

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

3 (147)
Май — июнь 2021

3 (147)
May — June 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

The Journal Founders

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

Редакция

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

Editorial office

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

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

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

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

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

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

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

Грачев Сергей Иванович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
Дмитриев Аркадий Николаевич, д. г.-м. н., профессор кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

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

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

Зейман 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

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

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

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

Нежданов Алексей Алексеевич, д. г.-м. н., начальник центра по обработке и интерпретации дистанционных методов, филиал «Газпром недра НТЦ» ООО «Газпром недра», 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., заведующий кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва

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

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

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

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

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

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

EDITORIAL BOARD

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Pang Chang Wei, PhD, Professor, China University Of Petroleum, Beijing (China)

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

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

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

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

Su Yinao, PhD, Professor, Chinese Academy of Engineering, Beijing (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, Dean of Faculty of Economics, Head of the Department of Economics, Organization and Management, Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg

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

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Арсеньев А. А., Александров В. М., Леонтьев Д. С.
Перспективы нефтегазоносности Курганской области 9

Босиков И. И., Мазко А. И., Майер А. В.
**Комплексная оценка коллектора продуктивного пласта
Каневского месторождения** 25

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Григулецкий В. Г., Кузнецов А. Б.
**Влияние типоразмера долота на устойчивость равновесия
нижней части бурильной колонны при бурении
горизонтального ствола скважины** 37

Овчинников В. П., Рожкова О. В., Бастиров С. Н., Леонтьев Д. С.,
Овчинников П. В.
**Технологические решения для строительства скважин
на месторождениях высоковязких сланцевых углеводородов** 52

Плиткина Ю. А.
**Повышение эффективности системы поддержания пластового
давления в низкопроницаемых неоднородных коллекторах
с трудноизвлекаемыми запасами** 63

Поспелова Т. А.
**Моделирование в поддержку физико-химических методов
увеличения нефтеотдачи** 79

Турнаева Е. А., Сидоровская Е. А., Адаховский Д. С., Кикирева Е. В.,
Третьяков Н. Ю., Кольцов И. Н., Волкова С. С., Громан А. А.
**Характеристики эмульсий и их значение при прогнозе
эффективности нефтеотесняющих композиций
на основе поверхностно-активных веществ** 91

Шаляпин Д. В., Бакиров Д. Л., Фаттахов М. М., Шаляпина А. Д.,
Кузнецов В. Г.

**Исследование фактической информации по креплению скважин
с применением машинного обучения и нейронных сетей** 108

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

Секачёв А. Ф., Шалай В. В., Земенков Ю. Д., Фишнер А. Ф.,
Яковлев А. Е.

**Экспериментальное исследование передачи энергии
сверхвысокочастотного электромагнитного поля
посредством погружного излучателя в нефтяную среду** 120

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке) 130

Правила подготовки рукописи (на английском языке) 133

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Arsenyev A. A., Alexandrov V. M., Leontiev D. S. Petroleum potential of Kurgan region	9
Bosikov I. I., Mazko A. I., Mayer A. V. A comprehensive evaluation of the productive formation collector of the Kanevskoye field	25

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Griguletsky V. G., Kuznetsov A. B. Influence of bit size on stability bottom drill column balance when drilling a horizontal well	37
Ovchinnikov V. P., Rozhkova O. V., Bastrikov S. N., Leontiev D. S., Ovchinnikov P. V. Technological solutions for well construction in high-viscous shale hydrocarbon fields	52
Plitkina Yu. A. Efficiency of reservoir pressure maintenance system in low-permeable heterogeneous reservoirs	63
Pospelova T. A. Modeling to support physicochemical enhancement techniques	79
Turnaeva E. A., Sidorovskaya E. A., Adakhovskij D. S., Kikireva E. V., Tret'yakov N. Yu., Koltsov I. N., Volkova S. S., Groman A. A. Oil emulsion characteristics as significance in efficiency forecast of oil-displacing formulations based on surfactants	91

Shalyapin D. V., Bakirov D. L., Fattahov M. M., Shalyapina A. D.,
Kuznetsov V. G.

**Research of actual information on well casing
using machine learning and neural networks** 108

**DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE
TRANSPORT SYSTEM**

Sekachev A. F., Shalai V. V., Zemenkov Yu. D., Fitzner A. F.,
Yakovlev A. E.

**Experimental study of the transmission of energy of a microwave
electromagnetic field into the oil environment
employing a submersible emitter** 120

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian) 130

Manuscripts presentation requirements (In English) 133

Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа

Geology, prospecting and exploration of oil and gas fields

25.00.12 Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений
(геолого-минералогические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2021-3-9-24

УДК 553.982.239

Перспективы нефтегазоносности Курганской области

А. А. Арсеньев¹, В. М. Александров², Д. С. Леонтьев^{2*}

¹Тюменский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Уральскому федеральному округу», г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: leontevds@tyuiu.ru

Аннотация. Территория Курганской области по факту располагается в границах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, где в пределах Тюменской, Омской, Томской и Новосибирской областей открыты промышленные запасы углеводородов и ведется их активная разработка.

В статье представлена оценка перспективности нефтегазоносности Курганской области в отложениях раннекаменноугольного возраста, зон серпентинизации ультраосновных пород, а также верхнемелового надсеноманского комплекса пород. Казалось бы, Курганская область, соседствуя и находясь в близких геологических условиях с теми областями, в которых ведется добыча углеводородов, на сегодняшний день могла бы тоже вести промышленную разработку месторождений, однако залежи нефти или газа здесь до сих пор не открыты, а изучение недр носит дискретный и бессистемный характер.

Неопределенность в судьбе курганской нефти — наследие советской геологии. Вероятно, в Курганской области не найти крупных запасов углеводородов, но прогнозные ресурсы есть, и без комплексного изучения недр их не подтвердить.

Авторы данной статьи пытаются разобраться и понять, почему в Курганской области при явных перспективах открытия на ее территории залежей углеводородов до сих пор не забил нефтяной или газовый фонтан.

Ключевые слова: Курганская область; горные породы; углеводороды

Petroleum potential of Kurgan region

Alexey A. Arsenyev¹, Vadim M. Alexandrov², Dmitry S. Leontiev^{2*}

¹Tyumen Branch of Federal State Institution "Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District", Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: leontevds@tyuiu.ru

Abstract. The territory of Kurgan region is actually located within the boundaries of the West Siberian oil and gas province, where industrial reserves of hydrocarbons are discovered and actively developed within Tyumen, Omsk, Tomsk and Novosibirsk regions.

The article presents an assessment of petroleum potential of Kurgan region (a case study of deposits of Early Carboniferous age, zones of serpentization of ultra-basic rocks, as well as the Upper Cretaceous Suprasenomanian complex of rocks). It would seem that Kurgan region today could conduct industrial development of fields, because it neighbours upon those regions in which hydrocarbon production is carried out. However, oil or gas deposits in this region have not been discovered yet, and the study of the subsurface is discrete and unsystematic.

The uncertainty in the fate of Kurgan oil is a legacy of Soviet geology. It is likely that large hydrocarbon reserves will not be found in Kurgan region, but there are forecast resources, and they cannot be confirmed without a comprehensive study of the subsurface.

The authors of the article try to understand why an oil or gas fountain has not clogged in Kurgan region yet.

Key words: Kurgan region; rocks; hydrocarbons

Введение

Территория Курганской области по факту располагается в границах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, где в пределах Тюменской, Омской, Томской и Новосибирской областей открыты промышленные запасы углеводородов и ведется их активная разработка.

Большинство разрабатываемых залежей приурочены к зоне контакта мезозоя и палеозоя, характеризующихся несогласным залеганием и расчлененным эрозионно-тектоническим рельефом.

Казалось бы, Курганская область, соседствуя и находясь в близких геологических условиях с теми областями, в которых ведется добыча углеводородов, на сегодняшний день могла бы тоже вести промышленную разработку месторождений, однако залежи нефти или газа здесь до сих пор не открыты, а изучение недр носит дискретный и бессистемный характер.

В данной статье мы пытаемся разобраться и понять, почему в Курганской области при явных перспективах открытия на ее территории залежей углеводородов до сих пор не забил нефтяной или газовый фонтан.

Неопределенность в судьбе курганской нефти — наследие советской геологии. Вероятно, в Курганской области не найти крупных запасов углеводородов, но прогнозные ресурсы есть, и без комплексного изучения недр их не подтвердить.

Объект и методы исследования

Важно отметить, что поисковые и разведочные работы на территории рассматриваемой области тесно связаны с историей нефтегазоразведки Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и в геологическом отношении имеют одну общую черту — южная краевая часть Западно-Сибирского седиментационного бассейна [1, 2].

В 2001 г. специалистами ЗапСибНИГИ и ТюмГНГУ (н/в ТИУ) была выполнена совместная масштабная исследовательская работа, в которой был сделан акцент на обобщении и анализе имеющейся геолого-

геофизической и геохимической информации Вагай-Ишимской впадины в границах Курганской области. Итогом работ стало литолого-стратиграфическое расчленение разреза, построена тектоническая карта доюрских комплексов, проведен анализ геолого-геохимических предпосылок нефтегазоносности изучаемой территории, обоснована количественная оценка нефтегазоносности восточной части Курганской области. Проработаны конкретные рекомендации и направления по рациональному пользованию недр: намечены два региональных сейсмопрофиля МОГТ (метод общей глубинной точки), участки для постановки детальных площадных сейсморазведочных работ, обоснована точка заложения параметрической скважины, определены перспективные лицензионные участки [3].

Далее, уже в 2006 г. ОАО «Башнефтегеофизика» выполнило полевые сейсморазведочные работы в пределах Южно-Мокроусовского и Северо-Привольного лицензионных участков^{1,2,3,4,5}. Более того, на этих территориях был выполнен геохимический комплекс работ методом газовой сейсмотомографии, в результате чего были обоснованы точки заложения скважин под бурение. В следующем году ООО «Правдинская геологоразведочная экспедиция» пробурило скв. 1 на Северо-Привольной площади глубиной 2 402 м, а в конце того же года была пробурена скв. Южно-Мокроусовская-1 глубиной 2 400 м. По результатам бурения, а также согласно лабораторно-аналитическим исследованиям было подтверждено наличие благоприятных зон в палеозойских отложениях [4, 5].

Не менее интересным остается и тот факт, что в 1935 г. в районе ж/д станции Макушино с целью водоснабжения была пробурена скв. 263, вскрывшая слоистые и трещиноватые песчаники нижнемелового возраста. В интервале глубин 620–711 м был получен фонтан газа дебитом 850 м³/сут. Газ азотно-метанового состава.

С 1927 г. жители деревни Беспалово, находящейся в Звериноголовском районе, отмечали проявления в виде желтых маслянистых пятен на поверхности реки Алабуги (приток реки Тобол), которые, по их словам, поднимались со дна реки. Спустя несколько лет, а точнее в 1936 г. А. А. Ершовым и В. Г. Чернышовым, а позднее и Н. П. Тутаевым были проведены экспедиции, в результате которых был зафиксирован и подтвержден факт выхода нефти на поверхность. В. А. Успенский, отобрав

¹ Комплексная интерпретация геолого-геофизической информации в пределах Южно-Мокроусовского и Покровского лицензионных участков. Отчет ООО «ННЦ» по договору № 08/12 от 20 июля 2012 года / Отв. исп. Н. П. Дешеня, В. А. Ордин; ТФГИ по Сибирскому федеральному округу. – Тюмень, 2012. – 80 с.

² Комплексное литолого-геохимическое и петрофизическое исследование керна и шлама из скважины № 1 Южно-Мокроусовской площади. Отчет ООО «ЗапСибГЦ» по договору № 101 / Отв. исп. М. Ю. Зубков, О. И. Дерягина. – Тюмень, 2007. – 114 с.

³ Комплексное литолого-химическое исследование шлама из скважины № 1 Северо-Привольной площади. Отчет ООО «ЗапСибГЦ» по договору № 10 от 27 июля 2007 года / Отв. исп. М. Ю. Зубков. – Тюмень, 2007. – 25 с.

⁴ Комплексная интерпретация геолого-геофизической информации в пределах Южно-Мокроусовского и Покровского лицензионных участков. Отчет по договору с ООО «Зауральская нефтяная провинция» № 08/12 от 20 июля 2012 года / В. А. Ордин [и др.]; ТФГИ по УрФО. – Тюмень: ООО «Нефтегазовый научный центр», 2012. – 82 с.

⁵ Отчет о результатах обработки и интерпретации данных ВСП по скважине № 1 Северо-Привольная / Отв. исп. С. В. Курсин. – Тюмень: ООО «Новые геотехнологии», 2007. – 49 с.

пробы и проведя необходимый комплекс лабораторных исследований, сделал неоспоримое заключение о выходе природного битума.

Чуть позднее, в период 1940–1959 гг., у береговой зоны реки Алабуги пробуренные скв. 1-К и 2-К вскрыли красноцветные породы, предположительно, пермско-триасового возраста с высоким содержанием битумов (0,8 %). Из скважин был поднят керн, насыщенный нефтью.

В 1961 г. силами Тюменского геологического управления на юге Курганской области была пробурена структурно-поисковая скв. Косолаповская 1, в которой на глубине 455–460 м также были обнаружены признаки наличия нефти.

В процессе бурения Курганской параметрической скв. 1 (ПГО «Новосибирскгеология») в интервале глубин 700–750 м на поверхности бурового раствора отмечались маслянистые пятна. Далее, при промывке скважины выделялось смолоподобное вещество в значительном объеме. В шламе, отобранным из интервала глубин 765–774 м, при выполнении лабораторного комплекса исследований обнаружены примазки битума, относящегося к типу аллюхтонного битумоида. При испытании в эксплуатационной колонне интервала глубин 743–763 м был получен самоизлив пластовых вод с растворенным горючим газом дебитом 1,33 м³/сут (газовый фактор составлял 0,89 м³/т).

В процессе бурения скважины Михайловской 2 в интервале глубин 2 350–2 370 м был вскрыт водогазовый пласт со следами миграции нефти в виде битуминозных остатков. В интервале глубин 2 400–2 450 м были отмечены выходы метана.

Приведенные выше факты заставляют задуматься о перспективности Курганской области и возможности открытия в ее недрах залежей нефти или газа, несмотря на разнообразие оценок и взглядов по вопросу нефтегазоносности этой территории у авторов не угасает надежда и уверенность в том, что в ближайшем будущем фонтаны нефти и газа появятся на просторах Курганской области^{6,7} [6].

Практическая часть

Перспективы нефтегазоносности отложений раннекаменноугольного возраста

В конце 40-х годов XX века был обоснован тезис о перспективности доюрских отложений Курганской области. В то время мезозойско-кайнозойские отложения не рассматривались как перспективные в связи с их малой толщиной. Геолого-геофизические работы, которые проводились в 1960–80-х гг., позволили выявить хорошие фильтрационно-емкостные свойства карбонатных и терригенных пород-коллекторов, коллекторов среднего и верхнего девона, а также известняков нижнего отдела каменноугольной системы. Именно здесь, в этих отложениях, и предполагаются возможные залежи и зоны аккумуляции углеводородов.

⁶ Количественная оценка суммарных начальных ресурсов (СНР) нефти, газа и конденсата северо-восточной части Курганской области. Отчет по договору № 54-00 с Комитетом природных ресурсов по Курганской области в двух томах. Том I (текст отчета) / А. В. Рыльков [и др.]; ТФГИ по Курганской области. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 2001. – 196 с.

⁷ Количественная оценка суммарных начальных ресурсов (СНР) нефти, газа и конденсата северо-восточной части Курганской области. Отчет по договору № 1 (54-00) с Комитетом природных ресурсов по Курганской области в двух томах. Том II (графические приложения) / А. В. Рыльков [и др.]; ТФГИ по Курганской области. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 2001.

Согласно разработанной в 1999 г. «Стратиграфической схеме палеозоя» Западно-Сибирской плиты, палеонтологически охарактеризованные каменноугольные отложения распространены почти во всех структурно-фациальных зонах и в основном представлены глинистыми, углисто-глинистыми, кремнистыми карбонатно-глинистыми и карбонатно-глинистыми (с эфузивами) толщами. В большинстве разрезов нижнего карбона известняки не имеют рифовой природы, хотя участками перенасыщены морской фауной: фораминиферами, радиоляриями, мшанками, водорослями, брахиоподами и др. Все они имеют признаки гравитационных отложений, четкую стратификацию и пластовую отдельность. Мощность карбона не превышает 1 100 м на севере и севере-западе, составляя в центре 200–600 м и 100–320–500 м на юго-востоке плиты. Все известные разрезы нижнего карбона в фациальном отношении относятся к отложениям шельфовых впадин и погруженного, участками глубоководного шельфа (50–150 м).

В пределах Западно-Сибирской плиты рифовая система нижнего карбона была установлена впервые в 2008 г. по данным скв. 10670 Новомостовской [7].

Палеогеографический анализ [8] позволил сделать вывод о развитии барьерных рифов нижнего карбона параллельно Уралу: от Тутлейской площади на севере до Кустанайского профиля района пос. Качар [9]. Скв. 10670 Новомостовской в интервале глубин 2 445–2 905 м вскрыт рифовый комплекс литофаций карбона с богатым набором разнообразных биогенных структур и текстур.

Фрагмент рифовой системы на юго-востоке Западно-Сибирской плиты можно увидеть на примере скв. 52 Арчинской в интервалах глубин 3 250,8–3 330,0 м, вскрывшей рифогенные отложения визей-серпуховского уровня. Коралловые калипты образованы одиночными ругозами, плащеобразными колониями ремезий, пластинами палеоаплизин. Они формировались в разных условиях: вверху в заполнителе каркаса — высокоуглеродистый пелит, к забою скважины он замещается пелмикритом, участками пелспаритом с глобоидами водорослей и фораминифер. Эти отложения, согласно принятой Стратиграфической схеме, не принадлежат ни табаганская, ни кехорегской свитам нижнего карбона, поэтому по данным скв. 52 Арчинской устанавливается новая некрасовская толща совершенно особого рифогенного типа. Каменноугольная рифовая система может быть прослежена юго-восточнее и восточнее Арчинской площади.

По геологическим материалам [10] вблизи Нижне-Табаганской площади установлены каменноугольные отложения елизаровской и табаганской свит, связанных пространственно, фациально и генетически с рифогенными образованиями скв. 52 Арчинской. В. И. Краснов и др. в 2011 г. впервые провели палеоландшафтный анализ каменноугольной системы [11]. Через год, в 2012 г., была опубликована авторская палеогеографическая модель для нижнего отдела каменноугольной системы (турнейский — серпуховский (C1 t - C1 s) ярусы) [8].

В отложениях нижнекаменноугольного комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции развиты такие рифовые системы, как Западная (или Новомостовская) и Восточная (или Арчинская). Основным отличием модели эпиконтинентальных бассейнов Сибири от типовых моделей J. L. Wilson считает развитие в карбоне и силуре своеобразной средневодной террасы с достаточно разнообразной биотой, а также троговых зон глубоководья, которые развивались также и в областях распространения крайне мелководных шельфов [12]. Именно к меридиальным зонам распространения илистой ундаформы и приурочено развитие рифовых систем каменно-

угольного возраста (раннекаменноугольных осадочных бассейнов) как на западе, так и на востоке Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна.

Параметрическая скв. 1 Северо-Кошелевская (НСК-1) (северо-восточное окончание центрального купола Северо-Кошелевского поднятия) вскрыла верхнюю часть карбонатной толщи палеозойского разреза толщиной 125 м, стратиграфически относящуюся к верхнему девону — турнейскому ярусу. В закарстованных известняках обнаружены остатки макрофлоры, в том числе и кораллы, что предполагает возможное развитие в карбонатном разрезе палеозоя морских рифогенных фаций.

С ними связаны определенные перспективы обнаружения как продуктивных нефтегазоматеринских отложений каменноугольного-девонского возраста, так и природных резервуаров, вмещающих углеводороды (закарстованные рифы).

Перспективы нефтегазоносности зон серпентинизации ультраосновных пород

Серпентинизация ультраосновных пород — постмагматический процесс преобразования магматических пород в экзогенных условиях. Главное в этом процессе — развитие серпентина по оливину. Серпентинизация сопровождается выделением свободного водорода. Серпентинизация, как известно, интенсивно протекает при условии обработки ультраосновных пород углекислыми водами, которые служат источником углерода.

Зоны серпентинизации имеют определенный нефтегазовый потенциал. Они тяготеют к районам с тектонической активностью, что способствует развитию дизьюнктивной тектоники, формированию трещинно-поровых пород-коллекторов и миграции углеводородов по геологическому разрезу. Данные зоны влияют и на минералогический состав экранирующих эрозионно-тектонические выступы отложений в подошвенной части осадочного чехла.

Проблемой нефтегазоносности южных районов Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна занимались многие исследователи. Первым высказал предположение о нефтегазоносности восточного склона Урала И. М. Губкин в 30-х гг. прошлого столетия. Почти за 60 лет геологоразведочных работ на юге Тюменской области накоплен огромный геологогеофизический материал (результаты геофизических исследований скважин (ГИС), исследования керна, испытания скважин, сейсмо-, гравиа-, магнитные исследования и многое другое). В связи с этим потребовалось обобщение и всесторонний анализ имеющейся геолого-геофизической информации и прежде всего ГИС, исследований керна и испытаний.

Цель анализа — выделение в разрезах скважин потенциально продуктивных пород-коллекторов порового и трещинно-кавернозного типа, пропущенных ранее при испытаниях и интерпретации ГИС, оценка перспектив нефтегазоносности зон серпентинизации ультраосновных пород.

С целью изучения особенностей строения и состава пород данного типа был построен геологический разрез (рис. 1).

Данный геологический разрез ориентирован в направлении СЗ-ЮВ, пересекает границы Приуральской и Тобольской нефтегазоносных областей. При построении использованы данные ГИС, результаты испытаний, керновые данные (скв. 1, 2 и 5 Карабашские, скв. 9 Южно-Таежная, скв. 33-П Носкинская, скв. 2 и 3 Менделеевские, скв. 1 Южно-Тобольская), а также структурные карты по целевым отражающим сейсмическим горизонтам «А», «Б», «М» и «Г».

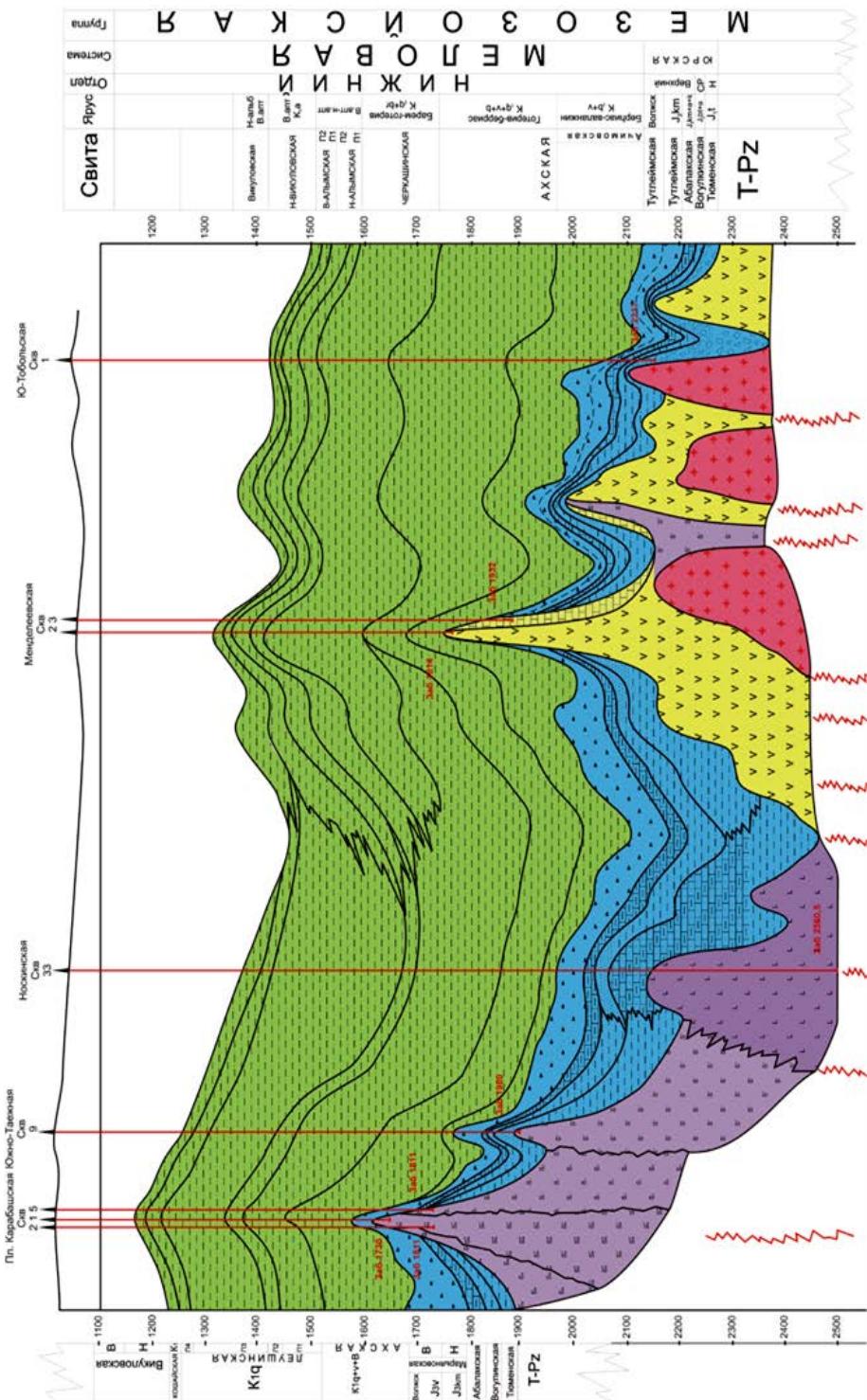


Рис. 1. Геологический разрез по линии скв. 2 Карабашская — скв. 1 Южно-Тобольская

Разрез охватывает западной частью погруженную область ранних герцинид Шадринско-Шаймского антиклиниория Уральской складчатой системы, а восточной — область каледонид Урало-Казахского прогиба и Тобольского антиклиниория северной оконечности Центрально-Казахстанской складчатой системы. Согласно тектонической карте [13], Урало-Казахский краевой прогиб является границей между Центрально-Казахстанской и Уральской складчательными системами. В створе разреза данная граница проявляется между скв. 2 Менделеевской и 33-П Носкинской и тяготеет в сторону последней.

Породы доюрского комплекса, вскрытые скв. 33-П, представлены туфами литокристаллических порфиритов, подвергшихся сильному тектоническому воздействию и гидротермальной проработке. Обломочный материал представлен обломками основной массы базальтовых порфиритов, сцементированными мелким вулканогенным и пепловым материалом. Обломки кристаллов являются обломками и кристаллами темноцветов — оливина, моноклинного пироксена (геденбергит) и роговой обманки. Оливин, по описанию шлифов (Н. П. Алексеева, 2001 г.), полностью замещен вторичными минералами: серпентином с ярко выраженным волокнистым строением, хлоритом и рудным магнетитом.

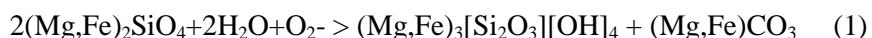
Основная цементирующая масса — пирокластический материал, гематит, гидроокислы железа и вторичные минералы — хлорит, кальцит, халцедон. Породы разбиты сериями разнонаправленных трещин. Гидротермальная проработка по разрезу (скв. 33-П) с глубиной усиливается. По аналогии с породами Северного Казахстана — Восточной зоны Урала они соответствуют отложениям триаса (Н. П. Алексеева, 2001 г.). Скв. 9 Южно-Таежная, находящаяся в створе профиля к западу от скв. 33-П Носкинской, вскрывает на глубине 1 958 м доюрские породы, которые являются корой выветривания апогарцбургитовых серпентинитов (интервал 1958–1961 м), переходящих к западу в серпентиниты гарцбургитовые (скв. 5 Карабашская, глубина фундамента — 1 744 м).

Поисковой скв. 1 вскрыта газовая залежь с дебитом 265 000 м³/сут, приуроченная к кровле тюменской свиты, vogulkinской толще, трещиноватым породам фундамента и коры выветривания, гидродинамически связанных между собой. Породы марьяновской, ахской, леушинской свит являются глинистой покрышкой Карабашской залежи, представляющей собой единую толщу, сложенную аргиллитоподобными глинами темносерого и серого цветов, преимущественно тонкоотмученными, с единичными прослойями глинистых алевролитов и известняков. Возрастное положение ахской свиты (на основании находок берриасских, валанжинских и готеривских комплексов фораминифер, спор и пыльцы) — берриас — низы готерива [14]. Природа образования пород-коллекторов Карабашской газовой залежи связывается с гидротермальным метаморфизмом туфов базальтовых порфиритов, протекающим под действием высокотемпературных растворов, образующихся путем конденсации глубинных водяных паров и несущих с собой различные компоненты, приводящих к различным изменениям окружающих пород, в данном случае — к их серпентинизации. Фундамент в области поглощения газовой залежи представлен выветрелыми рассланцованными антигоритовыми серпентинитами (скв. 1, интервал 1 695–1 707 м) [15–17].

