрытых слоев для обобщенной линейной и нелинейной нейросетевых моделей.

Перед тем как создать нейросеть для исследования и идентификации оптимальных значений механической скорости и режимов бурения сложнопостроенных коллекторов, рассмотрим задачу прогнозирования временного ряда на базе модели АРППС (ARIMA) (модель проинтегрированного скользящего среднего и авторегрессии; AutoRegressive Integrated Moving Average), математическая основа которой представлена динамикой изменения значений механической скорости разведочного бурения на первые 200 метров проходки (рис. 2).

Для сглаживания исходных данных (минимизации пиковых значений на всем интервале в соответствии с выбранной шкалой) был использован спектральный анализ Фурье [10].

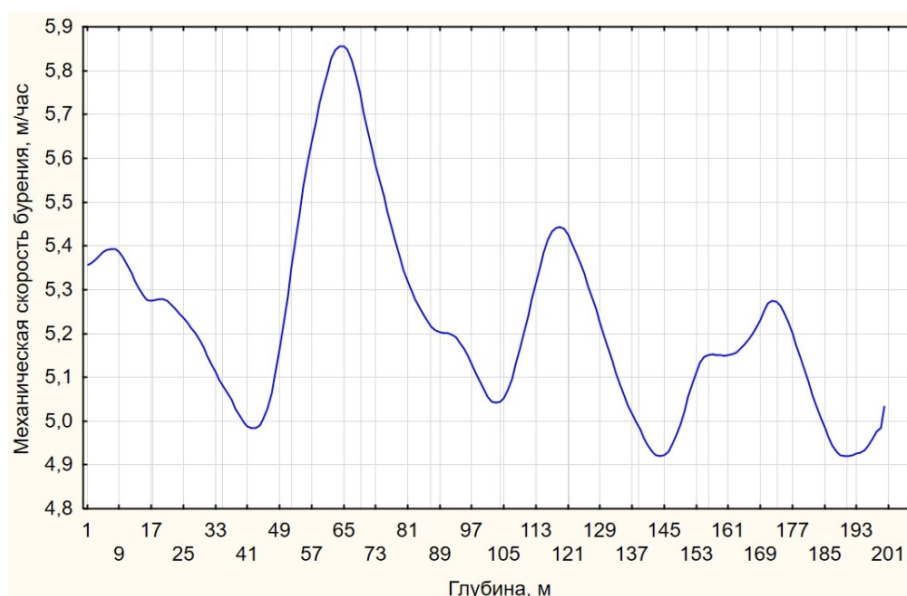


Рис. 2. Сглаженный временной ряд

На рисунке 2 прослеживаются явный полиномиальный тренд и не совсем явная периодичность, которая является базисной характеристикой временного ряда, благодаря которой можно осуществить поиск адекватной модели прогнозирования.

Периодичность не всегда можно «определить на глаз», поэтому можно построить периодограмму, наибольший пик которой будет соответствовать искомому периоду для идентификации значения временного лага (уровень влияния одного события на другие в течение некоторого временного интервала).

При невозможности идентификации временного лага задача прогнозирования на базе модели АРППС (ARIMA), а также при нейросетевом моделировании значительно усложняется, поскольку увеличивается вероятностный размах кросс-энтропии при выборе обучающих параметров системы «массив — скважина».

На рисунке 3 представлен прогноз значений механической скорости бурения, достоверность (вероятность такого исхода) которого равна 0,95916 при средневзвешенной ошибке прогноза 2,66 %.

Размах возможных значений механической скорости бурения с учетом интервалов допустимых значений равен (4,69; 5,09) м/ч.

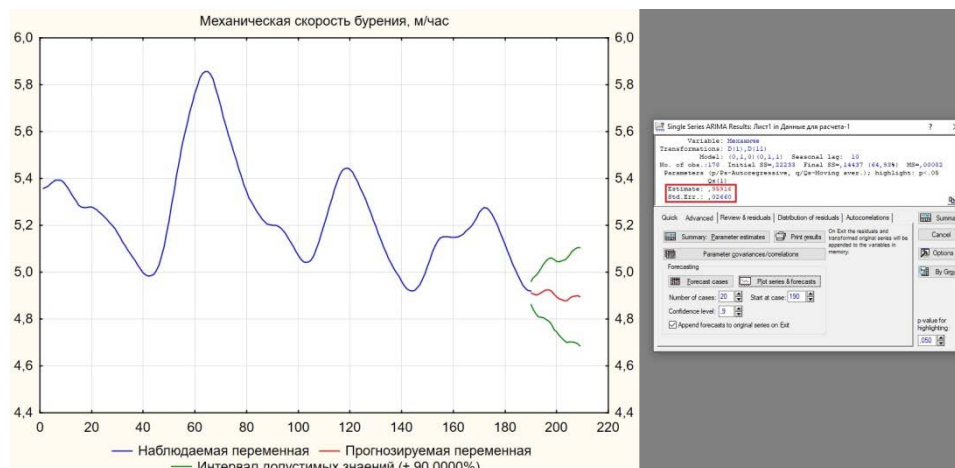


Рис. 3. Прогноз механической скорости бурения

Чтобы снизить такой уровень неопределенности, целесообразно создать альтернативный математический инструмент для исследования параметров бурения — нейросеть в задачах прогнозирования и классификации, выполненный, для примера, в пакете моделирования STATISTICA и содержащий в своей расчетной базе необходимые массивы данных [4, 7].

Для нейросетевой модели регрессия будет означать, что исследуемая переменная временного ряда является непрерывной.

В качестве начального условия, касающегося того факта, что не будут использованы определенные наблюдения из общей совокупности (для примера, последние 10 наблюдений), будет означать, что данные случаи будут оставлены для кросс-проверки (сквозная проверка по модели).

Всего в исходной базе данных было 200 случаев, следовательно, в задаваемом диапазоне для построения нейросети будет использовано с 1 по 190 случаев, без последних 10.

В качестве стратегии построения нейросети будет выбрана автоматическая нейронная сеть (АНС).

Для данной стратегии тестовые подвыборки задаваться не будут, поскольку уже было оставлено 10 последних наблюдений для кросс-проверки.

Для контрольной выборки, которая используется для остановки процесса обучения нейросети, будут взяты 30 % от всех наблюдений в произвольном порядке.

Это работает следующим образом: если фиксируется увеличение ошибки расчетов на контрольной выборке, то это свидетельствует о преоблада-

нии события переобучаемости нейросетевой модели и необходимости отклонения концепции ее дальнейшего обучения.

Как правило, необходимое количество наблюдений, подаваемых на вход в нейросеть, достаточных для ее адекватного обучения, будет определено размером окна нейросети.

Для автоматизированной стратегии исследования временных рядов использование моделей РБФ (RBF) (Радиальные базисные функции, Radial basis functions) будет нецелесообразным по причине их ориентирования на периодические ряды, которые не содержат глобальный тренд.

Поэтому основу случаев использования РБФ (RBF) составляют задачи интерполирования, когда исходные данные содержат множества пустых ячеек, которые целесообразно восстановить перед последующей их совместной обработкой с цельным массивом информации.

Нейросети, сформированные на РБФ (RBF), будут воспроизводить гауссовские поверхности откликов (результаты моделирования), поскольку они содержат промежуточные слои, состоящие из различных совокупностей радиальных элементов [11].

Поскольку функции откликов являются нелинейными, то использовать более одного промежуточного слоя в рамках модели восстановления произвольных нейросетевых зависимостей будет нецелесообразно.

Возникает вопрос, как корректно сформировать комбинации выходов для скрытых радиальных элементов нейросети и выбрать их необходимое количество, при дальнейшей идентификации наиболее оптимального выхода [12].

Для оптимального решения данного вопроса можно представить в виде линейных комбинаций исследуемые радиальные элементы (в виде взвешенных сумм гауссовых функций с понижениями по краям и с вершиной в центре), чтобы характеристики выходного слоя нейросети РБФ (RBF) содержали линейные функции активации [13].

Радиальные элементы задаются своими центром и «радиусом». Положения исследуемых точек в N-мерном пространстве будет определено N числовыми параметрами, число которых равняется количеству весовых характеристик у всех линейных элементов. Следовательно, координаты центров всех радиальных элементов будут тождественны их «весам». Радиусы (отклонения) исследуемых характеристик будут определены как «пороги».

Не следует путать понятия «весов» и «порогов» для радиальных и линейных элементов, поскольку радиальные «пороги» представлены отклонениями, радиальные «веса» — точками.

Однако для автоматизированной стратегии могут быть задействованы модели МЛП (MLP) (Многослойный перцептрон, Multilayered perceptron), поскольку данный механизм построения нейросетей является универсальным для любых задач, поэтому он будет задействован в данном исследовании.

В процессе линейного моделирования определение конфигураций нейросетей, предоставляющих возможность идентификации абсолютных минимумов для указанных интервалов допустимых ошибок, алгоритмически допустимо [14].

При использовании нелинейных возможностей нейросетей может быть сформирован инструментарий их корректировки с целью снижения уровня ошибок, когда нет абсолютной уверенности в том, что создание новых вариантов нейросетевых моделей позволит добиться еще меньших ошибок в исследованиях.

В подобных допущениях очень полезно понятие поверхности ошибок, суть которого сводится к следующему. Каждому из «весов» и «порогов» нейросети (при обозначении N как общего числа свободных параметров модели) ставится в соответствие одно измерение в формируемом многомерном пространстве.

Тогда $N+1$ измерение будет соответствовать ошибке нейросети, как значение-индикатор выхода за пределы области ее функционирования.

Поэтому для любых сочетаний исследуемых «весов» в $N+1$ -мерном пространстве представление в виде отдельных точек соответствующих величин ошибок нейросети позволит выделить их совокупность, называемую поверхностью ошибок.

Одной из главных задач корректного обучения нейросети является поиск на этом многомерном подмножестве самой низкой точки [15].

Для традиционных моделей (например, линейных), в качестве функции ошибок для которых выступает сумма квадратов (SOS — Sum of squares), формируемая поверхность ошибок геометрически будет представлена параболоидом (квадрикой) — некой гладкой поверхностью, которая похожа на часть поверхности сферы, с единственным минимумом. Для таких ситуаций локализовать этот минимум будет достаточно просто.

В случае использования нейросетей, поверхность ошибок будет представлена усложненным геометрическим строением, которое может содержать лишь локальные минимумы (отдельные точки, расположенные ниже остальных в индивидуальной окрестности, но находящиеся выше чем глобальный минимум), подмножества седловых точек, различные плоские участки, узкие и длинные геометрические «овраги» [16].

Аналитико-графическими средствами нельзя будет определить положение такого глобального минимума на поверхности ошибок, поэтому один из приоритетов адекватного обучения нейросети, по сути дела, и будет заключаться в исследовании поверхности ошибок.

При случайной конфигурации начальных «весов» и «порогов» (то есть если взять случайную точку на поверхности ошибок) совершенствующийся алгоритм обучения постепенно отыщет глобальный минимум. Как правило, для этого вычисляется наклон (градиент) поверхности ошибок в данной случайной точке, а затем полученная информация будет использована для дальнейшего «продвижения вниз» относительно геометрического «склона».

В итоге алгоритм остановится в некоторой нижней точке, которая, возможно, окажется лишь локальным минимумом (в лучшем случае — глобальным минимумом).

Для персептронов индивидуально установленный интервал скрытых нейронов (для данного примера) будет содержать их минимальное и максимальное количество от 5 до 20, а для обучения сети будут использованы 50 слоев; в качестве функции ошибки будет использована Sum of squares

(SOS — Сумма квадратов), потому что по своей сути любой временной ряд представляет собой задачу регрессии.

Для входных нейронов в качестве функций активации моделей МЛП (MLP), соответственно, будут заданы Tanh, Logistic, Sine, Exponential (Гиперболическая, Логистическая, Синусоидальная, Экспоненциальная), а для выходных нейронов — Tanh, Logistic, Sine, Identity, Exponential (Гиперболическая, Логистическая, Синусоидальная, Тожественная, Экспоненциальная).

Затухание нейросети использоваться не будет для данной задачи.

В качестве установок для рандомизации можно выбрать начальное значение подвыборок, что приведет к тому, что для всех сетей будут генерироваться одни и те же обучающие контрольные подвыборки.

Этот прием полезен в тех случаях, когда требуется посмотреть на качество модели именно на одних и тех же подвыборках. Но поскольку для данного примера используются разные подвыборки, то данный прием не требуется [17, 18].

Итог обучения сети представлен на рисунке 4.

Слева направо: Первый столбец — Net name (Архитектура сети), например, MLP-10-8-1 расшифровывается как — используется модель многослойного персептрона МЛП (MLP), имеющая 10 входов, 8 скрытых нейронов и 1 выход.

Второй столбец — Training perf. (Производительность обучения), характеризуется величиной корреляции между искомым рядом и предсказанным, соответственно, на каждой подвыборке (чем значение больше, тем лучше сформированная сеть).

Третий столбец — Test perf. (Контрольная производительность) — охарактеризован возможной поддержкой корреляций на контрольных (обучающих) подвыборках и при минимизации между ними резких отличий, что позволит предположить равномерную работу нейромодели как на обучении, так и на контроле.

Четвертый столбец пропущен, так как не было проверочных этапов (заранее были оставлены 10 последних наблюдений для кросс-проверки).

Пятый и шестой столбцы — Training error (Ошибка обучения) и Test error (Контрольная ошибка), соответственно, численные значения функционала ошибки как на обучении, так и на контроле.

Седьмой столбец пропущен.

Восьмой столбец — Training algorithm (Алгоритм обучения) и итерация (значение, указанное после аббревиатуры алгоритма), на которой этот алгоритм был остановлен.

Девятый, десятый и одиннадцатый столбцы — соответственно, Error function (Функция ошибки) (SOS — Сумма квадратов), Hidden activation (Функция активизации скрытых нейронов) и Output activation (Функция активизации выходных нейронов).

Для визуальной оценки качества моделей можно воспользоваться диаграммой рассеяния: поле X-axis определено целевой зависимостью (Target); поле Y-axis — выходной зависимостью (Output) (рис. 5).

STATISTICA: [Данные для расчета-2* - Summary of active networks (Лист1 in Данные для расчета-2)]

File Edit View Format Statistics Data Mining PROCEED Graphs Tools Workbook Scorecard

Neural Networks: C Analysis, Machine Learning, Optimal Binning, Link Analysis, Association Rules, Rapid Deployment, Workspaces, Optimizations, Feature Selection, Weight of Evidence

Trees/Partitioning: Boosted Random Forests, MARS, L-frees, CHAD, C&RT

Summary of active networks (Лист1 in Данные для расчета-2)

Include cases: 1130

Index	Net name	Training perf.	Test perf.	Validation perf.	Training error	Test error	Validation error	Training algorithm	Error function	Hidden activation	Output activation
1	MLP 10-8-1	0.990032	0.987522	0.987522	0.00577	0.00683		BFGS 10	SOS	Sine	Identity
2	MLP 10-6-1	0.991193	0.98035	0.98035	0.00503	0.00660		BFGS 25	SOS	Tanh	Exponential
3	MLP 10-8-1	0.994631	0.98300	0.98300	0.00301	0.00568		BFGS 140	SOS	Exponential	Exponential
4	MLP 10-4-1	0.991390	0.985981	0.985981	0.00489	0.00788		BFGS 24	SOS	Tanh	Logistic
5	MLP 10-5-1	0.991571	0.986415	0.986415	0.00481	0.00744		BFGS 55	SOS	Logistic	Tanh
6	MLP 10-6-1	0.993632	0.986133	0.986133	0.00360	0.00780		BFGS 90	SOS	Exponential	Exponential
7	MLP 10-8-1	0.991819	0.986433	0.986433	0.00465	0.00744		BFGS 36	SOS	Tanh	Tanh
8	MLP 10-3-1	0.990245	0.986512	0.986512	0.00561	0.00775		BFGS 23	SOS	Logistic	Exponential
9	MLP 10-8-1	0.990145	0.987058	0.987058	0.00561	0.00698		BFGS 10	SOS	Identity	Identity
10	MLP 10-2-1	0.990242	0.987074	0.987074	0.00568	0.00709		BFGS 15	SOS	Identity	Identity

SANN - Results: Лист1 in Данные для расчета-2

Active neural networks

Net ID	Net name	Training perf.	Test perf.	Validation perf.	Algorithm	Error funct.
1	MLP 10-8-1	0.990032	0.987522	0.987522	BFGS 10	SOS
2	MLP 10-6-1	0.991193	0.98035	0.98035	BFGS 25	SOS
3	MLP 10-8-1	0.994631	0.98300	0.98300	BFGS 140	SOS
4	MLP 10-4-1	0.991390	0.985981	0.985981	BFGS 24	SOS

Select/Unselect active networks

Build models with CNN, Build models with ANS, Build models with Subsampling

Predictions | Graphs | Details | Time series | Custom predictions

Predictions spreadsheet

Predictions type

Standalones

Ensemble

Standalones and ensemble

Include

Inputs

Targets

Output

Residuals

Variables

Confidence intervals

Save networks

Options

Samples

Train

Test

Validation

Missing

Рис. 4. Характеристики сформированных нейросетей

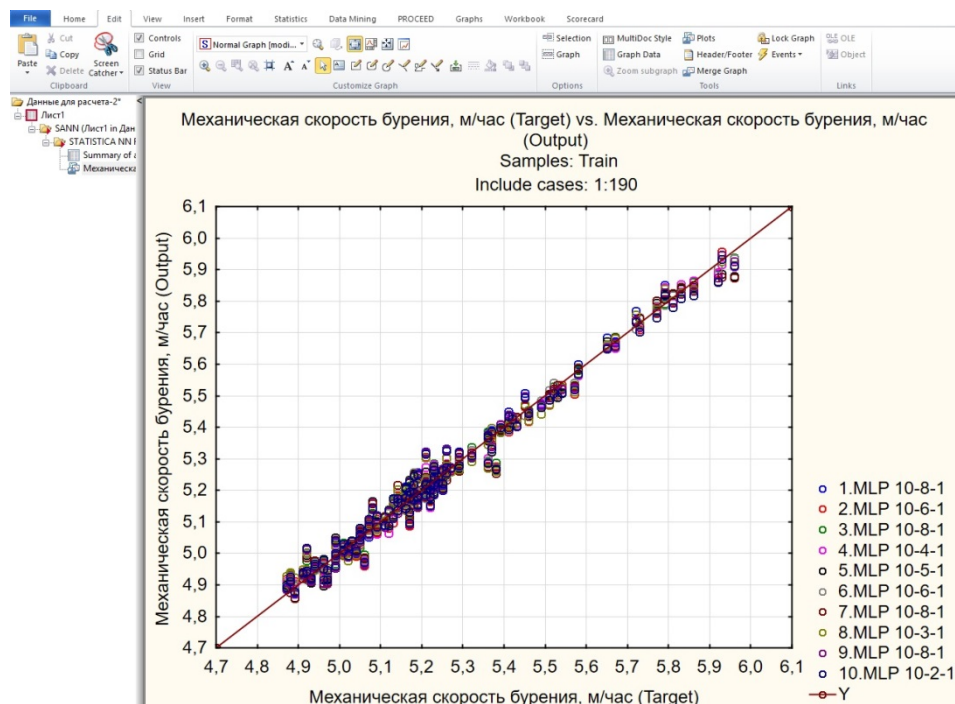


Рис. 5. Диаграмма рассеяния

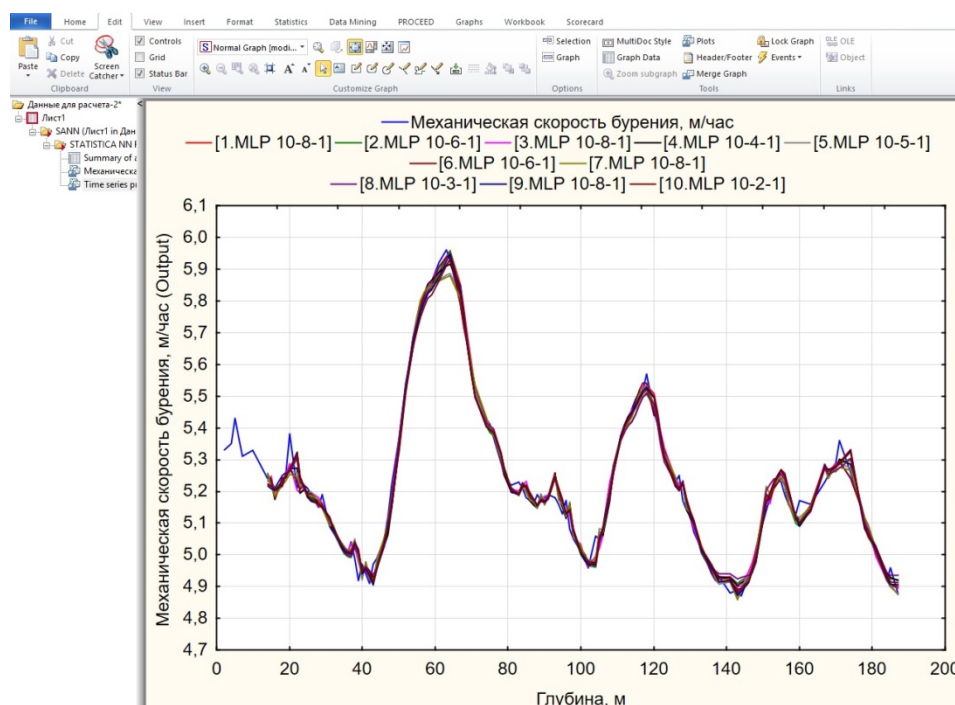


Рис. 6. Сопоставление прогнозов по нейромоделям и искомого ряда значений механической скорости бурения

Чем ближе исследуемые точки будут к выделенной прямой линии — тем лучше будет качество построенных нейросетей.

На рисунке 6 искомый ряд представлен «синим цветом», а предсказанные ряды для каждой нейромодели — другой палитрой (ориентироваться по легенде сверху).

Для детальной интерпретации таких преобразований используется проекция временного ряда, относительно которой каждое значение прогнозного ряда будет построено с учетом предыдущих значений исходного ряда (см. рис. 6).

Пусть не смущает относительная хаотичность линий — если обратить внимание на шкалу, видно, что значения величин сильно не отличаются друг от друга (см. рис. 6).

Чтобы визуально посмотреть, как эти проекции ложатся на весь временной ряд, можно начинать построение проекционной картины сразу с 1 наблюдения до 200, и далее, на 20 шагов вперед (1 шаг равен 1 метру) до отметки 220 метров (рис. 7).

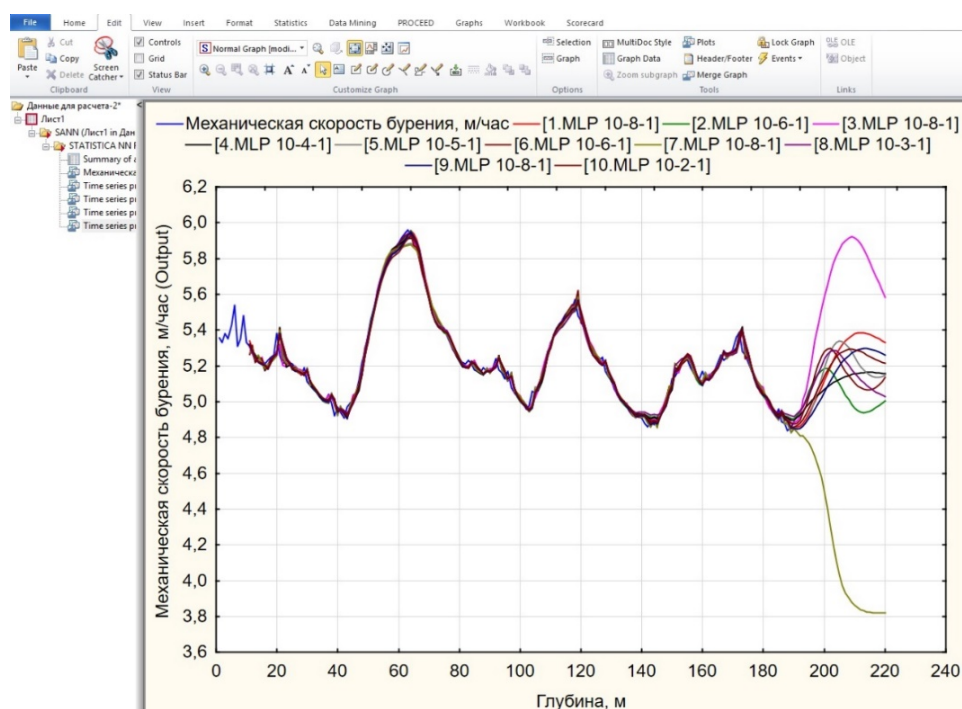


Рис. 7. График проекции с прогнозом на 20 метров вперед

Использовать все построенные нейромодели нет смысла. Чтобы определиться с выбором, какие из них удалить, можно посмотреть, как они проявят свою робастность (устойчивость) на большее число шагов вперед.

Из рисунка 7 видно, что есть модели, которые вообще не улавливают зависимость и их можно смело удалять — ориентируясь по легенде, это модели 3 и 7.

Из оставшихся моделей выбираем те (или ту), которые имеют минимальную ошибку прогноза и наибольшее значение производительности.

Наиболее оптимальными будут нейромодели 4 и 5.

Следует отметить, что цветовая палитра в легенде (при отображении результатов) изменяется по мере удаления не информативных сетей из общего списка.

Поэтому цвет ряда для модели 4 изменился на «красный», а для модели 5 на «зеленый» (рис. 8). Итоговый прогноз будет реализован относительно нейросетевой модели 5.

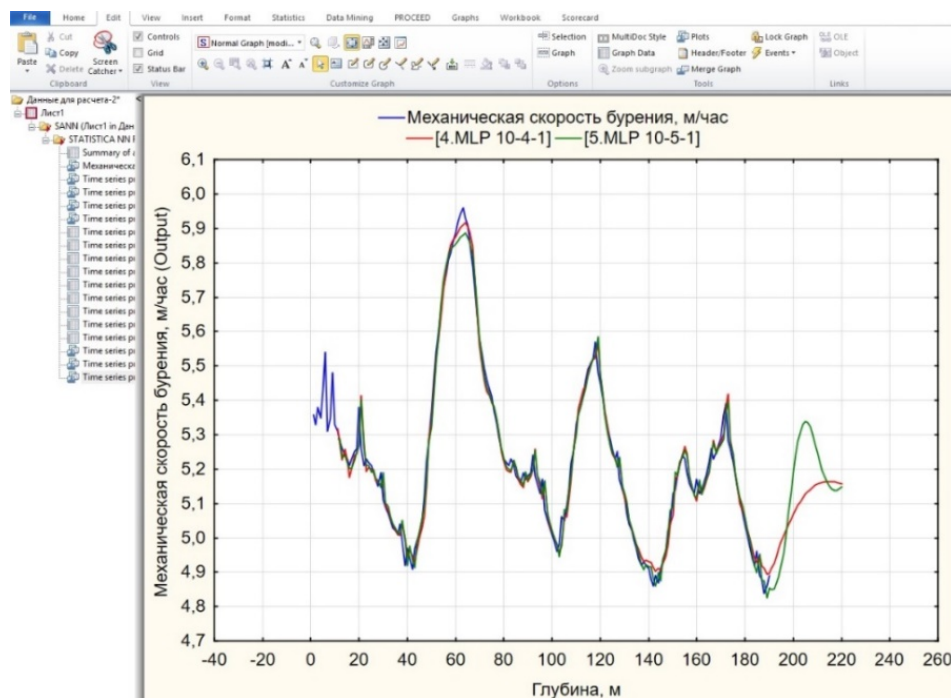


Рис. 8. Прогноз механической скорости бурения на базе нейромоделей

Если исходный ряд данных является сложным для исследования, то сразу ожидать идеальную нейромодель не нужно. Это достигается постепенно, по принципу от простого к сложному.

Далее можно анализировать качество сети.

Сравним прогноз построенной нейросети с тестовой выборкой, размер которой увеличим до количества значений исходного ряда (см. рис. 8).

Полученные ошибки прогноза, варьирующиеся в интервале (0,49–0,62 %), значительно ниже, чем вероятные ошибки прогноза, полученные при привлечении технологии прогнозирования на базе модели АРППС (ARIMA) (см. рис. 3).

Интерпретируя математическую основу нейросетей, можно утверждать, что результаты прогнозирования на базе временных рядов будут идентичны результатам многомерной регрессии в рамках нейромоделей, но соответствующие им области допустимых решений будут различными.

Процедуру поиска результатов регрессии целесообразно реализовать с учетом классической схемы построения математических моделей: при наличии адекватного базиса концептуальных и информационных моделей, далее, после привлечения необходимых численных методов начинать с

простых математических моделей, постепенно увеличивать их сложность посредством привлечения дополнительных условий до тех пор, пока качество построенных нейромоделей не станет удовлетворительным.

Теперь проведем классификацию временных рядов на базе нейромоделей для дополнения к уже выполненному исследованию.

Пусть исходные данные бурения содержат информацию о трех классах исследуемых объектов (Лопастные, Шарошечные, Алмазные долота), каждый из которых характеризуется 7 признаками (Диаметр долота, Диаметр УБТ (Утяжеленная бурильная труба), Расход промывочной жидкости, Средневзвешенная плотность пород, Осевая нагрузка, Механическая скорость бурения, Частота вращения).

Для задач классификации вводится еще одна переменная кодов, соответствующая настройке параметров обучения — для контрольной (Train) и обучающей (Select) выборки. Для классификации будут использованы три стратегии построения нейросетей: пользовательская нейросеть (ПНС), автоматическая нейросеть (АНС) и методы многократных подвыборок.

Какие из наборов данных будут обучающими подвыборками, а какие тестовыми, исследователь сам для себя решает при формировании исходных данных.

По стратегии Subsampling (Создание подвыборок), для примера будут построены 10 сетей. В задачах классификации, как правило, используются Logistic, Tanh (соответственно, логистические и гиперболические функции), как на Hidden neurons (Скрытые нейроны), так и на Output neurons (Выходные нейроны).

Процедура Weight decay (Затухание) будет использована для скрытого слоя нейронов посредством применения процедуры регуляризации (при внесении скрытых слоев). Для пользовательской нейросети можно выбрать построение с помощью РБФ.

Для данного примера количество сетей для обучения будет 5, а количество скрытых нейронов укажем равным 6 (выбор данного числа обусловлен тем, что имеется 6 классов в данной задаче классификации, поэтому минимальное их число должно быть не меньше числа классов).

Таким образом, суммарно по всем стратегиям было построено 22 модели, в которых указаны их архитектура, производительность на всех подвыборках, алгоритм обучения, функции ошибки и функции активации скрытых и выходных нейронов.

Также построена матрица ошибок по каждой сети, в которой будет указано число правильно (Correct) и неправильно (Incorrect) классифицированных наблюдений из общего их количества (Total) по каждой модели и каждому классу. В итоге необходимо будет выбрать те модели (из общего списка), которые имеют наибольшую производительность по всем подвыборкам (рис. 9).

Под производительностью модели классификации понимается процент корректного отнесения значений наблюдаемой переменной к значениям прогнозной переменной. Чем ближе величина производительности к 100 %, тем робастнее (устойчивее) построенная модель классифицирует исходные данные.

Для первой построенной нейросети с архитектурой MLP 7-12-3 (архитектура многослойного персептрона, 7 входов, 12 скрытых нейронов, 3 выхода) характерны следующие результаты.



Первый столбец Sample (Выборка) — тип выборки (обучающая или контрольная). Далее, слева направо распределены столбцы всех обрабатываемых переменных на входе (Input); после столбец целевого значения (Target) класса «Тип долота» и столбец выходного значения (Output), предсказанного сетью для данного класса; дальше представлены столбцы с вероятностями принадлежности наблюдений целевого класса к одному из трех (потому что было три класса переменных на входе — Алмазные, Лопастные и Шарошечные долота). Аналогично представлены результаты классификации для остальных нейросетей.

Принцип отнесения наблюдаемых значений к конкретному классу базируется на следующем: тот класс, которому соответствует наибольшая вероятность принадлежности, будет маркирован нейросистемой как исходный выходной класс. Значения, выделенные «красным цветом», указывают на ошибку отнесения к конкретному классу. В качестве оптимальной нейромодели классификации будет выбрана модель 20.

Построим лифтовые карты, которые позволяют как-то охарактеризовать качество классификации (рис. 10).

Принцип построения данных карт достаточно простой. Происходит сортировка всех наблюдений по вероятности принадлежности, например, к «шарошечным долотам». Далее выбирается количество наблюдений из сортированного списка в процентах (Percentile, условно ось X).

По карте видно, что первые 30 % наблюдений составляют около 70 % всех точек (условно ось Y), которые принадлежат «шарошечным долотам». При 30 % происходит охват всего множества точек, принадлежащих «шарошечным долотам».

Идеальным случаем для лифтовых карт (карт выигрышей) будут ситуации, когда убывающая кривая по построенной модели имеет только один явный угол к основной функции (чтобы было условное сочетание двух прямых). А в данной модели присутствуют 4 таких угла (см. рис. 10).

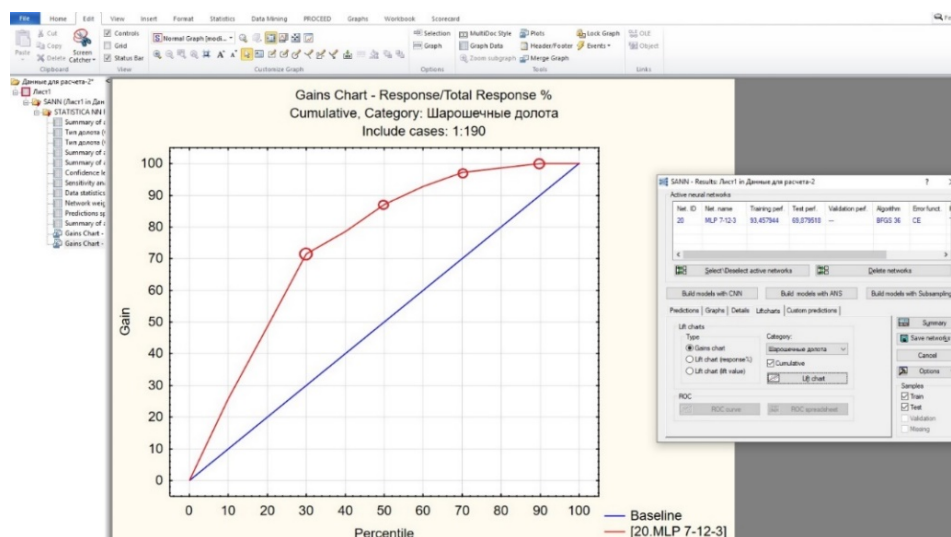


Рис. 10. Лифтовая карта

Лифтовая карта с откликом (Lift chart (response %)) представляется в следующем виде (рис. 11).

Относительно данного типа карты сортируются все наблюдения, и она показывает количество (процент) правильной классификации наблюдений.

Исходя из полученной зависимости, если возьмем 10 % отсортированных наблюдений (первая выделенная точка на оси X), то в них содержатся только элементы, принадлежащие «шарошечным долотам» (95 % — первая точка на оси Y). Если берем больше элементов (перемещаемся по оси X вправо), то накапливаются некоторые ошибки (спад кривой) и, соответственно, появляются элементы, которые не принадлежат к данному классу (снижение % по оси Y в соответствующих точках) [19, 20].

Данная кривая убывает до тех пор, пока не будут взяты все имеющиеся элементы (100 %). В данном примере значение 10 (условно ось X) формируется как отношение всех элементов «шарошечных долот» к элементам всей выборки. В идеальном случае для лифтовой карты с откликом убывающая кривая по построенной модели должна быть прямой [21, 22].

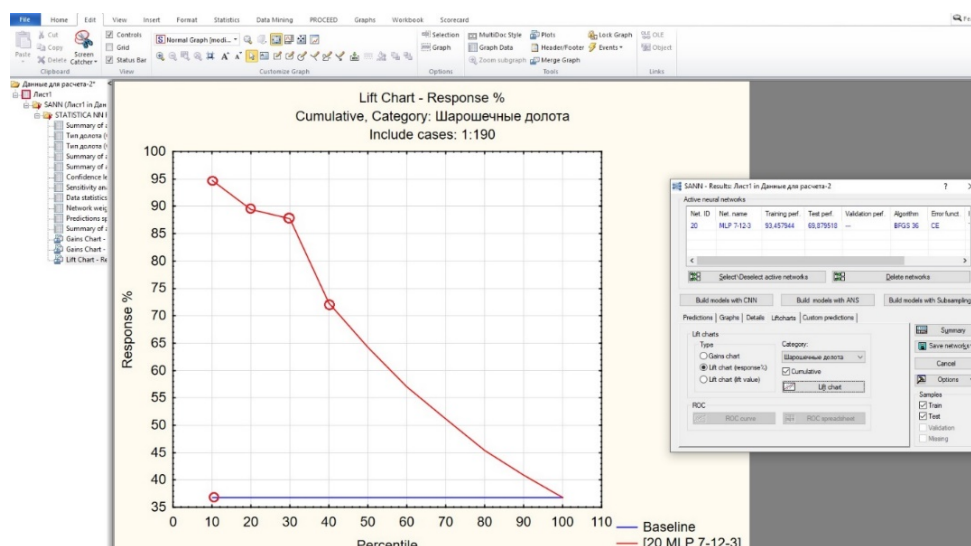


Рис. 11. Лифтовая карта с откликом

На основании выполненного нейросетевого моделирования был сформирован композиционный план, учитывающий полученные прогнозные значения механической скорости бурения на 20 метров глубже последней исследуемой отметки массива, на основании которого были выделены интервалы бурения и соответствующие им прогнозные значения скоростей и способов бурения при учете физико-механических характеристик пород и технологических особенностей возможного бурильного оборудования (рис. 12).

Итогом выполненного нейросетевого моделирования является разделение исследуемого бурением глубинного интервала на две стадии:

- для интервала бурения 200–214 метров величина средней механической скорости будет соответствовать средневзвешенному арифметическому значению (5,15; 5,34) — 5,27 м/ч, преимущественно для роторного

способа бурения при величине оборотов ротора в интервале 40–55 об/мин. Величина рекомендуемой производительности насосов и соответствующей нагрузки варьирует в пределах 40–46 л/с и 2–9 тонн;

- для интервала бурения 200–214 метров величина средней механической скорости будет соответствовать средневзвешенному арифметическому значению (5,14; 5,21) — 5,18 м/ч, преимущественно для турбинного способа бурения с рекомендуемой нагрузкой 2–9 тонн.

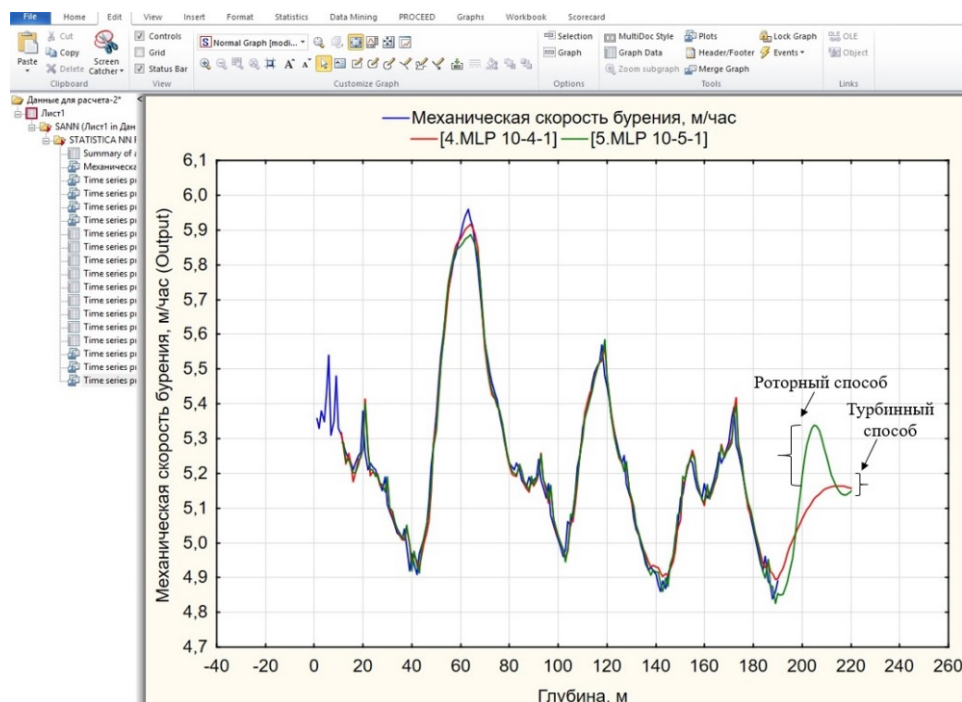


Рис. 12. Результаты нейросетевого моделирования

Результаты и обсуждение

Установлены закономерности изменения скорости бурения в сложнопостроенных коллекторах при различных технологических нагрузках. Предложена нейросетевая модель исследования способа бурения скважин, учитывающая структурные особенности геологического массива.

Результаты исследований были представлены на семинарах кафедр геологии месторождений нефти и газа, бурения нефтяных и газовых скважин, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, а также на научно-практических конференциях Тюменского индустриального университета.

Выводы

- На основании использования модели прогноза временного ряда АРППС (ARIMA) размах возможных значений механической скорости бурения 20 метров условной скважины, с учетом интервалов допустимых значений, равен (4,69; 5,09) м/ч при средневзвешенной ошибке прогноза 2,66 %.

- На основании нейросетевого моделирования при использовании механизмов построения нейросети, в частности, многослойного персептрона и радиально-базисных функций, прогнозная скорость бурения 20 метров условной скважины изменяется в интервале (4,85; 5,34) м/ч, с ее уточнением при смене способа бурения, при средневзвешенной ошибке прогноза 0,62 %.