В описании шлифов из керна пород доюрского основания, вскрытых скв. 33-П Носкинской (интервалы 2 246–2 257; 2 286–2 290; 2 545–2 550 м), представленных туфами базальтовых порфириров, а также визуально в образцах керна наблюдаются кристаллы темноцветов — оливина, моноклинного пироксена (геденбергита) и роговой обманки. Оливин замещается полностью вторичными минералами: серпентинитом с ярко выраженным волокнистым строением.

Переход оливина в серпентин происходит, как известно, с увеличением объема, а вокруг вкрапленных зерен серпентинизированного оливина в породе наблюдаются радиально расходящиеся трещинки, которые свидетельствуют о динамическом воздействии массы на окружающую среду. Наличие в серпентинитах многочисленных мелких смещений с зеркалами скольжения в самых различных направлениях является следствием разгрузки динамических напряжений, возникающих в процессе серпентинизации оливиносодержащих пород, являющихся часто причиной возникновения зон разуплотнения на окраинах массивов.

Серпентизация оливина схематически выражается уравнением



Степень серпентинизации ультраосновных пород представлена на петрохимической двухкомпонентной диаграмме Д. С. Штайнберга (рис. 2) [18].

Координаты степени серпентинизации рассчитаны в мол. долях: RO/SiO_2 , а также MgO/SiO_2 , где

$$\text{RO} = (\text{FeO} + \text{MnO} + \text{Ni} + \text{CaO} + \text{MgO} + 2\text{Fe}_2\text{O}_3) - (\text{Al}_2\text{O}_3) + \text{Cr}_2\text{O}_3$$

По мере увеличения степени преобразований (степени серпентинизации) значение параметров уменьшается.

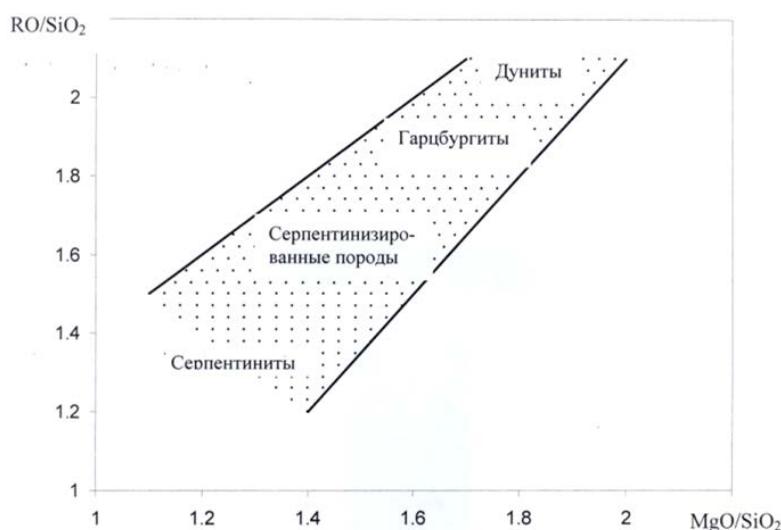


Рис. 2. Петрохимическая двухкомпонентная диаграмма Д. С. Штайнберга

Находящиеся в Карабашском нефтегазоносном районе в зоне Шадринско-Шаимского антиклинария скважины Ереминской площади вскрывают

в фундаменте серпентиниты, являющиеся продуктами гидратации гипербазитов, то есть гидротермального метаморфизма. Как сказано выше, этот процесс происходит с увеличением объема породы, вследствие чего возникают колоссальные напряжения и разрушение как самих образованных серпентинитов, так и контактирующих с ними массивов. Вследствие степени пластиичности перекрывающих глинистых отложений может происходить их дальнейшее уплотнение и образование плотной покрышки.

При достижении давлений, достаточных для дальнейших диагностических преобразований глин в аргиллиты, вследствие дегидратации происходит их рассланцевание и образование плитчато-трещинной текстуры с латерально-вертикальной сообщаемостью трещинных каналов, обеспечивающих разгрузку напряжений экранирующей толщи и миграцию из залежи водогазонефтяной смеси в вышележащие отложения. Следы миграции часто обнаруживаются в приповерхностной области разреза, что позволяет контролировать наличие таких зон поверхностным комплексом геофизико-геохимических методов. На основании опытных геофизико-геохимических исследований, проводимых в последние годы на территории Западной Сибири, в частности в районах юга Тюменской области, оптимальным является сочетание следующих методов:

- 1) определение содержания спектра углеводородов (УВ) (в частности ароматических) в грунтах (на глубине 2 м);
- 2) измерение на указанной глубине температур (T °C);
- 3) измерение естественной радиоактивности пород.

Развитие зон серпентинизации в пределах Западно-Сибирской плиты приурочено, согласно данным состава пород доюрского основания, чаще всего к границам переработанных герцинским тектогенезом областей до-карельской, карельской, байкальской складчатости и единого каледоно-герцинского складчатого основания.

Наряду с рассмотренной выше областью серпентинизации Шадринско-Шаймского антиклиниория (Ереминская площадь, Карабашское месторождение) аналогичные по своим геолого-тектонофизическим характеристикам зоны, претерпевшие или находящиеся в стадии изменения пород фундамента под действием гидротермального метаморфизма, наблюдаются и в восточной части Западно-Сибирской плиты, в частности в зоне Муромцевского прогиба, Верхне-Демьянского антиклиниория, переходящего к северу в так называемый серпентинитовый пояс (скв. 2 Болотная; скв. 1 Уурная; скв. 70 и 73 Лыхские; скв. 80 и 81 Ютымские; скв. 61 Кальчинская; скв. 2 Тай-Тымская и т. д.).

Результаты испытаний скв. 1 и 2 Болотных, находящихся в области распространения вышеназванных геолого-тектонических образований, показывают, что полученная из интервалов глинистой толщи баженовской и георгиевской свит вода с газом является, очевидно, покрышечной (надфундаментной).

Испытаний нижележащих интервалов доюрского фундамента, породы которого представлены хризотил-антigorитовыми серпентинитами (скв. 2 Болотная, интервал 2 789–2 868 м), не проводилось.

Согласно данным испытаний скв. 2 Тай-Тымской (Омская область), пробуренной в зоне с аналогичными геолого-тектоническими характеристи-

стиками и находящейся в пределах структуры, оконтуренной стратоизогипсой — 2 740 м (ОГ «А»), из отложений тюменской свиты получен приток нефти дебитом 96 м³/сут (интервал 2 600–2 620 м). Породы доюрского основания в керне представлены альбит-актинолитовыми сланцами серпентин-актинолит-талькового и кальцит-актинолит-талькового состава.

Перспективы нефтегазоносности верхнемелового надсеноманского комплекса пород

В настоящее время верхнемеловой надсеноманский комплекс пород в пределах территории Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна привлекает все большее внимание геологов. Сейсмические материалы по верхней части разреза анализировались в работах А. А. Нежданова, В. С. Соседкова, В. А. Корнева, Н. Я. Кунина.

Вопросы корреляции ГИС изложены в статьях И. И. Нестерова, В. С. Бочкирева, Ю. В. Брадучана, М. И. Кострюкова, М. И. Мишульского, А. Л. Наумова, О. М. Нелепченко, С. Г. Галеркиной, Н. Х. Кулакметова, А. А. Нежданова, В. Г. Елисеева.

Результаты оценки перспектив нефтегазоносности применительно к надсеноманским отложениям Западной Сибири были представлены в трудах А. Э. Конторовича, И. И. Нестерова, В. А. Скоробогатова, А. С. Пережогина, Н. Н. Ростовцева, А. А. Нежданова, Г. П. Мясниковой, А. А. Трофимука, М. Я. Рудкевича, Г. П. Евсеева.

Различные вопросы геологии и газоносности надсеноманских отложений изучались И. И. Нестеровым, А. А. Неждановым, В. М. Подобиной, С. Е. Агалаковым, Ю. Н. Карагодиным, В. Н. Саксом, О. В. Бакуевым, Н. Х. Кулакметовым, Г. Н. Гогоненковым, А. Л. Наумовым, В. А. Захаровым, Г. М. Татьянином, Ю. В. Филипповичем, Ю. В. Брадучаном, С. Г. Галеркиной, М. И. Мишульским, С. А. Варяговым, М. И. Таначевой и др.

С. Е. Агалаков впервые оценил сенонские отложения как перспективный газоносный комплекс [19].

Промышленная газоносность отложений верхнего мела была доказана в пределах Александровского мегавала, где еще в 1962 г. на Охтеурьевской площади был получен фонтан газа с дебитом около 20 тыс. м³/сут.

С тех пор прошло много времени, уже появились новые геологогеофизические материалы и геохимические данные. Если вначале надсено-манские скопления УВ связывали с миграцией из подстилающих сено-манских залежей, то сейчас они обнаружены в зонах, где последние отсутствуют. Сенонские отложения в некоторых районах Западно-Сибирского мегабассейна содержат газонасыщенные резервуары и уже рассматриваются в качестве самостоятельного газоносного комплекса.

Относительно наличия углеводородных скоплений в верхнемеловом надсено-манском комплексе пород, развитом на юго-западе Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна (Курганская область), у геологов по-прежнему определенное мнение еще не сформировалось. Говоря о перспективах открытия месторождений нефти и газа в Зауралье, одни настаивают на том, что шансы достаточно велики, другие же не торопятся делать какие-либо поспешные выводы и рекомендуют продолжать специализированные исследования.

В Курганской области газопроявления были обнаружены на Петуховской площади, где при испытании в скв. 4-Г базальных песчаников викуловской свиты (апт) толщиной 26 м, перекрытых альбскими глинами (ханты-мансийская свита), был получен газоводяной фонтан, высота которого достигала 15 м. Газопроявления наблюдались и в процессе бурения, начиная с глубины 227 м. Состав отобранного газа — азотно-метановый (86 % метана и 13 % азота, тяжелые УВ отсутствуют).

Анализ палеогеографических обстановок показывает, что в начале маастрихтского века открылся Тургайский пролив и в Западно-Сибирский палеобассейн начали поступать теплые воды, обогащенные карбонатным ионом [20]. Произошел «всплеск» органической жизни, появилось более 80 новых тетисных (не бореальных) родов и видов живых организмов. Формировались известковистые осадки, на юге до мергелей (рис. 3).

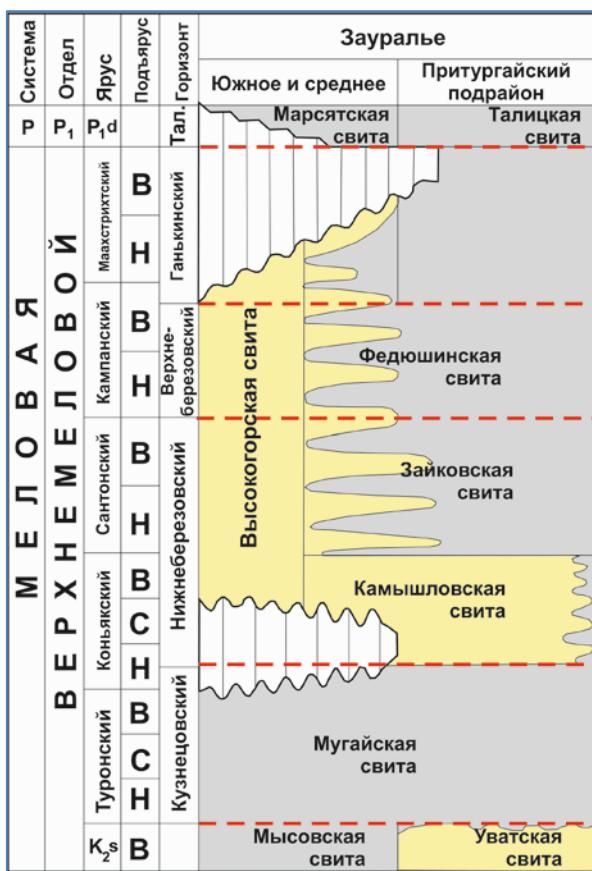


Рис. 3. Фрагмент региональной стратиграфической схемы надсенонаинских отложений Курганской области (по С. Е. Агалакову, 2019 г.; ООО «ТННЦ»)

Геолого-геофизические характеристики верхнемелового надсенонанского комплекса пород, развитых в пределах территории Курганской области, близки к аналогичным по возрасту отложениям на севере Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна. Единственное различие заключается в глубине залегания.

Кроме того, к примеру, результаты интерпретации данных геофизических исследований по скв. КУ-1, расположенной почти на крайнем юге Курганской области, однозначно свидетельствуют о наличии в них хороших пород-коллекторов.

По данным В. Г. Мамышева, породы-коллекторы представлены высокопористыми (величина k_n от 23 до 40 % и более) водонасыщенными песчаными пластами толщиной от 2,7 до 22,0 м. По данным электрического каротажа породы-коллекторы характеризуются повышающим проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласты, величина удельного электрического сопротивления пород-коллекторов составляет 4,8–11,9 Ом·м [3].

Окончательные выводы о наличии или отсутствии в разрезе верхнемелового надсенонанского комплекса пород условий, благоприятных для процессов генерации и аккумуляции углеводородов, неоднозначны.

Необходимость дальнейших комплексных геофизических и геологических исследований и переоценки перспектив нефтегазоносности верхнемелового надсенонанского комплекса пород (в частности отложений кампаниястрихтского возраста) очевидна.

Выводы

1. Территория Курганской области по факту располагается в границах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, где в пределах Тюменской, Омской, Томской и Новосибирской областей открыты промышленные запасы углеводородов и ведется их активная разработка.
2. Исключительный интерес в смысле нефтегазоносности представляют породы доюрского комплекса, представленные серпентинитами, контактирующими (сочлененными) с нефтематеринскими породами, имеющими достаточный нефтегенерационный потенциал.
3. Наличие зон разуплотнения и связанных с ними возможных ловушек УВ в области распространения ультраосновных пород фундамента Западно-Сибирской плиты является следствием их объемных изменений (деформаций), происходящих под действием гидротермального метаморфизма.
4. Объемное расширение в процессе новообразования серпентинитов является возможной причиной разрушения надфундаментных глинистых покрышек, перераспределения УВ из залежей в вышележащие отложения (Ереминская и Владимирская площади).
5. Сохранение малопроницаемого флюидоупора-покрышки обеспечивается высокой пластичностью и однородностью слагающих ее глинистых отложений. Действие объемного расширения, происходящее при образовании серпентинитов, приводит к их дополнительному уплотнению при минимальной плотности новообразованных трещин (например, Карабашское месторождение).
6. Основными породами-коллекторами Карабашской залежи являются антигоритовые серпентиниты, рассланцованные под действием процессов гидротермального метаморфизма.
7. Наиболее интенсивное новообразование серпентинитов имеет место в тектонически-активных районах, в областях глубинных разломов и депрессионных зон, являющихся каналами передачи глубинной тепловой энергии в зону гидротермального метаморфизма ультраосновных пород.

8. Перспективы поиска и разведки залежей углеводородов, а также дальнейшая качественная их эксплуатация в пределах территории Курганской области связана главным образом с выявлением зон проявления гидротермального метаморфизма и серпентинизации пород гетерогенного фундамента в области раннегерцинской складчатости [21, 22].

9. Наличие зон серпентинизации, как следствие гидротермального метаморфизма ультраосновных пород, является одним из важнейших поисковых признаков для локального прогноза залежей углеводородов (формирования путей миграции УВ, картирования областей аккумуляции и консервации залежей УВ).

Библиографический список

1. Геология СССР. Том XII. Пермская, Свердловская, Челябинская и Курганская области. Полезные ископаемые / Гл. редактор А. В. Сидоренко. – Москва : Недра, 1973. – 632 с. – Текст : непосредственный.
2. Геология СССР. Том XII. Пермская, Свердловская, Челябинская и Курганская области. Часть I. Геологическое описание. Книга 2 / Гл. редактор А. В. Сидоренко. – Москва : Недра, 1969. – 304 с. – Текст : непосредственный.
3. Анализ и перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ в Курганской области : монография / А. А. Арсеньев, В. М. Александров, А. Ю. Белоносов [и др.] ; под редакцией А. Р. Курчикова ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 265 с. – Текст : непосредственный.
4. Ехлаков, Ю. А. Новые данные о геологическом строении палеозойского фундамента юга Курганской области (по данным изучения Курган-Успенской параметрической скважины) / Ю. А. Ехлаков, А. Н. Угрюмов, С. С. Санфирова. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2010. – № 5 (72). – С. 34–51.
5. Кирда, Н. П. Перспективы нефтегазоносности доюрских комплексов Зауралья / Н. П. Кирда. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2013. – № 10 (113). – С. 20–39.
6. О нефтегазоносности восточной части Курганской области (Вагай-Ишимская впадина) / А. В. Рыльков, В. В. Потериева, Н. Х. Кулахметов, А. П. Южалин. – Текст : непосредственный // Нефтяная геология и условия формирования залежей углеводородов : избранные труды. – Тюмень : Альфа-СТАМП, 2016. – С. 198–205.
7. Открытие рифовой системы в каменноугольных отложениях Западной Сибири / А. И. Кудаманов, Г. Д. Исаев, А. Р. Сайфутдинов, Э. А. Абля. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2008. – № 5 (28). – С. 30–32.
8. Исаев, Г. Д. Геологическая, палеогеографическая модели палеозоя Западно-Сибирской плиты и перспективы его нефтегазоносности / Г. Д. Исаев. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2012. – № 6 (48). – С. 24–30.
9. Рифогенные и сульфатоносные формации фанерозоя СССР : монография / Г. А. Беленицкая, Н. М. Задорожная, А. К. Иогансон [и др.] ; Всесоюз. н.-и. геол. ин-т им. А. П. Карпинского. – Москва : Недра, 1990. – 291 с. – Текст : непосредственный.
10. Исаев, Г. Д. Основы биоседиментологии и региональный фациальный анализ = Principles of biosedimentology and regional facies analysis / Г. Д. Исаев. – Новосибирск : Гео, 2006. – 133 с. – Текст : непосредственный.
11. Краснов, Б. И. Стратиграфия и палеоландшафты нижнего карбона Западно-Сибирской равнины / Б. И. Краснов, В. Н. Дубатолов, Л. Г. Перегоедов. – Текст : непосредственный // Материалы по палеонтологии и стратиграфии Урала и Западной Сибири. – Екатеринбург : УРО РАН, 2011. – С. 158–189.
12. Уилсон, Дж. Л. Карбонатные фации в геологической истории : монография / Дж. Л. Уилсон ; под редакцией В. Т. Фролова, перевод с английского А. С. Арсанова, Н. П. Григорьева, Б. В. Ермакова. – Москва : Недра, 1980. – 463 с. – Перевод изд.: Carbonate facies in geologic history / James L. Wilson. Berlin etc., 1975. – Текст : непосредственный.
13. Геология СССР. Том XII. Пермская, Свердловская, Челябинская и Курганская области. Часть I. Геологическое описание. Книга 1 / Гл. редактор А. В. Сидоренко. – Москва : Недра, 1969. – 724 с. – Текст : непосредственный.
14. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Контоворович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов [и др.]. – Москва : Недра, 1975. – 680 с. – Текст : непосредственный.

15. Наседкина, В. А. К стратиграфии верхнего девона на восточном склоне Среднего Урала / В. А. Наседкина, М. В. Постоялко, А. А. Плюснина [и др.]. – Текст : непосредственный // Проблемы стратиграфии Урала. Девонская система. – Свердловск : ИГиГ УрО РАН, 1990. – С. 22–33.
16. Тевелев, А. В. (2005). Геодинамические обстановки формирования каменноугольных вулканических комплексов Южного Урала и Зауралья / А. В. Тевелев, П. Л. Тихомиров, К. Е. Дегтярев [и др.]. – Текст : непосредственный // Очерки по региональной тектонике. – Москва : Наука, 2005. – Т. 1. Южный Урал. – С. 213–247. – (Тр. ГИН РАН, Вып. 561).
17. Геохронологические исследования фундамента Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна ; итоги 50 лет изучения / К. С. Иванов, Ю. Н. Федоров, Ю. Л. Ронкин, Ю. В. Ерохин. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2005. – № 3. – С. 117–135.
18. Штейнберг, Д. С. Серпентинизация ультрабазитов / Д. С. Штейнберг, И. С. Чашухин. – Москва : Наука, 1977. – 312 с. – Текст : непосредственный.
19. Агалаков, С. Е. Газоносность сенонских отложений Севера Западной Сибири / С. Е. Агалаков. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов. Проблемы нефтегазового комплекса – забота молодых (23-я научно-техническая конференция молодых ученых) / ВНИИГАЗ. – Москва, 1990. – С. 75–76.
20. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А. Э. Конторович, С. В. Ершов, В. А. Казаненков [и др.] – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 745–776.
21. Пумпянский, А. М. Каменноугольные отложения Курганского Зауралья / А. М. Пумпянский. – Текст : непосредственный // Топорковские чтения. – Вып. IV. – Рудный, 1999. – С. 55–62. – Текст : непосредственный.
22. Кирда, Н. П. Особенности геологического строения, перспективы нефтегазоносности Тургайского прогиба и задачи региональных геолого-геофизических работ / Н. П. Кирда, П. И. Краев, С. К. Курманов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1971. – № 7. – С. 29–33.

References

1. Sidorenko, A. V. (Ed.) (1973). Geologiya SSSR. Tom XII. Permskaya, Sverdlovskaya, Chelyabinskaya i Kurganskaya oblasti. Poleznye iskopaemye. Moscow, Nedra Publ., 632 p. (In Russian).
2. Sidorenko, A. V. (Ed.) (1969). Geologiya SSSR. Tom XII. Permskaya, Sverdlovskaya, Chelyabinskaya i Kurganskaya oblasti. Chast' I. Geologicheskoe opisanie. Kniga 2. Moscow, Nedra Publ., 304 p. (In Russian).
3. Arsenyev, A. A., Aleksandrov, V. M., Belonosov, A. Yu., Zakirov, N. N., Mamyshev, V. G., Mulyavin, S. F.,..., Yagafarov, A. K. (2019). Analiz i perspektivy poiskovo-razvedochnykh rabot na neft' i gaz v Kurganskoy oblasti. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 265 p. (In Russian).
4. Ekhlakov, Yu. A., Uglyumov, A. N., & Sanfirova, S. S. (2010). Novye dannye o geologicheskem stroenii paleozoyskogo fundamenta yuga Kurganskoy oblasti (po dannym izucheniya Kurgan-Uspenskoy parametricheskoy skvazhiny). Gornye vedomosti, (5(72)), pp. 34-51. (In Russian).
5. Kirda, N. P. (2013). Perspektivy neftegazonosnosti doyurskikh kompleksov Zaural'ya. Gornye vedomosti, (10(13)), pp. 20-39. (In Russian).
6. Rylkov, A. V., Poteryaeva, V. V., Kulakhmetov, N. Kh., & Yuzhalin, A. P. (2016). O neftegazonosnosti vostochnoy chasti Kurganskoy oblasti (Vagay-Ishimskaya vpadina). Neftyanaya geologiya i usloviya formirovaniya zalezhey uglevodorodov: izbrannye trudy. Tyumen, Alfa-STAMP Publ., pp. 198-205. (In Russian).
7. Kudamanov, A. I., Isaev, G. D., Saifutdinov, A. R., & Ablya, E. A. (2008). Reef system in the carboniferous sediments of Western Siberia. Georesursy, (5(28)), pp. 30-32. (In Russian).
8. Isaev, G. D. (2012). Geological and paleogeographic models and prospects of oil-and-gas bearing capacity of the Paleozoic of the Western Siberian plate. Georesursy, (6(48)), pp. 24-30. (In Russian).
9. Belenitskaya, G. A., Zadorozhnaya, N. M., Ioganson, A. K., Antoshkina, A. I., Belyaeva, G. V., Vagapov, S. U.,..., Yaroshenko, A. V. (1990). Rifogeny i sul'fatonozy formatsii fanerozooya SSSR. Moscow, Nedra Publ., 291 p. (In Russian).
10. Isaev, G. D. (2006). Principles of biosedimentology and regional facies analysis Novosibirsk, Geo Publ., 133 p. (In Russian).

11. Krasnov, B. I., Dubatolov, V. N., & Peregoedov, L. G. (2011). Stratigrafiya i paleoland-shafty nizhnego karbona Zapadno-Sibirskoy ravniny. Materiały po paleontologii i stratigrafi Urala i Zapadnoy Sibiri. Ekaterinburg, URO RAN Publ., pp. 158-189. (In Russian).
12. Wilson, J. L. (1975). Carbonate facies in geologic history. Berlin etc., 471 p. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1007/978-1-4612-6383-8>
13. Sidorenko, A. V. (Ed.) (1969). Geologiya SSSR. Tom XII. Permskaya, Sverdlovskaya, Chelyabinskaya i Kurganskaya oblasti. Chast' I. Geologicheskoe opisanie. Kniga 1. Moscow, Nedra Publ., 724 p. (In Russian).
14. 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).
15. Nasedkina, V. A., Postoyalko, M. V., Plyusnina, A. A., Zenkova, G. G., Petrova, L. G., Stepanova, T. I.,..., Shirshova, D. I. (1990). K stratigrafi verkhnego devona na vostochnom skлоне Srednego Urala. Problemy stratigrafi Urala. Devonskaya sistema. Sverdlovsk, IGIG UrO RAN Publ., pp. 22-33. (In Russian).
16. Tevelev, A. V., Tikhomirov, P. L., Degtyarev, K. E., Kosheleva, I. A., Moseychuk, V. M., Pravikova, N. V., & Surin, T. N. (2005). Geodinamicheskie obstanovki formirovaniya kamennougl'nykh vulkanicheskikh kompleksov Yuzhnogo Urala i Zaural'ya. Ocherki po regional'noy tektonike. Tom 1. Yuzhnyy Ural. Moscow, Nauka Publ., pp. 213-247. (In Russian).
17. Ivanov, K. S., Fedorov, Yu. N., Ronkin, Yu. L., & Erokhin, Yu. V. (2005). Geochronological researches of the West-Siberian oil and gasbearing megabasin's basement; Results of 50-year studying. Litosfera, (3), pp. 117-135. (In Russian).
18. Steinberg, D. S., & Chaschukhin, I. S. (1977). Serpentinizatsiya ul'trabazitov. Moscow, Nauka Publ., 312 p. (In Russian).
19. Agalakov, S. E. (1990). Gazonosnost' senonskikh otlozheniy Severa Zapadnoy Sibiri. Sbornik nauchnykh trudov. Problemy neftegazovogo kompleksa - zabora molodykh (23rd nauchno-tehnicheskaya konferentsiya molodykh uchenykh). Moscow, pp. 75-76. (In Russian).
20. Kontorovich, A. E., Ershov, S. V., Kazanenkov, V. A., Karogodin, Y. N., Kontorovich, V. A., Lebedeva, N. K.,..., Shurygin, B. N. (2014). Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. Russian Geology and Geophysics, (55(5-6)), pp. 745-776. (In Russian).
21. Pumpyanskiy, A. M. (1999). Kamennougl'nye otlozheniya Kurganskogo Zaural'ya. Toporkovskie chteniya. Vypusk. IV. Rudnyy, pp. 55-62. (In Russian).
22. Kirda, N. P., Kraev, P. I., & Kurmanov, S. K. (1971). Osobennosti geologicheskogo stroeniya, perspektivnye neftegazonosnosti Turgayskogo progiba i zadachi regional'nykh geologo-geofizicheskikh rabot. Oil and gas geology, (7), pp. 29-33. (In Russian).

Сведения об авторах

Арсеньев Алексей Аркадьевич, заместитель начальника отдела первичной геологической информации, эксперт, Тюменский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Уральскому федеральному округу», г. Тюмень

Александров Вадим Михайлович, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, главный геолог АО «Тандем», г. Тюмень

Леонтьев Дмитрий Сергеевич, к. т. н., ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: leontevds@tyuiu.ru

Information about the authors

Alexey A. Arsenyev, Deputy Head of the Department of Primary Geological Information, Expert, Tyumen Branch of Federal State Institution "Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District"

Vadim M. Alexandrov, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Chief Geologist, Tandem JSC, Tyumen

Dmitry S. Leontiev, Candidate of Engineering, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: leontevds@tyuiu.ru

**Комплексная оценка коллектора продуктивного пласта
Каневского месторождения**

И. И. Босиков¹, А. И. Мазко¹, А. В. Майер^{2*}

¹*Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет), г. Владикавказ, Россия*

²*Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия*

*e-mail: igor.boss.777@mail.ru

Аннотация. На современном этапе развитие нефтегазовой отрасли Российской Федерации невозможно без пополнения сырьевой базы, и поэтому актуальной задачей являются проведение исследований, поиски и оценка перспектив нефтегазоносности неразведенных участков месторождений.

Цель исследования — провести комплексную оценку коллектора продуктивного пласта Каневского месторождения. В работе применялись минералогопетрографические исследования, лабораторные исследования с целью оценки эффективной пористости образца методом насыщения, гранулометрический анализ, рентгеноструктурный анализ.