В качестве рекомендации дальнейшего исследования можно предложить реализовать иерархическое комплексирование построенных нейросетевых моделей и алгоритмов решений с методами машинного обучения, что позволит включить в общий математический базис данные технологии, а также методы интеллектуального анализа геолого-промысловых и технологических данных.

Полученные аппроксимационные закономерности рекомендуется использовать при углубленном исследовании структурных особенностей массивов осадочного происхождения для дальнейшего прогнозирования скоростных характеристик бура в условиях неопределенности.

Библиографический список

1. Басарыгин, Ю. М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для вузов / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – Москва : Недра, 2001. – 679 с. – (Высшее образование). – Текст : непосредственный.
2. Булатов, А. И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для вузов / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – Москва : Недра, 2003. – 1007 с. – (Высшее образование). – Текст : непосредственный.
3. Балденко, Д. Ф. Винтовые забойные двигатели = Positive Displacement Downhole Motors : справочное пособие / Д. Ф. Балденко, Ф. Д. Балденко, А. Н. Гноевых. – Москва : Недра, 1999. – 375 с. – Текст : непосредственный.
4. Катанов, Ю. Е. Механизмы и принципы моделирования деформационно-пространственной неустойчивости горных пород / Ю. Е. Катанов. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 11. – С. 19–23.
5. Катанов, Ю. Е. Обоснование параметров горных пород (неоднородных сред) при моделировании / Ю. Е. Катанов, Н. В. Григорьев. – Текст : непосредственный // Международный научно-исследовательский журнал. – 2014. – № 8–1(27). – С. 18–21.
6. Иващенко, В. В. Прогнозирование продуктивных характеристик пород-коллекторов в условиях неопределенности / В. В. Иващенко, Ю. Е. Катанов. – Текст : непосредственный // Новая наука : Проблемы и перспективы. – 2016. – № 121–3. – С. 31–33.
7. Катанов, Ю. Е. Создание линейного симулятора для прогнозирования технологического процесса / Ю. Е. Катанов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 1. – С. 112–116.
8. Петухов, А. В. Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа / А. В. Петухов. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2002. – 276 с. – Текст : непосредственный.

9. Технологии повышения продуктивности скважин и воздействия на залежи углеводородов на месторождениях Западной Сибири : монография / А. К. Ягафаров, И. И. Клещенко, И. П. Попов [и др.] ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2017. – 204 с. – Текст : непосредственный.
10. Катанов, Ю. Е. Основы теории управления : учебное пособие / Ю. Е. Катанов ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 170 с. – Текст : непосредственный.
11. Katanov, Yu. E. Geological and mathematical analogy of reservoir and polymer structures / Yu. E. Katanov, V. M. Aleksandrov, A. K. Yagafarov. – Текст : непосредственный // TEST Engineering & Management. – 2020. – P. 6977–6991.
12. Murphy, K. P. Machine Learning : A Probabilistic Perspective / K. P. Murphy. – MIT Press, Cambridge, MA, USA, 2012. – 1070 p. – Текст : непосредственный.
13. Morin, F. Hierarchical Probabilistic Neural Network Language Model / F. Morin, Y. Bengio. – Текст : непосредственный // Proceedings of the Tenth International Workshop on Artificial Intelligence and Statistics. – 2005. – P. 246–252.
14. Nowlan, S. J. Simplifying Neural Networks by Soft Weight-Sharing / S. J. Nowlan, G. E. Hinton. – DOI 10.1162/neco.1992.4.4.473. – Текст : непосредственный // Neural Computation. – 1992. – Vol. 4, Issue 4. – P. 473–493.
15. Learning and Transferring Mid-Level Image Representations using Convolutional Neural Networks / M. Oquab, L. Bottou, I. Laptev, J. Sivic. – Текст : непосредственный // Proceedings of the IEEE Conference on Computer Vision and Pattern Recognition (CVPR). – 2014. – P. 1717–1724.
16. Saxe, A. M. Exact solutions to the nonlinear dynamics of learning in deep linear neural networks / A. M. Saxe, J. L. McClelland, S. Ganguli. – Текст : электронный. – URL: <https://arxiv.org/abs/1312.6120>.
17. Катанов, Ю. Е. Компьютерные технологии / Ю. Е. Катанов ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2020. – Ч. 1: Геология, геофизика, гидрогеология. – 180 с.
18. Катанов, Ю. Е. Разработка проекта информационного обеспечения «INTELLPRO» / Ю. Е. Катанов. – Текст : непосредственный // Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образовании : материалы V Всероссийской научно-технической конференции с международным участием (01–02 ноября 2012 года) / Отв. ред. О. Н. Кузяков – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2012. – С. 20–25.
19. Меньшиков, А. И. Исследование оптимальных режимов работы шарошечных долот в условиях неопределенности / А. И. Меньшиков. – Текст : непосредственный // Наука в современном обществе : закономерности и тенденции развития : сборник трудов Международной научно-практической конференции, (Стерлитамак, 4 апреля 2019 года). – Уфа : ООО «Омега Сайнс», 2019. – С. 48–54.
20. Меньшиков, А. И. Кластеризации параметров бурения / А. И. Меньшиков. – Текст : непосредственный // Технологическое развитие науки : тенденции, проблемы и перспективы : сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции (Стерлитамак, 8 июня 2019 года). – Уфа : ООО «Аэтерна», 2019. – С. 30–35.

21. Меньшиков, А. И. Исследование режимов работы шарошечных долот на основе деревьев решений / А. И. Меньшиков. – Текст : непосредственный // Информационные технологии как основа прогрессивных научных исследований : сборник трудов Международной научно-практической конференции (Пермь, 25 мая 2020 года). – Уфа : ООО «Аэтерна», 2020. – С. 78–83.

22. Меньшиков, А. И. Прогнозирование механической скорости бурения массива шарошечными долотами на основе нейросетевого моделирования / А. И. Меньшиков. – Текст : непосредственный // Информационные технологии как основа прогрессивных научных исследований : сборник трудов Международной научно-практической конференции (Пермь, 25 мая 2020 года). – Уфа : ООО «Аэтерна», 2020. – С. 83–87.

References

1. Basarygin, Yu. M., Bulatov, A. I., & Proselkov, Yu. M. (2001). Tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 679 p. (In Russian).
2. Bulatov, A. I., Proselkov, Yu. M., & Shamanov, S. A. (2003). Tekhnika i tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 1007 p. (In Russian).
3. Baldenko, D. F., Baldenko, F. D., & Gnoevykh, A. N. (1999). Positive Displacement Downhole Motors. Moscow, Nedra Publ., 375 p. (In Russian).
4. Katanov, Yu. E. (2014). Mechanisms and principals of modeling of rocks deformational-spatial instability. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (11), pp. 19-23. (In Russian).
5. Katanov, Yu. E., & Grigoriev, N. V. (2014). Substantiation of the parameters of rocks (heterogeneity environments) when modeling. International research journal, (8-1(27)), pp. 18-21 (In Russian).
6. Ivashchenko, V. V., & Katanov, Yu. E. (2016). Prognozirovaniye produktivnykh kharakteristik porod-kollektorov v usloviyakh neopredelennosti. Novaya nauka: Problemy i perspektivy, (121-3), pp. 31-33.
7. Katanov, Yu. E. (2012). Creation of the linear simulator for prediction of the technological process. Higher Educational Institutions News. Neft' I Gas, (1), pp. 112-116. (In Russian).
8. Petukhov, A. V. (2002). Teoriya i metodologiya izucheniya strukturno-prostranstvennoy zonal'nosti treshchinnykh kollektorov nefi i gaza. Ukhta, Ukhta State Technical University Publ., 276 p. (In Russian).
9. Yagafarov, A. K., Kleshchenko, I. I., Popov, I. P., Vaganov, Yu. V., Katanov, Yu. E., Popova, Zh. S., & Savina, M. E. (2017). Tekhnologii povysheniya produktivnosti skvazhin i vozdeystviya na zalezhi uglevodorodov na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 204 p. (In Russian).
10. Katanov, Yu. E. (2019). Osnovy teorii upravleniya. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 170 p. (In Russian).
11. Katanov, Yu. E., Aleksandrov, V. M., & Yagafarov, A. K. (2020). Geological and mathematical analogy of reservoir and polymer structures. TEST Engineering & Management, pp. 6977-6991. ((n English).
12. Murphy, K. P. (2012). Machine Learning: A Probabilistic Perspective. MIT Press, Cambridge, MA, USA, 1070 p. (In English).
13. Morin, F., & Bengio, Y. (2005). Hierarchical Probabilistic Neural Network Language Model. Proceedings of the Tenth International Workshop on Artificial Intelligence and Statistics, pp. 246-252. (In English).

14. Nowlan, S. J., & Hinton, G. E. (1992). Simplifying Neural Networks by Soft Weight-Sharing. *Neural Computation*, 4(4), pp. 473-493. (In English). DOI: 10.1162/neco.1992.4.4.473
15. Oquab, M., Bottou, L., Laptev, I., & Sivic, J. (2014). Learning and Transferring Mid-Level Image Representations using Convolutional Neural Networks. *Proceedings of the IEEE Conference on Computer Vision and Pattern Recognition (CVPR)*, pp. 1717-1724. (In English).
16. Saxe, A. M., McClelland, J. L., & Ganguli, S. (2013). Exact solutions to the nonlinear dynamics of learning in deep linear neural networks. (In English). Available at: <https://arxiv.org/abs/1312.6120>.
17. Katanov, Yu. E. (2020). *Komp'yuternye tekhnologii. Chast' 1. Geologiya, geofizika, gidrogeologiya*. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 180 p. (In English).
18. Katanov, Yu. E. (2012). *Razrabotka proekta informatsionnogo obespecheniya "INTELLPRO". Novye informatsionnye tekhnologii v neftegazovoy otrasli i obrazovanii: materialy V Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem*, November, 1-2. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 20-25. (In Russian).
19. Men'shikov, A. I. (2019). *Issledovanie optimal'nykh rezhimov raboty sharoshechnykh dolot v usloviyakh neopredelennosti*. Nauka v sovremennom obshchestve: zakonomernosti i tendentsii razvitiya: sbornik trudov Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, (Sterlitamak, April, 4). Ufa, Omega Sayns LLC Publ., pp. 48-54. (In Russian).
20. Men'shikov, A. I. (2019). *Klasterizatsii parametrov bureniya. Tekhnologicheskoe razvitie nauki: tendentsii, problemy i perspektivy: sbornik statey po itogam Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* (Sterlitamak, June, 8). Ufa, Aeterna LLC, pp. 30-35. (In Russian).
21. Men'shikov, A. I. (2020). *Issledovanie rezhimov raboty sharoshechnykh dolot na osnove derev'ev resheniy. Informatsionnye tekhnologii kak osnova progressivnykh nauchnykh issledovaniy: sbornik trudov Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* (Perm, May, 25), Ufa, Aeterna LLC, pp. 78-83. (In Russian).
22. Men'shikov, A. I. (2020). *Prognozirovanie mekhanicheskoy skorosti bureniya massiva sharoshechnymi dolotami na osnove neyrosetevogo modelirovaniya. Informatsionnye tekhnologii kak osnova progressivnykh nauchnykh issledovaniy: sbornik trudov Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* (Perm, May, 25), Ufa, Aeterna LLC Publ., pp. 83-87. (In Russian).

Сведения об авторе

Катанов Юрий Евгеньевич, к. г.-м. н., доцент кафедры прикладной геофизики, ведущий научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: katanov-juri@rambler.ru

Information about the author

Yury E. Katanov, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Applied Geophysics, Leading Researcher at Well Workover Technology and Production Stimulation Laboratory, Industrial University of Tyumen, e-mail: katanov-juri@rambler.ru

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)

DOI: 10.31660/0445-0108-2021-1-77-89

УДК 621.6.05

Анализ напряженно-деформированного состояния вертикального заземлителя для вечномёрзлых грунтов при выталкивающих нагрузках

И. С. Сухачев¹, П. В. Чепур^{1*}, А. А. Тарасенко¹, А. А. Грученкова¹,
Юхай Гуань²

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Китайский нефтяной университет, г. Циндао, Китай

*e-mail: chepurpv@tyuiu.ru

Аннотация. В работе предложены конструкция, расчетная схема и модель вертикального заземлителя с лепестковыми упорами для вечномёрзлых грунтов. Реализация модели осуществлена с использованием МКЭ-пакета ANSYS. В расчетной схеме учитывается система «грунт — заземлитель», упругопластические свойства грунта учитываются моделью Друкера — Прагера. При моделировании работы грунтов основания было принято условие прочности Мизеса, согласно которому эквивалентное напряжение определяется с учетом гидростатического обжатия материала. В работе приняты следующие граничные условия: массив грунта, имеющий форму цилиндра, жестко закреплен по нижней грани и по боковой поверхности цилиндра. Расчеты выполнены для 5 типоразмеров заземлителей. Получены карты распределения напряжений в металлоконструкции заземлителя: стержне и лепестках-упорах, а также значения перемещений заземлителя в грунтовом массиве. Установлены зависимости между максимальными эквивалентными напряжениями в лепестках заземлителя и величиной вертикального перемещения в грунтовом основании, также установлена величина перемещения заземлителя, при которой в зоне примыкания лепестков к стержню действующие эквивалентные напряжения достигают критических значений.

Ключевые слова: заземлитель; вечномёрзлый грунт; прочность; метод конечных элементов

Analysis of the stress-strain state of a vertical ground electrode system for permafrost soils under pushing loads

Ilya S. Sukhachev¹, Petr V. Chepur^{1*}, Aleksandr A. Tarasenko¹,
Alesya A. Gruchenkova¹, Yuhai Guan²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²China University of Petroleum, Qingdao, China

*e-mail: chepurpv@tyuiu.ru

Abstract. The article proposes the design, design scheme and model of a vertical ground electrode system with lobe lugs for permafrost soils. The model was implemented using the ANSYS software. In the design scheme, the soil — ground electrode system is taken into account, the elastic-plastic properties of the soil are taken into account by the Drucker — Prager model. When modeling the work of the foundation soils, the Mises strength condition was adopted, according to which the equivalent stress is calculated under the condition of the material hydrostatic compression. The following boundary conditions are accepted: a cylinder-shaped soil mass is rigidly fixed along the lower face and along the side surface of the cylinder. Calculations are made for 5 standard sizes of grounding conductors. Maps of the distribution of stresses in the metal structure of the ground electrode (the rod and petals-emphasis) are received, the movements of the ground electrode in the soil mass are determined. The dependences between the maximum equivalent stresses in the ground electrode lobes and the value of vertical displacement in the ground base are established, as well as the amount of movement of the earthing pad, at which the effective equivalent voltages reach critical values in the area where the paddles are adjacent to the rod.

Key words: ground electrode system; permafrost soil; strength; finite element method

Введение

Для защиты объектов нефтегазовой промышленности от перенапряжений широкое распространение получили вертикальные заземлители, эксплуатируемые в инфраструктуре газо- и нефтедобычи, а также магистрального транспорта углеводородов [1–4]. В ходе эксплуатации вертикальных заземлителей, эксплуатируемых на территориях, подверженных явлению морозного пучения грунта, выявлены случаи потерь их рабочих свойств: несоответствие параметров сопротивления растеканию тока и снижение механической прочности узлов соединения [5–10].

Проектирование и монтаж систем заземления выполняются, согласно ГОСТ Р 50571.5.54-2013/МЭК 60364-5-54:2011¹, из вертикальных заземлителей круглого сечения, соединенных между собой. К недостатку данного подхода можно отнести отсутствие элементов, препятствующих выталкиванию вертикальных электродов из грунта. В работе [11] авторами предложена новая оригинальная конструкция вертикального заземлителя с лепестками-упорами, ограничивающими вертикальные перемещения по направлению «вверх» к дневной поверхности. Основопологающей характеристикой заземлителя², определяющей его эксплуатационную пригодность в условиях вечномёрзлых грунтов, является механическая прочность [12] его элементов — стержня и раскрывающихся лепестков-упоров. В процессе эксплуатации заземлитель испытывает значительные нагрузки, связанные с морозным пучением грунтов. Выталкивающие усилия приводят к возникновению критических механических напряжений и деформаций в упорных лепестках, в особенности, в зонах их присоединения к заземляющему стержню [13–14].

¹ ГОСТ Р 50571.5.54-2013/МЭК 60364-5-54:2011. Электроустановки низковольтные, часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники и проводники уравнивания потенциалов [Электронный ресурс]. – Введ. 2015-01-01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 46 с.

² ZZ-100-102-6MB-ГН 219. (Вертикальный) комплект электролитического заземления [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.zandz.ru/zz-100-102-6mv-gn219.html>.

Поэтому авторским коллективом была поставлена задача определить значения максимально допустимых перемещений рассматриваемого стержневого заземляющего устройства. Для выбора оптимальной конструкции упорных лепестков необходимо также установить зависимости между максимальными действующими напряжениями в конструкции и соответствующими перемещениями заземлителя по направлению «выталкивания» из грунта.

Объект и методы исследования

Рассматриваемый в статье заземлитель вертикального направления для вечномёрзлых грунтов представляет собой конструкцию, состоящую из заостренного на конце металлического стержня 1 (рис. 1), лепестков 2 и оси 3.

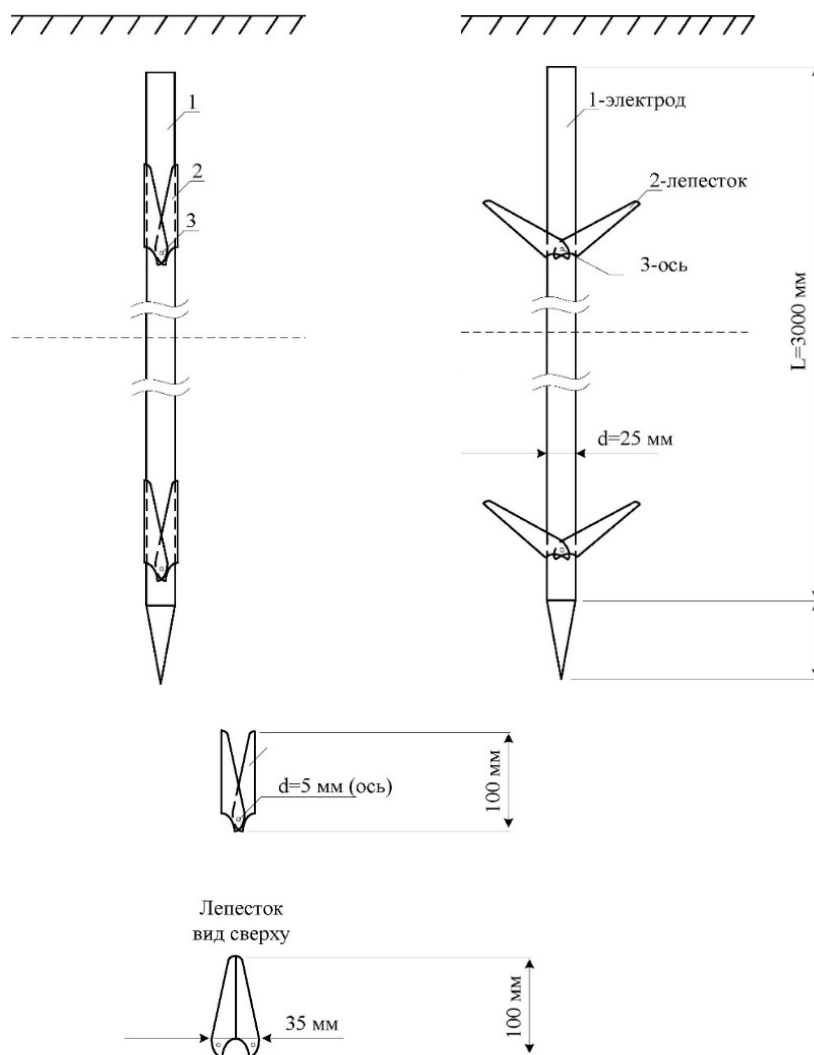


Рис. 1. Устройство вертикального заземлителя для вечномёрзлых грунтов:
1 — стержень; 2 — лепестки; 3 — ось

Пары лепестков смонтированы на металлическом стержне посредством осей. Количество и тип лепестков зависят от различных характеристик грунтов основания, таких как водонасыщенность, глубина оттаивания грунта, льдистость, влажность и др.

Принцип работы заземлителя вертикального направления для вечномерзлых грунтов заключается в следующем: при оттаивании вышележащих толщ грунта, вызванном увеличением температуры окружающей среды [15, 16], стрежень поднимается на дневную поверхность [17]. Поднятие стержня происходит в результате действия выталкивающих сил $Q_{\text{выт}}$, которые возникают за счет движения вечномерзлого грунта и миграции грунтовой влаги. За счет того что лепестки установлены на металлическом стержне путем применения оси, в нижней их части относительно дневной поверхности почвы между лепестками и стержнем забивается грунт, и лепестки открываются, препятствуя выталкиванию стержня.

Для решения поставленных задач предлагается использовать конечно-элементный программный комплекс ANSYS [18–20], позволяющий на основе модели «грунт — заземлитель» выполнить анализ напряженно-деформированного состояния (НДС) металлоконструкции с учетом физических характеристик грунта. Метод конечных элементов (МКЭ) является перспективным и наиболее подходящим для решения задач деформирования, представленных в виде системы дифференциальных уравнений. Данный метод позволяет проводить детальный анализ НДС конструкций.

МКЭ основан на идее разбиения исследуемого объекта на конечное число областей — конечные элементы (КЭ). Для каждой области задается некоторый интерполирующий полином. Задание функции формы позволяет определить перемещения внутри области на основе перемещений внутри ее узловых соединений (точек). Узловые соединения являются точками пересечения границ КЭ.

Теория МКЭ основана на принципе возможных перемещений Лагранжа. При стремлении работы потенциальной энергии деформирования к нулю получается дифференциальное уравнение Эйлера — Лагранжа, приближенное решение которого определяется по способу Ритца, Бубнова — Галеркина, Рэлея. Найти точное решение уравнения Эйлера — Лагранжа при реальной неосесимметричной постановке задачи не представляется возможным.

Алгоритм решения задач деформирования металлоконструкций численным методом — методом конечных элементов в ПК ANSYS имеет следующую структуру.

1. Разработка геометрии модели исследуемого объекта в модуле программного комплекса — DesignModeller.
2. Искомая металлоконструкция дифференцируется на дискретные участки (конечные элементы — КЭ), имеющие определенную форму. В узловых точках пересечения границ данных участков каждый элемент обладает конечным числом степеней свободы.
3. Задаются параметры дискретизации конечно-элементной сетки, образованной границами участков, на которые разбит объект.

4. Выбирается тип конечного элемента для каждой конструктивной части исследуемого объекта. Для каждого КЭ определяется функция формы для обеспечения связи вектора узловых перемещений с общим вектором перемещений в любой точке участка.

5. Для каждого конструктивного элемента объекта задаются материал и его свойства. При задании свойств выбранного материала определяется модель его поведения — упругий, упругопластический, пластический, билинейный и пр.

6. В случае решения контактной задачи задаются контактные пары, выбирается тип контакта.

7. Задаются граничные условия — нагрузки, воздействия, связи, заземления и др.

8. Выбираются вид анализа и способ решения системы дифференциальных уравнений, устанавливаются параметры вычислительного процесса — число повторений, число ступеней нагружения и др.

9. Формируется и решается система линейных алгебраических уравнений, определяются необходимые разрешающие функции в узловых соединениях системы.

10. Вычисляются составляющие напряженно-деформированного состояния для каждого из конечных элементов исследуемого тела в соответствии с найденными значениями разрешающих функций в узловых точках модели системы.

В результате разделения исходной модели тела на конечные элементы формируется сетка из границ КЭ с узлами. Форма деформируемого объекта и вид его НДС определяют выбор размеров, формы и типа конечных элементов модели. Трудоемкость вычислений сводится к минимуму за счет определения параметров выбранного элемента в местной системе координат. Местная система отсчета и система координат, в которой заданы перемещения объекта и внешние силы в общем, имеют отличия. При вычислении требуемых физических величин также требуется задать материал для КЭ и его физические и механические характеристики.

При решении задач деформирования необходимым условием является задание упругих свойств материала — модуля деформации и коэффициента Пуассона. В том случае, когда деформации объекта являются пластическими, требуется задать реальную кривую деформирования металла. Характеристикой состояния исследуемого объекта является число степеней свободы в узловых точках конечных элементов, перемещения и координаты которых можно определить в локальной или глобальной системе отсчета. Матрицу жесткости произвольного элемента удобно вычислить в местной системе координат. Если начало координат совместить с какой-либо из вершин элемента, а также выбрать направление одной из координатных осей параллельным либо совпадающим с направлением какой-либо грани рассматриваемого элемента, то при вычислении матрицы жесткости в местной координатной системе можно достичь заметных преимуществ. Матрица жесткости в этих случаях получается наиболее простой. Одновременно с этим при расчете конечно-элементной модели, приближенно описывающей реальный

объект, требуется выбрать неподвижную глобальную систему координат. Вполне естественно здесь возникает необходимость найти решение задачи, удовлетворяющее заданной общей системе отсчета.

Точность вычислений МКЭ напрямую зависит от количества конечных элементов. В случае, если изменение величин напряжений, возникающих в модели, несущественно, то общее число КЭ влияет на достоверность вычислений незначительно. При этом исследователями отмечается, что при различных размерах КЭ, находящихся в окрестностях зоны концентраторов напряжений, достоверность результатов анализа НДС объекта существенно снижается. Граничные условия прикладываются только к узлам. Максимальное количество граничных условий эквивалентно числу независимых параметров (обобщенных координат) в узловой точке.

Экспериментальная часть

Первым этапом моделирования является разработка расчетной схемы системы (рис. 2) «грунт — заземлитель», которая должна максимально точно отражать геометрические параметры заземлителя и его элементов, направления и величины действующих нагрузок, свойств стали и грунта.

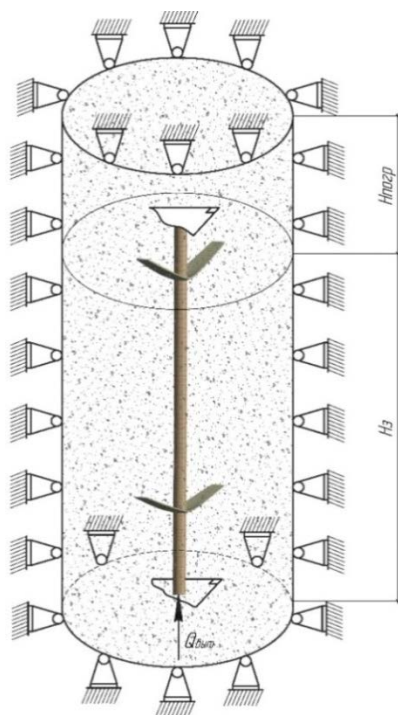


Рис. 2. Предлагаемая расчетная схема «грунт — заземлитель»

Для построения модели принят запатентованный заземлитель [11] длиной 5 метров, имеющий 2 попарно установленных лепестка-упора, расстояние между которыми составляет 2 метра. Верхняя пара лепестков-упоров расположена на расстоянии 0,5 м от верхней точки заземляющего стержня (конструкция представлена на рис. 1). Марка стали стержня заземлителя и лепестков — сталь 45 с пределом текучести 355 МПа. Для определения оптимальных размеров лепестков-упоров с точки зрения обеспечения условий прочности предлагается к расчетам 5 типоразмеров: 100×35; 120×38; 140×42; 170×46 и 200×50. Для создания матрицы уравнений требуется разбить модель на конечно-элементную сетку, которая будет сгенерирована на геометрической модели объекта. Для каждой конструктивной части модели задаются функция формы и вид конечного элемента.

Для моделирования лепестков-упоров был выбран четырехузловой КЭ типа SHELL181. Выбранный конечный элемент имеет 6 степеней свободы в каждой узловой точке пересечения границ КЭ и обладает линейно-упругими, гиперупругими, упругопластическими свойствами и свойствами

ползучести. Данный КЭ позволяет реализовать теорию оболочек Миндлина — Рейсснера — теорию сдвиговых деформаций первого порядка. При решении задач в нелинейной постановке искомый элемент позволяет учесть изменение толщины тонкостенной оболочки.

Металлический стержень смоделирован гексаэдрическим трехмерным квадратичным элементом SOLID186. Данный тип КЭ имеет 20 узловых точек и свободное направление в пространстве, также допускает применение нерегулярной формы конечно-элементной сетки. К свойствам конечного элемента SOLID186 относятся ползучесть, значительные перемещения и деформации, пластичность, изменение жесткости под воздействием нагрузок.

Модель грунта, в котором находится заземлитель в проектном положении, ограничена массивом высотой 10 метров и диаметром 6 метров. Для расчета НДС конструкции заземлителя принята модель грунтового массива Друкера — Прагера, согласно условию прочности которого при увеличении пластических деформаций поверхность текучести остается неизменной. Так, материал удастся представить в виде идеализированной упругопластической модели. При моделировании работы грунтов основания принято условие прочности Мизеса, согласно которому эквивалентное напряжение определяется с учетом гидростатического обжатия материала. Данный критерий позволяет учесть реальный механизм деформации грунтов в основании.

В таблице приведены физико-механические характеристики грунта, в котором заглублен заземлитель на проектную глубину.

**Основные физико-механические характеристики грунтов
для моделируемых участков основания**

Характеристика	Единица измерения	Искусственно уплотненный песчано-глинистый грунт
Модуль упругости, E	МПа	30
Коэффициент Пуассона, μ	—	0,3
Плотность, ρ	кг/м ³	1 650
Сцепление, c	кПа	2,9
Угол внутреннего трения, φ	град	27

Для модели грунта выбран 10-узловой конечный элемент SOLID187, имеющий 3 степени свободы в каждом узловом соединении и поддерживающий большие деформации. В модели учитываются 3 контактных условия: 1) связанный контакт «bonded» между стержнем и лепестками — «edge to face» (данный контакт можно характеризовать как сварной шов); контакт с проскальзыванием «no separation» для контактных пар: 2) «стержень — грунт» — «face to body» и 3) «лепестки — грунт» — «face to body».

Следующим этапом был выполнен процесс дискретизации модели конечно-элементной сеткой. Для модели грунта использована треугольная сетка, для заземлителя — четырехугольные конечные элементы. В зонах контакта выполнялось сгущение сетки до 20 раз.

Заключительным этапом при настройке решателя является задание граничных условий и действующих нагрузок. Граничные условия для модели следующие: массив грунта в форме цилиндра диаметром 6 метров и высотой 10 метров жестко закреплен по нижней грани и по боковой поверхности цилиндра.

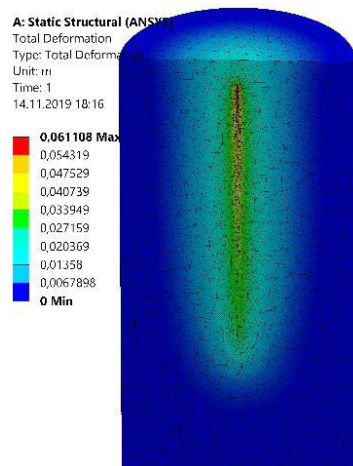


Рис. 3. Деформации в зоне контакта заземлителя и грунтового массива

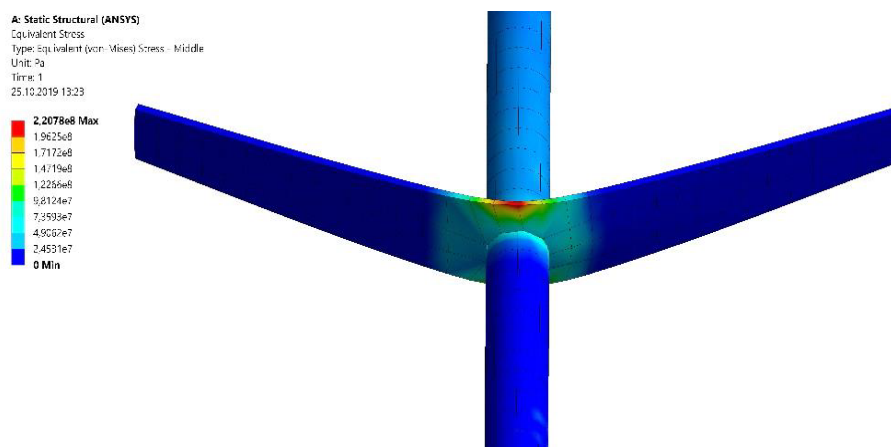


Рис. 4. Напряжения в узле присоединения лепестка к телу стержня

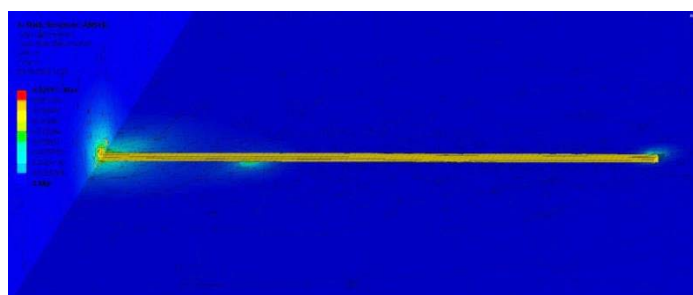


Рис. 5. Перемещения заземлителя в грунтовом массиве (фронтальный разрез)

Так как выталкивающая нагрузка, действующая на стержень, не известна и достоверно определить ее значение не представляется возможным, поэтому предлагается воспользоваться программной функцией «displacement», которая позволяет принудительно задать перемещение стержня в необходимом направлении (в нашем случае «вверх» — к дневной поверхности). Функция заданного перемещения «displacement» применена к боковой поверхности стержня.

Результаты

По результатам конечно-элементного моделирования были получены карты распределения действующих эквивалентных напряжений стержня и лепестков заземлителя, карты распределения деформаций грунтового массива и заземлителя (рис. 3–5).

Обсуждение

Этап постпроцессинговой обработки результатов конечно-элементных вычислений позволил получить зависимости максимальных напряжений в лепестках-упорах от величины вертикального перемещения по направлению «вверх» для 5 типов заземлителей (рис. 6).

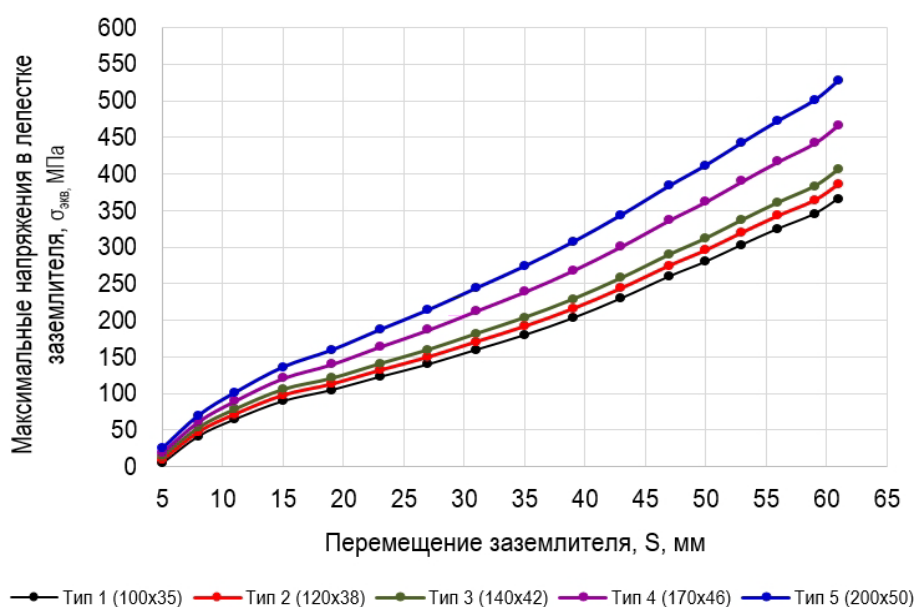


Рис. 6. Зависимости между максимальными эквивалентными напряжениями в лепестках заземлителя и величиной вертикального перемещения в грунтовой основе для 5 типов заземлителей

Наибольшие напряжения были получены в образце № 5, имеющем линейные размеры лепестков 200×50. Наименьшие напряжения при тех же значениях вертикальных перемещений были получены в образце № 1 с размерами лепестков 100×35.

Выводы

В результате расчетов были получены следующие параметры НДС системы «грунт — заземлитель»:

- наибольшие напряжения в лепестках возникают в зоне присоединения к основному телу стержня;
- величину перемещения заземлителя $\Delta S = 55$ мм можно считать критерием, при превышении которого лепестки-упоры предложенной конструкции претерпевают разрушение для принятых грунтовых условий;
- при превышении величины заданного перемещения на величину $S > 55$ мм в зоне примыкания лепестков к стержню действующие эквивалентные напряжения достигают критических значений для стали $45 \sigma_{\text{экв}} > 355$ МПа.

Библиографический список

1. Сухачев, И. С. Разработка программного алгоритма эффективной молниезащиты / И. С. Сухачев, П. В. Чепур. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 11–2. – С. 291–295.
2. Анчарова, Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник для студентов вузов / Т. В. Анчарова, М. А. Рашевская, Е. Д. Стебунова. – Москва : Форум, 2012. – 416 с. – Текст : непосредственный.
3. Кабышев, А. В. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок : учебное пособие / А. В. Кабышев, С. Г. Обухов ; Томский политехнический университет. – Томск : ТПУ, 2006. – 248 с. – Текст : непосредственный.
4. Щербаков, Е. Ф. Электроснабжение объектов строительства : учебное пособие / Е. Ф. Щербаков, Д. С. Александров, А. Л. Дубов ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Ульяновский государственный технический университет. – Ульяновск : УлГТУ, 2011. – 404 с. – Текст : непосредственный.
5. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике : учебник для вузов / А. Ф. Дьяков, Б. К. Максимов, Р. К. Борисов, И. П. Кужекин ; под редакцией А. Ф. Дьякова. – Москва : МЭИ, 2016. – 543 с. – Текст : непосредственный.
6. Вагин, Г. Я. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике : учебник для студентов вузов / Г. Я. Вагин, А. Б. Лоскутов, А. А. Севостьянов. – Москва : Академия, 2010. – 223 с. – Текст : непосредственный.
7. Зотов, Б. И. Безопасность жизнедеятельности на производстве : учебник для студентов вузов / Б. И. Зотов, В. И. Курдюмов. – Текст : непосредственный. – Москва : Колос, 2003. – 432 с.
8. Веревкин, В. Н. Электростатическая искробезопасность и молниезащита / В. Н. Веревкин, Г. И. Смелков, В. Н. Черкасов ; Московский институт энергобезопасности и энергосбережения. – Москва : МИЭЭ, 2006. – 170 с. – Текст : непосредственный.
9. Алиев, И. И. Электротехника и электрооборудование : справочник / И. И. Алиев. – Москва : Высшая школа, 2010. – 1199 с. – Текст : непосредственный.

10. Маньков, В. Д. Защитное заземление и зануление электроустановок : справочник / В. Д. Маньков, С. Ф. Заграничный. – Санкт-Петербург : Политехника, 2005. – 400 с. – Текст : непосредственный.
11. Патент на полезную модель № 170150 U1. Российская Федерация. МПК H01R 4/62015. Вертикальный заземлитель для вечномёрзлых грунтов : № 2015157350 : заявл. 30.12.2015 : опубл. : 17.04.2017 / Сухачев И. С., Смирнов О. В., Копырин В. А. : патентообладатель Тюменский индустриальный университет. – Текст : непосредственный.
12. Карякин, Р. Н. Нормы устройства сетей заземления / Р. Н. Карякин. – Москва : ЗАО «Энергосервис», 2002. – 240 с. – Текст : непосредственный.
13. Оценка эффективности работы анкерных противопучинных свай в условиях многолетнемерзлых грунтов / А. А. Тарасенко, А. А. Грученкова, П. В. Чепур, А. В. Юргевич. – Текст : непосредственный // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 11–2. – С. 411–416.
14. Сухачев, И. С. Общие вопросы и проблемы нормативной документации по молниезащите и заземлению на объектах топливно-энергетического комплекса / И. С. Сухачев, П. В. Чепур. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 3–2. – С. 301–304.
15. Тарасенко, А. А. Закономерности деформирования металлоконструкций крупногабаритного вертикального сварного резервуара при наличии зон проседания основания / А. А. Тарасенко, А. А. Грученкова, П. В. Чепур. – Текст : непосредственный // Трубопроводный транспорт : теория и практика. – 2016. – № 1 (53). – С. 32–37.
16. Study of stress-strain state of pipeline under permafrost conditions / A. A. Tarasenko, M. N. Redutinskiy, P. V. Chepur, A. A. Gruchenkova. – Текст : электронный // Journal of Physics : Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – URL: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1015/3/032048>.
17. Зубов К. Н. Совершенствование расчетных методов молниезащиты и заземляющих устройств в неоднородных грунтах : специальность 05.09.03 «Электротехнические комплексы и системы» : автореферат диссертации на соискание кандидата технических наук / Зубов Кирилл Николаевич. – Липецк, 2011. – 16 с. – Место защиты : Липецкий государственный технический университет. – Текст : непосредственный.
18. Зенкевич, О. Метод конечных элементов в технике / О. Зенкевич ; пер. с англ., под ред. Б. Е. Победри. – Москва : Мир, 1975. – 541 с. – Текст : непосредственный
19. Лаевский, Ю. М. Метод конечных элементов (основы теории, задачи) / Ю. М. Лаевский. – Новосибирск : Новосибирский государственный университет, 1999. – 166 с. – Текст : непосредственный.
20. Инженерный анализ в ANSYS Workbench : учебное пособие / В. А. Бруйка, В. Г. Фокин, Е. А. Солдусова [и др.] ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Самарский государственный технический университет. – Самара : СамГТУ, 2010. – 271 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Sukhachev, I. S., & Chepur, P. V. (2014). Software development algorithms for effective lightning protection. Fundamental research, (11-2), pp. 291-295. (In Russian).