Анализируя проведенные исследования, можно сделать вывод, что рассматриваемые исходные пески, сформировавшиеся из пород-коллекторов продуктивного горизонта Каневского месторождения, были образованы морскими осадками прибрежного или пляжного типа. Это подтверждается слабо окатанной формой зерен и наличием в породах глауконита. Изучаемый образец является мелкозернистым песчаником глауконит-полевошпат-кварцевым с примесью алевритовой фракции, с полуокатанными зернами, цемент пелитовый, базальный и порово-базальный, структура алеврит-псаммитовая. Общая открытая пористость составила 14,3 %. Проведена комплексная оценка коллектора продуктивного пласта Каневского месторождения — пласт является продуктивным, и необходимо составить проект по проведению геологоразведочных работ.

Ключевые слова: коллектор; продуктивный пласт; минералогопетрографические исследования; гранулометрический анализ; рентгеноструктурный анализ

**A comprehensive evaluation of the productive formation collector
of the Kanevskoye field**

Igor I. Bosikov^{1*}, Alexander I. Mazko¹, Andrey V. Mayer²

¹*North Caucasian Institute of Mining and Metallurgy (State Technological University), Vladikavkaz, Russia*

²*Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia*

*e-mail: igor.boss.777@mail.ru

Abstract. At the present stage, the development of the oil and gas industry of the Russian Federation is impossible without replenishing the resource base, and therefore an urgent task is to conduct research, prospecting and evaluating petroleum potential in undiscovered areas of fields.

The aim of the study is to conduct a comprehensive assessment of the reservoir of the productive formation of the Kanevskoye field. We have carried out mineralogical and petrographic studies, laboratory studies to assess the effective porosity of the core sample by the saturation method, particle size analysis, X-ray diffraction analysis.

Our studies have shown that the considered initial sands under consideration, which formed the reservoir rocks of the productive horizon of the Kanevskoye field, were formed by coastal or beach type marine sediments. This is confirmed by the poorly rounded shape of the grains and the presence of glauconite in the rocks. The studied core sample is a fine-grained glauconite-feldspar-quartz sandstone with an admixture of aleurite fraction, with semi-rounded grains, pelitic cement, basal and porous-basal, silt-psammitic structure. The total porosity is 14.3 %. A comprehensive assessment of the reservoir of the productive formation of the Kanevskoye field has been carried out. The reservoir is productive. Therefore, it is necessary to make a project for conducting geological exploration.

Key words: reservoir; productive formation; mineralogical and petrographic studies; particle size analysis; X-ray structural analysis

Введение

На современном этапе развитие нефтегазовой отрасли Российской Федерации невозможно без пополнения сырьевой базы, и поэтому актуальной задачей является проведение исследований, поисков и оценки перспектив нефтегазоносности на неразведанных участках месторождений.

Комплексная оценка геолого-геофизических материалов по территории Каневского месторождения, с целью оценки перспектив нефтегазоносности отложений нижнего мела, для подготовки объектов лицензирования пользования недрами и разработка предложений по проведению геологоразведочных работ.

Цель исследования: анализ и оценка перспектив нефтегазоносности отложений нижнего мела коллектора продуктивного пласта Каневского месторождения.

Коллектор продуктивного пласта Каневского месторождения — это в основном песчаники различной плотности и крепости, местами они глинистые и сильно глинистые, различаются также по размерам зернистости (мелкозернистые, среднезернистые и разнозернистые). Это также редкие прослои алевролитов, чередующиеся с песчаниками (плотные, иногда тонкослоистые и др.).

Песчаники и алевролиты различаются по удельной и минералогической плотности, по величине пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности, карбонатности, по удельному электрическому сопротивлению, акустическим особенностям и др.

В работе исследован минеральный состав и проведен анализ открытой пористости пород-коллекторов. Объектом исследования является коллектор продуктивного пласта Каневского месторождения, вскрытый поисковыми скважинами Р-88, Р-90 [1–5].

Теоретическая часть

Для изучения минерального состава проведены следующие исследования образца керна, представляющего породы-коллекторы:

- изучение образцов керна в лабораторных условиях с применением бинокулярной лупы;
- изучение пришлифовки образца керна для более точного определения минерального состава и структуры пород-коллекторов;
- изучение пород коллектора под микроскопом;
- рентгеноструктурный анализ;
- лабораторные исследования с целью оценки эффективной пористости образца методом насыщения;
- обобщение и интерпретация полученных результатов исследования образцов пород-коллекторов.

Минералого-петрографические исследования проводились с использованием бинокулярной лупы МБС-1 и включают в себя следующее:

- изучение текстурно-структурных особенностей пород керна;
- определение их минерального состава;
- определение процентного содержания аллотигенных минералов;
- определение содержания, состава и структурно-минералогических особенностей аутигенной составляющей [1–5].

Образец № 15 — образец керна представлен мелкозернистым песчаником.



Рис. 1. Микрофотография пришлифовки торцевой части керна

Для описания образцов в лабораторных условиях была проведена предварительная обработка: образец керна был хорошо отмыт щеткой и мылом, чтобы мелкие обломки не попали затем на шлифуемую поверхность. Далее керн был распилен для последующей его шлифовки с помощью абразивов. При проведении исследований использовались бинокулярная лупа МБС-1 и 10 % HCl (рис. 1). В результате было выполнено описание одного образца, которое приводится ниже [2–8].

Проведено изучение пород-коллекторов под микроскопом. Песчаник разнозернистый, серого цвета, плотный, с HCl реагирует слабо. Структура мелкопсаммитовая, текстура — неясно ориентированная. Размеры кластолитов колеблются от 0,02÷0,05 до 0,1, реже до 0,5 мм. Форма зерен полуокатанная, угловатая (рис. 2, 3).



Рис. 2. Фото песчаника
в проходящем свете

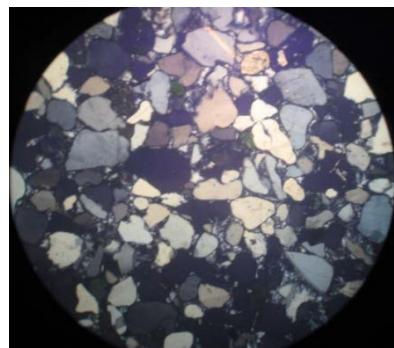


Рис. 3. Фото песчаника
в скрещенных николях

Породу слагает терригенный материал, в составе которого преобладает кварц (61 %). Полевые шпаты представлены в малых количествах — до 3 %. Обломки горных пород (19 %) имеют не всегда четкие очертания, состав их, вероятно, кремнисто-серийт-хлоритовый и глинисто-серийтовый. Тип цемента неоднородный, преимущественно базальный, количественно составляет 17 %. В массе породы тонко рассеяны углистые частицы (рис. 4).

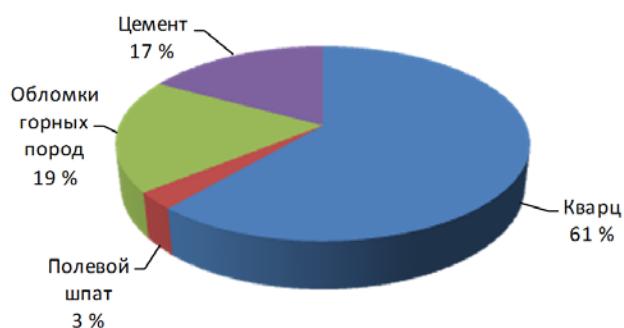


Рис. 4. Минеральный состав изучаемого образца керна

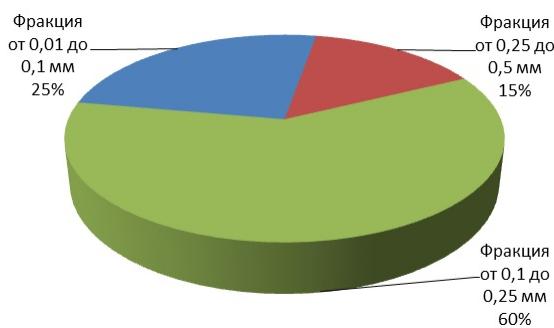


Рис. 5. Гранулометрический состав изучаемого образца

Порода с относительно высокой сортировкой слагающих частиц (зерен); в основном присутствуют фракции градаций: фракции размером от 0,25 до 0,5 мм — примерно 15 %; размером от 0,1 до 0,25 мм — 60 % (максималь-

ное содержание); содержание алевритовых фракций размером от 0,01 до 0,1 мм не превышает 25 % (рис. 5)

Структура изучаемого образца — разнопсаммитовая и мелко-среднепсаммитовая, текстура неориентированная, беспорядочная. Породу слагает кластогенный материал, размеры зерен которого колеблются в широких пределах — от мельчайших алевритовых до мелко-средних и даже крупных (от 0,1–0,25 до 0,5–0,6 мм). Форма неокатанная, угловатая (см. рис. 5). Обломочная часть представлена преимущественно кварцем (53 %) бесцветным, прозрачным с прямым погасанием; иногда зерна содержат пылевидные включения. Слюды в основном тонкие, игольчатые индивиды мусковита, редко — биотита, количественно не превышают 7 %. Обломки пород кремнисто-серизитового состава, форма зерен неправильно-угловатая, нередко контуры сглажены, либо теряют четкие очертания и вдавливаются в межзерновое пространство, выполняя роль цемента; обломки пород составляют 12–15 %, распределены неравномерно; отмечается бесцементное скрепление зерен за счет плотного вдавливания одних зерен в другие, что обусловливает отчасти крепость породы и уменьшает ее пористость и проницаемость. Редко рассеяны углистые частицы [5–10].

Для подтверждения и уточнения минерального состава изучаемого образца был проведен рентгеноструктурный анализ. Всего было проведено два опыта. В результате проделанной работы (рис. 6, 7) в изучаемом образце выявлено наличие кальцита, кварца и плагиоклаза. Кварц плотностью 2,639 г/см³, плагиоклаз представлен альбитом плотностью 2,605 г/см³. Состав альбита по массе: альбит — 98,2 %, ортоклаз — 1,8 %. Также были обнаружены кальцит и единичные зерна глауконита.

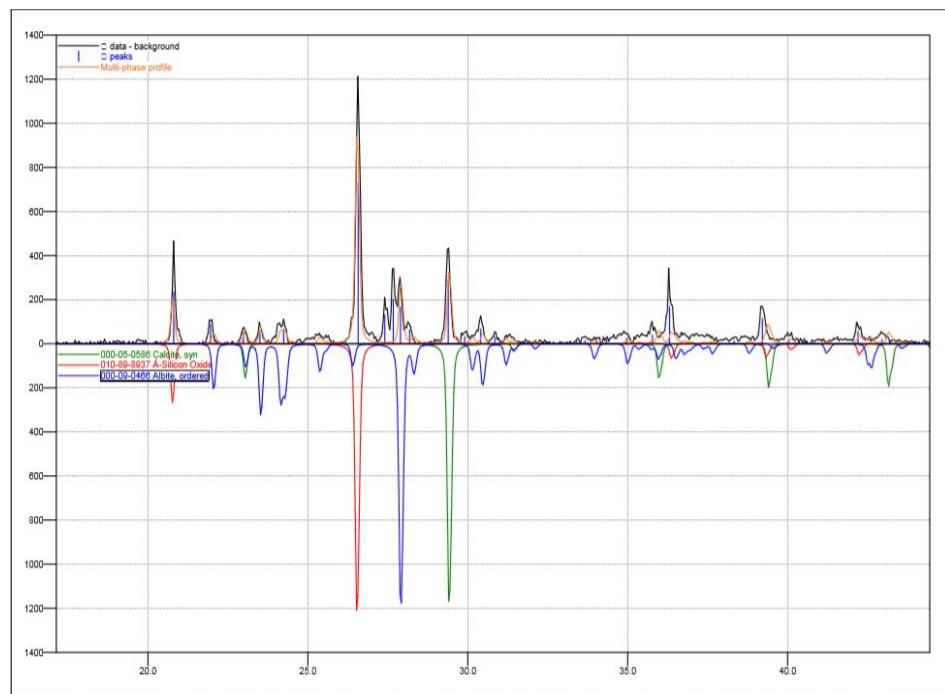


Рис. 6. Дифрактограмма изучаемого образца (опыт 1)

При исследованиях были проведены работы по определению пористости. Пористость образцов горных пород и грунтов определялась методом насыщения. В качестве жидкости был использован керосин марки ТС-1, так как он хорошо смачивает породу и легко проникает в поры. Кроме этого, керосин инертен по отношению к компонентам горных пород и не нарушает их структурных связей [8–15].

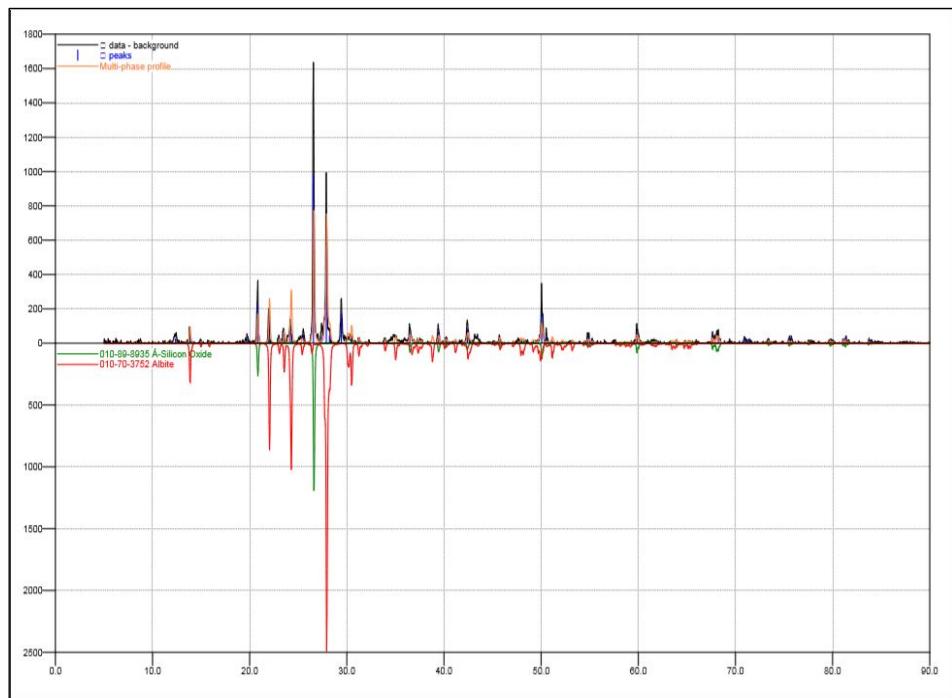


Рис. 7. Дифрактограмма изучаемого образца (опыт 2)

Для изучения пористости использовалось следующее оборудование: весы технические со съемным приспособлением; мерный цилиндр емкостью 100 мл; фильтровальная бумага; суровая нить длиной 0,5 м. Данные отчета по определению пористости приведены в таблице 1.

Таблица 1

Отчет по определению пористости

Номер керна	Масса образца			Пористость, %	
	в сухом состоянии	насыщенного керосином		образца	средняя
		в керосине	в воздухе		
1	120,2	102,3	153,9	14,2	14,3
2	119,5	101,9	153,2	14,4	

В результате проделанной работы была определена величина открытой пористости пород-коллекторов (песчаников) продуктивного горизонта Каневского месторождения. Средняя величина открытой пористости песчаников составила 14,3 %.

При проведении исследований применялись геофизические и геохимические исследования. Виды геофизических исследований, интервалы их проведения, масштабы визуализации геофизических кривых в скважине Р-88 представлены в таблице 2.

Таблица 2

Виды геофизических исследований, интервалы их проведения, масштабы визуализации геофизических кривых в скважине Р-88

Наименование исследований	Масштаб записи	Интервал
Исследования в обсаженном стволе скважины		
АКЦ, ОЦК	1:500	0–30
Кондуктор, исследования в открытом стволе		
Инклинометрия в процессе бурения, через 25 м	1:500	30–450
КВ+ПР, стандартный каротаж (ПС, КС, ГК, АК, НГК, ГГК)	1:500	30–450
Кондуктор, исследования в обсаженном стволе скважины		
АКЦ, ОЦК	1:500	30–450
Техническая колонна, исследования в открытом стволе		
Инклинометрия в процессе бурения, через 25 м	1:500	450–850
КВ+ПР, стандартный каротаж (ПС, КС, ГК, АК, НГК, ГГК)	1:500	450–850
Техническая колонна, исследования в обсаженном стволе скважины		
АКЦ, ОЦК	1:500	450–850
Эксплуатационная колонна, исследования в открытом стволе		
Инклинометрия в процессе бурения, через 25 м		
КВ+ПР, стандартный каротаж (ПС, КС, ГК, АК, НГК, ГГК); ИК, БК, БМК, БКЗ (шесть зондов), ВИКИЗ	1:200	850–1 755
Эксплуатационная колонна, исследования в обсаженном стволе скважины		
АКЦ, ОЦК	1:500	850–1 750
Геофизические исследования скважин при проведении перфорационных работ		
Шаблонирование, привязка РК(ГК+НГК), ЛМ, Т	1:200	1 600–1 755
Перфорация	12 отв/пог.м	1 714–1 740
Контроль интервала перфорации ЛМ, Т	1:200	1 600–1 755
Геолого-технические исследования во всем процессе строительства скважин		
	1:500	0–1 755

Опробование, испытание и исследование скважин

Для оценки промышленной нефтегазоносности вскрытого скважинами геологического разреза данным проектом предусмотрено проведение специальных исследований. Эти исследования направлены на решение следующих задач: определение нефтегазоносности отдельных интервалов и предварительная оценка их промышленной значимости, получение достоверных данных для подсчета запасов и последующее проектирование системы разработки месторождения, определение эксплуатационных характеристик пласта.

Цель опробования — вызвать приток флюида из пласта, отобрать его пробу для анализа, определить свободный дебит скважины. Аналогичным способом проектируется отбор проб пластовой воды.

Для выявления характера насыщения и фильтрационно-емкостных свойств перспективных на газ отложений проведено опробование пластов в процессе газогидродинамических исследований скважин по завершении их строительства.

Перед спуском перфоратора скважину прошаблонировали. Диаметр и длина шаблона были не менее размеров, соответствующих спускаемым в скважину геофизическим приборам и стреляющим аппаратам.

Перфорация объектов проведена на газовом конденсате, плотностью 0,8 г/см³. Данным проектом использовались заряды ЗПРК-42С, бескорпусные, каркасные и с кумулятивным зарядом. Перфоратор имеет гибкую конструкцию, хорошую проходимость через колонну НКТ и обеспечивает вскрытие за один спуск до 10 погонных метров интервала. Перфоратор рассчитан на допустимое давление до 80 МПа и температуру до 150 °С. Перфорацию планируется проводить плотностью 12 отв./пог.м.

Перед вскрытием и освоением продуктивных горизонтов на скважине необходимо иметь запас высококачественной задавочной жидкости не менее однократного объема скважины [8–15].

Пласт-коллектор представляет собой гранулярные песчаники с прослойми глин. Исследуемые образцы из пласта-коллектора по полевому определению, представляющие собой песчаники, отобраны на интервале 2 870–2 900 м из исследуемого пласта. Для изучения вещественного состава, пористости и минерального состава отобранных образцов пласта-коллектора были проведены следующие их исследования: лабораторное изучение минерального состава всех образцов с применением микроскопических исследований с изготовлением пришлифовки из одного образца; определение пористости образцов керна; для изучения элементного состава пород пласта-коллектора выполнен рентгенофазовый анализ одного из образцов в учебно-научной лаборатории «Хроматек-кристалл» кафедры нефтегазового дела Северо-Кавказского горно-металлургического университета. В результате проведенных исследований подтверждено, что пласт-коллектор сложен мелкозернистым песчаником. Наряду с этим нами установлено, что песчаник содержит с примесью алевритовой фракции, с полукатанными зернами, цемент пелитовый, базальный и порово-базальный, структура алеврит-псаммитовая. По характеру взаимоотношений глауконит замещает алеврит, поэтому сделан вывод об изменении условий среды диагенетических преобразований осадка с относительно окислительных на восстановительные [16–19].

Выводы

Анализируя все вышеописанное, можно сделать вывод, что рассматриваемые исходные пески, сформировавшиеся из пород-коллекторов продуктивного горизонта Каневского газового месторождения, были образованы морскими осадками прибрежного или пляжного типа. Это подтверждается слабо окатанной формой зерен и наличием в породах глауконита.

Изучаемый образец является мелкозернистым песчаником глауконит-полевошпат-кварцевым с примесью алевритовой фракции, с полуокатанными зернами, цемент пелитовый, базальный и порово-базальный, структура алеврит-псаммитовая.

Проведенные исследования пористости образцов керна из пород-коллекторов показали наличие в нем высокой эффективной пористости, что является благоприятным условием для концентрации углеводородов. Кроме того, полученные данные по эффективной пористости породы-коллектора в дальнейшем нами использованы для подсчета запасов месторождения. Общая открытая пористость составила 14,3 %.

Согласно результатам проведенной комплексной оценки исследуемый пласт является продуктивным (отложение нижнего мела). Высота залежи — 147 м. Эффективная газонасыщенность в среднем равна 20 м. Тип залежи — пластовый, сводовый. После проведенных исследований продуктивных горизонтов и комплекса геолого-геофизических исследований в скважинах получены данные, позволяющие провести подсчет запасов газовой залежи по категории С₁.

Библиографический список

1. Мартынов, В. Н. Формирование нефтяной и газовой — кризис перепроизводства / В. Н. Мартынов. – Текст : непосредственный // Нефть России. – 2004. – № 8. – С. 20–24.
2. Трудноизвлекаемые запасы нефти Российской Федерации. Структура, состояние, перспективы освоения : монография / И. В. Шпурев, А. Д. Писарницкий, И. П. Пуртова, А. И. Вариченко ; под редакцией И. В. Шпурева, Ю. П. Беседовского ; Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Федеральное агентство по недропользованию, Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики. – Тюмень : ЗапСибНИИГГ, 2012. – 254 с. – Текст : непосредственный.
3. Костеневич, К. А. Влияние условий формирования и постседиментационных процессов преобразования отложений на структуру пустотного пространства и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов продуктивного горизонта тюменской свиты Красноленинского свода / К. А. Костеневич, О. И. Белоус, С. А. Слюнкина. – Текст : непосредственный // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге : труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания, 10–12 апреля 2017 г. – Томск : Изд-во ЦППС НД, 2017. – С. 84–90.
4. Бронская, Е. И. Комплексный анализ геологического строения Апрельского месторождения для эффективности доразведки и разработки залежей в тюменской свите / Е. И. Бронская. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 8. – С. 36–44.
5. Клубков, С. В. Стимулирование разработки ТРИЗ поможет поддержать уровень добычи нефти в России / С. В. Клубков. – Текст : непосредственный // Oil & Gas Journal Russia. – 2015. – № 7. – С. 6–11.

6. Хузин, Р. Р. Геотехнологические основы освоения трудноизвлекаемых запасов мелких сложнопостроенных месторождений нефти : монография / Р. Р. Хузин. – Самара : Нефть. Газ. Новации, 2012. – 384 с. – Текст : непосредственный.
7. Медведев, Н. Я. Геотехнологические основы разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти : монография / Н. Я. Медведев. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1997. – 336 с. – Текст : непосредственный.
8. Ghorbani, Y. Heap Leaching Technology — Current State, Innovations, and Future Directions : A review / Y. Ghorbani, J.-P., Franzidis, J. Petersen. – DOI 10.1080/08827508.2015.1115990. – Direct text // Mineral Processing and Extractive Metallurgy Review. – 2016. – Vol. 37, Issue 2. – P. 73–119.
9. Коваленко, И. В., Моделирование разработки нефтяных оторочек многопластового залегания / И. В. Коваленко, С. К. Сохонко. – DOI 10.31660/0445-0108-2018-3-50-54. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 50–54.
10. Поднебесных, А. В. Перспективы промышленной разработки проявлений битумов рифтовых впадин на территории Забайкалья / А. В. Поднебесных. – DOI 10.31660/0445-0108-2017-1-38-42. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 1. – С. 38–42.
11. Булаг, А. Г. Нефтяная промышленность России / А. Г. Булаг, С. В. Кручинин. – Текст : электронный // Молодежный научный форум : технические и математические науки : электронный сборник статей по материалам V студенческой международной заочной научно-практической конференции. – Москва : МЦНО, 2013. – № 5 (5). – С. 47–52. – URL: <https://nauchforum.ru/studconf/tech/v/1524>.
12. Acid leaching of a copper ore by sulphur-oxidizing microorganisms / D. M. de Oliveira, L. G. S. Sobral, G. J. Olson, S. B. Olson – DOI 10.1016/j.hydromet.2014.05.019. – Direct text // Hydrometallurgy. – 2014. – Vol. 147–148. – P. 223–227.
13. Sinclair, L. In situ leaching of copper : Challenges and future prospects / L. Sinclair, J. Thompson. – DOI 10.1016/j.hydromet.2015.08.022. – Direct text // Hydrometallurgy. – 2015. – Vol. 157. – P. 306–324.
14. Der Braunkohlentagebau : Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt / Ch. Niemann-Delius, R. D. Stoll, C. Drebenstedt, K. Müllensiefen. – DOI 10.1007/978-3-540-78401-2. – Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2009. – 605 p. – Direct text.
15. Паникаровский, Е. В. Опыт разработки Ванкорского месторождения / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, А. Е. Анашкина. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-1-47-51. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 47–51.
16. Бембель, Р. М. Пути повышения геологической эффективности освоения месторождений углеводородов в Западной Сибири / Р. М. Бембель, Л. А. Сухов, И. А. Щетинин. – DOI 10.31660/0445-0108-2017-6-6-10. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 6. – С. 6–10.
17. Оценка использования эффективных технологий для повышения устойчивого развития природно-технической системы нефтегазового комплекса / Е. В. Егорова, Р. В. Клюев, И. И. Босиков, Б. С. Цидаев. – DOI 10.21177/1998-4502-2018-10-3-392-403 – Текст : непосредственный // Устойчивое развитие горных территорий. – 2018. – Т. 10, № 3 (37). – С. 392–403.
18. Bosikov, I. I. Method for determining of the ventilation object transfer function according to normal operation (by the example of mining and processing complex) / I. I. Bosikov, R. V. Klyuev, V. B. Kelekhzaev. – Text : electronic // 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM) (16–19 May 2017). – URL: <https://doi.org/10.1109/icieam.2017.8076113>.
19. Кожиев, Х. Х. Комплексный показатель перспективности разработки участков месторождений полезных ископаемых / Х. Х. Кожиев, И. И. Босиков. – DOI 10.17580/gzh.2017.02.05. – Текст : непосредственный // Горный журнал. – 2017. – № 2. – С. 30–32.