2. Ancharova, T. V., Rashevskaya, M. A., & Stebunova, E. D. (2012). *Elektrosnabzhenie i elektrooborudovanie zdaniy i sooruzheniy*. Moscow, Forum Publ., 416 p. (In Russian).
3. Kabyshev, A. V., & Obukhov, S. G. (2006). *Raschet i proektirovanie sistem elektrosnabzheniya ob"ektov i ustanovok*. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 248 p. (In Russian).
4. Shcherbakov, E. F., Aleksandrov, D. S., & Dubov, A. L. (2011). *Elektrosnabzhenie ob"ektov stroitel'stva*. Ulyanovsk, Ulyanovsk State Technical University Publ., 404 p. (In Russian).
5. D'yakov, A. F., Maksimov, B. K., Borisov, R. K., & Kuzhekin, I. P. (2016). *Elektromagnitnaya sovместimost' i molniezashchita v elektroenergetike*. Moscow, National Research University "Moscow Power Engineering Institute" Publ., 543 p. (In Russian).
6. Vagin, G. Ya., Loskutov, A. B., & Sevost'yanov, A. A. (2010). *Elektromagnitnaya sovместimost' v elektroenergetike*. Moscow, Akademiya Publ., 223 p. (In Russian).
7. Zotov, B. I., & Kurdyumov, V. I. (2003). *Bezopasnost' zhiznedeyatel'nosti na proizvodstve*. Moscow, Kolos Publ., 432 p. (In Russian).
8. Verevkin, V. N., & Cherkasov, V. N. (2006). *Elektrostaticheskaya iskrobezopasnost' i molniezashchita*. Moscow, 170 p. (In Russian).
9. Aliev, I. I. (2010). *Elektrotehnika i elektrooborudovanie*. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1199 p. (In Russian).
10. Man'kov, V. D., & Zagranichnyy, S. F. (2005). *Zashchitnoe zazemlenie i zanulenie elektroustanovok*. St. Petersburg, Politehnika Publ., 400 p. (In Russian).
11. Sukhachev, I. S., Smirnov, O. V., & Kopyrin, V. A. Vertikal'nyy zazemlitel' dlya vechnomerzlykh gruntov Pat. na poleznuyu model' RF 170150 U1. MPK H01R 4/62015. No. 2015157350. Applied: 30.12.2015. Published: 17.04.2017 (In Russian).
12. Karyakin, R. N. (2002). *Normy ustroystva setey zazemleniya*. Moscow, "Energoservis" JSC Publ., 240 p. (In Russian).
13. Tarasenko, A. A., Gruchenkova, A. A., Chepur, P. V., & Yurgevich, A. V. (2016). Assessment of anchor unheaving piles effectiveness in the conditions of permafrost soils. *Advances in current natural sciences*, (11-2), pp. 411-416. (In Russian).
14. Sukhachev, I. S., & Chepur, P. V. (2016). General issues and challenges normative documentation on lightning protection and grounding on objects of fuel and energy complex. *Fundamental research*, (3-2), pp. 301-304. (In Russian).
15. Tarasenko, A. A., Gruchenkova, A. A., & Chepur, P. V. (2016). The regularities of large vertical tank's metal structures deformations in the presence of subsidence foundation zones. *Pipeline Transport: Theory and Practice* (1(53)), pp. 32-37. (In Russian).
16. Tarasenko, A. A., Redutinskiy, M. N., Chepur, P. V., & Gruchenkova, A. A. (2018). Study of stress-strain state of pipeline under permafrost conditions. *Journal of Physics: Conference Series*, 1015. Available at: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1015/3/032048>
17. Zubov, K. N. (2011). *Sovershenstvovanie raschetnykh metodov molniezashchity i zazemlyayushchikh ustroystv v neodnorodnykh gruntakh*. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Lipetsk, 16 p. (In Russian).
18. Zienkiewicz, O. C. (1971). *The finite element method in engineering science*. New York, McGraw-Hill, 521 p. (In English).

19. Laevskiy, Yu. M. (1999). Metod konechnykh elementov (osnovy teorii, zadachi). Novosibirsk, Novosibirsk State University Publ., 166 p. (In Russian).
20. Bruyaka, V. A., Fokin, V. G., Soldusova, E. A., Glazunova, N. A., & Adeyanov, I. E. (2010). Inzhenernyy analiz v ANSYS Workbench. Samara, Samara State Technical University Publ., 271 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Сухачев Илья Сергеевич, к. т. н., доцент кафедры электроэнергетики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Чепур Петр Владимирович, к. т. н., доцент кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: chepurpv@tyuiu.ru

Тарасенко Александр Алексеевич, д. т. н., профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Грученкова Алеся Анатольевна, ассистент кафедры нефтегазового дела, филиал Тюменского индустриального университета, г. Сургут

Гуань Юхай, д. т. н., Китайский нефтяной университет, г. Циндао, Китай

Information about the authors

Ilya S. Sukhachev, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Electric Power Engineering, Industrial University of Tyumen

Petr V. Chepur, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, e-mail: chepurpv@tyuiu.ru

Aleksandr A. Tarasenko, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Alesya A. Gruchenkova, Assistant at the Department of Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen (Surgut branch)

Yuhai Guan, Doctor of Engineering, China University of Petroleum, Qingdao, China

Исследование реагентов-деэмульгаторов для объектов промышленной подготовки нефти

Л. В. Таранова^{1*}, А. Г. Мозырев¹, В. Г. Габдракипова², А. М. Глазунов¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²АО «Самотлорнефтегаз», г. Нижневартовск, Россия

*e-mail: taranova@tyuiu.ru

Аннотация. В работе рассмотрены вопросы повышения качества подготовки высокообводненной продукции скважин с применением химических реагентов-деэмульгаторов на установках промышленной подготовки нефти; выполнен анализ использования реагентов на объектах Самотлорского месторождения. Представлены результаты исследований эффективности деэмульгаторов марок «Геркулес 2202 марка А» и «СНПХ-4460-2» в сравнении с показателями подготовки нефти и подтоварной воды, достигнутыми в присутствии применяемых на действующих объектах реагентов; определены их оптимальные расходы. Исследования показали, что выбранные деэмульгаторы обеспечивают требуемое качество подготавливаемой нефти и воды на рассматриваемых объектах нефтеподготовки и могут быть использованы наряду с базовыми для этих объектов реагентами. По совокупности показателей лучшие результаты достигнуты при использовании реагента «Геркулес 2202 марка А» с улучшением показателей по обводненности нефти и остаточному содержанию нефти в воде на 33,9 % и 2,8 % соответственно при снижении расхода реагента на 9,7 % по сравнению с базовым деэмульгатором.

Ключевые слова: деэмульгаторы; водонефтяные эмульсии; разрушение эмульсий; промышленная подготовка нефти

Studying demulsifier reactants for crude oil processing facilities

Lyubov V. Taranova^{1*}, Andrey G. Mozyrev¹, Vasylya G. Gabdrakipova², Alexander M. Glazunov¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Samotlorneftegaz JSC, Nizhnevartovsk, Russia

*e-mail: taranova@tyuiu.ru

Abstract. The article deals with the issues of improving the quality of highly watered well production fluid processing using chemical demulsifier reactants at crude oil processing facilities; the analysis of the use of the reactants at the

Samotlor field has been made. The article presents the results of the study of the effectiveness of the "Hercules 2202 grade A" and "SNPH-4460-2" demulsifiers in comparison with the indicators of oil and bottom water processing achieved in the presence of the reactants used at existing facilities; their optimal consumption has been determined. The study has shown that the selected demulsifiers provide the required quality of the oil and water under processing at the considered oil processing facilities and can be used along with the basic reactants for these facilities. On the basis of total indicators, the best results have been achieved using "Hercules 2202 grade A" with the improved indicators of water cut and residual oil content in water by 33.9 % and 2.8 % while reducing the reactant consumption by 9.7 % compared to the basic demulsifier.

Key words: demulsifier; oil-water emulsions; emulsion breakdown; crude oil processing

Введение

Сбор и подготовка скважинной продукции во многом определяют стратегию развития нефтедобывающих компаний в вопросах полноты освоения углеводородного сырья в извлекаемых из недр ресурсов, бережливого отношения к окружающей среде, развития сервисных технологий [1, 2].

Разработка освоенных еще в прошлом веке нефтяных месторождений осуществляется на завершающих стадиях, которые характеризуются значительной величиной обводненности добываемой жидкости [3] при реализации системы поддержания пластового давления. Продукция скважин при этом представляет собой высокоэмульсионную нефть, обладающую повышенной вязкостью, содержащую растворенные соли. Это сказывается на работе оборудования по всей технологической цепочке добычи, транспортирования и подготовки нефти, затрудняет работу насосных установок, снижает показатели работы нефтепромыслового оборудования. Наличие минерализованных вод не только снижает качество подготовки нефти, но и обуславливает коррозионные процессы внутренних поверхностей оборудования промыслов, трубопроводов и установок нефтеподготовки [4].

Высокая обводненность, высокие темпы добычи и наличие в составе добываемых нефтей природных эмульгаторов (асфальто-смолистых веществ (АСВ), нафтеновых кислот, жирных кислот и их солей и пр.) приводят к возникновению стойких эмульсий [5–7]. Этот процесс усиливается в связи с проведением мероприятий для интенсификации добычи ресурсов и повышения нефтеотдачи пластов с использованием различных химических реагентов; кроме того, повышение стойкости водонефтяных эмульсий (ВНЭ) возможно также при смешении скважинной продукции различных нефтеносных горизонтов [8–10]. В этих условиях наиболее сложной в технологической цепочке процессов промысловой подготовки нефти становится стадия обезвоживания сырой нефти.

Для разрушения эмульсий в процессе нефтеподготовки применяют различные подходы, основанные на методах физического (термического, волнового) или химического (реагентного) воздействия, а также с использованием комбинации различных методов. Традиционно для разрушения водонефтяных смесей применяют термохимический подход с использованием реагентов-деэмульгаторов, являющихся поверхностно-активными веще-

ствами (ПАВ), нейтрализующими стабилизирующее действие природных эмульгаторов. Ассортимент используемых в отечественной и зарубежной практике деэмульгаторов (ДЭ) весьма широк; при этом применяемые реагенты достаточно разнообразны по своей природе.

В отечественной промышленности наибольшее применение нашли неионогенные деэмульгаторы [11], преимуществом которых является растворимость в нефтяной фазе эмульсий, что обеспечивает относительно низкий их расход и облегченное воздействие на окружающую среду.

К тенденциям современного этапа, влияющим на интенсификацию процесса нефтеподготовки, можно отнести решение ряда задач. Это разработка новых, более эффективных на поздней стадии эксплуатации месторождений реагентов [9, 12, 13], в том числе при подготовке высоковязких и тяжелых нефтей [14, 15]; и решение проблем разрушения промежуточных слоев [8, 16]. Комплексный подход с использованием комбинированных методов [16, 17]; разработка обладающих синергетическим эффектом композиций ДЭ [3, 11, 13, 18] и эффективных multifunctional композиционных реагентов [7, 19].

При этом решаются задачи оптимизации выбора реагентов применительно к конкретным условиям. Подбор эффективных ДЭ зависит от комплексного решения промысловых задач, начиная от состава и физико-химических свойств пластовых флюидов до технологических характеристик инфраструктуры. В этой связи весьма актуально решение задач рационального выбора эффективных деэмульгаторов применительно к конкретным технологическим объектам с учетом состава и свойств пластовых флюидов и используемой технологии подготовки нефти.

Это и определило цели и задачи работы — исследование эффективности реагентов и обоснование рекомендаций по их выбору с определением оптимальных удельных расходов ДЭ, обеспечивающих требуемое качество подготавливаемой нефти и воды для объектов подготовки различного технологического оформления с учетом особенностей состава нефтей.

Объект и методы исследования

Объектом исследований в работе стали водонефтяные эмульсии четырех объектов подготовки нефти и деэмульгаторы марок «Геркулес 2202 марка А» и «СНПХ-4460-2», демонстрирующие высокую эффективность при промысловой подготовке нефти [20, 21]. Приведем их краткую характеристику.

Для исследований были выбраны высокообводненные нефти технологических объектов подготовки нефти Самотлорского месторождения различной степени обводненности (в пределах 87–97 % масс.) и на базе нефтей разных типов; характеристика сырых нефтей объектов подготовки и показатели состава и свойств нефти приведены в таблицах 1, 2. Нефти отличаются по количеству АСВ и, соответственно, по значениям плотности и вязкости.

Пластовые воды изучаемых объектов относятся к хлоридным натриевым, тип вод по В. А. Сулину — хлоридно-кальциевый; по минерализации

согласно ОСТ 41-05-263-86¹, относятся к группе солоноватых (подгруппа сильносоленоватых). В качестве отличительных особенностей можно выделить более высокую минерализацию вод объектов 3 и 4 — 18,22 и 20,96 г/дм³ против 12,43 и 12,83 г/дм³ для вод объектов 1 и 2 и соответственно, повышенное содержание основных солеобразующих ионов и более высокую плотность вод.

Таблица 1

Характеристика и показатели качества объектов подготовки

Объект	Обводненность, % масс.	Требуемый показатель качества		Расход ДЭ, г/т	Показатель качества с используемым ДЭ		Базовый ДЭ
		В/Н, % масс.	Н/В, мг/дм ³		В/Н, % масс.	Н/В, мг/дм ³	
1	97	0,7	30	30,9	0,44	25,9	Рекод-118
		0,9	32,0	30,8	0,61	26,0	Пральт-11 марка А-2
2	97	0,7	29,0	28,9	0,59	25,5	Unidem ES-302
		0,7	31,0	29,0	0,76	25,2	
3	88,5	1,5	40,0	28,0	0,88	37,4	Unidem ES-302
	87	2,0	40,0	28,1	1,48	37,4	
4	91	0,3	50,0	34,7	0,12	48,8	Decleave V-1323
	92	0,3	40,0	34,7	0,2	38,9	Пральт-11 марка А-2

Таблица 2

Характеристика нефтей объектов подготовки

Объект	ρ кг/м ³	η , мм ² /с	$t_{заст.}$, °С	Содержание, % масс.		
				Парафины	Асфальтены	Смолы
1	863,4	9,742	–41	1,6	1,26	11,43
2	862,2	9,572	–36	1,6	1,14	11,98
3	846,7	7,456	–24	1,46	0,68	8,76
4	847,2	7,577	–17	2	0,48	7,34

В качестве ДЭ исследованы реагенты, предназначенные для обезвоживания высоковязких, смолистых и парафинистых нефтей на объектах предварительного сброса воды и на установках подготовки нефти: «Геркулес 2202 марка А» (производитель ООО «КОЛТЕК-Эко-Хим») и «СНПХ-4460-2» (АО «НИИнефтепромхим») ^{2,3}.

¹ ОСТ 41-05-263-86. Воды подземные. Классификация по химическому составу и температуре [Электронный ресурс]. – Введ. 1986-07.01. – Режим доступа: <http://waterservice-dmitrov.ru/data/documents/OST-41-05-263-86.pdf>.

² Деэмульгатор водонефтяных эмульсий Геркулес 2202 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://eco-chemistry.ru/products/dejemul-gator-vodoneftnyanyh-jemul-sij-gerkules-2202>.

³ Деэмульгатор СНПХ-4460 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://neftpx.ru/prodtech/deemulgatory/>.

Дезэмульгаторы Геркулес представляют собой смесь оксиалкилированных смол, полиоксиалкиленовых гликолей и других ПАВ; реагент товарной марки «Геркулес 2202 марка А» — смесь неионогенных поверхностно-активных компонентов в растворителе (смесь спиртовых и ароматических растворителей). Реагент «СНПХ-4460-2» представляет собой композицию из различных ПАВ в спиртовоароматическом растворителе; относится к маслорастворимым и вододиспергируемым дезэмульгаторам и является высокоэффективным ДЭ для промышленной подготовки высоковязких нефтей в системах сбора и на установках подготовки нефти, проявляя эффективность в широком интервале температур при малых удельных расходах.

Эффективность исследованных дезэмульгаторов (ИДЭ) оценивали в сравнении с показателями качества подготовки нефти с используемыми на объектах реагентами: «Рекод-118» (ЗАО НПЦ «ХИМТЕХНО»), «Unidem ES-302» (ООО «Юнитек»), «Decleave V-1323» (ООО «МИРРИКО»), «Пральт-11 марка А-2» (ООО «Вираз»). Используемые базовые реагенты предназначены для систем сбора и подготовки, в том числе для разрушения высоковязких эмульсий с повышенным содержанием смолистых веществ; реагенты «Decleave V-1323» и «Пральт-11 марка А-2», кроме того, предотвращают и образование промежуточных слоев, способствуя их разрушению. Реагент «Рекод-118» обладает также свойствами ингибитора парафиновых отложений, а «Пральт-11 марка А-2» является не только ДЭ, но и ингибитором коррозии. Все реагенты относятся к одному типу неионогенных ПАВ на основе сополимеров (блоксополимеров) оксидов алкенов — этилена и пропилена.

Для оценки дезэмульгирующей способности используемых реагентов определяли остаточное содержание воды в подготовленной нефти (В/Н) и остаточное содержание нефти в подтоварной воде (Н/В) после обработки дезэмульгатором. При проведении исследований учитывали требования к подготавливаемым потокам — нефть и подтоварная вода, а также достигнутые показатели качества подготовки в присутствии используемых на объектах дезэмульгаторов, приведенных в таблице 1.

Дезэмульгирующую активность испытуемых реагентов определяли на естественных водонефтяных эмульсиях и в температурных режимах объектов подготовки, учитывая требования к содержанию остаточной воды в нефти и остаточному содержанию нефтепродуктов в подтоварной воде и принимая во внимание влияние природы дезэмульгаторов на качество сбрасываемой воды, используемой в последующем для заводнения нефтяных пластов.

Определение степени обводненности нефти проводили согласно стандартной методике по ГОСТ 2477-2014⁴ и методикам испытания химических реагентов по Положению ПАО «НК «Роснефть»⁵. Сущность метода заключается в нагревании пробы нефти в присутствии нерастворимого в воде растворителя — азеотропная отгонка воды по методу Дина — Старка с последующим измерением объема сконденсированной воды в приемни-

⁴ ГОСТ 2477-2014. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды [Электронный ресурс]. – Введ. 2016-07-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200120803>.

⁵ Положение компании «Порядок применения химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья компании». – Москва, 2017. – 110 с.

ке-ловушке, по количеству которой рассчитывается массовая доля воды в испытываемой нефти.

Качество подтоварной воды определяли по остаточному содержанию в ней нефтепродуктов в соответствии с методикой по ОСТ 39-133-81⁶ и методикой испытания химических реагентов по Положению ПАО «НК «Роснефть»⁷. Метод основан на экстрагировании нефти из воды при помощи несмешивающегося с водой растворителя (хлороформа) с последующим определением оптической плотности экстракта на фотометре. По результатам определяют количество нефти в 1 мл экстракта с использованием калибровочного графика и рассчитывают содержание нефти в воде в мг/дм³.

Результаты

В работе мы проанализировали состав и свойства пластовых флюидов, структуру изучаемых объектов нефтеподготовки и используемые для этих целей реагенты.

Установки предназначены для подготовки нефти, поступающей из скважин Самотлорского месторождения, с получением нефти товарного качества и подготовкой подтоварных вод до требований к водам, используемым в системе поддержания пластового давления.

Первая установка — это дожимная насосная станция (ДНС), в состав которой входят устройство для предварительного отбора газа (УПОГ), блоки нефтегазовых и газовых сепараторов, горизонтальные отстойники (ОГ) и технологический отстойник для осуществления процесса обезвоживания нефти, резервуар водоочистных сооружений для подготовки воды перед нагнетанием в пласт. В качестве деэмульгаторов используются «Рекод-118» и «Пралът-11 марка А-2».

Вторая рассмотренная установка представляет собой комплексный пункт сбора, принципиальное технологическое и аппаратное оформление которого аналогично первому объекту.

Третий объект — это также комплексный пункт сбора со следующими отличиями в схеме подготовки: на установке не используется предварительный отбор газа, а процесс обезвоживания осуществляется без использования технологического отстойника. Деэмульгатором для этих двух объектов служит реагент «Unidem ES-302».

Последний анализируемый объект представляет собой ДНС, но в отличие от первой установки в его составе отсутствует технологический резервуар с разделением ВНЭ в блоке горизонтальных отстойников. В качестве реагентов здесь применяются «Decleave V-1323» и «Пралът-11 марка А-2».

Таким образом, для рассматриваемых объектов можно отметить следующие отличия в организации процесса нефтеподготовки. Процесс разгазирования осуществляется с предварительным отбором газа или без него; в первом случае ДЭ вводятся перед УПОГ, во втором — перед нефтегазовым сепаратором первой ступени. Сброс подтоварных вод реализуют либо в

⁶ ОСТ 39-133-8. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение содержания нефти в промысловой сточной воде [Электронный ресурс]. — Введ. 1982-06-01. — Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Index2/1/4293836/4293836584.htm>.

⁷ Положение компании...

блоке горизонтальных отстойников, либо с использованием связки ОГ–технологический резервуар–отстойник. Доочистка подтоварных вод производится во всех случаях методом гравитационного отстоя в резервуарах водоочистных сооружений.

Сравнивая характеристики сырьевых потоков установок по данным таблиц 1 и 2, можно отметить следующее:

- продукция скважин первых двух установок характеризуется наибольшим содержанием пластовых вод (97 %); степень обводненности сырья последующих объектов — на уровне 87–92 %;
- нефти первого и второго объектов отличаются повышенным содержанием АСВ — суммарно 12,69 и 13,12 % масс. против 9,44 и 7,82 % масс. для третьей и четвертой установок и с учетом этого более высокими значениями плотности и вязкости — нефти первых двух установок характеризуются как нефти средней плотности; для объектов 3, 4 — как легкие нефти.

Оценку эффективности действия выбранных для исследования деэмульгаторов осуществляли путем сравнения содержания остаточной воды в нефти (В/Н) после ее обработки ДЭ и содержания нефтепродуктов в сбрасываемой воде (Н/В), варьируя расход деэмульгатора. При этом ставили задачу, с одной стороны, обеспечения требований к качеству подготовки, с другой — улучшения показателей по сравнению с базовыми реагентами, используемыми на объектах с минимизацией расхода ДЭ.

Диапазон изменения дозировки реагента определяли исходя из расхода используемого на каждом объекте деэмульгатора: начальную дозировку принимали на 20 % выше расхода базового ДЭ, уменьшая в последующем расход на 10 % по сравнению с предыдущими значениями. Результаты исследований эффективности деэмульгатора «Геркулес 2202 марка А» представлены на рисунках 1 и 2; деэмульгатора «СНПХ-4460-2» — на рисунках 3 и 4.

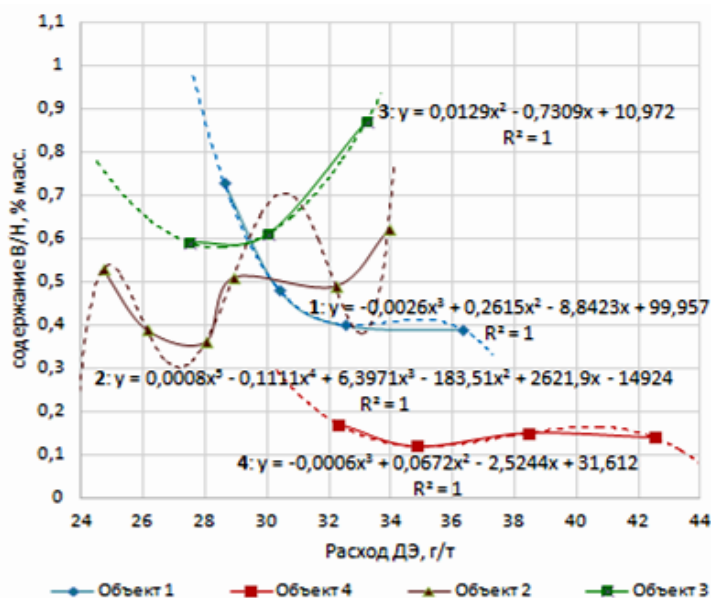


Рис. 1. Зависимости остаточного содержания воды в нефти от расхода деэмульгатора «Геркулес 2202 марка А»

Анализируя характер зависимостей, в целом можно отметить, что изменение показателей качества подготовки нефти от расхода реагента описывается уравнениями высших порядков с наличием в диапазоне исследованных расходов оптимальных концентраций — минимальных расходов ДЭ, обеспечивающих максимальную эффективность от его использования.

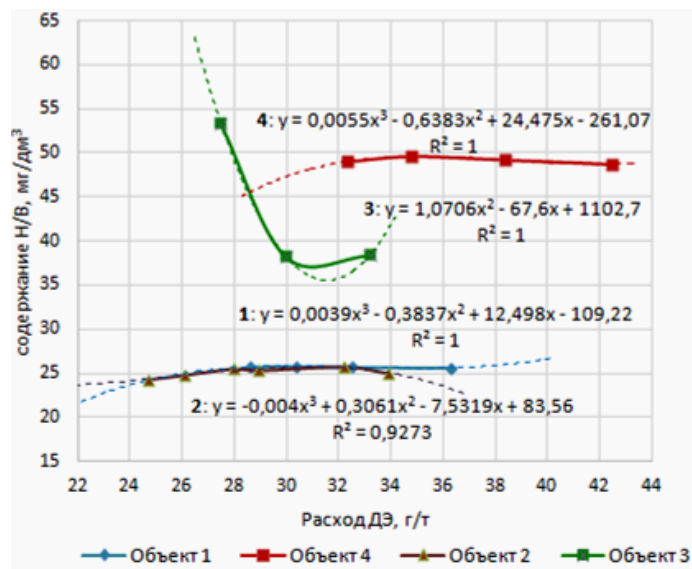


Рис. 2. Зависимости остаточного содержания нефти в воде от расхода деэмульгатора «Геркулес 2202 марка А»

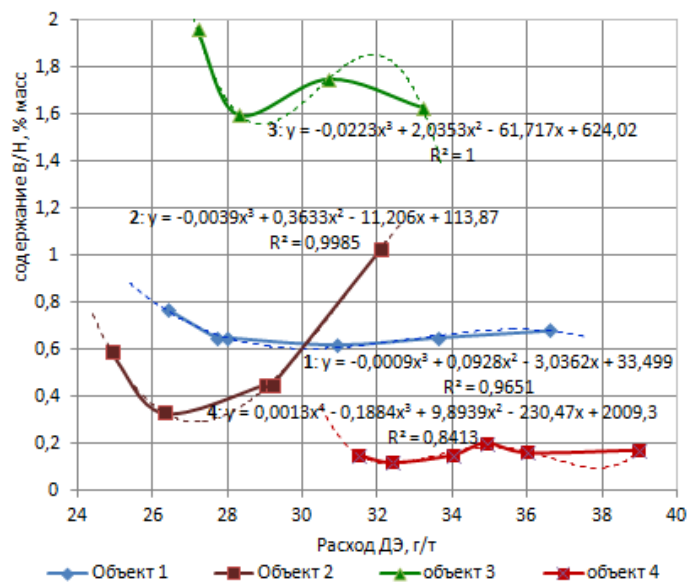


Рис. 3. Зависимости остаточного содержания воды в нефти от расхода деэмульгатора «СНПХ-4460-2»

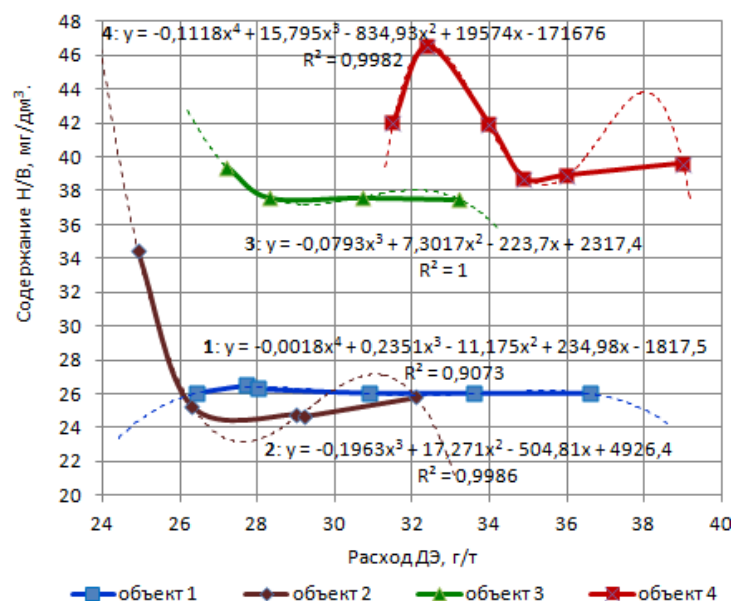


Рис. 4. Зависимости остаточного содержания нефти в воде от расхода деэмульгатора «СНПХ-4460-2»

При сравнении эффективности деэмульгатора «Геркулес 2202 марка А» на эмульсиях изучаемых объектов можно отметить следующее.

- По эффективности обезвоживания нефти реагент показывает лучшие результаты на эмульсии четвертого объекта — остаточное содержание воды составило 0,12 % масс.; показатель В/Н для остальных установок составил 0,36; 0,39 и 0,59 % масс. для объектов 2, 1, 3 соответственно. Но при этом максимальный эффект достигается при различном расходе реагента; по минимальному расходу, обеспечивающему максимальный эффект, получен следующий ряд объектов: $2 < 3 < 1 < 4$ с расходом ДЭ 28,0; 30,0; 32,5 и 34,8 г/т соответственно.

- По остаточному содержанию нефти в воде лучшие показатели отмечены для первой и второй установок: показатель Н/В во всем диапазоне исследованных расходов реагента находится в интервале 24,3–25,8 мг/дм³; далее и по достигаемому эффекту, и по показателям расхода следуют третий и четвертый объекты: остаточное содержание нефти составило 38,2 и 48,2 мг/дм³ при расходах реагента 30,0 и 38,4 г/т соответственно.

Для реагента «СНПХ-4460-2» при сравнении расходов деэмульгатора и достигаемых эффектов получены следующие данные:

- минимальный расход реагента, обеспечивающий максимальный эффект от его использования, составил 26,3; 28,3; 30,9; 34,7 г/т для эмульсий объектов 2, 3, 1, 4 соответственно;

- эффективность обезвоживания нефти при оптимальных расходах реагента снижается в ряду объектов $4 > 2 > 1 > 3$, составляя 0,12; 0,33; 0,62; 1,6 % масс. по показателю В/Н;

- по остаточному содержанию нефти в воде можно отметить снижение эффективности водоподготовки в ряду объектов $2 > 1 > 3 > 4$ со значениями показателя Н/В 24,1; 26,0; 37,6; 38,7 мг/дм³ соответственно.

Обобщая полученные результаты, следует отметить, что при использовании обоих реагентов наблюдается снижение эффективности подготовки нефти в ряду объектов $4 > 2 > 1 > 3$ и снижение качество подготовки вод в ряду $2 \approx 1 > 3 > 4$.

Схожий характер изменения показателей эффективности ДЭ для первых двух объектов и близкую область достигаемых эффектов можно, очевидно, объяснить сходством состава нефтей этих объектов и технологии их подготовки.

Для нефтей последующих двух объектов наблюдаются следующие отличия: максимальная и минимальная степень обезвоживания для третьего и четвертого объектов при использовании обоих ДЭ, а также более низкое качество подготовки вод по сравнению с первыми двумя объектами. Эти отличия можно объяснить, с одной стороны, различием состава и типа нефтей (более легкие нефти), с другой — описанными выше особенностями технологии подготовки нефти на исследуемых объектах.

Однако, несмотря на различие численных значений показателей подготовки, при использовании исследуемых ДЭ в целом обеспечиваются требования к качеству подготовки нефти и подтоварной воды на соответствующих объектах (см. табл. 1).

Обсуждение

Сравним эффективность ИДЭ с результатами, полученными при использовании базовых реагентов (БДЭ) на рассматриваемых объектах подготовки нефти. Обобщенные данные при оптимальных расходах реагентов сведены в таблицу 3; при их анализе можно отметить следующие закономерности для исследованных объектов.

Для первого объекта подготовки не отмечено существенных изменений при использовании ИДЭ по сравнению с базовыми реагентами «Рекод-118» и «Пральт-11 марка А-2»; можно отметить лишь незначительное (1,6 %) снижение расхода реагента «Геркулес 2202 марка А». Аналогичные незначительные изменения отмечены для четвертого объекта по сравнению с базовыми реагентами «Decleave V-1323» и «Пральт-11 марка А-2».

При сравнении исследованных реагентов по показателю В/Н при совместном учете оптимальных концентраций и достигаемого эффекта наблюдается следующая зависимость в порядке убывания эффективности деэмульгаторов: Геркулес 2202 марка А $\approx$ Рекод-118 $>$ Пральт-11 марка А-2 $\approx$ СНПХ-4460-2 (для объекта 1) и Decleave V-1323 $\approx$ Геркулес 2202 марка А $>$ Пральт-11 марка А-2 $\approx$ СНПХ-4460-2 (для объекта 4).

Таким образом, для этих установок замена деэмульгатора не даст положительного результата по сравнению с применяемыми реагентами, однако деэмульгатор «Геркулес 2202 марка А» может использоваться наряду с «Рекод-118» и «Decleave V-1323», а «СНПХ-4460-2» — наряду с «Пральт-11 марка А-2».

Для третьего объекта можно отметить снижение степени подготовки нефти в ряду Геркулес 2202 марка А $>$ Unidem ES-302 $>$ СНПХ-4460-2,

следовательно, и возможность замены используемого реагента на «Геркулес 2202 марка А» с улучшением качества подготовки нефти по показателю В/Н; однако при этом несколько возрастает остаточное количество воды в нефти.

Лучшие результаты применения исследованных ИДЭ получены на эмульсии второй установки в присутствии реагента «Геркулес 2202 марка А» по сравнению с базовым «Unidem ES-302», где достигнуты значительное (более 30 %) улучшение показателей качества подготовки нефти и снижение (на 2,8 %) показателя Н/В. Эти результаты достигнуты при существенном снижении расхода деэмульгатора — на 9,7 %. В присутствии «СНПХ-4460-2» на данном объекте наблюдается еще большее улучшение качества подготовки по показателю В/Н (порядка 40 %), но без изменения расхода ДЭ по сравнению с базовым вариантом.

С учетом совместной оценки максимального эффекта и оптимальной концентрации для второго объекта наблюдается снижение эффективности в ряду Геркулес 2202 марка А > СНПХ-4460-2 > Unidem ES-302. Таким образом, можно отметить целесообразность использования исследованных реагентов взамен базового деэмульгатора с улучшением показателей подготовки нефти и воды и снижением расхода реагента.

Таблица 3

Сравнение показателей эффективности базовых и исследованных деэмульгаторов

Объект	БДЭ/ИДЭ	Расход БДЭ/ИДЭ, г/т	Показатель качества с БДЭ/ИДЭ		Результат в сравнении с БДЭ
			В/Н, % масс.	Н/В, мг/ дм ³	
1	Рекод-118/Геркулес 2202 марка А	30,9/30,4	0,44/0,43	25,8/25,9	Изменения в пределах 1 %
	Пральт-11 марка А-2/СНПХ-4460-2	30,8/30,9	0,61/0,62	26,0/26,0	
2	Unidem ES-302/ Геркулес 2202 марка А	28,9/26,1	0,59/0,39	25,5/24,8	Расход ДЭ: ↓ на 9,7 %; В/Н: ↑ 33,9 %, Н/В: ↑ 2,8 %
	Unidem ES-302/ СНПХ-4460-2	29,0/29,0	0,76/0,45	25,2/24,8	Расход ДЭ: без изменения В/Н: ↑ 40,8 %, Н/В: ↑ 1,6 %
3	Unidem ES-302/Геркулес 2202 марка А	28,0/30,0	0,88/0,61	37,4/38,2	Расход ДЭ: ↑ на 7 % В/Н: ↑ 30,7 %, Н/В: ↓ 2 %
	Unidem ES-302/СНПХ-4460-2	28,1/28,3	1,48/1,60	37,4/37,6	Расход ДЭ: ↑ 0,7 % В/Н: ↑ 8 % Н/В: ↓ 0,5 %
4	Decleave V-1323/Геркулес 2202 марка А	34,7/34,8	0,12/0,12	48,8/49,2	Изменения в пределах 1 %
	Пральт-11 марка А-2/СНПХ-4460-2	34,7/34,9	0,20/0,20	38,9/38,7	

Выводы

Обобщая результаты исследований, можно сделать следующие выводы.

- Исследованные реагенты марок «Геркулес 2202 марка А» и «СНПХ-4460-2» обеспечивают требуемое качество подготавливаемой нефти и воды на рассматриваемых объектах подготовки нефти и могут быть использованы наряду с базовыми для этих объектов реагентами.
- Повышение качества подготовки по остаточной обводненности нефти в присутствии реагента «Геркулес 2202 марка А» отмечено для

эмульсий второго и третьего объектов (более 30 %); в присутствии «СНПХ-4460-2» — для объекта 2 (порядка 40 %). Снижение количества остаточной нефти в воде отмечено для эмульсии объекта 2 в присутствии обоих исследованных реагентов.

- Снижение удельного расхода деэмульгатора — на 9,7 % достигнуто в присутствии реагента «Геркулес 2202 марка А» для второго объекта подготовки нефти.

- По совокупности показателей лучшие результаты демонстрирует реагент «Геркулес 2202 марка А» по сравнению с базовым ДЭ «Unidem ES-302»; максимальный эффект от его использования: улучшение показателей обводненности нефти и остаточного содержания нефти в воде на 33,9 и 2,8 % соответственно, при снижении расхода реагента на 9,7 %.

- Установлена целесообразность замены базового реагента «Unidem ES-302» на исследованные деэмульгаторы для второго объекта подготовки в области расходов реагентов 26–28 г/т. Отмечена также возможность использования «Геркулес 2202 марка А» наряду с «Рекод-118», «Unidem ES-302» и «Decleave V-1323» на объектах 1, 3, 4 соответственно, а также «СНПХ-4460-2» наряду с «Пралът-11 марка А-2» на первом и четвертом объектах.

Библиографический список

1. Исследование новых химических реагентов для подготовки к транспорту и обезвоживания нефти на месторождениях Белый тигр и Дракон / М. М. Велиев, А. Г. Гумеров, О. А. Макаренко, Э. М. Велиев. – DOI 10.17122/ntj-oil-2019-4-77-85. – Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 4 (120). – С. 77–85.
2. Applications and Advances in the Extraction and Analysis of Monoterpenes and Sesquiterpenes in Plants / J. Omar, M. Olivares, A. Vallejo [et al.]. – Текст : непосредственный // New developments in terpenes research / Edited by J. Hu. – Columbus, Ohio (USA), 2014. – С. 249–297.
3. Акберова, А. Ф. Интенсификация процесса разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий с использованием новых эффективных композиционных деэмульгаторов / А. Ф. Акберова. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-2-68-73. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 2. – С. 68–73.
4. Влияние реагента «эко-органика» на вязкость водонефтяной эмульсии Вишнево-Полянского месторождения нефти / Ю. В. Волков, С. Е. Валеева, А. Р. Гайнутдинова, М. Р. Фаткулин. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2019. – № 2 (69). – С. 16–18.
5. Оценка эффективности широко применяемых реагентов-деэмульгаторов для обезвоживания нефти термохимическим способом / Е. А. Гладий, А. Ф. Кемалов, В. И. Гайнуллин, Т. С. Бажиров. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 5 (44). – С. 18–20.
6. Исследование поверхностных свойств реагентов, используемых для разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий / Д. Г. Цыганов, Н. Ю. Башкирцева, О. Ю. Сладовская [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник технологического университета. – 2016. – Т. 19, № 14. – С. 108–111.