References

1. Martynov, V. N. (2004). Formirovanie neftyanoy i gazovoy - krizis pereproizvodstva. Neft' Rossii, (8), pp. 20-24. (In Russian).
2. Shpurov, I. V., Pisarnitskiy, A. D., Purtova, I. P., & Varichenko, A. I. (2012). Trudnoizvlekaemye zapasy nefti Rossiyskoy Federatsii. Struktura, sostoyanie, perspektivy osvoeniya. Tyumen, ZapSibNIIGG Publ., 254 p. (In Russian).
3. Kostenevich, K. A., Belous, O. I., & Slyunkina, S. A. (2017). Vliyanie usloviy formirovaniya i postsedimentatsionnykh protsessov preobrazovaniya otlozheniy na strukturu pustotnogo prostranstva i fil'tratsionno-emkostnye svoystva porod-kollektorov produktivnogo gorizonta tyumenskoy svity Krasnoleninskogo svoda. Sovremennye problemy sedimentologii v neftegazovom inzhiniringe: trudy III Vserossiyskogo nauchno-prakticheskogo sedimentologicheskogo soveshchaniya, April, 10-12, 2017. Tomsk, TSPPS ND Publ., pp. 84-90. (In Russian).
4. Bronskova, E. I. (2016). Comprehensive analysis of April field geological structure to provide effective additional exploration and development of Tyumen suite deposits. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (8), pp. 36-44. (In Russian).
5. Klubkov, S. V. (2015). Stimulirovaniye razrabotki TRIZ pomozhet podderzhat' uroven' dobychi nefti v Rossii. Oil & Gas Journal Russia, (6), pp. 6-11. (In Russian).
6. Khuzin, R. R. (2012). Geotekhnologicheskie osnovy osvoeniya trudnoizvlekaemykh zaspas melkikh slozhnopostroennykh mestorozhdeniy nefti. Samara, Neft'. Gaz. Novatsii Publ., 384 p. (In Russian).
7. Medvedev, N. Ya. (1997). Geotekhnologicheskie osnovy razrabotki zalezhey s trudnoizvlekaemyimi zapasami nefti, Moscow, VNIIOENG Publ., 336 p. (In Russian).
8. Ghorbani, Y., Franzidis, J.-P., & Petersen, J. (2016). Heap Leaching Technology - Current State, Innovations, and Future Directions: A review. Mineral Processing and Extractive Metallurgy Review, 37(2), pp. 73-119. (In English). DOI: 10.1080/08827508.2015.1115990
9. Kovalenko, I. V., & Sokhoshko, S. K. (2018). Modeling of the oil rims development of multi-zone oil rim reservoir. Oil and Gas Studies, (3), pp. 50-54. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-3-50-54
10. Podnebesnykh, A. V. (2017). Perspectives of developing bitumen seeps of the Baikal rift valley. Oil and Gas Studies, (1), pp. 38-42. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-1-38-42
11. Bulay, A. G., & Kruchinin, S. V. (2013). Neftyanaya promyshlennost' Rossii. Mолодежный научный форум: технические и математические науки: электронный сборник статей по материалам V студенческой международной научно-практической конференции. Moscow, MTSNO Publ., (5(5)), pp. 47-52. (In Russian). Available at: <https://nauchforum.ru/studconf/tech/v/1524>
12. De Oliveira, D. M., Sobral, L. G. S., Olson, G. J., & Olson, S. B. (2014). Acid leaching of a copper ore by sulphur-oxidizing microorganisms. Hydrometallurgy, 147-148, pp. 223-227. (In English). DOI: 10.1016/j.hydromet.2014.05.019
13. Sinclair, L., & Thompson, J. (2015). In situ leaching of copper: Challenges and future prospects. Hydrometallurgy, 157, pp. 306-324. (In English). DOI: 10.1016/j.hydromet.2015.08.022
14. Niemann-Delius, Ch., Stoll, R. D., Drebendstedt, C., & Müllensiefen, K. (2009). Der Braunkohlentagebau: Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 605 p. (In German). DOI: 10.1007/978-3-540-78401-2
15. Panikarovskii, E. V., Panikarovskii, V. V., & Anashkina, A. E. (2019). Vankor oil field development experience. Oil and Gas Studies, (1), pp. 47-51. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-1-47-51
16. Bembel, R. M., Sukhov, V. A., & Schetinin, I. A. (2017). Ways of increasing geological efficiency of hydrocarbon fields development in Western Siberia. Oil and Gas Studies, (6), pp. 6-10. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-6-6-10
17. Yegorova, E. V., Klyuev, R.V., Bosikov, I. I., & Tsidaev, B. S. (2018). Evaluation of use of effective technologies for increasing sustainable development of natural and technical system of oil and gas complex. Sustainable development of mountain territories, 10(3(37)), pp. 392-403. (In Russian). DOI: 10.21177/1998-4502-2018-10-3-392-403

18. Bosikov, I. I., Klyuev, R. V., & Keleksaev, V. B. (2017). Method for determining of the ventilation object transfer function according to normal operation (by the example of mining and processing complex). 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM) (May, 16-19, 2017). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1109/icieam.2017.8076113>
19. Khozhiev, K. K., & Bosikov, I. I. (2017). Integrated exploitability index for mineral deposits. Gornyi Zhurnal, (2), pp. 30-32. (In Russian). DOI: 10.17580/gzh.2017.02.05

Сведения об авторах

Босиков Игорь Иванович, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового дела, Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет), г. Владикавказ, e-mail: ig-or.boss.777@mail.ru

Мазко Александр Игоревич, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового дела, Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет), г. Владикавказ

Майер Андрей Владимирович, к. т. н., директор высшей нефтяной школы института нефти и газа, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск

Information about the authors

Igor I. Bosikov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Business, North Caucasian Institute of Mining and Metallurgy (State Technological University), Vladikavkaz, e-mail: ig-or.boss.777@mail.ru

Alexander I. Mazko, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Business, North Caucasian Institute of Mining and Metallurgy (State Technological University), Vladikavkaz

Andrey V. Mayer, Candidate of Engineering, Director of the Higher Oil School of the Institute of Oil and Gas, Yugra State University, Khanty-Mansiysk

Бурение скважин и разработка месторождений

Drilling of wells and fields development

25.00.15 Технология бурения и освоения скважин
(технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2021-3-37-51

УДК 622.241.58:531.62

Влияние типоразмера долота на устойчивость равновесия нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального ствола скважины

В. Г. Григулецкий^{1*}, А. Б. Кузнецов²

¹Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина, г. Москва, Россия

²ГУП Республика Крым «Черноморнефтегаз», г. Симферополь, Россия

*e-mail: gvg-tnc@mail.ru

Аннотация. В работе показано, что изменение типа долота оказывает большое влияние на значение «критической длины» нижней части бурильной колонны при бурении горизонтальной части ствола скважины. Впервые сформулирована и решена задача об упругой устойчивости равновесия компоновки нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального ствола скважины, с учетом особенностей конструкций долот (шарошечное, лопастное, долото PDC) и механизма разрушения горных пород в процессе бурения скважин.

При исследовании используются общепринятые положения линейной теории упругости материалов, теории устойчивости стержней и оболочек. Принято, что нижняя часть бурильной колонны представляет собой тяжелый упругий стержень, испытывающий совместное действие сил собственного веса труб и осевой нагрузки на долото, а скручивающий момент от стола ротора, действующий на колонну труб, не учитывается.

Для нахождения «критической длины» получены простые приближенные формулы, учитывающие типоразмер долота, утяжеленных бурильных труб и осевую нагрузку.

Ключевые слова: бурильная колонна; упругая устойчивость низа; шарошечное долото; лопастное долото; изгиб оси нижней части бурильной колонны; горизонтальный участок ствола скважины

Influence of bit size on stability bottom drill column balance when drilling a horizontal well

Vladimir G. Griguletsky^{1*}, Alexander B. Kuznetsov²

National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia

State Unitary Enterprise of the Republic of Crimea "Chernomorneftegaz", Simferopol, Russia

*e-mail: gvg-tnc@mail.ru

Abstract. The article raises the question that if you change the bit type, the "critical length" of the lower part of the drill string change too. For the first time, the issue of the stability of the lower part of the drill string when drilling a horizontal section of the wellbore was formulated and solved, taking into account the features of the bit designs (roller bit, wing bit, PDC bit) and the mechanism of rock destruction in well drilling.

The research uses the generally accepted provisions of the linear theory of elasticity of materials, the theory of stability of rods and shells. It is assumed that the lower part of the drill string is a heavy elastic rod, experiencing the combined action of the forces of the pipe's own weight and the axial load on the bit, and the twisting moment from the rotor table acting on the pipe string is not taken into account.

To find the "critical length" of the lower part of the drill string, simple approximate formulas are obtained that take into account the bit size, drill collar and axial load.

Key words: drill string; elastic stability of the bottom; roller bit; wing bit; bending the axis of the lower part of the drill string; horizontal section of the wellbore

Введение

Долото по определению представляет собой специальный инструмент для разрушения горной породы при бурении нефтяных, газовых, водяных, геологоразведочных и других скважин. Различают шарошечные долота, лопастные долота, долота PDC (polycrystalline diamond compact) и др. [1–4]. В первых фундаментальных работах академика Л. С. Лейбензона [5, 6] и академика А. Н. Динника [7, 8] именно неустойчивость равновесия нижней части бурильной колонны считалась главной причиной искривления ствола скважины при бурении. В работах [5–11] и др. изучены многие вопросы устойчивости равновесия нижней части бурильной колонны при бурении *вертикального ствола* скважины. Полученные при этом результаты можно использовать при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях для предупреждения искривления ствола. В работах [5–11] не рассматривались вопросы устойчивости равновесия нижней части бурильной колонны при бурении *горизонтального участка* скважины; необходимость исследования этой проблемы отмечалась в статьях [12, 13]. В работах [14, 15] определены технологические рекомендации проектирования направленных и горизонтальных скважин, выбора компоновок низа бурильной колонны (КНБК) на основе опыта бурения скважин на севере Тюменской области, а вопросы проектирования и расчета параметров нижней части бурильной колонны на устойчивость равновесия не рассматривались. В работах [16, 17] рассмотрены вопросы выбора параметров неориентируемых КНБК с целью увеличения бурения длины горизонтального участка скважины. Установлено, в частности, что уменьшение удельного расхода бурового раствора позволяет увеличить длину горизонтального участка скважины, однако вопросы упругой устойчивости равновесия нижней части бурильной колонны не рассматривались. В настоящее время значительно увеличиваются объемы бурения скважин с горизонтальным стволом. Только за 2014 год в ОАО «Газпромнефть» пробурено 249 горизонтальных скважин и 36 многоствольных горизонтальных скважин [18]. Из-за изгиба оси нижней части бурильной колонны происходят желобообразование, интенсивный износ

калибраторов, центраторов, долот и утяжеленных бурильных труб [19, 20]. Потеря прямолинейной формы равновесия оси компоновки нижней части приводит к недоведению осевой нагрузки на долото и, как следствие, к снижению механической скорости бурения скважины. Из-за изгиба оси труб вследствие потери устойчивости равновесия бурильной колонны в скважине происходят эксцентричное смещение и прижатие труб к стенкам скважины, что вызывает прихваты, «затяжки» и «посадки» бурильной колонны, а это приводит к тяжелым авариям в процессе строительства скважин и большим материальным и временными затратам, ухудшению технико-экономических показателей бурения скважин [21, 22]. Нижняя часть колонны бурильных труб по существу формирует ось скважины в процессе бурения, поэтому определение условий устойчивости и/или неустойчивости форм равновесия весьма важно для практики. При разных способах бурения скважин (турбинный, роторный, с применением ВЗД) колонна бурильных труб изменяет форму движения своей оси, и при потере устойчивости нижней части возникают интенсивные продольные, поперечные и крутильные колебания труб [23–25]. Весьма важно установить параметры режима бурения, исключающие потерю прямолинейной формы равновесия оси труб для проводки горизонтальных и разветвленно-многозабойных скважин, чтобы обеспечить проектный профиль ствола и, особенно, конфигурацию разветвленных горизонтальных ответвлений при заданных геологических условиях [26–31].

Объект и методы исследования

Компоновка нижней части бурильной колонны включает в себя долото, утяжеленные бурильные трубы (УБТ), калибраторы, центраторы, расширители, забойный двигатель и их замковые соединения.

Размеры калибраторов, центраторов и расширителей в основном определяют с учетом требований предупреждения искривления ствола скважины и предотвращения желобообразования [32]. Известно, что параметры калибраторов и/или центраторов оказывают значительное влияние на азимутальное искривление ствола скважины [33]. Известна методика расчета компоновки низа бурильной колонны, применяемой для безориентированного управления зенитным углом скважины [34]. Полученные в работах [33, 34] результаты нуждаются в уточнении и развитии, так как не учтены особенности изгиба труб из-за потери устойчивости. При бурении скважин важно исключить желобообразование, предотвратить азимутальное и зенитное изменения углов оси ствола; эти факторы определяются положением оси нижней части бурильной колонны в скважине, которое зависит от совокупности силовых факторов, действующих на нижнюю часть бурильной колонны и вызывающих изгиб оси труб. В процессе бурения скважины нижняя часть бурильной колонны испытывает совместное действие сил собственного веса труб, центробежных сил, сил инерции, сил сжатия и растяжения от перепада давления бурового раствора, скручивающего момента от ствола ротора и осевой нагрузки на долото. В классической теории устойчивости упругих стержней [35, 36] рассматривается устойчивость прямолинейной формы равновесия вертикальных стержней без учета сил собственного веса стержня. В качестве «критической силы» принимается «наименьшее значение

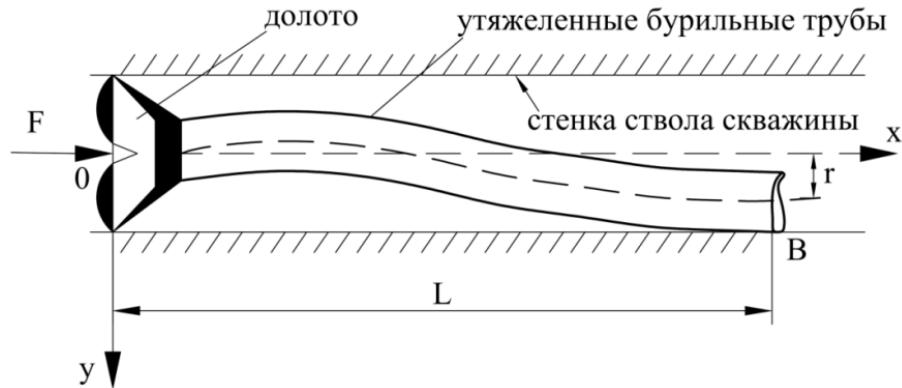
внешних нагрузок, при котором становится возможным несколько форм равновесия. Пока нагрузка меньше критической, возможна лишь единственная форма равновесия, и эта форма, очевидно, будет устойчивой. При нагрузках, больших критической, возможны, по крайней мере, две формы равновесия. Устойчивой формой будет та, которой соответствует минимум потенциальной энергии» [36]. Это положение можно использовать при исследовании упругой устойчивости прямолинейной формы равновесия нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины. В соответствии с общепринятыми в технической литературе по бурению [2–4, 10, 11] положениями принимаем, что нижняя часть бурильной колонны испытывает совместное действие сил собственного веса труб и осевой нагрузки на долото, а в процессе бурения вращается вокруг собственной оси, поэтому не учитываем центробежные силы; материал бурильных и/или утяжеленных бурильных труб является упругим и изотропным; изменения линейных размеров труб от движения бурового раствора и перепада давления внутри и снаружи труб не учитываются; поперечные смещения долота, труб, УБТ, центраторов и калибраторов ограничены стенками скважины; напряженное состояние нижней части бурильной колонны описывается уравнениями линейной теории упругости; прогибы оси труб удовлетворяют условиям «малости», внутренний изгибающий момент колонны труб определяется зависимостью, основанной на гипотезе «плоских сечений»; осевая нагрузка на долото равна весу части бурильной колонны в буровом растворе, расположенной ниже нейтрального сечения; скручивающий момент от стола ротора, действующий на колонну труб при бурении скважины, не учитывается. Отметим, что изучению разных вопросов упругой устойчивости колонны бурильных труб в вертикальной скважине посвящены работы Л. С. Лейбензона, А. Н. Динника, С. И. Шищенко, Р. И. Шищенко, В. И. Григорьева, Н. А. Сидорова, М. П. Гулизаде, Г. М. Саркисова, А. Е. Сарояна, Л. Е. Симонянца, Н. Г. Середы, Н. А. Сесюнина, Е. В. Шеберстова, С. А. Ширин-Заде, И. М. Аметова, Н. Ф. Лебедева, В. С. Федорова, А. Н. Шаньгина, Н. А. Кулигина, И. Л. Барского, А. Гринхилла, Ф. Виллерса, А. Лубинского, Г. Вудса и многих других авторов, однако устойчивость форм равновесия нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины в этих работах не исследовалась [2–4, 10–13].

Рассмотрим устойчивость равновесия нижней части бурильной колонны с *шарошечным* долотом без центраторов при бурении горизонтального участка ствола скважины. Расчетная схема положения нижней части бурильной колонны без центраторов на горизонтальном участке ствола скважины показана на рисунке 1.

Для изогнутой оси нижней части бурильной колонны $y(x)$, испытывающей совместное действие сил собственного веса (qx) и осевой нагрузки на долото (F), можно записать основное линейное дифференциальное уравнение четвертого порядка [4–10, 29–31] в виде

$$EJ \frac{d^4 y}{dx^4} + F \frac{d^2 y}{dx^2} = q, \quad (1)$$

где EJ — жесткость поперечного сечения труб при изгибе (E — модуль упругости материала труб; J — момент инерции поперечного сечения труб и/или УБТ); q — вес единицы длины труб и/или УБТ в буровом растворе; F — осевая нагрузка на долото.



*Рис. 1. Положение нижней части бурильной колонны с шарошечным долотом без центраторов на горизонтальном участке ствола скважины
(F — осевая нагрузка на долото; B — первая точка контакта труб со стенками скважины)*

Уравнение (1) можно записать в виде

$$y^{IV}(x) + a^2 y''(x) = \beta, \quad (2)$$

$$F = a^2 E J, \quad q = \beta E J.$$

Общее решение обыкновенного линейного дифференциального уравнения четвертого порядка (2), определяющее прогиб оси труб $y(x)$, можно записать в виде

$$y(x) = C_1 + C_2 x + C_3 \sin ax + C_4 \cos ax + 0,5 \left(\frac{\beta}{a^2} \right) x^2, \quad (3)$$

затем найти производные

$$y'(x) = C_2 + C_3 a \cos ax - C_4 a \sin ax + \left(\frac{\beta}{a^2} \right) x, \quad (4)$$

$$y''(x) = -C_3 a^2 \sin ax - C_4 a^2 \cos ax + \left(\frac{\beta}{a^2} \right), \quad (5)$$

где C_1, C_2, C_3, C_4 — постоянные интегрирования, определяемые из граничных условий

$$y(0) = 0; \quad y''(0) = 0; \quad (6)$$

$$y'(L) = 0; \quad y''(L) = 0. \quad (7)$$

Уравнения (6) отражают тот факт, что нижний конец КНБК считается *шарнирной опорой*: на долоте отсутствуют прогиб оси труб $y(0) = 0$ и изгибающий момент $EJy''(0) = 0$. Уравнения (7) отражают тот факт, что нижняя часть бурильной колонны ($x = L$) контактирует в точке B со стенкой скважины, поэтому касательная к оси труб параллельна оси скважины $y'(L) = 0$, и отсутствует изгибающий момент $EJy''(L) = 0$ в точке B .

Если при бурении скважины используется шарошечное долото и над ним непосредственно не установлен центрирователь (стабилизатор или калибратор) номинального диаметра, то нижний конец бурильной колонны (долото) можно считать *шарнирной опорой*.

Такое допущение ранее использовалось в известных работах Л. С. Лейбензона, А. Н. Динника, Г. М. Саркисова, А. Е. Сарояна, Г. Вудса, А. Лубинского и других исследователей при изучении разных вопросов устойчивости равновесия нижней части бурильной колонны в вертикальной скважине [4–9, 10–13].

Отметим дополнительно, что конструктивно шарошечное долото представляет породоразрушающий инструмент *дробящего-скользящего* действия. Механическое разрушение горной породы при этом происходит за счет вращения шарошек, оснащенных зубьями, или штырей из твердого или сверхтвердого материала (никель, вольфрам и др.). При вращении долота шарошки совершают сложное движение относительно собственной оси и вращательное движение вокруг оси долота.

Лабораторные испытания загруженности венцов шарошечных буровых долот показывают, что *наибольшая доля всей осевой нагрузки, действующей на долото, приходится на средний венец первой шарошки* [37].

Относительная загруженность этого венца при нагрузке на долото 80 кН и угловой скорости долота $3,3 \text{ с}^{-1}$ составляет 19,1 % от общей осевой нагрузки на долото.

Это значительно превосходит относительную загруженность соседних с ним периферийного и вершинного венцов, воспринимающих, соответственно, 10,6 и 13,4 % всей осевой нагрузки на долото [37].

При таком характере взаимодействия долота с горной породой действительно на долоте приближенно реализуются условия шарнирного закрепления нижнего конца КНБК.

Используя граничные условия (6) и (7), находим значения постоянных интегрирования

$$\begin{aligned} C_1 &= -\frac{\beta}{a^4}; \quad C_2 = \frac{\beta}{a^3} \left(\frac{1 - \cos aL}{\sin aL} - aL \right); \\ C_3 &= \frac{\beta}{a^4} \left(\frac{1 - \cos aL}{\sin aL} \right); \quad C_4 = \frac{\beta}{a^4}. \end{aligned} \tag{8}$$

Для функции $y(x)$, определяющей кривую изгиба оси бурильных и/или утяжеленных бурильных труб, можно записать соотношение

$$y(x) = \frac{\beta}{a^4} \left[(1 - \cos aL) \frac{\sin ax}{\sin aL} - (1 - \cos ax) - 0,5a^2x(L - x) \right]. \tag{9}$$

Структура соотношения (9) показывает, что величина прогиба оси труб *неограниченно возрастает*, если выполняется условие

$$\sin aL = 0 . \quad (10)$$

Таким образом, наименьшее положительное значение ($L = L_{kp}$), получаемое из уравнения (10), равно

$$L_{kp} = \pi \sqrt{\frac{EJ}{F}} , \quad (11)$$

определяет «критическую длину» компоновки нижней части бурильной колонны, при которой становится возможным существование нескольких форм равновесия при заданной осевой нагрузке на долото (F) и типоразмерах утяжеленных бурильных труб (то есть заданных значениях изгибной жесткости — EJ) при использовании *шарошечных долот*.

Пример расчета 1

Пусть компоновка нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины состоит из *шарошечного долота* диаметром 295,3 мм ($D_d = 0,2953$ м), утяжеленных бурильных труб с наружным диаметром 203 мм ($D_h = 0,203$ м; $D_{bh} = 0,100$ м; $EJ = 1\ 659\ 000 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$ [11]), осевая нагрузка на долото равна 10 тс ($F = 10\ 000$ кг).

По формуле (11) находим «критическую длину» КНБК без центраторов для заданной осевой нагрузки на долото

$$L_{kp} = \pi \sqrt{\frac{EJ}{F}} = 3,14 \sqrt{\frac{1659000}{10000}} = 40,4 \text{ м.}$$

Если осевая нагрузка на долото (F) при данной КНБК равна 20 тс ($F = 20\ 000$ кг), то «критическая длина» компоновки нижней части бурильной колонны без центраторов при бурении горизонтального участка ствола скважины будет равна

$$L_{kp} = \pi \sqrt{\frac{EJ}{F}} = 3,14 \sqrt{\frac{1659000}{20000}} = 28,6 \text{ м.}$$

Пример расчета 2

Пусть компоновка нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины состоит из *шарошечного долота* диаметром 215,9 мм ($D_d = 0,2159$ м), утяжеленных бурильных труб с наружным диаметром 178 мм ($D_h = 0,178$ м; $D_{bh} = 0,080$ м; $EJ = 628\ 000 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$ [11]), осевая нагрузка на долото равна 10 тс ($F = 10\ 000$ кг).

По формуле (11) находим «критическую длину» КНБК:

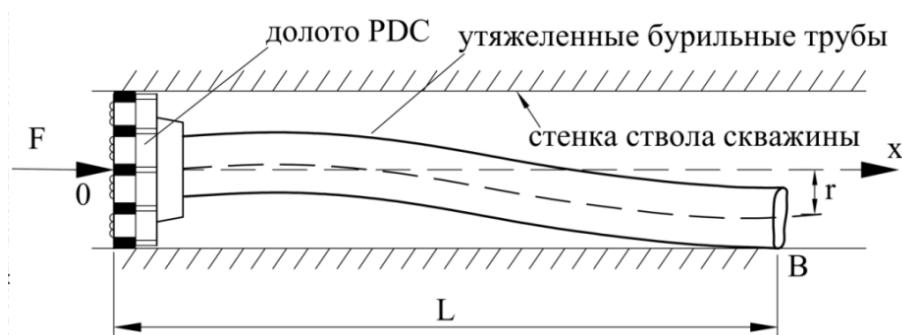
$$L_{kp} = \pi \sqrt{\frac{EJ}{F}} = 3,14 \sqrt{\frac{628000}{10000}} = 24,9 \text{ м.}$$

Если осевая нагрузка на долото (F) при данной КНБК равна 12 тс ($F = 12\,000$ кг), то «критическая длина» компоновки нижней части бурильной колонны без центраторов при бурении горизонтального участка ствола скважины будет равна

$$L_{kp} = \pi \sqrt{\frac{EJ}{F}} = 3,14 \sqrt{\frac{628000}{12000}} = 22,7 \text{ м.}$$

Сравнивая значения $L_{kp} = 40,4$ м и $L_{kp} = 24,9$ м, можно отметить существенное влияние (более 60 %) диаметра долота на величину «критической длины» компоновки при одинаковой осевой нагрузке на долото (в данном примере).

Рассмотрим положение нижней части бурильной колонны без центраторов на горизонтальном участке ствола скважины, когда применяются лопастные и/или долота PDC (рис. 2).



*Рис. 2. Положение нижней части бурильной колонны с долотом PDC без центраторов на горизонтальном участке ствола скважины
(F — осевая нагрузка на долото; B — первая точка контакта труб со стенками скважины)*

В случае, когда при бурении скважины используются лопастные долота (алмазные долота) или долота с матричным корпусом (PDC), существенно изменяются условия работы нижнего конца КНБК.

Во-первых, изменяется механизм разрушения горной породы при бурении скважины — *разрушение горной породы происходит истирающим режущим способом*.

Во-вторых, на практике для уменьшения поперечных колебаний низа КНБК непосредственно над долотом устанавливают наддолотный калибратор (и/или центратор) номинального диаметра.

Лопастные долота используют, как правило, при бурении горных пород низкой и средней твердости, а алмазные долота — при бурении твердых и крепких горных пород.

Долота с матричным корпусом обладают высокой износостойкостью. Как правило, долота PDC имеют на корпусе три спаренных радиальных сектора, а торцевая и калибрующие поверхности армированы природными или искусственными алмазами и/или вольфрамовыми и никелевыми ство-

лами. Долота PDC обладают повышенной термостойкостью, что позволяет использовать их при бурении горных пород разной твердости.

При описанных условиях взаимодействия долота и горной породы (при использовании долот PDC, лопастных и алмазных долот) можно приблизенно считать, что нижний конец бурильной колонны находится в условиях «жесткого» закрепления (или «зашемления»), как это принято в общей теории устойчивости упругих систем [35, 36].

Изогнутая ось нижней части бурильной колонны испытывает совместное действие сил собственного веса (qx), осевой нагрузки на долото (F) и описывается по-прежнему линейным дифференциальным уравнением четвертого порядка (1), поэтому его общее решение можно записать в виде

$$y(x) = C_1 + C_2x + C_3 \sin ax + C_4 \cos ax + 0,5 \left(\frac{\beta}{a^2} \right) x^2, \quad (12)$$

где C_1, C_2, C_3, C_4 – постоянные интегрирования, определяемые из граничных условий:

$$y(0) = 0; \quad y'(0) = 0; \quad (13)$$

$$y'(L) = 0; \quad y''(L) = 0. \quad (14)$$

Уравнения (13) отражают тот факт, что нижний конец компоновки нижней части бурильной колонны (долото) считается «зашемленной» опорой. Первое уравнение (13) отражает условие отсутствия радиального смещения долота ($y(0) = 0$) относительно оси скважины, а второе граничное условие ($y'(0) = 0$) показывает, что касательная к изогнутой оси КНБК совпадает с осью скважины.

Граничные условия (14) отражают тот факт, что в точке $x = L$ (L – расстояние от долота до точки контакта труб с нижней стенкой скважины) и выше, нижняя часть бурильной колонны лежит на нижней стенке скважины (см. рис. 2).

Используя граничные условия (13) и (14), находим значения постоянных интегрирования

$$\begin{aligned} C_1 &= \frac{\beta}{a^4} \left(\frac{\cos aL - 1 + aL \sin aL}{\cos aL - 1} \right); \\ C_2 &= \frac{\beta}{a^3} \left(\frac{\sin aL - aL \cos aL}{\cos aL - 1} \right); \\ C_3 &= \frac{\beta}{a^4} \left(\frac{\sin aL - aL \cos aL}{1 - \cos aL} \right); \\ C_4 &= \frac{\beta}{a^4} \left(\frac{\cos aL - 1 + aL \sin aL}{1 - \cos aL} \right). \end{aligned} \quad (15)$$

Для функции $y(x)$, определяющей кривую изгиба оси бурильных и/или утяжеленных бурильных труб, можно записать соотношение

$$y(x) = \left(\frac{\beta}{a^4} \right) \left(\frac{\sin aL - aL \cos aL}{1 - \cos aL} \right) (\sin ax - ax) + 0,5 \left(\frac{\beta}{a^2} \right) x^2 + \\ + \left(\frac{\beta}{a^4} \right) \left(\frac{\cos aL - 1 + aL \sin aL}{1 - \cos aL} \right) (\cos ax - 1). \quad (16)$$

Структура соотношения (16) показывает, что величина прогиба оси труб *неограниченно возрастает*, если выполняется условие

$$1 - \cos aL = 0. \quad (17)$$

Наименьшее положительное значение ($L = L_{kp}$), получаемое из уравнения (17), равно

$$L_{kp} = 2\pi \sqrt{\frac{EJ}{F}}, \quad (18)$$

определяет «критическую длину» компоновки нижней части бурильной колонны, при которой становится возможным существование нескольких форм равновесия при заданной осевой нагрузке на долото (F) и типоразмерах утяжеленных бурильных труб (значение изгибной жесткости — EJ) при использовании *лопастных долот (долот PDC или алмазных долот)*.

Пример расчета 3

Пусть компоновка нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины состоит из *лопастного долота* диаметром 295,3 мм ($D_d = 0,2953$ м), утяжеленных бурильных труб с наружным диаметром 203 мм ($D_h = 0,203$ м; $D_{bh} = 0,100$ м; $EJ = 1\,659\,000 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$ [11]), осевая нагрузка на долото равна 20 тс ($F = 20\,000$ кг).