7. Эшметов, Р. Ж. Интенсификация процесса разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий с использованием полифункциональных ПАВ / Р. Ж. Эшметов. – Текст : непосредственный // *Universum : химия и биология*. – 2018. – № 2 (44). – С. 7–10.
8. Исследование методов разрушения высокоустойчивого промежуточного слоя в резервуарах КНПС «Пурпе» / Б. Р. Фахрутдинов, А. Г. Сакаева, О. А. Варнавская [и др.]. – Текст : непосредственный // *Вестник технологического университета*. – 2015. – Т. 18, № 22. – С. 79–81.
9. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Р. З. Сахабутдинов, Ф. Р. Губайдуллин, И. Х. Исмагилов, Т. Ф. Космачева. – Москва : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – 324 с. – Текст : непосредственный.
10. Мусакаев, Н. Г. К вопросу разрушения стойких нефтяных эмульсий с целью обеспечения качественной подготовки нефти / Н. Г. Мусакаев, Р. Р. Ахметзянов. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-2-73-80. – Текст : непосредственный // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 2019. – № 2. – С. 73–80.
11. Вахитова, А. К. Исследование композиционных смесей на естественных водонефтяных эмульсиях / А. К. Вахитова, А. Н. Головач, А. А. Елпидинский. – Текст : непосредственный // *Вестник технологического университета*. – 2015. – Т. 18, № 17. – С. 52–54.
12. Поиск эффективного деэмульгатора для технологии подготовки продукции нефтяных скважин на поздней стадии эксплуатации месторождений / Ф. Ф. Хамидуллина, Р. Ф. Хамидуллин, Р. Х. Мингазов, И. К. Киямов. – Текст : непосредственный // *Вестник Казанского технологического университета*. – 2014. – Т. 17, № 7. – С. 266–271.
13. Разработка композиционного деэмульгатора для процессов подготовки продукции нефтяных скважин на поздней стадии эксплуатации месторождений / Ф. Ф. Хамидуллина, Р. Ф. Хамидуллин, Р. Х. Мингазов, И. К. Киямов. – Текст : непосредственный // *Вестник Казанского технологического университета*. – 2014. – Т. 17. – № 7. – С. 258–262.
14. Исследование влияния реагентов-деэмульгаторов на кинетику обезвоживания реологически сложной нефти / Г. Г. Исмаилов, Е. И. Избасаров, М. Б. Адыгезалова, Р. З. Халилов. – DOI 10.15593/2224-9923/2017.2.4. – Текст : непосредственный // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2017. – Т. 16, № 2. – С. 138–147.
15. Композиционный деэмульгатор для подготовки тяжелых высоковязких нефтей / Р. Р. Мингазов, А. В. Лужецкий, О. Ю. Сладовская [и др.]. – Текст : непосредственный // *Экспозиция Нефть Газ*. – 2011. – № 1 (13). – С. 15–18.
16. Заббаров, Р. Р. Разрушение высокоустойчивых эмульсий комбинированным методом / Р. Р. Заббаров, И. Н. Гончарова. – Текст : непосредственный // *Вестник Казанского технологического университета*. – 2012. – Т. 15, № 11. – С. 199–200.
17. Десяткин, А. А. Использование комбинированного метода разрушения нефтяных эмульсий Самотлорского месторождения / А. А. Десяткин, З. А. Юлтимирова, Г. Р. Мухаметшина. – Текст : непосредственный // *Башкирский химический журнал*. – 2008. – Т. 15, № 2. – С. 59–61.
18. Вахитова, А. К. Оценка деэмульгирующих свойств трехкомпонентных смесей на водонефтяной эмульсии НГДУ «БАВЛЫНЕФТЬ» / А. К. Вахитова, А. Н. Головач, А. А. Елпидинский. – Текст : непосредственный // *Вестник технологического университета*. – 2015. – Т. 18, № 19. – С. 67–69.
19. Дияров, И. Н. Композиционные неионогенные ПАВ для комплексной интенсификации процессов добычи, подготовки и транспортировки высоковязких нефтей / И. Н. Дияров, Н. Ю. Башкирцева. – Текст : непосредственный // *Вестник Казанского технологического университета*. – 2010. – № 4. – С. 141–158.

20. История разработки и применения деэмульгаторов при добыче и подготовке нефти к переработке / Х. Х. Ахмадова, М. А. Такаева, М. А. Мусаева, А. М. Сыркин. – Текст : непосредственный // История и педагогика естествознания. – 2015. – № 1. – С. 27–34.

21. Ковда, Д. А. Улучшение процессов подготовки нефти на промыслах Башкирии для дальнейшей транспортировки / Д. А. Ковда, Б. Н. Мастобаев. – Текст : непосредственный // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2014. – № 1. – С. 30–33.

References

1. Veliev, M. M., Gumerov, A. G., Makarenko, O. A., & Veliev, E. M. (2019). Study of new chemical reagents for oil treating and dehydration of oil at White Tiger and Dragon oil fields. Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, (4(120)), pp. 77-85. (In Russian). DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-4-77-85
2. Omar, J., Olivares, M., Vallejo, A., Delgado, S., Navarro, P., Aizpurua, O., & Etxebarría, N. (2014). Applications and Advances in the Extraction and Analysis of Monoterpenes and Sesquiterpenes in Plants. New developments in terpenes research. Columbus, Ohio (USA), pp. 249-297. (In English).
3. Akberova, A. F. (2019). Intensification of the stable water-oil emulsions breaking process using new effective composite demulsifiers. Petroleum Engineering, 17(2), pp. 68-73. (In Russian). DOI: 10.17122/ngdelo-2019-2-68-73
4. Volkov, Yu. V., Valeeva, S. E., Gainutdinova, A. R., & Fatkulín, M. R. (2019). The effect of the "eco-organic" reagent on the viscosity of oil-water emulsion of the Vishnevo-Polyansky oil field. Exposition Oil & Gas, (2(69)), pp. 16-18. (In Russian).
5. Gladý, E. A., Kemalov, A. F., Gainullín, V. I., & Bazhírov, T. S. (2015). Assessment of the effectiveness of a widely used reagentdemulsifier in the thermochemical dehydration of oil. Exposition Oil & Gas, (5(44)), pp. 16-18. (In Russian).
6. Tsyganov, D. G., Bashkirtseva, N. Yu., Sladovskaya, O. Yu., Garifullina L. I., & Trushin, A. Yu. (2016). Issledovanie poverkhnostnykh svoystv reagentov, ispol'zuemykh dlya razrusheniya ustoychivyykh vodoneftyanykh emul'siy. Bulletin of the Technological University, 19(14), pp. 108-111. (In Russian).
7. Eshmetov, R. Zh. (2018). The destruction process intensification of stable water-oil emulsions using polyfunctional surface active agents. Universum: khimiya i biologiya, (2(44)), pp. 7-10. (In Russian).
8. Fakhrutdinov, B. R., Sakaeva, A. G., Varnavskaya, O. A., Bashkirtseva, N. Yu., & Gazizova, A. A. (2015). Issledovanie metodov razrusheniya vysokoustoychivogo promezhutochnogo sloya v rezervuarakh KNPS "Purpe". Bulletin of the Technological University, 18(22), pp. 79-81. (In Russian).
9. Sakhabutdinov, R. Z., Gubaydullin, F. R., Ismagilov, I. Kh., & Kosmacheva, T. F. (2005). Osobennosti formirovaniya i razrusheniya vodoneftyanykh emul'siy na pozdney stadii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy. Moscow, VNIIOENG OJSC Publ., 324 p. (In Russian).
10. Musakaev, N. G., & Akhmetzyanov, R. R. (2019). To the issue of the destruction of persistent oil emulsions in order to ensure high-quality oil treatment. Oil and Gas Studies, (2), pp. 73-80. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-2-73-80
11. Vakhitova, A. K., Golovach, A. N., & Elpidinskiy, A. A. (2015). Issledovanie kompozitsionnykh smesey na estestvennykh vodoneftyanykh emul'siyakh. Bulletin of the Technological University, 18(17), pp. 52-54. (In Russian).
12. Khamidullina, F. F., Khamidullin, R. F., Mingazov, R. Kh., & Kiyamov, I. K. (2014). Poisk effektivnogo deemul'gatora dlya tekhnologii podgotovki produktsii neftyanykh skvazhin na pozdney stadii ekspluatatsii mestorozhdeniy. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, 17(7), pp. 266-271. (In Russian).

13. Khamidullina, F. F., Khamidullin, R. F., Mingazov, R. Kh., & Kiyamov, I. K. (2014). Razrabotka kompozitsionnogo deemul'gatora dlya protsessov podgotovki produktsii neftnykh skvazhin na pozdney stadii ekspluatatsii mestorozhdeniy. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, 17(7), pp. 258-262. (In Russian).
14. Ismaiyllov, G. G., Izbasarov, E. I., Adygezalova, M. B., & Khalilov, R. Z. (2017). Study of influence of demulsifiers on complex in rheology oil dehydration kinetics. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 16(2), pp. 138-147. (In Russian). DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.4
15. Mingazov, R. R., Luzhetsky, A. V., Sladovskaja, O. J., Bashkirtseva, R. R., Rahmatullin, R. R., & Tolstoguzov, V. A. (2011). Composite demulsifier for the preparation of heavy high-viscosity oils. Exposition Oil & Gas, (1(13)), pp. 15-18. (In Russian).
16. Zabbarov, R. R., & Goncharova, I. N. (2012). Razrushenie vysokoustoychivyykh emul'siy kombinirovannym metodom. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, 15(11), pp. 199-200. (In Russian).
17. Desyatkin, A. A., Yultimirova, Z. A., & Mukhametshina, G. R. (2008). The use of the combined method of demulsification in Samotlorskoe deposit. Bashkir chemistry journal, 15(2), pp. 59-61. (In Russian).
18. Vakhitova, A. K., Golovach, A. N., & Elpidinskiy, A. A. (2015). Otsenka deemul'giruyushchikh svoystv trekhkomponentnykh smesey na vodoneftyanoy emul'sii NGDU "BAVLYNEFT". Bulletin of the Technological University, 18(19), pp. 67-69. (In Russian).
19. Diyarov, I. N., & Bashkirtseva, N. Yu. (2010). Kompozitsionnye neionogennye PAV dlya kompleksnoy intensivatsii protsessov dobychi, podgotovki i transportirovki vysokovyazkikh neftey. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, (4), pp. 141-158. (In Russian).
20. Akhmadova, Kh. Kh., Takayeva, M. A., Musayeva, M. A., & Syrkin, A. M. (2015). The history of the development and application of demulsifiers in the extraction and treatment system for processing. HISTORY AND PEDAGOGY OF NATURAL SCIENCE, (1), pp. 27-34. (In Russian).
21. Kovda, D. A., & Mastobaev, B. N. (2014). Improved processes for the preparation of oil in the oil fields of Bashkortostan for further transportation. Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons, (1), pp. 30-33. (In Russian).

Сведения об авторах

Таранова Любовь Викторовна, к. т. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: taranovalv@tyuiu.ru

Мозырев Андрей Геннадьевич, к. т. н., заведующий кафедрой переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Габдракипова Василия Галиевна, лаборант химического анализа, АО «Самотлорнефтегаз», г. Нижневартовск

Глазунов Александр Михайлович, к. т. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, 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, e-mail: taranovalv@tyuiu.ru

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

Vasylya G. Gabdrakipova, Laboratory Assistant of Chemical Analysis, Samotlorneftegaz JSC, Nizhnevartovsk

Alexander M. Glazunov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Организация производства и обеспечение безопасности и экологичности производственных процессов в нефтегазовой отрасли

Organization of production and ensuring the safety and environmental friendliness of production processes in the oil and gas industry

05.02.22 Организация производства (по отраслям) (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2021-1-105-115

УДК 678.746.22

**Кассетная технология изготовления полистирольного пенопласта
беспрессовым способом**

Н. Л. Мамаева^{1, 2*}, С. А. Петров¹

¹Тюменский научный центр СО РАН, г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: mamaeva.natali2011@mail.ru

Аннотация. На сегодняшний день известно несколько способов получения полистирольного пенопласта, но, к сожалению, далеко не всякое конструктивное решение, будучи пригодным для решения теплотехнических и других задач, оказывается оптимальным в отношении создания теплоизоляционного, шумо- и звукопоглощающего материала, удовлетворяющего следующим требованиям: энергосбережение, энергоэффективность, минимизация образования отходов при его изготовлении, повышение производительности труда и снижение стоимости. Нами создана кассетная технология получения полистирольного пенопласта беспрессовым способом. Предлагаемая технология позволяет получать полистирольные плиты нужной толщины с уплотненным поверхностным слоем, упрощает конструкцию для формирования полистирольных плит, снижает себестоимость производства пенопласта, создает удобство в обслуживании и получении за один цикл одновременно до десяти листов пенопласта. Преимущество технологии в том, что каждый лист пенопласта нужной толщины имеет уплотненный поверхностный слой, что снижает водо- и влагопоглощение пенопласта и приводит к увеличению энергоэффективности получаемых плит, исчезновению отходов. Также данная блок-форма имеет упрощенную конструкцию, для нее не требуются пневмо- и гидроцилиндры, насосы и т. п., что снижает стоимость плит пенопласта, облегчает труд и обеспечивает безопасность эксплуатации данного оборудования. Также данная установка мобильна, ее можно использовать и на стройплощадке, что актуально для северных территорий, характеризующихся активным обустройством нефтегазовых месторождений, размещением ее в вахтовых поселках нефтегазовой отрасли Арктики для производства строительных бытовок и вагончиков для вахтовиков.

Ключевые слова: нефтегазовая отрасль; строительный материал; полистирольный пенопласт; теплоизоляция; кассетная технология

Cassette technology for the production of polystyrene foam without a press

Natali L. Mamaeva^{1, 2*}, Sergei A. Petrov¹

¹*Tyumen Research Centre, Siberian branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russia*

²*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

**e-mail: mamaeva.natali2011@mail.ru*

Abstract. Today, there are several ways to obtain polystyrene foam. Unfortunately, not every constructive solution, being suitable for solving heat engineering and other problems, turns out to be optimal in terms of creating a heat-insulating, noise and sound-absorbing material that meets the following requirements: energy saving, energy efficiency, minimization of waste generation during its manufacture, increasing labor productivity and reducing costs. We have created a cassette technology for producing polystyrene foam without a press. The proposed technology makes it possible to obtain polystyrene plates of the required thickness with a compacted surface layer, simplifies the design for the formation of polystyrene plates, reduces the cost of foam plastic production, and creates ease of maintenance and obtaining up to ten foam plastic sheets in one cycle at a time. The advantage of the technology is that each foam sheet of the required thickness has a compacted surface layer, which reduces the water and moisture absorption of the foam and leads to an increase in the energy efficiency of the resulting plates and the disappearance of waste. In addition, this block form has a simplified design, it doesn't require pneumatic and hydraulic cylinders, pumps, etc., which reduces the cost of foam plates, facilitates labor and ensures the safety of operation of this equipment. Also, this unit is mobile, it can be used on a construction site, which is important for northern territories characterized by active development of oil and gas fields, placing it in shift camps of the oil and gas industry in the Arctic for the production of construction cabins and trailers for shift workers.

Key words: oil and gas industry; construction material; polystyrene foam; thermal insulation; cassette technology

Введение

Арктическая зона Российской Федерации — это огромный макрорегион, характеризующийся богатейшим природно-ресурсным потенциалом суши и моря, в состав которого входят широко востребованные на данном этапе топливно-энергетические ресурсы (нефть, природный газ, уголь), руды черных и цветных металлов, морские биоресурсы [1–7]. Поэтому в последние десятилетия идет активное освоение данного региона, в том числе развитие нефтегазовой отрасли, на долю которой приходится около 70 % всех видов используемых ресурсов [8]. Разведка месторождений нефти и газа на суше, в прибрежной части и на морском шельфе циркумполярной зоны Северного Ледовитого океана, их эксплуатация связаны с развитием многих других отраслей экономики. С этой точки зрения нефтегазовая отрасль является интегрирующей. Например, в юго-западной части Карского моря у полуострова Ямал разведаны крупные шельфовые месторождения природного газа и газового конденсата. Известно, что освоение нефтегазовых ресурсов в Арктике осуществляется преимущественно вахтовым методом [9, 10]. Согласно «Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года», ключевыми факторами, оказывающими влияние на социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Феде-

рации, являются экстремальные природно-климатические условия; высокая ресурсоемкость; климатические изменения, способствующие возникновению как новых экономических возможностей, так и рисков для хозяйственной деятельности и окружающей среды; высокая чувствительность экологических систем к внешним воздействиям и др.¹ Поэтому в целях совершенствования системы государственного управления социально-экономическим развитием Арктической зоны Российской Федерации предусматривается ряд направлений, например внедрение энергосберегающих материалов и технологий, разработка материалов, адаптированных к природно-климатическим условиям Арктики². Так как для северных территорий в основном характерны низкие температуры окружающей среды [11–17], нужны материалы, удовлетворяющие требованиям энергосбережения (минимизация энергопотерь, применение безопасных строительных технологий и материалов, улучшающих теплоизоляцию здания) и энергоэффективности (оптимальное количество затрачиваемых топливно-энергетических ресурсов для осуществления полезной деятельности в системе с рациональным использованием природных ресурсов, современных энергосберегающих, ресурсоемких технологий и охраной окружающей среды) [18]. Не надо забывать и об экологической составляющей, так как одним из наиболее эффективных способов снижения выбросов парниковых газов является повышение уровня теплоизоляции зданий.

На сегодняшний день на отечественном рынке представлен достаточно большой выбор современных теплоизоляционных материалов как неорганического, так и органического происхождения. Среди них можно выделить полистирольный пенопласт, который чаще всего используется как теплоизоляционный материал в строительстве, вагоно- и судостроении, авиастроении, в производстве бытовых холодильников и в качестве изотермической упаковки для замороженных продуктов. В арктической зоне полистирольный пенопласт используется не только при строительстве зданий и сооружений, но и при строительстве дорог, устройстве искусственных рельефов и насыпей³.

Также немаловажно, чтобы при производстве материалов и разработке технологий решались задачи обеспечения экологически безопасного обращения с отходами, а именно предупреждение и сокращение образования отходов, их вовлечение в повторный хозяйственный оборот посредством максимально полного использования исходного сырья и материалов, предотвращения образования отходов в источнике их образования и др., что изложено в «Основах государственной политики в области экологического развития Российской Федерации на период до 2030 года»⁴.

¹ Указ Президента РФ от 26.10.2020 № 645 «О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/566091182>.

² Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу: утв. Президентом РФ 18 сентября 2008 года Пр-1969. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/902149373>.

³ Пенополистирол [Электронный ресурс]. – URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Пенополистирол>.

⁴ Основы государственной политики в области экологического развития Российской Федерации на период до 2030 года: утв. Президентом РФ 30.04.2012 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_129117.

На сегодняшний день существует несколько способов производства полистирольного пенопласта.

Например, технология получения пенопластов по прессовому методу заключается в приготовлении композиции из полимера, газообразователей и различных добавок, прессовании композиции в заготовки и вспенивании заготовок. Также широкое распространение получил беспрессовый способ изготовления полистирольного пенопласта при температурной обработке гранул пенопласта. При этом получают блок пенополистирола, в котором поверхностный слой имеет более высокую плотность (рис. 1).

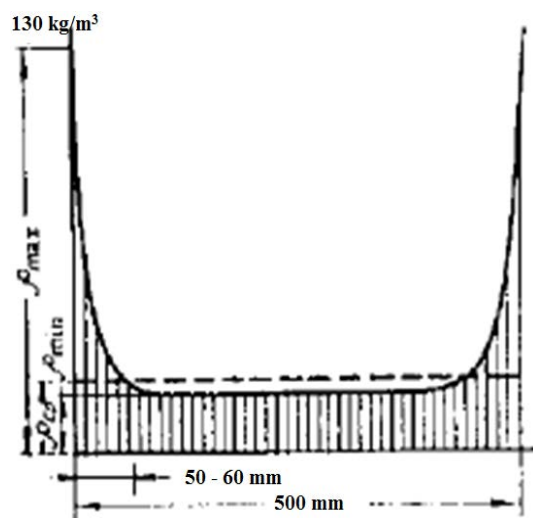


Рис. 1. Распределение плотности в блоке пенополистирола [19]

Свойства пенополистирола зависят от его структуры. В ряде публикаций как российских, так и зарубежных ученых приводятся различные методики оценки качества используемой готовой продукции [20, 21]. Как отмечает В. А. Павлов [19], наилучшими свойствами обладает пенополистирол с замкнутыми порами и ячейками, а наихудшими — с открытыми, сообщающимися порами.

Известна кассетная форма получения железобетонных конструкций [22], где тяжелые кассеты передвигают и фиксируют с помощью гидроцилиндра, тяг, стяжек и т. д.,

недостатком которой является сложный механизм передвижения кассет, также форма массивна и имеет большой вес.

В связи с этим цель нашей работы — получение полистирольной плиты нужной толщины с уплотненным поверхностным слоем, упрощение конструкции формы, снижение ее стоимости, создание удобства в обслуживании и получение за один цикл одновременно до десяти листов пенопласта.

Полученные результаты

Для достижения поставленной цели нами разработана кассетная технология получения полистирольного пенопласта беспрессовым способом, приведенная на рисунке 2.

Представленная форма имеет четыре отсека заданной толщины, но можно делать формы для получения плит другой толщины с большим количеством отсеков и получать за один цикл до десяти листов пенопласта.

Суть блок-формы заключается в следующем. К вертикально установленной станине 1, представляющей, как правило, коробку из швеллера с обшивками, сзади приварены два кронштейна 2, имеющие форму трапеции, на которые на оси 3 навешены полые перегородки 4, поворачивающи-

еся на этих осях. Для этого есть ручки 5. Обшивки перегородок и станины имеют перфорированные отверстия для выхода пара.

Каждая перегородка имеет штуцер для подачи пара 6, к которому присоединены резиновые шланги и штуцер с краном для слива конденсата 7. Такие же штуцера имеет и полая станина, обшивки которой также перфорированы. К каждой перегородке приварены металлические полосы 8, образующие при смыкании створок полости, в которые засыпаются предвспененные шарики полистирола.