По формуле (18) находим «критическую длину» КНБК без центраторов для заданной осевой нагрузки на долото

$$L_{kp} = 2\pi \sqrt{\frac{EJ}{F}} = 6,28 \sqrt{\frac{1659000}{20000}} = 57,2 \text{ м.}$$

Сравнивая значения $L_{kp} = 28,6$ м и $L_{kp} = 57,2$ м, можно отметить, что замена шарошечного долота на долото PDC (или алмазное долото), при осевой нагрузке 20 тс, позволяет увеличить критическую длину низа бурильной колонны в 2 раза при бурении горизонтального участка ствола скважины.

Пример расчета 4

Пусть компоновка нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины состоит из долота PDC диаметром 215,9 мм ($D_d = 0,2159$ м), утяжеленных бурильных труб с наружным диаметром 178 мм ($D_h = 0,178$ м; $D_{bh} = 0,080$ м; $EJ = 628\,000 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$ [11]), осевая нагрузка на долото равна 15 тс ($F = 15\,000$ кг).

По формуле (18) находим «критическую длину» КНБК без центраторов для заданной осевой нагрузки на долото

$$L_{kp} = 2\pi \sqrt{\frac{EJ}{F}} = 6,28 \sqrt{\frac{628000}{15000}} = 40,6 \text{ м.}$$

Если осевая нагрузка на долото (F) при данной КНБК равна 20 тс ($F = 20\ 000$ кг), то «критическая длина» компоновки нижней части бурильной колонны без центраторов при бурении горизонтального участка ствола скважины будет равна

$$L_{kp} = 2\pi \sqrt{\frac{EJ}{F}} = 6,28 \sqrt{\frac{628000}{20000}} = 35,2 \text{ м.}$$

Сравнивая значения $L_{kp} = 28,6$ м (шарошечное долото и УБТ диаметром 203 мм) и $L_{kp} = 35,2$ м (долото PDC и УБТ диаметром 178 мм), можно отметить, что смена типа долота позволяет существенно увеличить «критическую длину» КНБК при равной осевой нагрузке на долото.

Выводы

1. На основе общепринятых положений линейной теории упругости материалов и теории устойчивости упругих стержней и оболочек впервые сформулирована приближенная задача об упругой устойчивости прямолинейной формы равновесия компоновки нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины; принято, что КНБК представляет тяжелый упругий стержень, испытывающий совместное действие сил собственного веса и осевой нагрузки на долото.
2. Впервые учтены особенности изгиба оси нижнего конца КНБК, обусловленные конструкцией породоразрушающего инструмента (долота) и механизмом разрушения горных пород при бурении горизонтального участка ствола скважины.
3. Для нахождения «критической длины» КНБК при бурении горизонтального участка ствола скважины получены простые приближенные формулы, учитывающие осевую нагрузку, типоразмер УБТ и долота.
4. Приведены примеры расчетов.

Библиографический список

1. Бурение нефтяных и газовых скважин : [учебник] / Н. И. Шацов, В. С. Федоров, С. М. Кулиев [и др.] ; под общей редакцией Н. И. Шацова. – Москва : Гостоптехиздат, 1961. – 666 с. – Текст : непосредственный.
2. Федоров, В. С. Изучение природы искривления скважин / В. С. Федоров. – Текст : непосредственный // Труды Грозненского нефтяного института. – 1948. – Вып. 5. – С. 37–41.
3. Сулакшин, С. С. Искривление скважин и способы его измерения / С. С. Сулакшин. – 2-е изд., доп. и перераб. – Москва : Госгеолтехиздат, 1960. – 187 с. – Текст : непосредственный.
4. Мидхейм, К. К. Влияние компоновок низа бурильной колонны на отклонение долота / К. К. Мидхейм. – Текст : непосредственный // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1982. – № 4. – С. 52–59.
5. Лейбензон, Л. С. Неустойчивость направления вращательного бурения / Л. С. Лейбензон. – Текст : непосредственный // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1922. – № 8. – С. 67–72.

6. Лейбензон, Л. С. Неустойчивость направления вращательного бурения / Л. С. Лейбензон. – Текст : непосредственный // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1923. – № 1. – С. 124–126.
7. Динник, А. Н. К вопросу об отклонении буровых скважин при алмазном бурении / А. Н. Динник. – Текст : непосредственный // Нефтяное и сланцевое хозяйство. – 1925. – № 1. – С. 33–35.
8. Динник, А. Н. Причины искривления буровых скважин при вращательном бурении / А. Н. Динник. – Текст : непосредственный // Горный журнал. – 1925. – № 10. – С. 823–830.
9. Вудс, Г. Искривление скважин при бурении : [сборник статей] / Г. Вудс, А. Лубинский ; перевод с английского. – Москва : Гостоптехиздат, 1960. – 161 с. – Текст : непосредственный.
10. Григулецкий, В. Г. Расчет компоновок бурильной колонны для борьбы с искривлением скважины при роторном и турбинном бурении / В. Г. Григулецкий. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1982. – 57 с. – Текст : непосредственный.
11. Григулецкий, В. Г. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны / В. Г. Григулецкий, В. Т. Лукьянов. – Москва : Недра, 1990. – 302 с. – Текст : непосредственный.
12. Григулецкий, В. Г. Об упругой устойчивости колонны бурильных труб / В. Г. Григулецкий. – Текст : непосредственный // Межвузовский тематический сборник «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Уфа, 1978. – Вып. 5. – С. 45–50.
13. Григулецкий, В. Г. Упругая устойчивость колонны бурильных труб в скважине. Статические задачи / В. Г. Григулецкий. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1979. – № 3. – С. 19–23.
14. Инструкция по бурению направленных и горизонтальных скважин на севере Тюменской области / В. А. Сехниашвили, А. М. Кириенко, А. П. Туршиев [и др.]. – Тюмень : ТюменьНИИгипрогаз, 2001. – 126 с. – Текст : непосредственный.
15. Проектирование компоновок низа бурильной колонны : монография / Е. Г. Гречин, В. П. Овчинников, А. В. Будько [и др.] ; ОАО «Газпром», ООО «Газпром экспо». – Москва : ООО «Газпром экспо», 2012. – 222 с. – Текст : непосредственный.
16. Гречин, Е. Г. Неориентируемые компоновки для бурения горизонтального участка скважин / Е. Г. Гречин, С. Н. Бастиров, В. Г. Кузнецов. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-12(336)-5-9. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 12 (336). – С. 5–9.
17. Гречин, Е. Г. Теория и практика бурения горизонтальных стволов в продуктивных пластах месторождений Западной Сибири : монография / Е. Г. Гречин, С. Н. Бастиров ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2020. – 163 с. – (University). – Текст : непосредственный.
18. Хузина, Л. Б. Технологическое решение для повышения эффективности работы долот PDC / Л. Б. Хузина, А. Ф. Шайхутдинова. – DOI 10.31660/0445-0108-2016-4-84-87. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 84–87.
19. Юзбашев, Г. С. Искривление скважин и меры борьбы с кривизной / Г. С. Юзбашев, В. С. Федоров. – Ленинград – Москва – Новосибирск, 1933. – 67 с. – Текст : непосредственный.
20. Балицкий, П. В. Взаимодействие бурильной колонны с забоем скважины / П. В. Балицкий. – Москва : Недра, 1975. – 294 с. – Текст : непосредственный.
21. Погарский, А. А. Оптимизация процессов глубокого бурения / А. А. Погарский, К. А. Чефранов, О. П. Шишkin. – Москва : Недра, 1981. – 296 с. – Текст : непосредственный.
22. Спивак, А. И. Разрушение горных пород при бурении скважин : учебник / А. И. Спивак, А. Н. Попов. – Москва : Недра, 1994. – 260 с. – Текст : непосредственный.
23. Кулябин, Г. А. Измерения в скважине крутильных колебаний бурильного инструмента / Г. А. Кулябин, В. Е. Копылов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1970. – № 6. – С. 33–36.
24. Симонов, В. В. Влияние колебательных процессов на работу бурильного инструмента / В. В. Симонов, Е. К. Юнин. – Москва : Недра, 1977. – 217 с. – Текст : непосредственный.
25. Султанов, Б. З. Управление устойчивостью и динамикой бурильной колонны / Б. З. Султанов. – Москва : Недра, 1991. – 208 с. – Текст : непосредственный.

26. Филимонов, Н. М. Колебания нижней части бурильного инструмента при работе долота / Н. М. Филимонов, М. Р. Мавлютов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1964. – № 10. – С. 19–23.
27. Вибрации при алмазном бурении / В. Е. Копылов, Ю. А. Чистяков, Э. М. Мухин. – Москва : Недра, 1967. – 128 с. – Текст : непосредственный.
28. Санников, Р. Х. Вынужденные продольные колебания бурильного инструмента при работе долота / Р. Х. Санников, М. Р. Мавлютов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1971. – № 10. – С. 29–34.
29. Сароян, А. Е. Проектирование бурильных колонн / А. Е. Сароян. – Москва : Недра, 1971. – 182 с. – Текст : непосредственный.
30. Сароян, А. Е. Бурильные колонны в глубоком бурении / А. Е. Сароян. – Москва : Недра, 1979. – 230 с. – Текст : непосредственный.
31. Григулецкий, В. Г. Оптимальное управление при бурении скважин / В. Г. Григулецкий. – Москва : Недра, 1988. – 229 с. – Текст : непосредственный.
32. Методика определения размеров центратора с учетом требований искривления ствола скважины и предотвращения желобообразования / М. П. Гулизаде, С. А. Оганов, И. З. Гасанов, С. М. Джалалов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1978. – № 4. – С. 21–24.
33. Сесюнин, Н. А. Влияние диаметра калибратора на азимутальное искривление скважины / Н. А. Сесюнин, А. С. Утробин, А. В. Банных. – Текст : непосредственный // Бурение. – 1982. – № 2. – С. 8–9.
34. К расчету компоновки низа бурильной колонны, применяемой для безориентированного управления зенитным углом / М. П. Гулизаде, Л. Я. Сушон, П. В. Емельянов, Л. Я. Кауфман. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1974. – № 1. – С. 13–16.
35. Тимошенко, С. П. Устойчивость упругих систем / С. П. Тимошенко ; перевод с английского И. К. Снитко. – 2-е изд. – Москва : Гостехиздат, 1955. – 568 с. – Текст : непосредственный.
36. Тимошенко, С. П. Устойчивость стержней, пластин и оболочек / С. П. Тимошенко ; избр. работы под редакцией Э. И. Григорюка. – Москва : Наука, 1971. – 807 с. – Текст : непосредственный.
37. Исследование загруженности венцов шарошек буровых долот / В. А. Пяльченков, В. В. Долгушин, Г. А. Кулябин [и др.] // DOI 10.31660/0445-0108-2016-4-81-84. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 81–84.

References

1. Shatsov, N. I., Fedorov, V. S., Kuliev, S. M., Ioannesian, R. A., Shishchenko, R. I., Glikman, L. S., & Balitskiy, P. V. (1961). Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 666 p. (In Russian).
2. Fedorov, V. S. (1948). Izuchenie prirody iskrivleniya skvazhin. Trudy Groznenskogo neftyanogo instituta, (5), pp. 37-41. (In Russian).
3. Sulakshin, S. S. (1960). Iskrivlenie skvazhin i sposoby ego izmereniya. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Gosgeotekhizdat Publ., 187 p. (In Russian).
4. Milheim, K. K. (1982). Vliyanie komponovok niza buril'noy kolonny na otklonenie dolota. Neft', gaz i neftekhimiya za rubezhom, (4), pp. 52-59. (In Russian).
5. Leybenzon, L. S. (1922). Neustoychivost' napravleniya vrashchatel'nogo burenija. Azerbaydzhanskoе neftyanoе khozyaystvo, (8), pp. 67-72. (In Russian).
6. Leybenzon, L. S. (1923). Neustoychivost' napravleniya vrashchatel'nogo burenija. Azerbaydzhanskoе neftyanoе khozyaystvo, (1), pp. 124-126. (In Russian).
7. Dinnik, A. N. (1925). K voprosu ob otklonenii burovyykh skvazhin pri almaznom burenii. Neftyanoe i slantsevoe khozyaystvo, (1), pp. 33-35. (In Russian).
8. Dinnik, A. N. (1925). Prichiny iskrivleniya burovyykh skvazhin pri vrashchatel'nom burenii. Gornyi Zhurnal, (10), pp. 823-830. (In Russian).
9. Vuds, G., & Lubinskiy, A. (1960). Iskrivlenie skvazhin pri burenii. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 161 p. (In Russian).
10. Griguletsky, V. G. (1982). Raschet komponovok buril'noy kolonny dlya bor'by s iskrivleniem skvazhiny pri rotornom i turbinnom burenii. Moscow, VNIIOENG Publ., 57 p. (In Russian).

11. Griguletsky, V. G., & Luk'yanov, V. T. (1990). Proektirovanie komponovok nizhney chasti buril'noy kolonny. Moscow, Nedra Publ., 302 p. (In Russian).
12. Griguletsky, V. G. (1978). Ob uprugoy ustoychivosti kolonny buril'nykh trub. Mezhevuzovskiy tematicheskiy sbornik "Tekhnologiya burenija neftyanykh i gazovykh skvazhin". Vypusk. 5. Ufa, pp. 45-50. (In Russian).
13. Griguletsky, V. G. (1979). Uprugaya ustoychivost' kolonny buril'nykh trub v skvazhine. Staticheskie zadachi. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (3), pp. 19-23. (In Russian).
14. Sekhniashvili, V. A., Kirienko, A. M., Turshiev, A. P., Shesteryakov, M. N., Grachev, S. I., & Mnatsakanov, V. A. (2001). Instruktsiya po bureniju napravlennykh i gorizontaльnykh skvazhin na Severo Tyumenskoy oblasti. Tyumen, Tyumen'NIigiprogaz Publ., 126 p. (In Russian).
15. Grechin, E. G., Ovchinnikov, V. P., Bud'ko, A. V., Ovchinnikov, P. V., & Bud'ko, D. G. (2012). Proektirovanie komponovok niza buril'noy kolonny. Moscow, Gazprom ekspo LLC Publ., 222 p. (In Russian).
16. Grechin, E. G., Bastrikov, S. N., & Kuznetsov, V. G. (2020). Non-orientated assemblies for horizontal well sections drilling. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (12(336)), pp. 5-9. (In Russian). DOI: 10.33285/0130-3872-2020-12(336)-5-9
17. Grechin, E. G., & Bastrikov, S. N. (2020). Teoriya i praktika burenija gorizontaльnykh stvolov v produktivnykh plastakh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 163 p. (In Russian).
18. Khuzina, L. B., & Shaikhutdinova, A. F. (2016). Echnology solution for improvement of the PDC drill bits performance. Oil and Gas Studies, (4), pp. 84-87. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-4-84-87
19. Yuzbashev, G. S., & Fedorov, V. S. (1933). Iskrivlenie skvazhin i mery bor'by s kriviznou. Leningrad - Moskva - Novosibirsk, 67 p. (In Russian).
20. Balitskiy, P. V. (1975). Vzaimodeystvie buril'noy kolonny s zaboem skvazhiny. Moscow, Nedra Publ., 294 p. (In Russian).
21. Pogarskiy, A. A., Chefranov, K. A., & Shishkin, O. P. (1981). Optimizatsiya protsessov glubokogo burenija. Moscow, Nedra Publ., 296 p. (In Russian).
22. Spivak, A. I. & Popov, A. N. (1994). Razrushenie gornykh porod pri burenii skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 260 p. (In Russian).
23. Kulyabin, G. A. & Kopylov, V. E. (1970). Izmereniya v skvazhine kutil'nykh kolebaniy buril'nogo instrumenta. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (6), pp. 33-36. (In Russian).
24. Simonov, V. V. & Yunin, E. K. (1977). Vliyanie kolebatel'nykh protsessov na rabotu buril'nogo instrumenta. Moscow, Nedra Publ., 217 p. (In Russian).
25. Sultanov, B. Z. (1991). Upravlenie ustoychivostyu i dinamikoy buril'noy kolonny. Moscow, Nedra Publ., 208 p. (In Russian).
26. Filimonov, N. M., & Mavlyutov, M. R. (1964). Kolebaniya nizhney chasti buril'nogo instrumenta pri rabote dolota. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (10), pp. 19-23. (In Russian).
27. Kopylov, V. E., Chistyakov, Yu. A., & Mukhin, E. M. (1967). Vibratsii pri almaznom burenii. Moscow, Nedra Publ., 128 p. (In Russian).
28. Sanikov, R. Kh., & Mavlyutov, M. R. (1971). Vynuzhdennye prodoł'nye kolebaniya buril'nogo instrumenta pri rabote dolota. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (10), pp. 29-34. (In Russian).
29. Saroyan, A. E. (1971). Proektirovanie buril'nykh kolonn. Moscow, Nedra Publ., 182 p. (In Russian).
30. Saroyan, A. E. (1979). Buril'nye kolonny v glubokom burenii. Moscow, Nedra Publ., 230 p. (In Russian).
31. Griguletsky, V. G. (1988). Optimal'noe upravlenie pri burenii skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 229 p. (In Russian).
32. Gulizade, M. P., Oganov, S. A., Gasanov, I. Z., & Dzhalalov, S. M. (1978). Metodika opredeleniya razmerov tsentratora s uchetom trebovaniy iskrivleniya stvola skvazhiny i predotvrashcheniya zhelobobrazovaniya. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (4), pp. 21-24. (In Russian).
33. Sesyunin, N. A., Utrobin, A. S., & Bannykh, A. V. (1982). Vliyanie diametra kalibratora na azimutal'noe iskrivlenie skvazhiny. Burenje, (2), pp. 8-9. (In Russian).
34. Gulizade, M. P., Sushon, L. Ya., Emel'yanov, P. V., & Kaufman L. Ya. (1974). K raschetu komponovki niza buril'noy kolonny, primenyaemoy dlya bezorientiro-vannogo upravleniya zenitnym uglom. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (1), pp. 13-16. (In Russian).

35. Timoshenko, S. P. (1955). Ustoychivost' uprugikh system. 2nd edition. Moscow, Gostekhizdat Publ., 568 p. (In Russian).
36. Timoshenko, S. P. (1971). Ustoychivost' sterzhney, plastin i obolochek. Moscow, Nauka Publ., 807 p. (In Russian).
37. Pyalchenkov, V. A., Dolgushin, V. V., Kulyabin, G. A., Kuznetsov, V. G., & Grechin, E. G. (2016). The study load of the cutters of drill bits. Oil and Gas Studies, (4), pp. 81-84. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-4-81-84

Сведения об авторах

Григулецкий Владимир Георгиевич,
д. т. н., профессор, Российской государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина, г. Москва,
e-mail: gvg-tnc@mail.ru

Кузнецов Александр Борисович, генеральный директор ГУП Республика Крым
«Черноморнефтегаз», г. Симферополь

Information about the authors

Vladimir G. Griguletsky, Doctor of Engineering, Professor, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, e-mail: gvg-tnc@mail.ru

Alexander B. Kuznetsov, General Director of State Unitary Enterprise of the Republic of Crimea "Chernomorneftegaz", Simferopol

Технологические решения для строительства скважин на месторождениях высоковязких сланцевых углеводородов

**В. П. Овчинников¹, О. В. Рожкова^{1*}, С. Н. Бастиров¹, Д. С. Леонтьев¹,
П. В. Овчинников²**

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

*e-mail: rozhkovaov@tuuiu.ru

Аннотация. Рассмотрены основные технологические процессы сооружения скважин для добычи высоковязких углеводородов из продуктивных низкопористых коллекторов с высокими термобарическими условиями, к которым относятся и сланцевые залежи баженовской свиты.

По результатам обзора и анализа существующих решений в области освоения таких залежей обосновано и предложено следующее: сооружение разветвленных многозабойных по азимуту скважин с горизонтальным окончанием, осуществление селективного многостадийного гидроразрыва в продуктивном пласте; использование при вскрытии пласта технологических жидкостей на нефтяной основе, а для разобщения — тампонажных материалов, продукт твердения которых представлен термически стойкими гидратными фазами (гидроосновными гидросиликатами).

Разветвленные скважины имеют горизонтальное окончание большой протяженности (порядка 1 000 метров и более). Эффективно работает только часть горизонтального участка, что является основанием для разработки и применения стадийного как по времени, так и по простираннию, метода гидроразрыва пласта. На уровне изобретения разработаны способ и устройство для проведения многостадийного селективного гидроразрыва пласта в скважинах с горизонтальным окончанием.

В статье изложен способ его осуществления, проведено сравнение с уже имеющимися. Особое внимание удалено необходимости использования при первичном вскрытии пласта растворов на углеводородной основе, а для разобщения — тампонажных растворов из композиционных материалов, продукт твердения которых представляет камень, сформированный низкоосновным гидросиликатом кальция.

Ключевые слова: высоковязкая нефть; баженовская свита; тампонажный раствор; фибра; армирование

**Technological solutions for well construction
in high-viscous shale hydrocarbon fields**

**Vasiliy P. Ovchinnikov¹, Oksana V. Rozhkova^{1*}, Sergey N. Bastrikov¹,
Dmitry S. Leontiev¹, Pavel V. Ovchinnikov²**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow,
Russia

*e-mail: rozhkovaov@tuuiu.ru

Abstract. The article discusses the main technological processes of well construction for the production of high-viscosity hydrocarbons from productive low-porosity reservoirs with high temperature and pressure conditions, which include shale deposits of Bazhenov formation.

According to the results of the review and analysis of existing solutions in the development of this deposits, the following measures were justified and proposed: construction of branched multi-hole azimuth horizontal wells, implementation of selective multi-stage hydraulic fracturing in the productive formation; the use of oil-based process fluids when opening the reservoir, the use of plugging materials for isolation of the reservoir, the hardening product of which is represented by thermally stable hydrate phases (hydrobasic hydrosilicates).

Branched wells have a long horizontal end (about 1 000 meters or more). Only a part of the horizontal section works effectively, which is the basis for the development and application of the staged, both in time and along the strike, hydraulic fracturing method. At the level of the invention, a method and apparatus for carrying out multistage selective hydraulic fracturing in wells with horizontal completion have been developed.

The article describes a method for implementing multistage selective hydraulic fracturing, comparing this method with the existing ones. Much attention is given to the need to use hydrocarbon-based solutions for the initial opening the reservoir, to use cement slurries from composite materials to separate the reservoir, the hardening product of which is a stone formed by low-basic calcium hydrosilicate.

Key words: high-viscosity oil; Bazhenov formation; cement slurry; fibra; hardbanding

Введение

В последние годы все более актуализируется проблема освоения нетрадиционных источников углеводородов — «сланцевой нефти», которая залегает в прослойках пород (в России — доманиковые слои, баженовская свита, ачимовская свита; за рубежом — формации Баккен, Игл Форд, Барнетт). Их масштабная добыча активно развивается в разрезах уже освоенных нефтегазовых провинций. Данные запасы нетрадиционных ресурсов в настоящее время оцениваются в объемах около 1 трлн т. К 2030 году ожидается их добыча порядка 70 млн т [1, 2].

Результаты исследований А. В. Лобусева, А. Д. Алексеева, Ф. Г. Гуарии, И. И. Нестерова, А. Э. Конторовича, Г. Р. Новикова, Г. Э. Прозоровича, Е. А. Рогозина, Ф. К. Салманова, В. С. Славкина, А. А. Трофимука и многих других, являющихся представителями ВНИГНИ, ВНИГРИ, ЗапСибНИГНИ, ИНГГ СО РАН, ИГИРГИ, СНИИГГиМС и прочих организаций, показали, что в центральной части Западно-Сибирской платформы залежи сланцевой нефти (баженовской свиты) распространены на площади более 1 млн км², толщиной порядка 30 м залегают на глубинах 2 500–3 500 метров, пластовые температуры варьируются от 80 до 140 °C, пластовые давления превышают нормальные гидростатические в 1,1–2,0 раза.

Основными породообразующими минералами выступают глины, кремнезем, карбонаты и пр. Данные породы формируют коллектор, обладающий способностью фильтровать нефть и газ. «Легкая» нефть, находящаяся в керогенах, формирующих каркас баженовской свиты, подтверждает, что процесс формирования органического вещества не завершен. Этот факт подтверждается также пористостью пород, составляющей 12–13 %, и проницаемостью около 1 мД. Поэтому считается, что часть сформирован-

ных уже углеводородов еще имеет генетическую связь с исходным органическим веществом и находится в «запечатанных» порах, которые образовались и образуются из-за перехода части твердой органики в жидкую фазу. По величине коэффициента Пуассона и значению модуля Юнга предполагается, что массив горных пород трещиноватый, с обломками различных пород и частями органики [3–5].

Необходимость разработки и использования различных технологий и технических средств требуется для добычи «связанной» нефти, которая залегает в баженовской свите. Учитывая геологический разрез месторождений, залегания над баженовской свитой проходят отложения ачимовской свиты, которая представлена в основном толстыми слоями глин, а под баженом располагаются породы георгиевской и абалакской свит, местами встречается высокопроницаемая васюганская свита. Основные методы интенсификации притока в баженовской свите — применение различных вариантов гидроразрыва и прогрева забоя скважины (пласта) термическими методами воздействия [6–8]. Следует указать, что оба способа оказывают значительное воздействие на герметичность разобщения продуктивного пласта и на структуру его порового пространства, что, естественно, отражается на рентабельности работы скважины и на коэффициенте извлечения пластового флюида.

Таким образом, с учетом изложенного основное внимание должно быть уделено технике и технологии сооружения скважин, предназначенных для освоения трудноизвлекаемых запасов пластового флюида баженовской свиты.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются геолого-технологические условия залегания баженовской свиты на месторождениях Западно-Сибирской платформы, в частности юрские отложения Салымского месторождения. Отложения этой свиты представлены на большей части территории Западно-Сибирской низменности и повсеместно представлены черными тонкоотмученными каменистыми, сильно битуминозными аргиллитами, раскалывающимися на тонкие плитки.

Методы исследования — аналитические, экспериментально-теоретические.

Результаты

Опыт освоения месторождений высоковязких пластовых флюидов, в том числе и бажена, показал, что используемые методы интенсификации притока пластового флюида к забою скважины путем химического воздействия кислотами, дополнительной перфорацией, с применением технологий гидроразрыва пласта (ГРП) не всегда дают желаемый результат. Кроме того, ГРП, в частности, предполагает внедрение в структуру продуктивного пласта твердых соединений, пропанта. Естественно, при этом число фильтрационных каналов снижается за счет их заполнения последним. В этом случае необходимо анализировать соотношение увеличения фильтрационной способности пласта с величиной закупорки, что, к сожалению, мало возможно. Да и эффект от гидроразрыва имеет временный характер, так как система стремится к равновесию, то есть со временем образован-

ные поровые каналы будут «схлопываться». Одним из перспективных решений повышения нефтеотдачи в этих условиях является увеличение площади фильтрационных каналов за счет повышения в пласте дренажной системы посредством строительства многозабойных скважин (МЗС). Существующие проектные решения технологии бурения позволяют реализовать данный процесс, что подтверждает опыт филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени и др. [9–12]. Вопрос лишь в обосновании длины таких скважин, их расположении и профиле, решение которых определяется геологическими условиями каждого региона и подтверждается результатами «пилотного» проекта.

Особое внимание при этом должно быть уделено обоснованию использования технологических жидкостей при строительстве скважин, в частности, их рецептурам, физико-механическим свойствам.

Известно, что на сохранность естественных фильтрационно-емкостных свойств нефтяных коллекторов (при их вскрытии, разобщении и других циклах строительства скважин) влияют следующие различные факторы и явления:

- взаимодействие технологической жидкости и ее фильтрата с породами коллектора (набухание глин и глинистых включений, кольматация структуры порового пространства, образование в призабойной зоне пласта малоподвижной эмульсии и твердых малорастворимых соединений и т. д.);
- деформационные изменения из-за гидродинамических напряжений при бурении и других физико-химических и физико-механических процессов на уровне ядерно-магнитного взаимодействия.

Выше приведены некоторые факторы, которые влияют на снижение проницаемости пород. Для того чтобы более наглядно представить влияние некоторых факторов на снижение проницаемости пород, можно принять, что на площадь песчаника размером $6,5 \text{ см}^2$ приходится до 3 000 пор, что говорит о большой чувствительности пласта к «загрязнению».

На основе вышеизложенного можно сделать вывод, что наиболее перспективными, обеспечивающими высокое качество вскрытия продуктивного пласта являются растворы на углеводородной основе (РУО) и их аналоги — инвертные эмульсионные растворы (ИЭР).

Использование данных растворов приводит к снижению количества аварий, вызванных прихватами бурильных и обсадных колонн, заклиникой инструмента; также улучшаются технико-экономические показатели бурения, такие как механическая скорость бурения, проходка на долото, его износстойкость, временной ресурс работы забойного двигателя, насосного оборудования и т. д. [13–15].

Увеличение фильтрационной способности пород, слагающих низкопроницаемый продуктивный пласт, возможно и за счет формирования искусственных каналов, а именно через применение метода гидроразрыва. При этом, учитывая профиль и длину горизонтального участка ствола скважины (порядка тысячи метров), а как показывает опыт работы эксплуатационных скважин, наиболее эффективное участие в транспортировке пластового флюида в скважине обеспечивается участком около трехсот метров, гидроразрыв должен осуществляться селективно и многостадийно —

именно сначала в одном интервале, после обработки которого на следующем — без применения дополнительных работ.

Существующие технологии гидроразрыва в основном осуществляются в скважинах, на горизонтальном участке, «обсаженном» хвостовиком, подвешенным к эксплуатационной колонне. Хвостовик в основном не цементируется, а разделение интервалов проведения гидроразрывов по кольцевому пространству производится с применением гидромеханических пакеров или других конструктивных решений. Так, Р. М. Сабитовым и А. Н. Багаевым [16] для осуществления процесса гидроразрыва (многостадийного) предлагаются порты ГРП, активируемые «шарами». В этом случае внутри конструкции присутствуют зоны сужения, уменьшается проходной диаметр в спущенном хвостовике, что увеличивает гидродинамические сопротивления потоку пластового флюида в скважине, усложняет процесс их закрытия, а в некоторых случаях это становится даже невозможным. Также ограничивается число стадий осуществления гидроразрыва.

А. А. Постнов и А. С. Оганов [17] предложили в компоновку по осуществлению гидроразрыва включить применение «скользящих муфт», активируемых инструментом на гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ). Однако их использование, естественно, приведет к удорожанию процесса гидроразрыва из-за необходимости применения целого ряда дополнительных технических средств.

В патенте № 2634134 предлагается интервальный спуск кумулятивного перфоратора на ГНКТ, осуществление перфорации, закачивание жидкости разрыва и пропанта, установка системы пакеров. На первой стадии ГРП производят спуск перфоратора без пакера, на последующих стадиях ГРП пакеры используются. Обычно пакеры системы — взрывные пакер-пробки, выдерживающие перепад давления не менее 70 МПа и соединяющие с перфоратором с помощью специальных соединительных устройств. Инициирование пакера и перфоратора осуществляется посредством электрических импульсов, передаваемых через геофизический кабель: один импульс для взрывной пробки, другой — для перфоратора. Установку пакер-пробки и перфорацию осуществляют в один спуско-подъем инструмента. При использовании данного способа необходим спуск дополнительной композитной пробки, осуществление операции ГРП проходит в несколько спуско-подъемных операций.

Изучение обозначенных способов проведения многостадийного ГРП и др. [18] позволило предложить следующий способ интервального многостадийного гидроразрыва [19], который включает использование компоновки ГРП с адаптером на колонне НКТ (патент № 2732891). В конструкцию компоновки включены пакер гидравлического действия, якоря верхний и нижний, два створчатых обратных клапана, размещенные внутри компоновки.

Столовая часть адаптера проходит сквозь пакер и на конце имеет посадочное «седло». Работа осуществляется следующим образом: в заданный интервал спускают компоновку ГРП, осуществляют сброс и прокачивание шара до посадочного седла. В НКТ создается избыточное давление, что вызывает срезание штифтов и перемещение якорей. Манжета пакера деформируется, что способствует герметизации интервала над и под компо-

новкой. Давление стравливают, осуществляют натяг инструмента величиной не более 2 т.с. Происходит срезание штифтов в посадочном седле. Затем пакер разгружается на величину не менее 5 т.с., стволовая часть адаптера перемещается вниз. Шар и посадочное седло выпадают из стволовой части адаптера. Осуществляют закачивание жидкости гидроразрыва, которая заполняет часть хвостовика ниже пакера, и путем создания избыточного давления проводится гидроразрыв пласта.

После его окончания колонна НКТ и вся компоновка поднимаются. Стволовая часть адаптера выходит из пакерующего элемента (пакера). Створчатые обратные клапаны закрываются. Аналогично осуществляют гидроразрыв в последующих интервалах. По окончании проведения работ скважина осваивается, спускается внутрискважинное оборудование и выводится на требуемый режим ее работы. Использование описанного способа многостадийного гидроразрыва будет способствовать эффективному отбору пластового флюида во всем интервале нефтяного коллектора.

Поскольку термобарические пластовые условия в баженовской свите значительны и предполагается использование термических методов воздействия на пласт, необходимо уделять внимание и обеспечению термостойкости сформированного в заколонном пространстве цементного камня [20]. При решении данного вопроса необходимо учитывать концепцию, в свете которой должны разрабатываться рецептуры тампонажных материалов с учетом конкретных температурных пластовых условий, а именно:

- тампонажный камень, сформированный в заколонном пространстве, должен быть термостойким и обеспечивать герметичность;
- физико-механические свойства раствора на основе сырьевой композиции должны способствовать указанным условиям и условиям транспортировки до планируемого места расположения.

Термоустойчивость и коррозионная устойчивость формирующегося и работающего при высоких температурах цементного камня в основном определяются его фазовым составом и, как показано многими исследователями, присутствием низкоосновных гидросиликатов кальция [21–24].

В этом отношении перспективны шлакоцементные и полимерцементные тампонажные композиции с армирующими добавками. В качестве армирующих материалов чаще всего используют мелкорезаные волокна из различных материалов. Упрочнение различными волокнами основывается из предположения, что цементная матрица передает им приложенную нагрузку за счет касательных сил, которые действуют по поверхности всего раздела. При модуле упругости волокна большей упругости цементной матрицы считается, что основную часть приложенных напряжений воспринимают волокна, а общая прочность композиционного материала пропорциональна их объемному содержанию. Таким образом, цементная матрица может обеспечивать сопротивление сжимающим напряжениям, а армирующий компонент (в частности фибра) — растягивающим и изгибающим напряжениям [25].

Армирование композиционных материалов волокнами используют с древнейших времен. Тысячи лет известен такой материал, как саман, и здания, построенные из него, могут прослужить несколько столетий. Этот

материал, представляющий собой глинистый грунт с добавлением соломы и навоза, можно считать предшественником фиброармированного цементного камня или композиционного материала, содержащего гидравлическое вяжущее, мелкий или крупный заполнитель, армированный дисперсными волокнами. В качестве армирующих фибр используют резаные волокна из различных материалов с различной геометрией. Название «фибра» произошло от латинского «fibra» — это волокно или материал, изготовленный пропиткой нескольких слоев. Первоначально данный эффект относили к изготовлению картона. В настоящее время под фиброй понимается компонент, представленный нитями различной длины микропористой консистенции, созданный на базе целлюлозы. Наиболее распространена в нефтегазовой промышленности базальтовая фибра.

Базальтовая фибра — короткие отрезки базальтового волокна, предназначенные для дисперсного армирования вяжущих. Диаметр волокна — от 20 до 500 мкм. Длина волокна — от 1 до 150 мм. Базальтовая фибра производится из расплава горных пород типа базальта при температуре выше 1 400 °С. Базальтовое волокно способствует также коррозионной стойкости сформированного цементного камня из тампонажного раствора с добавлением волокон фибры природного происхождения. Волокна диаметром 16–18 мкм имеют 100 %-ю стойкость к воде, 96 %-ю — к щелочи, 94 %-ю — к кислоте. Модуль упругости волокна находится в пределах от 7 до 60 ГПа, прочность на растяжение от 600 до 3 500 МПа.

Наиболее сложным этапом при получении качественного тампонажного раствора является процесс введения волокон в необходимых количествах, обеспечивая при этом перемешивание компонентов с равномерным распределением армирующих элементов по объему. Для тампонажного камня характерно образование локальных сгустков волокон, обычно из-за сцепления их анкерующих приспособлений и взаимного трения поверхностей волокон, за счет сил статического электричества и сил поверхностного натяжения [26].

Технологические мероприятия по решению этой проблемы можно объединить в следующие группы: технологии совместного перемешивания компонентов смеси; технологии раздельной заливки компонентов. Различие их в том, что в первом случае происходит совместное перемешивание компонентов тампонажной смеси с порционным добавлением фибры в процессе их затворения водой, а во втором случае цементная смесь методом литья, вибролитья с одновременной подачей фибр вводится в емкость для замешивания.

Влияние фибры на прочностные свойства цементного камня достаточно значимое. Например, при концентрации фибры 0,5 и 2,0 % прирост прочности на растяжение составляет 60 и 135 % соответственно. Прирост прочности на изгиб при тех же концентрациях фибры составляет 30 и 40 %, а прирост прочности на сжатие — 5 и 12 % соответственно.

Обсуждение

Высоковязкие и сланцевые углеводороды являются резервом топливно-экономического комплекса страны. В ближайшем будущем их добыча значительно увеличится. Сегодня объем добычи сдерживается слабой изучен-

ностью их коллекторов, низкими фильтрационными свойствами пород, высокими термобарическими условиями, отсутствием высокотехнологичных и эколого-безопасных материалов и др. Также отсутствуют публикации по данному направлению, что, по-видимому, связано со сложностью и материалоемкостью проведения промысловых и экспериментальных исследований. В данной статье мы представили свою точку зрения на решение данной проблемы. Некоторые вопросы могут носить спорный характер, но тем не менее они будут способствовать ее решению.

Выводы

Проведенные аналитические исследования позволяют считать, что предлагаемый комплекс технологических решений будет способствовать достижению поставленной цели — освоению перспективных отложений значительных запасов углеводородов (баженовской и доманиковской свит).

Библиографический список

1. Орлов, С. В. Новая нефть. Технологическое развитие меняет нефтяную карту мира / С. В. Орлов. – Текст : электронный // Сибирская нефть : онлайн-журнал. – 2020. – № 8/175. – С. 8–14. – URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2020-october/>.
2. Щёлокова, Д. В. Нетрадиционные углеводороды как источник неисчерпаемости топливно-энергетических ресурсов / Д. В. Щёлокова. – Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 1 (103). – С. 120–126.
3. Сооружение скважин на месторождениях с аномально высокими термобарическими условиями / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, П. В. Овчинников [и др.]. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2020. – 234 с. – Текст : непосредственный.
4. Гуарри, Ф. Г. Клиноформы — особый тип литостратонов / Ф. Г. Гуарри. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 1994. – № 4. – С. 21–22.
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. Осыка, А. В. Условия формирования аномальных разрезов баженовской свиты на Тевлинско-Русскинском месторождении / А. В. Осыка. – Текст : электронный // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2003. – № 11. – URL: <http://www.oilnews.ru/11-11/usloviya-formirovaniya-anomalnyx-razrezov-bazhenovskoj-svity-na-tevlinsko-russkinskom-mestorozhdenii/>.
7. Зубков, М. Ю. Клиноформенное строение неокома и «аномальных» разрезов баженовской свиты в пределах Кальчинского месторождения (по данным сейморазведки и тектонофизического моделирования) / М. Ю. Зубков, Я. А. Пориейстер – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : VIII научно-практическая конференция. Сборник докладов. – 2005. – Вып. 8, Т. 2. – С. 305–318.
8. Салмин, М. В. Уточнение литогенетической модели формирования аномального разреза баженовской свиты / М. В. Салмин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 12. – С. 26–28.
9. Фаттахов, М. М. Классификатор многозабойных и многоствольных скважин / М. М. Фаттахов. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 4. – С. 22–24.
10. Сооружение многоствольных (многозабойных) скважин с горизонтальным окончанием / Д. Л. Бакиров, В. П. Овчинников, М. М. Фаттахов [и др.]. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2020. – № 10. – С. 28–33.
11. Развитие технологий заканчивания скважин с горизонтальным и многозабойным окончанием в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / М. М. Фаттахов, Д. Л. Бакиров, А. Ю. Сенцов [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 25–27.
12. Повалихин, А. С. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Повалихин, А. Г. Калинин, С. Н. Бастиров ; под общей редакцией А. Г. Калинина. – Москва : ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 645 с.

13. Изменения фильтрационных свойств в породах-коллекторах при бурении / О. Н. Павельева, Ю. Н. Павельева, Л. А. Паршукова, В. П. Овчинников. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2020. – № 1 (83). – С. 64–69.
14. Причины осложнений при спуске обсадных колонн в скважину на Унтыгейском месторождении / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, О. В. Рожкова, А. Е. Орлова. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2019. – № 4. – С. 22–25.
15. Овчинников, В. П. Вскрытие месторождений высоковязких нефтей / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова. – Текст : непосредственный // Нефть и газ : технологии и инновации : материалы Национальной научно-практической конференции (Тюмень, 19–20 ноября 2020 г.). В 3 томах. Том 1 / Отв. ред. Н. В. Гумерова. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2020. – С. 97–99.
16. Сабитов, Р. М. Проведение поинтервального ГРП с использованием технологии растворимых шаров в качестве потокоотклонителей / Р. М. Сабитов, А. Н. Багаев. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 3 (56). – С. 34–38.
17. Постнов, А. А. Точечная стимуляция при многоэтапном разрыве пласта / А. А. Постнов, А. С. Оганов. – Текст : непосредственный // Нефть, газ и бизнес. – 2015. – № 6. – С. 24–27.
18. Совершенствование технологии освоения месторождений высоковязких нефтей / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, П. В. Овчинников, Н. М. Шамсутдинов. – Текст : непосредственный // Интегрированное научное сопровождение нефтегазовых активов : опыт, инновации, перспективы : сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции) / Отв. ред. К. А. Мещеряков ; Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть». – Пермь – 2019. – С. 280–282.
19. Оборудование забоев скважин продуктивных интервалов высоковязких нефтей / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, П. В. Овчинников, Н. М. Шамсутдинов. – Текст : непосредственный // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : материалы IV Международной научно-практической конференции (Альметьевск, 16–18 октября 2019 г.). – Альметьевск : Альметьевский государственный нефтяной институт, 2019. – С. 82–84.
20. Ямбаев, М. Ф. Основные особенности термогазового метода увеличения нефтеотдачи применительно к условиям сложнопостроенных коллекторов (на основе численного моделирования) : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ямбаев Марат Фаргатович. – Москва, 2006. – 153 с. – Текст : непосредственный.
21. Булатов, А. И. Тампонажные шлаковые цементы и растворы для крепления скважин / А. И. Булатов, Д. Ф. Новохатский. – Москва : Недра, 1975. – 224 с. – Текст : непосредственный.
22. Рожков, С. Ю. Влияние объема концентрации фибры на прочностные показатели цементного камня при дисперсном армировании / С. Ю. Рожков, В. П. Овчинников, О. В. Рожкова. – Текст : непосредственный // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 306–310.
23. Тихонов, М. А. Совершенствование фиброармированных тампонажных материалов : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Тихонов Михаил Алексеевич. – Уфа, 2013. – 174 с. – Текст : непосредственный.
24. Исследование фазовых преобразований тампонажного камня для формирования долговечной крепи скважин с термогазовым воздействием на пласт / Д. Л. Бакиров, В. П. Овчинников, В. А. Бурдыга [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – DOI 10.30713/0207-2351-2020-10(622)-27-31. – 2020. – № 10 (622). – С. 27–31.
25. Агзамов, Ф. А. Исследования влияния армирующих добавок на расширение в облегченных цементах / Ф. А. Агзамов, А. А. Бекбаев. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14, № 1. – С. 11–19.
26. Агзамов, Ф. А. Влияние фиброармирования на свойства тампонажных материалов / Ф. А. Агзамов, М. А. Тихонов, Н. Х. Каримов. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 4. – С. 26–31.

References

1. Orlov, S. V. (2020). Novaya neft'. Tekhnologicheskoe razvitiie menyaet neftyanyu kartu mira. Sibirskaya neft', (8/175), pp. 8-14. (In Russian). Available at: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2020-october/>

2. Shchelokova, D. V. (2016). Non-conventional hydrocarbons as a source of inexhaustible energy resources. Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, (1(103)), pp. 120-126. (In Russian).
3. Ovchinnikov, V. P., Rozhkova, O. V., Ovchinnikov, P. V., Fattakhov, M. M., Melekhov, A. V., Shamsutdinov, N. M.,... Bastrikov, S. N. (2020). Sooruzhenie skvazhin na mestorozhdeniyakh s anomal'no vysokimi termobaricheskimi usloviyami. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 234 p. (In Russian).
4. Gurari, F. G. (1994). Klinoformy - osobyy tip litostratonov. Russian Geology and Geophysics, (4), pp. 21-22. (In Russian).
5. Kontorovich, A. E., Nesterov, I. I., Salmanov, F. K., Surkov, V. S., Trofimuk, A. A., & Er'e, Yu. G. (1975). Geologiya nefti i gaza Zapadnoy Sibiri. Moscow, Nedra Publ., 680 p. (In Russian).
6. Osyka, A. B. (2003). Usloviya formirovaniya anomal'nykh razrezov bazhenovskoy svity na Tevlinsko-Russkiskom mestorozhdenii. Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga, (11). (In Russian). Available at: <http://www.oilnews.ru/11-11/usloviya-formirovaniya-anomalnyx-razrezov-bazhenovskoj-svity-na-tevlinsko-russkiskom-mestorozhdenii/>
7. Zubkov, M. Yu., & Porieyster Ya. A. (2005). Klinoformennoe stroenie neokoma i "anomal'nykh" razrezov bazhenovskoy svity v predelakh Kal'chinskogo mestorozhdeniya (po dannym seismorazvedki i tektonofizicheskogo modelirovaniya). Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KHMAO: VIII nauchno-prakticheskaya konferentsiya. Sbornik dokladov, (8(2)), pp. 305-318. (In Russian).
8. Salmin, M. V. (2005). Specification of lithogenous models of formation of an abnormal profile of Bazhenovskaya suite. Oil Industry, (12), pp. 26-28. (In Russian).
9. Fattakhov, M. M. (2015). Classifier of splitters and multi-lateral wells. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (4), pp. 22-24. (In Russian).
10. Bakirov, D. L., Ovchinnikov, V. P., Fattakhov, M. M., Ovchinnikov, P. V., Rozhkova, O. V., & Babushkin, E. V. (2020). Construction of multi-bottle (multilateral) wells with horizontal ending. Burenie i neft', (10), pp. 28-33. (In Russian).
11. Fattakhov, M. M., Bakirov, D. L., Sentsov, A. Yu., Sokolov, I. S., Yarmolenko, O. A., & Kovalev, V. N. (2016). Development of technologies of horizontal and multilateral wells completion in LUKOIL-West Siberia LLC, Oil Industry, (8), pp. 25-27. (In Russian).
12. Povalikhin, A. S., Kalinin, A. G., & Bastrikov, S. N. (2011). Burenie naklonnykh, gorizontal'nykh i mnogozabonykh skvazhin. Moscow, TsentrLitNefteGaz Publ., 645 p. (In Russian).
13. Pavelyeva, O. N., Pavelyeva, Yu. N., Parshukova, L. A., & Ovchinnikov, V. P. (2020). Changes in filtration properties of rocks reservoirs while drilling. Nedropol'zovaniye XXI vek, (1(83)), pp. 64-69. (In Russian).
14. Ovchinnikov, V. P., Aksanova, N. A., Rozhkova, O. V., & Orlova, A. E. (2019). Causes of problems during casing running at Untygeyskoye field. Burenie i neft', (4), pp. 22-25. (In Russian).
15. Ovchinnikov, V. P., & Rozhkova, O. V. (2020). Vskrytie mestorozhdeniy vysokovyazkikh neftey. Neft' i gaz: tekhnologii i innovatsii: materialy Natsional'noy nauchno-prakticheskoy konferentsii (Tyumen, November, 19-20, 2020). V 3 tomakh. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 97-99. (In Russian).
16. Sabitov, R. M., & Bagaev, A. N. (2017). Hydraulic fracturing, using soluble spheres technology as diverters. Exposition Oil & Gas, (3(56)), pp. 34-38. (In Russian).
17. Oganov, A. S., & Postnov, A. A. (2015). Point stimulation of reservoirs during multi-stage hydraulic fracturing. Neft', gaz i biznes, (6), pp. 24-27. (In Russian).
18. Ovchinnikov, V. P., Rozhkova, O. V., Ovchinnikov, P. V., & Shamsutdinov, N. M. (2019). Sovershenstvovanie tekhnologii osvoeniya mestorozhdeniy vysokovyazkikh neftey. Integrirovannoe nauchnoe soprovozhdenie neftegazovykh aktivov: opty, innovatsii, perspektivy: sbornik nauchnykh trudov (po materialam Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii). Perm, pp. 280-282. (In Russian).
19. Ovchinnikov, V. P., Rozhkova, O. V., Ovchinnikov, P. V., & Shamsutdinov, N. M. (2019). Oborudovanie zaboev skvazhin produktivnykh intervalov vysokovyazkikh neftey. Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoy otrassli: materialy IV Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii (Almetyevsk, October, 16-18, 2019). Almetyevsk, Almetyevsk State Oil Institute Publ., pp. 82-84. (In Russian).
20. Yambaev, M. F. (2006). Osnovnye osobennosti termogazovogo metoda uvelicheniya nefteotdachi primenitel'no k usloviyam slozhnopostroennykh kollektorov (na osnove chislennogo modelirovaniya). Diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 153 p. (In Russian).

21. Bulatov, A. I., & Novokhatskiy, D. F. (1975). Tamponazhnye shlakovye tsementy i rastvory dlya krepleniya skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 224 p. (In Russian).
22. Rozhkov, S. Yu., Ovchinnikov, V. P., & Rozhkova, O. V. (2020). Vliyanie ob'ema kontsentratsii fibry na prochnostnye pokazateli tsementnogo kamnya pri dispersnom armirovani. Bulatovskie chteniya - Readings name of A. I. Bulatov, 3, pp. 306-310. (In Russian).
23. Tikhonov, M. A. (2013). Sovrshenstvovanie fibroarmirovannykh tamponazhnykh materialov. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Ufa, 174 p. (In Russian).
24. Bakirov, D. L., Burdyga, V. A., Fattakhov, M. M., Melekhov, A. V., & Ovchinnikov, V. P. (2020). Research of the cement stone phase transformations to form a long-lasting well support with a thermal gas impact on the formation. Oilfield Engineering, (10(622)), pp. 27-31. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2020-10(622)-27-31
25. Agzamov, F. A., & Bekbaev, A. A. (2016). Investigations of the reinforcing agents impact on the expansion in lightweight cement. Petroleum Engineering, (14(1)), pp. 11-19. (In Russian).
26. Agzamov, F. A., Tikhonov, M. A., & Karimov, N. Kh. (2013). Vliyanie fibroarmirovaniya na svoystva tamponazhnykh materialov. Oil and Gas Territory, (4), pp. 26-31. (In Russian).

Сведения об авторах

Овчинников Василий Павлович, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Рожкова Оксана Владимировна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru

Бастриков Сергей Николаевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Леонтьев Дмитрий Сергеевич, к. т. н., ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Овчинников Павел Васильевич, д. т. н., профессор кафедры современных технологий бурения скважин, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва

Information about the authors

Vasiliy P. Ovchinnikov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Oksana V. Rozhkova, Assistant at the Department at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru

Sergey N. Bastrikov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Dmitry S. Leontiev, Candidate of Engineering, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Pavel V. Ovchinnikov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Modern Drilling Technologies, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow

Повышение эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемых неоднородных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами

Ю. А. Плиткина

ООО «Тюменский нефтяной научный центр, г. Тюмень, Россия
e-mail: yaplitkina@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе представлено обобщение опыта по организации системы поддержания пластового давления (ППД) в низкопроницаемых неоднородных коллекторах пластов ЮК_{2,9} тюменской свиты. Рассмотрены вопросы влияния плотности сетки наклонно направленных скважин и интенсивности заводнения на эффективность системы ППД. Представлены результаты оценки давления нагнетания, при котором проявляется эффект автоГРП, сопровождающийся существенным ростом приемистости закачиваемой воды. Детально раскрыт вопрос о необходимости учета ориентации системы ГС+МГРП относительно регионального стресса с целью минимизации прорывов закачиваемой воды. Данна сравнительная характеристика эффективности ППД в системе «вдоль» и «поперек» стресса. Выявлены недостатки описанных в литературных источниках аналитических методов определения периода отработки нагнетательных скважин на нефть. Описан новый экспресс-метод определения оптимального периода отработки на нефть индивидуально для каждой нагнетательной скважины, позволяющий максимизировать добычу нефти без дополнительных затрат. Даны рекомендации по мониторингу и регулированию закачки.

Ключевые слова: нагнетательные скважины; эффективность системы поддержания пластового давления; низкопроницаемый коллектор; плотность сетки скважин; горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС+МГРП); мониторинг и регулирование закачки воды

**Efficiency of reservoir pressure maintenance system
in low-permeable heterogeneous reservoirs**

Yulia A. Plitkina

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia
e-mail: yaplitkina@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The article presents a generalization of experience in organizing the reservoir pressure maintenance system in low-permeability reservoirs of Tyumen suite. The author of the article considers the issues of influence of the density of the grid of directional wells and the intensity of waterflooding on the efficiency of the reservoir pressure maintenance system. The question of the need to take into account the orientation of the horizontal wells with multistage hydraulic fracturing system with respect to regional stress in order to minimize the breakthrough of the injected water is disclosed in detail. A comparative characteristic of the efficiency of the reservoir pressure maintenance in the system "along" and "across" of stress is given. A new express method is described for determining the optimal oil pro-

duction period individually for each injection well, which allows maximizing oil production without additional costs. The author of the article gives recommendations for monitoring and regulating water injection.

Key words: injection wells; efficiency of reservoir pressure maintenance system; low-permeable reservoir; density of the grid wells; horizontal wells with multistage hydraulic fracturing; monitoring and regulation of water injection

Введение

В низкопроницаемых коллекторах, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти (ТРИЗ), проявление эффекта от организации системы поддержания пластового давления (ППД) менее выражено по сравнению с традиционными высоко- и среднепроницаемыми коллекторами (рис. 1). Эффект значительно растянут во времени, проявляется позже, без существенного прироста от вытесняемого вала нефти, как в традиционных коллекторах [1]. Кроме того, обеспечение целевой приемистости достигается за счет создания высокого давления нагнетания, что способствует формированию трещин автоГРП и приводит к прорывам закачиваемой воды к забоям добывающих скважин. По этим причинам зачастую принимается решение по эксплуатации рассматриваемых коллекторов на режиме истощения, при этом существенно недооценивается негативное влияние на конечный коэффициент извлечения нефти (разница в 1,5–2 раза) [1, 2].

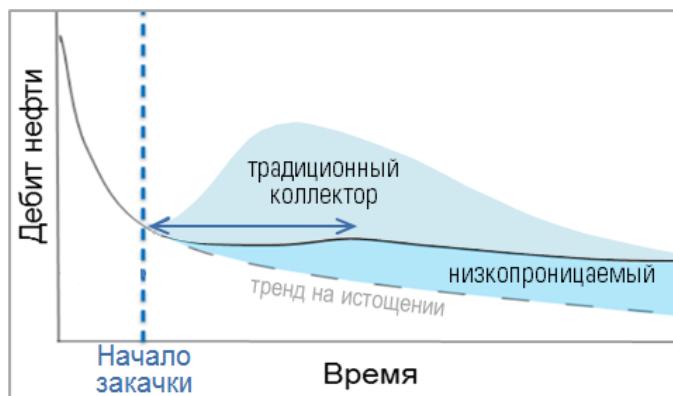


Рис. 1. Схематичное представление эффективности системы ППД (отклик дебита нефти) в традиционных и низкопроницаемых коллекторах

Для формирования комплекса проектных решений по заводнению, направленных на повышение рентабельности разработки, необходим детальный геолого-промышленный анализ, позволяющий обосновать

- 1) оптимальное расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами;
- 2) соотношение добывающих/нагнетательных скважин и давление нагнетания, определяющих интенсивность закачки;
- 3) ориентацию системы заводнения относительно стресса;
- 4) оптимальный период отработки нагнетательных скважин на нефть.

Помимо этого, важно уделить внимание вопросу мониторинга и регулирования закачки с целью минимизации прорывов закачиваемой воды.

Объект исследования

Объектом исследования является тюменская свита (пласти YOK_{2,9}) одного из месторождений Западной Сибири [3–7]. Разработка объекта началась 40 лет назад, при этом отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) промышленной категории составляет менее 10 %.

Проблема низкой вовлеченности запасов связана со сложностью геологического строения:

- континентальные отложения;
- большой этаж нефтеносности (общая толщина 120 м);
- высокая расчлененность и невыдержанность коллектора по площади (доля коллектора менее 15 %);
- сверхнизкая проницаемость (менее $2 \cdot 10^{-3}$ мкм², объект ТРИЗ);
- низкая изученность и разведанность запасов (доля категории В₂ более 60 %).

Получение рентабельных дебитов в таких терригенных коллекторах возможно только в случае проведения гидроразрыва пласта (ГРП) [8, 9]. При этом за первый год дебиты по наклонно направленным и горизонтальным скважинам снижаются на 68 и 70 % соответственно.

Одним из основных инструментов поддержания добычи на рассматриваемом месторождении является организация системы ППД путем закачки воды.