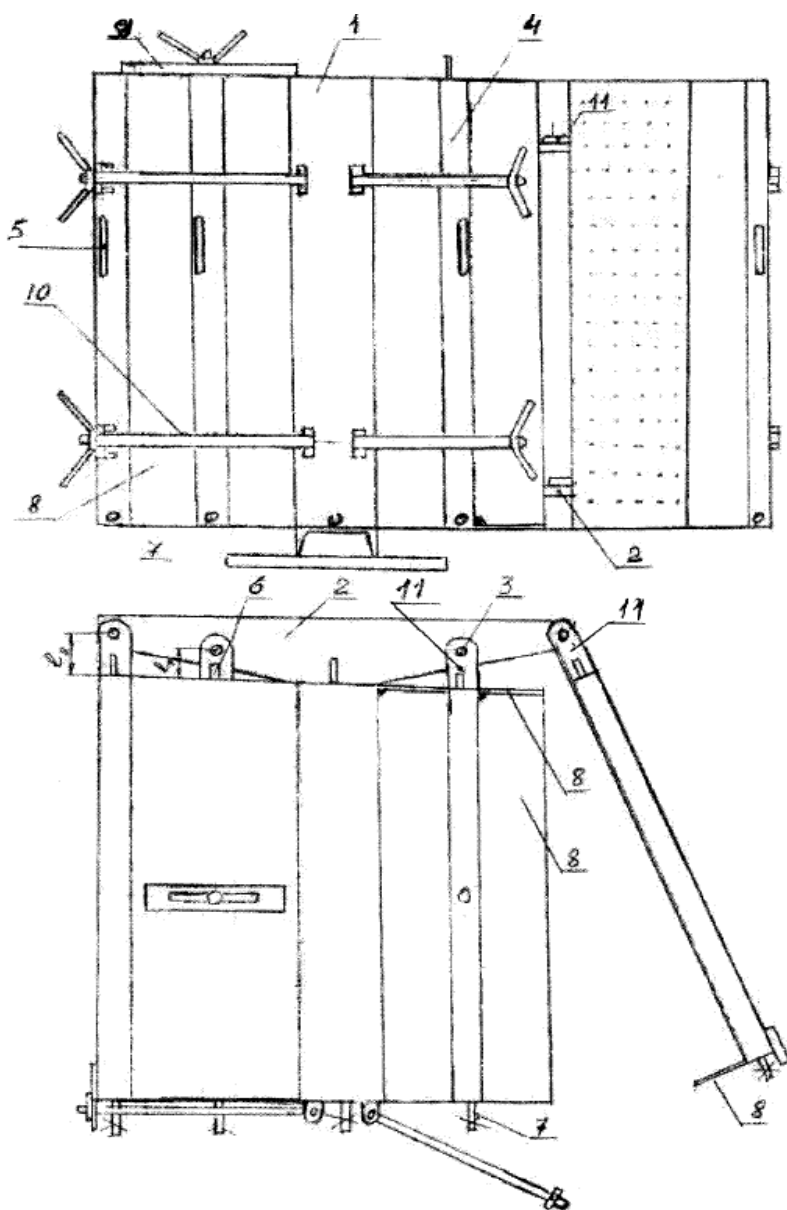


Рис. 2. Блок-форма для получения полистирольного пенопласта

Сверху эти полости закрываются крышками 9. Так как при вспенивании развивается давление, блок-форма стягивается откидными стяжками 10. Отличительной особенностью формы является то, что кронштейны имеют форму трапеции, а длина навесов 11 (l_1 и l_2), на которых крепятся полые перегородки, пошагово увеличивается от центра формы к периферии.

Работают на блок-форме следующим образом. В образованные при стягивании формы полости засыпают предвспененные шарики пенопласта, по штуцерам 6 через гибкие шланги подают пар, и через 2–3 минуты образуются плиты пенопласта с уплотненным поверхностным слоем. Подачу пара прекращают, при помощи кранов на штуцерах 7 сливают конденсат, остужают форму, освобождают стяжки, поочередно открывают перегородки и достают плиты пенопласта.

Обсуждение

Предложенная кассетная технология получения пенополистирольного пенопласта беспрессовым способом имеет ряд преимуществ перед существующими технологиями, например перед прессовым методом: имеет низкую трудоемкость и меньшие энергетические затраты, наличие непрерывного производства, отсутствие громоздких прессов и сложных пресс-форм. В результате стоимость плит пенопласта по кассетной технологии беспрессовым способом значительно ниже.

Широко распространенный блочный метод изготовления полистирольного пенопласта при температурной обработке гранул пенопласта в отличие от предложенной технологии также имеет существенные недостатки: резка пенополистирольных блоков на нужную толщину [23] приводит к исчезновению уплотненного поверхностного слоя, следовательно, поверхность листов пенопласта будет иметь открытую структуру. Поверхность пенопласта становится незащищенной от водо- и влагопоглощения. В итоге в процессе эксплуатации пенопласта его коэффициент теплопроводности непрерывно увеличивается, что приводит к увеличению расходов на отопление объектов и разрушению пенопласта. Так же еще одним недостатком данной технологии является образование отходов при резке листов пенопласта. При этом наилучшими свойствами обладает пенополистирол с замкнутыми порами и ячейками, а наихудшими — с открытыми, сообщающимися порами. В связи с этим считаем, что наиболее прогрессивна кассетная технология.

Известная кассетная форма получения железобетонных конструкций [22] имеет тяжелые кассеты, которые передвигают и фиксируют с помощью гидроцилиндра, тяг, стяжек и т. д., недостатком формы является сложный механизм передвижения кассет, также форма массивна и имеет большой вес.

Очевидно, что кассетная технология получения пенополистирольного пенопласта беспрессовым способом обладает высокой энергетической, экологической составляющей, а также обеспечивает безопасность работы при производстве полистирольных плит. Другие преимущества данного способа изготовления полистирольного пенопласта заключаются в том, что при кассетной технологии изготавливаются листы пенопласта нужной толщины и не требуется резка блока на плиты. Повышается производи-

тельность труда и не образуются отходы производства — экологическая составляющая технологии. Каждая плита пенопласта при соприкосновении с металлом имеет уплотненный поверхностный слой, защищающий поверхность пенопласта от водо- и влагопоглощения, следовательно, в процессе эксплуатации теплопроводность материала не увеличивается. В связи с этим повышается энергоэффективность получаемых по данной технологии плит полистирольного пенопласта. Данная блок-форма имеет упрощенную конструкцию, так как для ее изготовления не требуются дополнительные трудовые и материальные ресурсы (пневмо- и гидроцилиндры, насосы и т. п., а также станок для резки блока на плиты нужной толщины, перегородки открываются и закрываются вручную), что облегчает труд, обеспечивает безопасность работы на установке и снижает стоимость плит пенопласта.

Выводы

Кассетная технология получения полистирольного пенопласта беспрессовым способом имеет высокую энергоэффективность получаемых плит, способствует исчезновению отходов, повышению производительности труда. Упрощенная конструкция блок-формы снижает стоимость плит пенопласта, облегчает труд, а также обеспечивает безопасность эксплуатации, что снижает возможность травматизма. Также данная установка мобильна, ее можно использовать и на стройплощадке, что актуально для северных территорий.

Результат интеллектуальной деятельности подтвержден патентом «Блок-форма для получения полистирольного пенопласта» [24].

Работа выполнена по госзаданию, согласно Плану НИР ТюмНЦ СО РАН на 2018–2020 годы, протокол № 2 от 8.12.2017 (Приоритетное направление IX.133. Программа IX.133.1. Проект: IX.133.1.4. Криобиологические процессы на суше и в прибрежной части Карского моря в условиях повышения среднегодовых температур).

Библиографический список

1. Научно-технические проблемы освоения Арктики : Научная сессия Общего собрания членов РАН, 16 декабря 2014 г. / Российская академия наук; под ред. Н. П. Лаверова, В. И. Васильева, А. А. Макоско. — Москва : Наука, 2015. — 490 с. — Текст : непосредственный.
2. Никитин, Б. А. Перспективы освоения газовых ресурсов шельфа арктических морей России / Б. А. Никитин, А. Д. Дзюбло. — Текст : непосредственный // Вести газовой науки : научно-технический сборник. — 2017. — № 4 (32). — С. 15–24.
3. Мегaproект «Ямал» и изменение климата / Н. И. Дементьева, С. Н. Голубчиков, А. В. Кошурников [и др.]. — Текст : непосредственный // Энергия : экономика, техника, экология. — 2013. — № 7. — С. 29–37.
4. Мамаева, Н. Л. Экологические проблемы Арктической зоны Российской Федерации / Н. Л. Мамаева, С. А. Петров. — DOI 10.31660/0445-0108-2015-5-148-152. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2015. — № 5. — С. 148–152.

5. Здоровье коренного населения Ямала : монография / В. Ф. Галыгин, А. К. Дранишников, В. З. Колтун [и др.] ; отв. ред. В. В. Мефодьев ; Сибирское отделение РАН, Институт проблем освоения Севера. – Новосибирск : Наука : Сиб. предприятие, 1998. – 214 с. – Текст : непосредственный.
6. Арктика : зона мира и сотрудничества / Российская академия наук, Институт мировой экономики и международных отношений РАН ; отв. ред. А. В. Загорский. – Москва : ИМЭМО РАН, 2011. – 194 с. – Текст : непосредственный.
7. Дорожукова, С. Л. Экологические проблемы нефтегазодобывающих территорий Тюменской области / С. Л. Дорожукова, Е. П. Янин ; ООО ГП «Промнефтегазэкология». – Москва : ИМГРЭ, 2004. – 56 с. – Текст : непосредственный.
8. Основы нефтегазового дела : учебник для вузов / Е. О. Антонова, Г. В. Крылов, А. Д. Прохоров, О. А. Степанов. – Москва : Недра, 2003. – 307 с. – Текст : непосредственный.
9. Кузнецов, А. Е. Анализ факторов, влияющих на размещение вахтовых поселков нефтегазовой отрасли в Арктике / А. Е. Кузнецов. – DOI 10.17238/issn2541-8416.2017.17.2.79. – Текст : непосредственный // Arctic Environmental Research. – 2017. – Т. 17. – № 2. – С. 79–87.
10. Хаснулин, В. И. Психоэмоциональный стресс и метеореакция как системные проявления дизадаптации человека в условиях изменения климата на Севере России / В. И. Хаснулин, А. В. Хаснулина. – Текст : непосредственный // Экология человека. – 2012. – № 8. – С. 3–7.
11. Попова, О. Н. Климатогеофизическая характеристика Кольского Заполярья / О. Н. Попова, Ю. Ф. Щербина. – Текст : непосредственный // Экология человека. – 2012. – № 5. – С. 3–7.
12. Экологическая реставрация в Арктике : обзор международного и российского опыта : монография / Т. Ю. Минаева, Н. А. Аветов, Р. Г. Большаков [и др.] ; под ред. Т. Ю. Минаевой. – Сыктывкар — Нарьян-Мар: Триада, 2016. – 288 с. – Текст : непосредственный.
13. Баус, М. С. Особенности физической культуры в условиях Севера / М. С. Баус. – Текст : непосредственный // Север России : стратегии и перспективы развития. Материалы II Всероссийской научно-практической конференции (Сургут, 27 мая 2016 г.) / Сургутский государственный университет. – Сургут: ИЦ СурГУ, 2016. – Том 4. – С. 195–197.
14. Шерстюков, Б. Г. Климатические условия Арктики и новые подходы к прогнозу изменения климата / Б. Г. Шерстюков. – DOI 10.17238/issn2221-2698.2016.24.39. – Текст : непосредственный // Арктика и Север. – 2016. – № 24. – С. 39–67.
15. Гудков, А. Б. Эколого-физиологическая характеристика климатических факторов Севера : обзор литературы / А. Б. Гудков, О. Н. Попова, Н. Б. Лукманова. – Текст : непосредственный // Экология человека. – 2012. – № 1. – С. 12–17.
16. Виноградова, В. В. Районирование территории Российской Федерации по природно-климатическим условиям / В. В. Виноградова, А. Н. Золотокрылин, А. Н. Кренке. – Текст : непосредственный // Известия РАН. Серия Географическая. – 2008. – № 5. – С. 106–117.
17. Petrov, S. On the issue of climate change in the Arctic zone of the Russian Federation / S. Petrov, N. Mamaeva, M. Narushko. – DOI 10.1088/1755-1315/193/1/012056. – Текст : непосредственный // OIP Conference Series : Earth and Environmental Science. – 2018. – Vol. 193. – P. [1–5].
18. Цховребов, Э. С. Экологическая безопасность в строительной индустрии : монография / Э. С. Цховребов, Г. В. Четвертаков, С. И. Шканов. – Москва : Альфа-М, 2014. – 302 с. – Текст : непосредственный.

19. Павлов, В. А. Пенополистирол / В. А. Павлов. – Москва : Химия, 1973. – 239 с. – Текст : непосредственный.
20. Thermal conductivity and conditioning of grey expanded polystyrene foams / A. Simpson, I. G. Rattigan, E. Kalavsky, G. Parr. – DOI 10.1177/0262489320934263. – Текст : непосредственный // Cellular Polymers. – 2020. – Vol. 39, Issue 6. – P. 238–262.
21. Correlation between foam structure and mechanical performance of aluminium foam sandwich panels / T. R. Neu, P. H. Kamm, N. von der Eltz [et al.] – DOI 10.1016/j.msea.2020.140260. – Текст : непосредственный // Materials Science & Engineering : A. – 2021. – Vol. 800. – P. [1–11].
22. Патент № 2011517 Российская Федерация, МПК В28В 7/24. Способ фиксации кассетной установки и кассетная установка : № 5039392/33 : заявл. 27.03.1992 : опубл. 30.04.1994 / Добротин А. Е. – Текст : непосредственный.
23. Воробьев, В. А. Технология строительных материалов и изделий на основе пластмасс / В. А. Воробьев. – Москва : Высшая школа, 1974. – 472 с. – Текст : непосредственный.
24. Патент № 180583 Российская Федерация, МПК В29С 44/58. Блок форма для получения полистирольного пенопласта : № 2018107025 : заявл. 26.02.2018 : опубл. 19.06.2018 / Мамаева Н. Л., Петров С. А., Мамаев Л. В. ; Федеральный исследовательский центр «Тюменский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук». – Бюл. № 17. – 5 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Laverov, N. P., Vasil'ev, V. I., & Makosko, A. A. (Eds.) (2015). Nauchno-tekhnicheskie problemy osvoeniya Arktiki: Nauchnaya sessiya Obshchego sobraniya chlenov RAN, December 16, 2014. Moscow, Nauka Publ., 490 p. (In Russian).
2. Nikitin, B. A., & Dzyublo, A. D. (2017). Prospects for development of Russian arctic offshore gas resources. Vesti gazovoy nauki: Scientific-Technical Collection Book, (4(32)), pp. 15-24. (In Russian).
3. Dement'eva, N. I., Golubchikov, S. N., Koshurnikov, A. V., Golubchikov, M. Yu., & Berezenko, S. I. (2013). Megaproekt "Yamal" i izmenenie klimata. Energiya: ekonomika, tekhnika, ekologiya, (7), pp. 29-37. (In Russian).
4. Mamaeva, N. L., & Petrov, S. A. (2015). The ecological problems of the Russian Federation Arctic zone. Oil and Gas Studies, (5), pp. 148-152. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2015-5-148-152
5. Galygin, V. S., Dranishnikov, A. K., Koltun, V. Z., Kirbasova, N. P., Mefod'ev, V. V., Oleshchenko, A. M.,... Shishkina, T. N. (1998). Zdorov'e korennoho naseleniya Yamala. Novosibirsk, Nauka. Sib. predpriyatie RAN Publ., 214 p. (In Russian).
6. Zagorskiy, A. V. (Ed.) (2011). Arktika: zona mira i sotrudnichestva. Moscow, Institute of World Economy and International Relations of the Russian Academy of Sciences Publ., 194 p. (In Russian).
7. Dorozhukova, S. L. & Yanin, E. P. (2004). Ekologicheskie problemy nefte-gazodobyvayushchikh territoriy Tyumenskoy oblasti. Moscow, IMGRE Publ., 56 p. (In Russian).
8. Antonova, E. O., Krylov, G. V., Prokhorov, A. D., & Stepanov, O. A. (2003). Osnovy neftegazovogo dela. Moscow, Nedra Publ., 307 p. (In Russian).

9. Kuznetsov, A. E. (2017). Analysis of factors affecting the siting of field camps of the oil and gas industry in the Arctic. *Arctic Environmental Research*, 17(2), pp. 79-87. (In Russian). DOI: 10.17238/issn2541-8416.2017.17.2.79
10. Hasnulin, V. I., & Hasnulina, A. V. (2012). Psycho-emotional stress and meteorological reactions as systemic manifestations of human disadaptation under changing climatic conditions in the north of Russia. *Human ecology*, (8), pp. 3-7. (In Russian).
11. Popova, O. N., & Shcherbina, Yu. F. (2012). Climatic-geophysical characteristics of Kola Arctic region. *Human ecology*, (5), pp. 3-7. (In Russian).
12. Minaeva, T. Yu., Avetov, N. A., Golubeva, S. G., Lavrinenko, I. A., Lavrinenko, O. V., Lobanova, E. A., ... Shishkonakova, E. A. (2016). Ecological restoration in Arctic: review of the international and Russian practices, Syktyvkar — Nar'yan-Mar, Triada Publ., 288 p. (In Russian).
13. Baus, M. S. (2016). Physical culture features in terms of region of the North. *Sever Rossii: strategii i perspektivy razvitiya. Materialy II Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* (Surgut, May 27, 2016). Surgut, Surgut State University Publ., pp. 195-197. (In Russian).
14. Sherstyukov, B. G. (2016). The climatic conditions of the Arctic and new approaches to the forecast of the climate change. *Arctic and North*, (24), pp. 39-67. (In Russian). DOI: 10.17238/issn2221-2698.2016.24.39
15. Gudkov, A. B., Popova, O. N., & Lukmanova, N. B. (2012). Ecological-physiological characteristic of northern climatic factors literature review. *Human Ecology*, (1), pp. 12-17. (In Russian).
16. Vinogradova, V. V., Zolotokrylin, A. N., & Krenke, A. N. (2008). Rayonirovanie territorii Rossiyskoy Federatsii po prirodno-klimaticheskim usloviyam. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Seriya Geograficheskaya*, (5), pp. 106-117. (In Russian).
17. Petrov, S., Mamaeva, N., & Narushko, M. (2018). On the issue of climate change in the Arctic zone of the Russian Federation. *OIP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 193, pp. [1-5]. (In English). DOI: 10.1088/1755-1315/193/1/012056
18. Tskhovrebov, E. S., Chetvertakov, G. V., & Shkanov S. I. (2014). *Ekologicheskaya bezopasnost' v stroitel'noy industrii*. Moscow, Al'fa-M Publ., 304 p. (In Russian).
19. Pavlov, V. A. (1973). *Penopolistirol*. Moscow, Khimiya Publ., 239 p. (In Russian).
20. Simpson, A., Rattigan, I. G., Kalavsky, E., & Parr, G. (2020). Thermal conductivity and conditioning of grey expanded polystyrene foams. *Cellular Polymers*, 39(6), pp. 238-262. (In English). DOI: 10.1177/0262489320934263
21. Neu, T. R., Kamm, P. H., von der Eltz, N., Seeliger, H.-W., Banhart, J., & García-Moreno, F. (2021). Correlation between foam structure and mechanical performance of aluminium foam sandwich panels. *Materials Science & Engineering: A*, 800, pp. [1-11]. (In English). DOI: 10.1016/j.msea.2020.140260
22. Dobrotin, A. E. Sposob fiksatsii kassetnoy ustanovki i kassetnaya ustanovka. Pat. RF 2011517. MPK V28V 7/24. No 5039392/33. Applied: 27.03.92. Published: 30.04.94. (In Russian).
23. Vorob'ev, V. A. (1974). *Tekhnologiya stroitel'nykh materialov i izdeliy na osnove plastmass*. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 472 p. (In Russian).
24. Mamaeva, N. L., Petrov, S. A., & Mamaev, L. V. Blok forma dlya polucheniya polistirol'nogo penoplasta. Pat. RF 180583. MPK B29C 44/58. No 2018107025. Applied: 26.02.18. Published: 19.06.18. Byul. No 17, 5 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Мамаева Наталья Леонидовна, старший научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр «Тюменский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук», старший преподаватель, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: mamaeva.natali2011@mail.ru

Петров Сергей Анатольевич, д. м. н., профессор, главный научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр «Тюменский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук», г. Тюмень

Information about the authors

Natali L. Mamaeva, Senior Researcher, Tyumen Research Centre, Siberian branch of the Russian Academy of Sciences, Senior Lecturer, Industrial University of Tyumen, Tyumen, e-mail: mamaeva.natali2011@mail.ru

Sergei A. Petrov, Doctor of Medical Sciences, Professor, Chief Researcher, Tyumen Research Centre, Siberian branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen

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.

Количество литературных ссылок — от 20 источников и более, не считая ссылок на труднодоступные и нормативные источники, а также интернет-ресурсы.

В числе источников должно быть не менее 5 иностранных. Ссылаться нужно в первую очередь на оригинальные источники из научных журналов, включенных в глобальные индексы цитирования. Состав источников должен быть актуальным. В числе источников не должно быть более 10 наименований, автором либо соавтором которых является автор статьи.

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.

The number of references is from 20 sources or more, not counting references to hard-to-reach and normative sources, as well as Internet resources.

Among the references must be at least 5 foreign. It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor.

References must be relevant. Among the sources there should not be more than 10 titles, published by the author or co-author.

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!**

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

Тираж 500 экз. Заказ № 2093.
Подписано в печать 17.03.21. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 6,96. Усл. печ. л. 10,68.
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 2093.
Signed to print 17.03.21. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 6,96. Conventional printed sheets 10,68.
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.