Плотность сетки скважин и интенсивность заводнения

Первые опытно-промышленные работы по организации обращенной девятиточечной системы заводнения, начатые в 2009 году, не оправдали ожиданий по причине отсутствия эффекта в условиях неоптимальной плотности сетки 25 га/скв. наклонно направленных скважин (ННС), недостаточной интенсивности закачки при соотношении добывающих к нагнетательным скважинам 3:1 и низкого давления нагнетания, не превышающего 120 атм на устье и 360 атм на забое (глубина залегания отложений — 2 400 м). Средняя приемистость составила 20–40 м³/сут, что в зимний период при низкой температуре воздуха привело к проблеме замерзания устья нагнетательных скважин и водоводов.

Размещение ННС по более плотной сетке 16 га/скв. и формирование интенсивной системы с соотношением скважин 1:1 позволило увеличить охват заводнением. Принятое решение согласуется с выводами и рекомендациями авторов работы по анализу проблемы выбора систем разработки низкопроницаемых пластов нефтяных месторождений Западной Сибири [10, 11].

Кроме того, была произведена модернизация насосного оборудования на КНС, что позволило поднять давление на устьях скважин со 120 до 160 атм. Средняя приемистость увеличилась до 180 м³/сут, затем стабилизировалась на уровне 80–120 м³/сут. Столь существенный рост приемистости связан с образованием трещин автоГРП при повышении устьевого давления выше 150–170 атм (на забое 390–410 атм), что отчетливо фиксируется на графиках Холла (рис. 2).

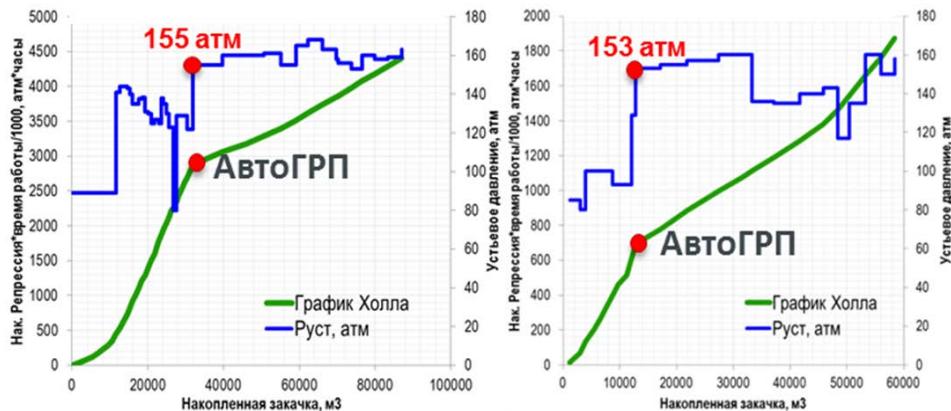


Рис. 2. Диагностирование давления автоГРП по графикам Холла

За счет увеличения приемистости и формирования более жесткой системы заводнения на участке ННС (при соотношении 12_{доб}:10_{нагн}) дебит жидкости вырос с 11 до 25 т/сут, дебит нефти — с 7 до 12 т/сут. Эффект от ППД по участку за 5 лет составил 67 тыс. т, или в среднем удельно на одну нагнетательную скважину — 6,7 тыс. т (рис. 3).

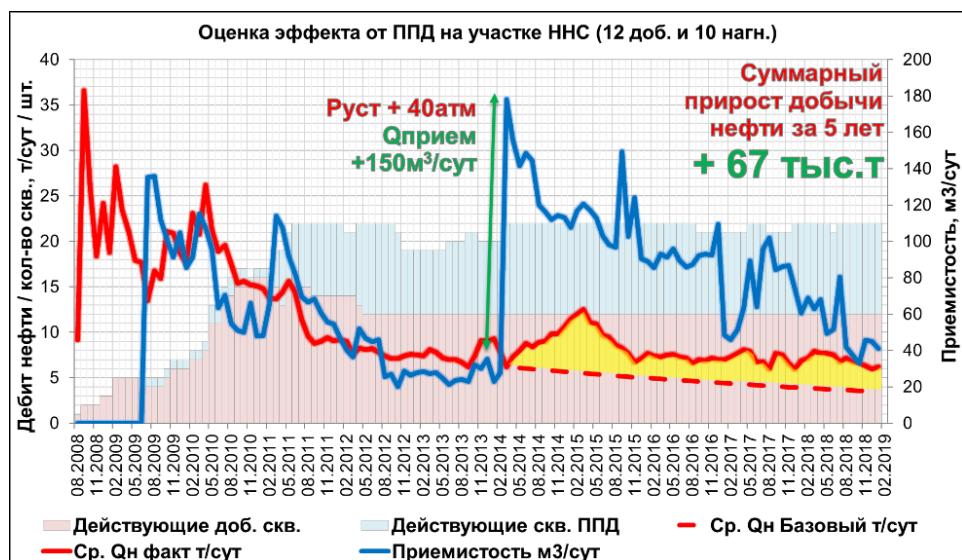


Рис. 3. Оценка эффекта от организации системы ППД в ННС

Ориентация системы относительно регионального стресса

С учетом того, что эффективность системы ППД достигается в условиях автоГРП, следует вывод о необходимости ориентации элементов заводнения и нагнетательных рядов сообразно линии регионального стресса для минимизации прорывов воды и создания галерей нагнетания.

Подтверждением высказанного является неудачный опыт 2013 года по организации системы ППД в элементах горизонтальных скважин с многостадийным ГРП (ГС+МГРП), где с целью увеличения охвата пласта тре-

щинами ГРП горизонтальные скважины были ориентированы «поперек» стресса, перпендикулярно азимуту 345° . В течение 2–4 месяцев после начала закачки обводненность добывающих ГС увеличилась с 10 до 70–90 % по причине развития и пересечения трещин в добывающих и нагнетательных скважинах, вызванных высоким давлением нагнетания и сопровождавшимся эффектом автоГРП (рис. 4). Впоследствии по таким элементам приемистость нагнетательных скважин ограничивалась до минимума, либо закачка совсем останавливалась с целью смыкания трещин автоГРП и снижения обводненности. В некоторых критичных случаях (с учетом технико-экономической оценки) нагнетательные скважины переводились на вышележащий горизонт, а элемент на объекте ЮК₂₋₉ продолжал эксплуатироваться на режиме истощения.

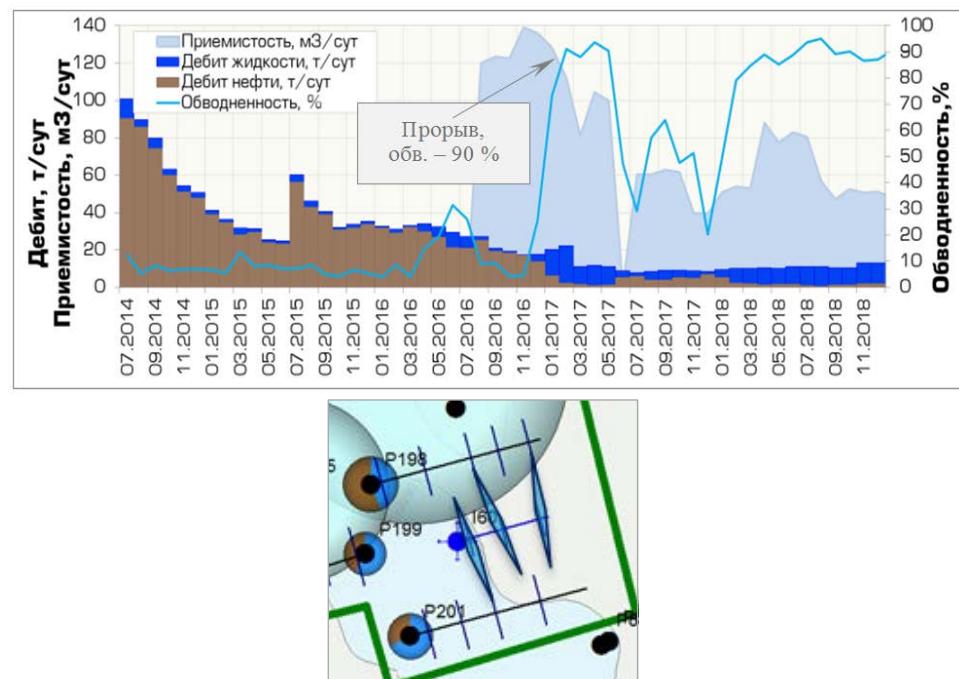


Рис. 4. Пример прорыва фронта нагнетаемой воды в элементе ГС+МГРП «поперек» стресса

В 2016 году на основе результатов секторного гидродинамического моделирования и с учетом опыта разработки месторождений-аналогов — Приобское, Приразломное ООО «РН-Юганскнефтегаз» [12–14], а также других отечественных и зарубежных месторождений [1, 15] было принято решение о переориентации элементов ГС+МГРП в направлении «вдоль» регионального стресса и замене нагнетательных коротких ГС на наклонно направленные с двумя трещинами ГРП с целью повышения охвата по разрезу. С целью сохранения охвата по площади в условиях формирования продольных трещин ГРП (вдоль горизонтального ствола) была увеличена длина ГС с 800 до 1 000 м и уменьшено расстояние между добывающими и нагнетательными рядами с 400 до 300 м.

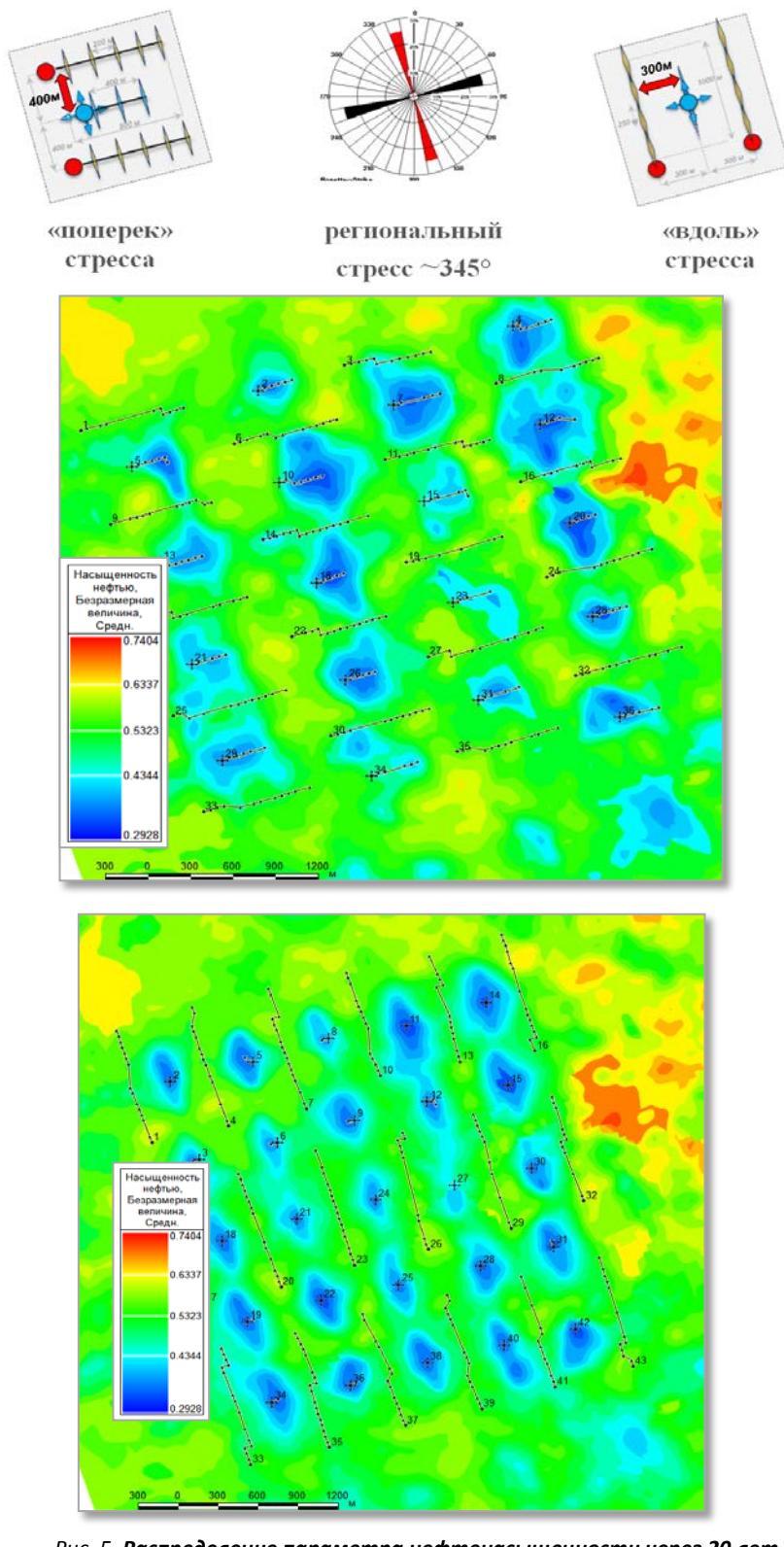


Рис. 5. Распределение параметра нефтенасыщенности через 20 лет по результатам гидродинамического моделирования систем «поперек» и «вдоль»

Эффективность принятых решений подтверждается распределением параметра средней нефтенасыщенности на 20-й год эксплуатации скважин по результатам расчетов на секторной гидродинамической модели (рис. 5). Расчеты проведены в условиях воспроизведения эффекта автоГРП в нагнетательных скважинах за счет увеличения полуудлины трещины со 100 до 200 м в момент перевода скважины по закачку. Оценка параметров трещин автоГРП выполнена по результатам интерпретации ГДИС. По результатам моделирования в системе ГС «поперек» отмечаются прорывы закачивающей воды по трещинам автоГРП, снижающие эффективность заводнения и способствующие формированию застойных зон. В ГС, направленных «вдоль», формируется галерея нагнетания, в результате чего вытеснение происходит равномерно и эффективно.

В таблицах 1 и 2 приведено сравнение эффективности системы ППД за 5-летний период по 26 фактическим элементам заводнения на низкопроницаемом объекте тюменской свиты (пласти ЮК₂₋₉), из которых 13 элементов ориентированы «поперек» стресса, а другие 13 — «вдоль». По тем элементам, где продолжительность фактической динамики составила менее 5 лет, профиль добычи нефти был пролонгирован по сложившемуся тренду.

Таблица 1

Эффективность ППД в системе ГС «поперек» стресса

Номер элемента	Направление элемента	Начальный дебит нефти по элементу (без начн. скв.), т/сут	Дебит нефти по элементу на момент начала ППД, т/сут	Обводненность по элементу на момент начала ППД, %	Дата начала ППД	Прирост добычи нефти от ППД, тыс. т					
						1-й год	2-й год	3-й год	4-й год	5-й год	Σ 5 лет
1	Поперек	37,4	10,0	15,2	01.05.2016	0,4	1,9	3,0	6,4	4,3	16,0
2	Поперек	63,9	14,9	13,1	01.02.2014	-2,5	1,7	3,9	3,0	2,7	8,8
3	Поперек	49,0	7,7	10,5	01.05.2015	-2,7	1,8	1,5	2,5	3,6	6,7
4	Поперек	63,9	12,6	14,6	01.02.2014	-4,0	0,2	3,9	2,9	3,6	6,6
5	Поперек	30,0	9,2	9,7	01.11.2014	-1,9	1,0	1,8	2,4	2,4	5,7
6	Поперек	37,8	34,9	6,6	01.08.2014	-5,4	-2,0	3,2	4,0	5,7	5,5
7	Поперек	24,4	16,8	8,5	01.01.2015	-1,5	-2,0	1,9	2,2	2,7	3,4
8	Поперек	16,5	4,9	22,3	01.09.2015	-0,8	0,4	1,3	0,7	1,0	2,7
9	Поперек	37,1	11,4	7,7	01.05.2015	-2,0	-0,8	0,7	2,2	2,6	2,6
10	Поперек	47,5	20,1	9,9	01.01.2014	-5,6	-0,4	2,3	3,0	2,5	1,9
11	Поперек	71,3	18,8	14,2	01.08.2016	-1,6	-0,7	1,9	1,5	0,0	1,1
12	Поперек	14,3	8,9	35,3	01.03.2018	-0,8	2,0	0,1	-0,3	-0,2	0,9
13	Поперек	27,4	6,9	5,0	01.07.2015	-3,8	-0,7	1,0	1,5	2,0	0,0
Среднее		40,0	13,6	13,3	Sумма	-32,1	2,4	26,7	32,1	32,8	61,9
					Среднее	-2,5	0,2	2,1	2,5	2,5	4,8

Оценка эффективности ППД рассчитывалась суммарно по годам (1) как разность между фактической добычей нефти реагирующих скважин в условиях закачки ($Q_{\text{ППД}}$) и расчетной добычей нефти на режиме истощения, равной сумме добычи добывающих скважин элемента ($Q_{\text{доб}}$) и добычи проектной нагнетательной скважины в отработке на нефть ($Q_{\text{нагн.отр}}$).

Отметим также, что добыча реагирующих добывающих скважин по элементу учитывалась с коэффициентом участия, равным 0,5 или 1 в зависимости от наличия соседнего элемента для каждой добывающей скважины.

$$\mathcal{E}\Phi_{\text{ППД}} = \sum_{k=1}^5 \left(a \cdot Q_{\text{ППД}_k} - (a \cdot Q_{\text{доб}_k} + Q_{\text{нагн.отр}_k}) \right), \quad (1)$$

где k — годы анализируемого периода: 1-й, 2-й, 3-й, 4-й, 5-й; a — коэффициент участия добывающей скважины в элементе, д.ед.; $Q_{\text{ППД}}$ — фактическая добыча нефти реагирующих добывающих скважин в условиях ППД, тыс. т; $Q_{\text{доб}}$ — расчетная добыча нефти добывающих скважин элемента на режиме истощения, тыс. т; $Q_{\text{нагн.отр}}$ — расчетная добыча нефти проектной нагнетательной скважины в отработке на нефть, тыс. т.

Как правило, в первый год после организации заводнения эффективность характеризуется отрицательными значениями в связи с потерями нефти от перевода проектной нагнетательной скважины под закачку воды.

Таблица 2

Эффективность ППД в системе ГС «вдоль» стресса

Номер элемента	Направление элемента	Начальный дебит нефти по элементу (без нагн. скв.), т/сут	Дебит нефти по элементу на момент начала ППД, т/сут	Обводненность по элементу на момент начала ППД, %	Дата начала ППД	Прирост добычи нефти от ППД, тыс.т					
						1-й год	2-й год	3-й год	4-й год	5-й год	Σ 5 лет
14	Вдоль	36,3	16,6	16,5	01.06.2017	0,1	7,1	8,5	7,5	7,3	30,4
15	Вдоль	39,6	7,6	11,8	01.05.2017	-0,9	2,9	8,2	5,3	4,9	20,4
16	Вдоль	58,9	15,9	6,4	01.08.2017	-3,1	4,5	8,0	5,3	3,9	18,5
17	Вдоль	59,8	17,3	15,5	01.12.2017	-1,2	4,0	6,0	4,0	2,8	15,6
18	Вдоль	83,9	23,6	6,6	01.11.2017	-1,1	1,9	4,9	4,2	3,5	13,5
19	Вдоль	64,6	13,7	20,0	01.09.2017	1,8	2,6	4,7	2,7	1,2	13,0
20	Вдоль	45,3	20,0	8,3	01.12.2016	-4,0	1,8	5,7	6,0	3,5	13,0
21	Вдоль	40,3	13,2	10,1	01.10.2017	-1,8	-0,1	3,8	4,2	3,8	9,9
22	Вдоль	21,2	8,9	22,5	01.06.2017	-0,2	1,2	1,8	1,8	1,9	6,5
23	Вдоль	27,9	16,3	18,3	01.09.2017	0,7	1,2	1,6	1,3	1,2	6,2
24	Вдоль	76,2	20,3	18,3	01.08.2016	-0,5	-0,3	1,2	2,1	2,2	4,7
25	Вдоль	9,1	5,0	12,9	01.11.2017	-0,5	0,4	0,7	0,6	0,7	1,8
26	Вдоль	32,0	4,6	10,3	01.12.2017	-1,4	-0,3	0,5	1,2	1,3	1,3
Среднее		45,8	14,1	13,7	Sумма	-12,2	26,8	55,9	46,2	38,2	154,8
					Среднее	-0,9	2,1	4,3	3,6	2,9	11,9

Следует отметить, что рассматриваемые группы элементов «поперек» и «вдоль» стресса находятся в сопоставимых геологических условиях и характеризуются близкими средними технологическими показателями эксплуатации скважин (табл. 1, 2):

- начальный дебит нефти — 40,0 и 45,8 т/сут;
- дебит нефти на момент начала организации закачки — 13,6 и 14,1 т/сут;
- обводненность на момент начала закачки — 13,3 и 13,7 т/сут.

По элементам «поперек» диапазон прироста добычи нефти за 5 лет составил от 0 до 16,0 тыс. т, в среднем 4,8 тыс. т на одну нагнетательную скважину.

По элементам «вдоль» эффективность изменяется от 1,3 до 30,4 тыс. т, в среднем — 11,9 тыс. т, что по сравнению с системой «поперек» выше в 2,5 раза и подтверждает обоснованность решения по развороту системы сообразно линии стресса.

Рассмотрим и сравним оценку эффективности системы ППД каждой группы на примере скважин 4 и 20 (рис. 6, 7). По элементу № 4 «поперек» на момент организации закачки после 10 месяцев эксплуатации на режиме истощения средний дебит нефти реагирующих скважин снизился с 63,9 до 12,6 т/сут. После начала закачки на 3–5-й месяц получена реакция в виде резкого обводнения продукции с 14,6 до 45,8 % при продолжающемся снижении дебита нефти до 5,9 т/сут. Затем за счет ограничения приемистости обводненность элемента была стабилизирована на уровне 37,0 % при стабилизации дебита жидкости и нефти. Последующие попытки наращивания дебита жидкости до 18,3 т/сут сопровождались ростом обводненности до 69,2 %. В результате за 5-летний период дополнительная добыча нефти по элементу за счет организации ППД составила 6,6 тыс. т.

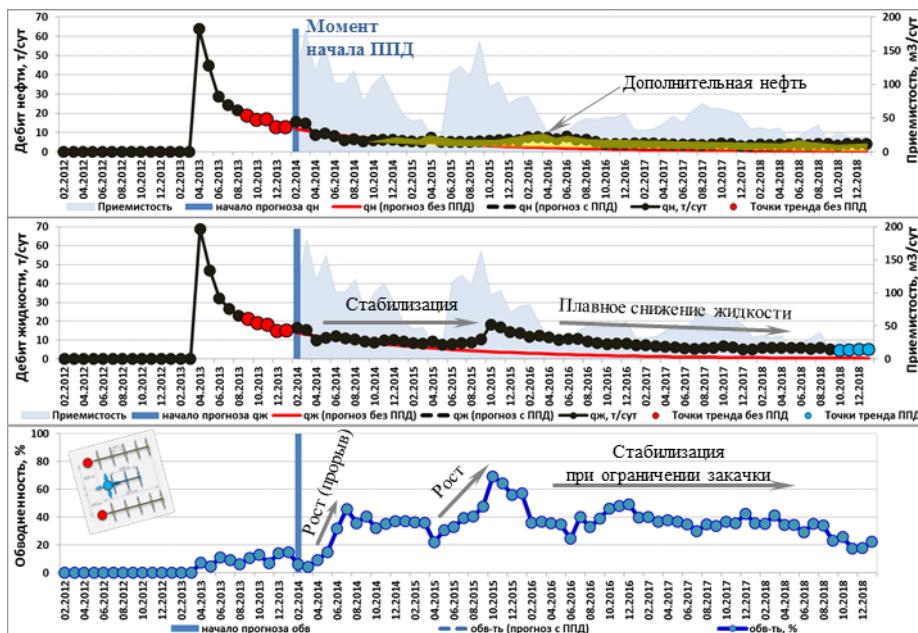


Рис. 6. Эффективность ППД в элементе № 4 «поперек»

По элементу № 20 «вдоль» на момент организации закачки средний дебит нефти реагирующих скважин снизился с 45,3 до 20,0 т/сут после 8 месяцев эксплуатации на режиме истощения. После начала закачки дебиты жидкости и нефти продолжали снижаться на протяжении 6 месяцев, достигнув значений 13,5 и 12,5 т/сут соответственно. На 7-й месяц стал проявляться эффект от закачки, выражавшийся в виде постепенного роста дебита жидкости до 17,3 т/сут и стабилизации дебита нефти на уровне 14,0 т/сут при плавном росте обводненности с 8,3 до 25,9 %. В результате за 5-летний период эффективность ППД по элементу составила 13,0 тыс. т нефти.

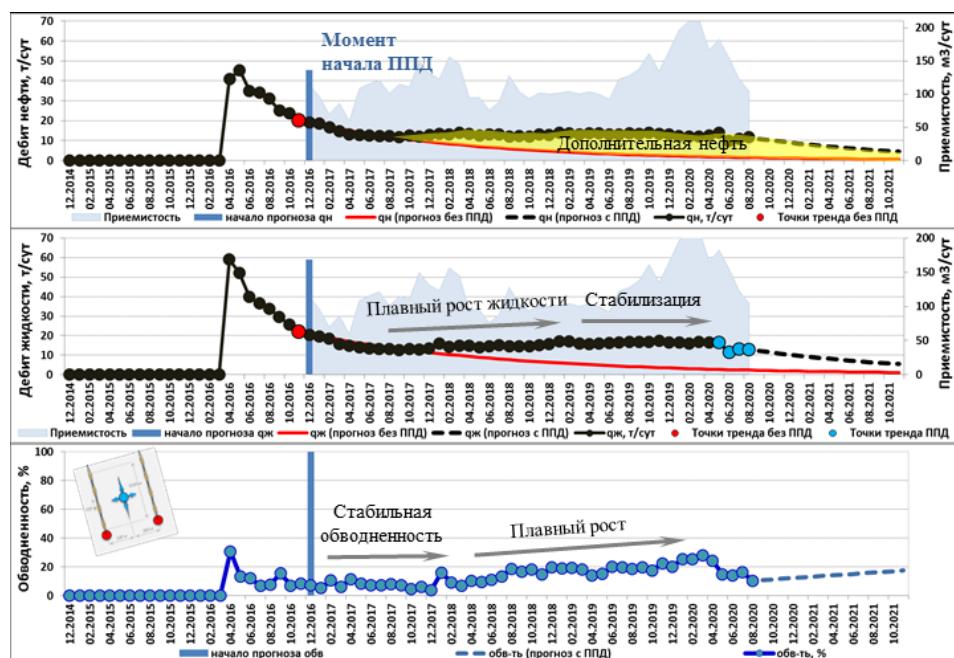


Рис. 7. Эффективность ППД в элементе № 20 «вдоль»

Таким образом, на примере фактических элементов ГС+МГРП, ориентированных параллельно и перпендикулярно стрессу, показано количественное сравнение эффективности системы ППД.

Определение периода отработки нагнетательных скважин

В низкопроницаемых коллекторах эффект от перевода проектной нагнетательной скважины под закачку в краткосрочной перспективе сопоставим с добычей при отработке этой скважины на нефть. Становится актуальным вопрос определения оптимальной продолжительности периода отработки, который зависит от расположения скважин в системе, расстояния и связности между скважинами, коэффициента пьезопроводности, радиуса контура питания, а также фильтрационно-емкостных свойств в районе элемента заводнения.

В имеющихся публикациях по определению периода отработки предпочтение отдается аналитическим моделям, позволяющим сократить временные затраты на подготовку численных моделей и выполнение многовари-

антных расчетов [16–18]. На практике такие методы применяются редко, так как не всегда позволяют воспроизвести фактические показатели по скважинам ввиду использования упрощенных моделей, не учитывающих неоднородность геологической среды и взаимовлияние между скважинами. Кроме того, предложенный метод в работе [17] применим только для регулярной площадной системы разработки вертикальными скважинами с ГРП, что ограничивает применение в условиях реализации системы ГС+МГРП. Зачастую аналитические методы показывают высокую эффективность «мгновенного» ввода системы заводнения, что не соответствует фактическим результатам в условиях низкопроницаемых коллекторов.

Традиционно в рамках проектных документов на разработку месторождений период отработки нагнетательных скважин обосновывается путем численного расчета на гидродинамической модели набора вариантов, где последовательно перебирается и задается одинаковым для всех скважин период отработки от 1 мес. до 2–3 лет. Затем по перегибу графика накопленной добычи нефти (либо графика NPV) определяется период, обеспечивающий максимум (рис. 8). Из представленного графика следует, что оптимальный период отработки по всем скважинам — 12 мес., при котором накопленная добыча по варианту является максимальной и составляет 984,9 тыс. т.

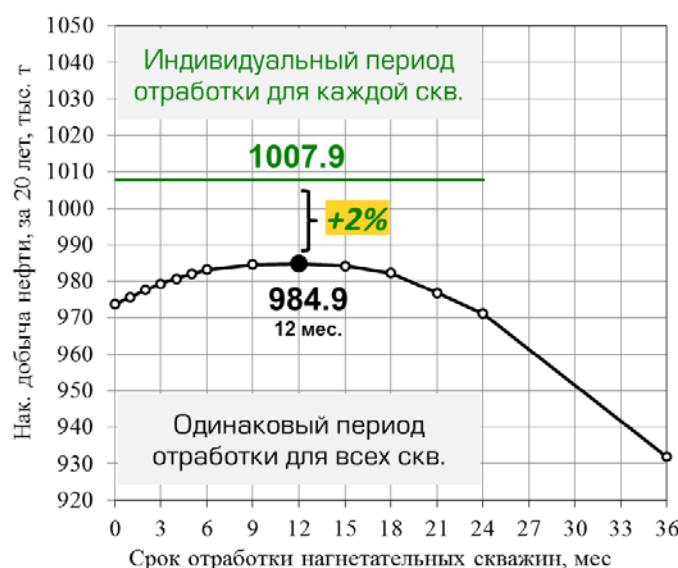


Рис. 8. Традиционный способ определения оптимального периода отработки

Важный вывод заключается в том, что найденный традиционным способом период отработки, одинаковый для всех нагнетательных скважин, не является оптимальным. Численно доказано, что при задании индивидуального периода для каждой скважины, можно получить больший эффект — зеленая планка на уровне 1 007,9 тыс. т. По сравнению с традиционным способом прирост составил +2 % без привлечения дополнительных затрат. Принимая во внимание, что зона каждой скважины геологически уникаль-

на и характеризуется индивидуальными свойствами, вывод о разном оптимальном времени отработки становится очевидным.

Для определения оптимального периода отработки индивидуально для каждой нагнетательной скважины в работе представлен экспресс-метод, который основывается на оценке изменения интенсивности реакции нагнетательной скважины от ввода добывающих скважин окружания [19, 20].

Для этих целей на гидродинамической модели рассчитываются два варианта:

Вариант 1 — все скважины запускаются в добычу на весь период прогноза без перевода нагнетательных скважин под закачку.

Вариант 2 — нагнетательные скважины запускаются в добычу без перевода под закачку, добывающие скважины остаются в бездействии.

Оценка реакции измеряется производной отношения нормированных дебитов реагирующих скважин, вычисляемой на каждом расчетном шаге (2)

$$i' = \left(\frac{q_1}{q_2} \right)', \quad (2)$$

где i' — коэффициент, характеризующий воздействие окружения, д.ед.; q_1, q_2 — нормированные дебиты нефти проектной нагнетательной скважины в Вариантах 1, 2, д.ед.

Шаг, на котором величина i' достигает *min* значения, соответствует моменту наибольшего влияния окружения на реагирующую скважину. Этот месяц соответствует оптимальному периоду отработки на нефть для анализируемой нагнетательной скважины (рис. 9).

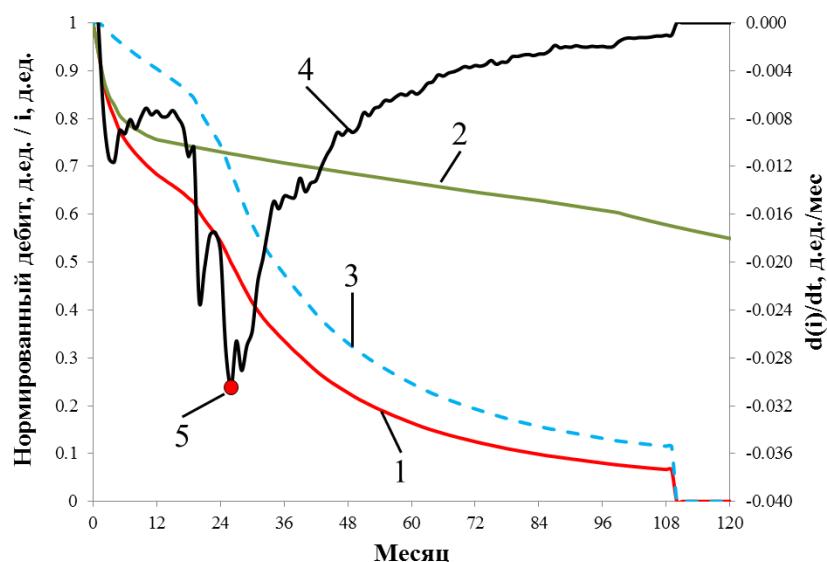


Рис. 9. Оценка оптимального периода отработки на нефть: 1 — нормированный дебит нефти нагнетательной скважины в Варианте 1; 2 — нормированный дебит нефти нагнетательной скважины в Варианте 2; 3 — отношение нормированных дебитов нефти Варианта 1 и Варианта 2; 4 — первая производная по времени от отношения нормированных дебитов; 5 — минимальное значение первой производной по времени

Согласно представленному методу, полученные оптимальные периоды отработки нагнетательных скважин варьируют в диапазоне от 4 до 26 месяцев и позволяют максимизировать добычу нефти до уровня зеленой планки (см. рис. 8). Таким образом, своевременный перевод в ППД каждой скважины позволяет дополнительно максимизировать добычу без привлечения затрат.

Мониторинг и регулирование закачки

На основе полученного практического опыта организации системы ППД в низкопроницаемых коллекторах ТРИЗ тюменской свиты рассматриваемого месторождения можно выделить ряд следующих рекомендаций, позволяющих минимизировать прорывы воды и сохранить эффективность системы ППД:

- 1) обеспечение плавности наращивания устьевого давления нагнетания с выходом на целевые приемистости $70\text{--}90 \text{ м}^3/\text{сут}$ без резких «скаков»;
- 2) осуществление мониторинга добывающих скважин в течение 2–3 месяцев на предмет реакции между шагами наращивания приемистости;
- 3) обеспечение синхронности действий по закачке с соседними элементами заводнения;
- 4) в случае получения прорыва воды в добывающие скважины — регулирование/остановка обводняющей нагнетательной скважины до снижения обводненности в реагирующей (за счет смыкания трещин автоГРП), затем запуск с приемистостью, не превышающей значение предыдущего шага до прорыва.

Практические результаты и выводы

- Формирование плотных сеток в системе ННС и организация интенсивной системы заводнения при создании высоких давлений нагнетания с эффектом автоГРП позволили получить эффект от ППД, равный 6,7 тыс. т нефти удельно на одну нагнетательную скважину за 5 лет.
- Решение по переориентации системы ГС+МГРП сообразно линии регионального стресса позволило избежать массовых прорывов закачивающей воды и повысить эффективность ППД. Средний прирост по добыче нефти за 5 лет по элементам «вдоль» составил 11,9 тыс. т удельно на одну нагнетательную скважину, что в 2,5 раза выше по сравнению со средним приростом по элементам «поперек» — 4,8 тыс. т.
- Применение оптимального периода отработки, рассчитанного индивидуально для каждой нагнетательной скважины, позволяет прирастить накопленную добычу нефти за 20 лет на 2 % относительно сценария с фиксированным сроком отработки, одинаковым для всех нагнетательных скважин.
- Плавный выход на целевые приемистости нагнетательных скважин без допущения резких «скаков», а также постоянный мониторинг и своевременное регулирование закачки позволяют минимизировать прорывы воды и сохранять эффективность системы ППД.

Библиографический список

1. Tight Oil Field Development Optimization Based on Experience of Canadian Analogs / V. B. Karpov, N. V. Parshin, D. I. Sleptsov [et al.]. – Text : electronic // SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition. – Astana, Kazakhstan, 2016. – URL: <https://doi.org/10.2118/182572-MS>. – Published: November, 01, 2016.
2. Шупик, Н. В. Повышение эффективности площадных систем заводнения низкопроницаемых пластов Западной Сибири : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание степени кандидата технических наук / Шупик Наталья Владиславовна. – Москва, 2017. – 114 с. – Текст : непосредственный.
3. Проблемы изучения залежей нефти в отложениях тюменской свиты Красноленинского месторождения / Т. Н. Смагина, М. А. Волков, В. К. Рыбак [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 11. – С. 24–27.
4. Технология разработки низкопроницаемых коллекторов с использованием горизонтальных скважин с многостадийным ГРП / Д. С. Смирнов, Г. М. Немирович, О. Н. Чезганова [и др.]. – Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. – 2012. – № 19. – С. 22–27.
5. Современные подходы к сопровождению бурения горизонтальных скважин для низкопроницаемых объектов тюменской свиты Красноленинского месторождения / Д. В. Емельянов, А. В. Жарков, Д. С. Смирнов [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 22–26.
6. Эволюция проектных решений по разработке отложений тюменской свиты на примере месторождений Красноленинского свода / А. А. Чусовитин, Р. А. Гнилицкий, Д. С. Смирнов [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 5. – С. 54–58.
7. Опыт разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты Красноленинского месторождения в АО «РН-Няганьнефтегаз» / Д. П. Патраков, Ю. А. Плиткина, А. С. Глебов [и др.]. – DOI 10.25689/NP.2019.2.72-100. – Текст : непосредственный // Нефтяная провинция. – 2019. – № 2 (18). – С. 72–100.
8. Multi-fracs in horizontal well in Tumenskoe formations of Em-Egovskoe field Krasnolinsky play Western Siberia / A. Platunov, M. Nikolaev, F. Leskin [et al.]. – Text : electronic // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. – Moscow, 2012. – URL: <https://doi.org/10.2118/161974-MS>. – Published: October, 16, 2012.
9. Nemirovich, G. Horizontal Drilling with Multi-Stage Fracturing - Access to Challenged Reserves of Tyumen Formation, Krasnolenskoye Field / G. Nemirovich, R. Islamgaliev. – Text : electronic // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. – Moscow, 2014. – URL: <https://doi.org/10.2118/171325-MS>. – Published: October, 14, 2010.
10. Черевко, С. А. Анализ проблемы выбора систем разработки низкопроницаемых пластов крупных нефтяных месторождений Западной Сибири / С. А. Черевко, А. Н. Янин. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 9. – С. 5–11.
11. Федоров, К. М. Анализ эффективности систем разработки нефтяных залежей в юрских отложениях на примере Ершовского и Хохряковского месторождений / К. М. Федоров, А. С. Тимчук. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2006. – № 3. – С. 11–17.
12. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами / В. А. Байков, Р. М. Жданов, Т. И. Муллагалиев, Т. С. Усманов. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 94–108.
13. Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва / Р. Р. Галеев, А. М. Зорин, А. В. Колонских [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 62–65.
14. Черевко, М. А. Оптимизация системы горизонтальных скважин и трещин при разработке ультрапроницаемых коллекторов : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат докторской диссертации кандидата технических наук / Черевко Михаил Александрович. – Тюмень, 2015. – 22 с. – Место защиты : Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Текст : непосредственный.
15. Перспективы разработки отложений тюменской свиты на территории ХМАО — Югры / А. А. Севастьянов, К. В. Коровин, О. П. Зотова, Д. И. Зубарев. – Текст : непосредственный // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 12–2. – С. 444–448.

16. Соколов, С. В. К вопросу об отработке нагнетательных скважин / С. В. Соколов. – DOI 10.21684/2411-7978-2018-4-2-83-93. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 2. – С. 83–93.
17. Метод определения оптимального времени отработки нагнетательных скважин / А. Н. Ситников, А. А. Пустовских, А. П. Рошектаев, Ц. В. Анджукаев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 84–87.
18. Хасанов, М. М. Определение оптимального периода отработки нагнетательной скважины на нефть / М. М. Хасанов, В. А. Краснов, В. А. Коротовских. – Текст : непосредственный // Научно технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2007. – С. 19–22.
19. Обоснование оптимального времени отработки нагнетательных скважин на низкопроницаемом объекте тюменской свиты с трудноизвлекаемыми запасами / Ю. А. Плиткина, Д. П. Патраков, Э. О. Кондратов [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-8-102-105. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 102–105.
20. Плиткина, Ю. А. Особенности формирования системы ППД в низкопроницаемых неоднородных коллекторах / Ю. А. Плиткина, С. К. Сохощко. – Текст : непосредственный // Нефть и газ : технологии и инновации : материалы Национальной научно-практической конференции (Тюмень, 19–20 ноября 2020). В 3 томах. Т. 1 / Отв. ред. Н. В. Гумерова. – Тюмень, 2020. – С. 168–171.

References

1. Karpov, V. B., Parshin, N. V., Sleptsov, D. I., Moiseenko, A. A., Ryazanov, A. A., Golovatskiy, Y. A.,... Im, P. T. (2016). Tight Oil Field Development Optimization Based on Experience of Canadian Analogs. SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition. Astana, Kazakhstan, November 2016. (In English). DOI: 10.2118/182572-MS
2. Shupik, N. V. (2017). Povyshenie effektivnosti ploshchadnykh sistem zavodneniya nizko-pronitsaemykh plastov Zapadnoy Sibiri. Diss. ... kand. tekhn. nauk, Moscow, 114 p. (In Russian).
3. Smagina, T. N., Volkov, M. A., Rybak, V. K., Kuznetsov, A. G., & Novopashina, V. L. (2010). Issues of studying oil pools in Tyumen suite, Krasnoleninskoye field. Oil Industry, (11), pp. 24-27. (In Russian).
4. Smirnov, D. S., Nemirovich, G. M., Chezganova, O. N., Gniličkiy R. A., Timchuk, A. S., & Nikolaev, M. N. (2012). Tekhnologiya razrabotki nizkopronitsaemykh kollektorov s ispol'zovaniem gorizontálnykh skvazhin s mnogostadiynym GRP. Nauka i TEK, (19), pp. 22-27. (In Russian).
5. Emelyanov, D. V., Zharkov, A. V., Smirnov, D. S., Glebov, A. S., & Likhoded, I. A. (2015). Modern approaches to support drilling of horizontal wells in facies-unstable low permeable reservoirs of Tyumen suite of Krasnoleninskoye field. Oil Industry, (11), pp. 22-26. (In Russian).
6. Chusovitin, A. A., Gnilitkiy, R. A., Smirnov, D. S., Plitkina, Y. A., Likhoded, I. A., Emelyanov, D. V., & Melnikov, L. P. (2016). Evolution of engineering solutions on the development of Tyumen suite oil reserves on an example of Krasnoleninskoye oilfield. Oil Industry, (5), pp. 54-58. (In Russian).
7. Patrakov, D. P., Plitkina, Yu. A., Glebov, A. S., Likhoded, I. A., & Emelianov, D. V. (2019). Development experience of low permeable reservoirs of Tyumen suite of Krasnoleninskoye field RN-Nyaganneftegas JSC. Neftyanaya provintsiya, (2(18)), pp. 72-100. (In Russian). DOI: 10.25689/NP.2019.2.72-100
8. Platunov, A., Nikolaev, M., Leskin, F., Kaluder, Z., Masalkin, Yu., Davidenko, I.,... Murzinov, A. (2012). Multi-fracs in horizontal well in Tumenskoe formations of Em-Egovskoe field Krasnoleninsky play Western Siberia. SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. Moscow, October 2012. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/161974-MS>
9. Nemirovich, G., & Islamgaliev, R. (2014). Horizontal Drilling with Multi-Stage Fracturing - Access to Challenged Reserves of Tyumen Formation, Krasnoleninskoye Field. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. Moscow, October 2014. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/171325-MS>

10. Cherevko, S. A., & Yanin, A. N. (2017). Analysis of the problem related to the choice of systems of low-permeable formations development in the large oil fields of the Western Siberia. Oilfield Engineering, 9, pp. 5-11. (In Russian).
11. Fedorov, K. M. (2006). Analiz effektivnosti sistem razrabotki neftyanykh zalezhey v yurskikh otlozheniyakh na primere Ershovskogo i Khokhryakovskogo mestorozhdeniy. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (3), pp. 11-17. (In Russian).
12. Baikov, V. A., Zhdanov, R. M., Mullagaliev, T. I., & Usmanov, T. S. (2011). Selecting the optimal system design for the fields with low-permeability reservoirs. Oil and Gas Business, (1), pp. 94-108. (In Russian).
13. Galeev, R. R., Zorin, A. M., Kolonskikh, A. V., Habibullin, G. I., Musabirov, T. R., & Sudeev, I. V. (2013). Optimal waterflood pattern selection with use of multiple fractured horizontal wells for development of the low-permeability formations. Oil Industry, (10), pp. 62-65. (In Russian).
14. Cherevko, M. A. (2015). Optimizatsiya sistemy gorizontal'nykh skvazhin i treshchin pri razrabotke ul'tranizkopronitsaemykh kollektorov. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Tyumen, 24 p. (In Russian).
15. Sevastyanov, A. A., Korovin, K. V., Zotova, O. P., & Zubarev, D. I. (2016). Prospects of Development Tyumen Suite Deposits in the Territory of Khmao-Yugra. Advances in Current Natural Sciences, (12-2), pp. 444-448. (In Russian).
16. Sokolov, S. V. (2018). Considerations on Pre-Production of Injection Wells. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, 4(2), pp. 83-93. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-2-83-93
17. Sitnikov, A. N., Pustovskikh, A. A., Roshchektaev, A. P., & Andzhukaev, T. V. (2015). A Method to Determine Optimal Switching Time to Injection Mode for Field Development System. Oil Industry, (3), pp. 84-87. (In Russian).
18. Khasanov, M. M., Krasnov, V. A., & Korotovskikh, V. A. (2007). Opredelenie optim'nogo perioda otrobotki nagnetatel'noy skvazhiny na neft'. Nauchno-tehnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft", (5), pp. 19-22. (In Russian).
19. Plitkina, Yu. A., Patrakov, D. P., Kondratov, E. O., Nikiforov, D. V., & Gladkikh, M. A. (2019). Reasoning of injection well flow back optimum period at low permeable HTR reserves formations of Tyumen suite. Oil Industry, (8), pp. 102-105. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-102-105
20. Plitkina, Yu. A., & Soshoshko, S. K. (2020). Osobennosti formirovaniya sistemy PPD v nizkopronitsaemykh neodnorodnykh kollektorakh. Neft' i gaz : tekhnologii i innovatsii : materialy Natsional'noy nauchno-prakticheskoy konferentsii (Tyumen, November, 19-20, 2020). V 3 tomakh. Tom 1, pp. 168-171. (In Russian).

Сведения об авторе

Плиткина Юлия Александровна,
начальник отдела сопровождения разработки Ем-Еговской площади, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень,
e-mail: yaplitkina@tnnc.rosneft.ru

Information about the author

Yulia A. Plitkina, Head of the Department of Support of Development of Em-Egovskaya square, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, e-mail: yaplitkina@tnnc.rosneft.ru

**Моделирование в поддержку физико-химических методов
увеличения нефтеотдачи**

Т. А. Пospelova

ООО «Тюменский нефтяной научный центр, г. Тюмень, Россия
e-mail: tapospelova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе рассмотрены способы повышения коэффициента извлечения нефти на уже разрабатываемых месторождениях, особое внимание уделено методам увеличения нефтеотдачи (МУН). Приведена сравнительная структура добычи нефти в России в среднесрочной перспективе. Проанализирован опыт нефтегазовых компаний по применению МУН на месторождениях и оценена динамика роста применения различных МУН в России. С ростом количества операций на месторождениях неизбежно растут требования к подбору кандидатов, поэтому в работе уделено внимание гидродинамическому моделированию физико-химического моделирования, выделены особенности и недостатки существующих симуляторов. Приведены основные зависимости для адекватного моделирования при полимерном заливании. Представлен расчет с различной концентрацией полимерного раствора, что оказывает значительное влияние на обводненность и в дальнейшем на снижение операционных расходов на подготовку продукции добываемого флюида. Рассмотрена возможность создания специализированного гидродинамического симулятора для малообъемных химических МУН, так как в основном симуляторы применимы для химического заводнения и воздействие оказывается в целом на пласт.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти; малообъемные химические методы увеличения нефтеотдачи; гидродинамические симуляторы

Modeling to support physicochemical enhancement techniques

Tatyana A. Pospelova

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia
e-mail: tapospelova@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The article discusses ways to increase the oil recovery factor in already developed fields, special attention is paid to the methods of enhanced oil recovery. The comparative structure of oil production in Russia in the medium term is given. The experience of oil and gas companies in the application of enhanced oil recovery in the fields is analyzed and the dynamics of the growth in the use of various enhanced oil recovery in Russia is estimated. With an increase in the number of operations in the fields, the requirements for the selection of candidates inevitably increase, therefore, the work focuses on hydrodynamic modeling of physical and chemical modeling, highlights the features and disadvantages of existing simulators. The main dependences for adequate modeling during polymer flooding are given. The calculation with different concentration of polymer solution is presented, which significantly affects the water cut and further reduction of operating costs for the preparation of the produced fluid. The possibility of creating a spe-

cialized hydrodynamic simulator for low-volume chemical enhanced oil recovery is considered, since mainly simulators are applicable for chemical waterflooding and the impact is on the formation as a whole.

Key words: oil recovery factor; low volume enhanced oil recovery methods; hydrodynamic simulators

Введение

В структуре добычи нефти в России можно отметить снижение доли традиционных запасов (рис. 1). Запасы, которые приходят на смену, как правило, являются более дорогими по стоимости освоения. Это или трудноизвлекаемые запасы, требующие сложных технологий и характеризующиеся невысокой продуктивностью, или небольшие удаленные месторождения, удельные затраты на инфраструктуру которых очень высокие, или шельфовые проекты, также требующие высоких капитальных затрат. Данная ситуация делает актуальной задачу повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) на уже разрабатываемых традиционных месторождениях. Такие месторождения в большинстве случаев находятся на поздних стадиях разработки, характеризуются высокой обводненностью продукции и являются перспективными объектами для применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) [1].

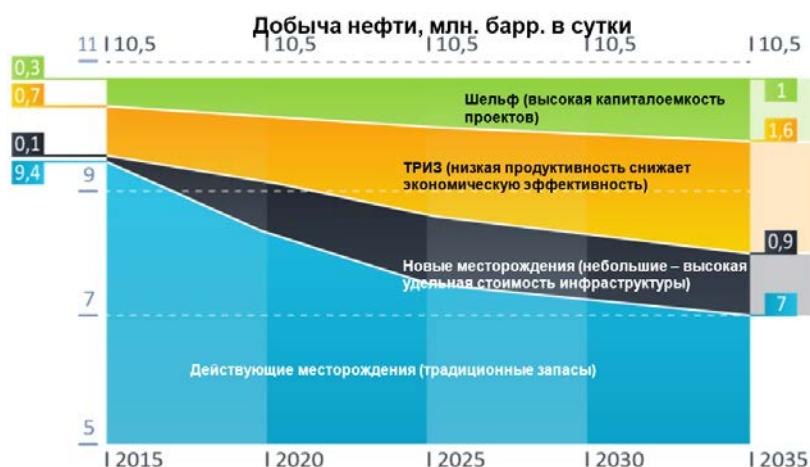


Рис. 1. Структура добычи нефти в России¹

Объект и методы исследования

В мире большую часть методов увеличения нефтеотдачи составляют тепловые методы, газовые методы и химическое заводнение. Это достаточно сложные и капиталоемкие технологии. Но они позволяют достичь увеличения КИН до 10 % относительно заводнения. По ряду причин в Рос-

¹ Новак А. В. Россия на глобальном энергетическом рынке: стабильность и ответственность. Презентация. Вена [Электронный ресурс]. – 2015.

ции, за единичными исключениями, применяются только малообъемные химические обработки, так называемые потокоотклоняющие технологии (рис. 2).

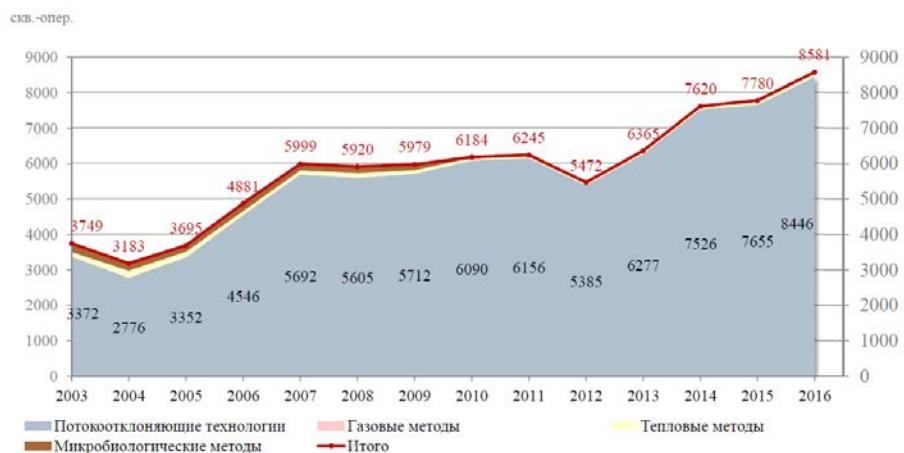


Рис. 2. Динамика применения методов увеличения нефтеотдачи в России²

Можно отметить существенное различие в объемах применения потокоотклоняющих технологий по крупнейшим российским компаниям (рис. 3). Наибольшее распространение данные технологии приобрели в «Сургутнефтегаз». Ориентируясь на опыт данной организации, можно сказать, что остальные компании имеют существенный потенциал в развитии данных технологий, и, судя по динамике проводимых операций в последние годы, начинают его реализовывать.



Рис. 3. Применение методов увеличения нефтеотдачи в российских компаниях

При увеличении операций неизбежно растут требования к подбору кандидатов. Здесь на помощь могут прийти современные гидродинамические симуляторы, в большинстве из которых реализованы опции моделирования

² Шпурков И. В. Роль физико-химических МУН в повышении эффективности разработки месторождений на поздней стадии освоения. Презентация. Москва [Электронный ресурс]. – 2018.

физико-химических процессов [2, 3]. Их использование позволяет воспроизвести как неравномерность фронта вытеснения, так и такие локализованные в пространстве и времени процессы, как прорыв газа/воды с контактов, изменение параметров флюидов от температуры или скорости фильтрации, а также развитие геомеханически обусловленных каналов фильтрации [4].

Результаты и обсуждение

Для корректного моделирования взаимодействия пород и флюидов при полимерном заводнении в симуляторе задаются следующие зависимости [5]:

- зависимость вязкости от концентрации полимера в растворе;
- влияние на вязкость раствора полимера скорости фильтрации;
- зависимость Квят от концентрации полимера в растворе;
- диапазон значений адсорбции и фактора сопротивления;
- недоступный поровый объем.

При моделировании ASP заводнения ключевыми исходными данными являются поверхностное натяжение и адсорбция от концентрации компонентов (полимера, поверхностно-активного вещества (ПАВ), щелочи), а также остаточная нефтенасыщенность и ОФП в зависимости от капиллярного числа [6–8]. Возможные для учета в симуляторах данные: общее кислотное число, содержание глин (для учета ионного обмена, что важно для щелочи) [6].

Примеры таких расчетов приведены на рисунках ниже. Расчеты с различной концентрацией полимерного раствора показали, что чем выше концентрация, тем сильнее замедляется развитие обводненности на добывающих скважинах (рис. 4). Данный факт оказывает серьезное влияние на добываемую жидкость (снижение объемов), особенно на поздних стадиях разработки, что положительным образом сказывается на экономической эффективности, так как резко снижаются операционные затраты на подготовку добываемой продукции.

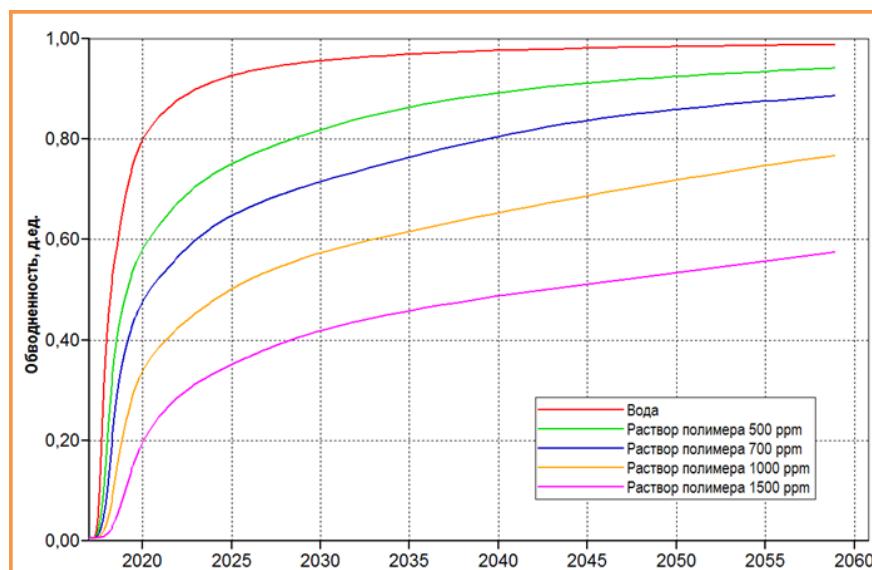


Рис. 4. Динамика обводненности при различной концентрации полимерного раствора

На рисунке 5 представлены результаты расчетов вариантов с различным временем начала закачки полимерных растворов после заводнения. Наиболее очевидным эффектом после перехода на закачку полимеров является изменение скорости развития обводненности. На любой стадии обводнения дальнейшая динамика развития обводненности будет стремиться к динамике, свойственной варианту с полимерным заводнением с начала эксплуатации.

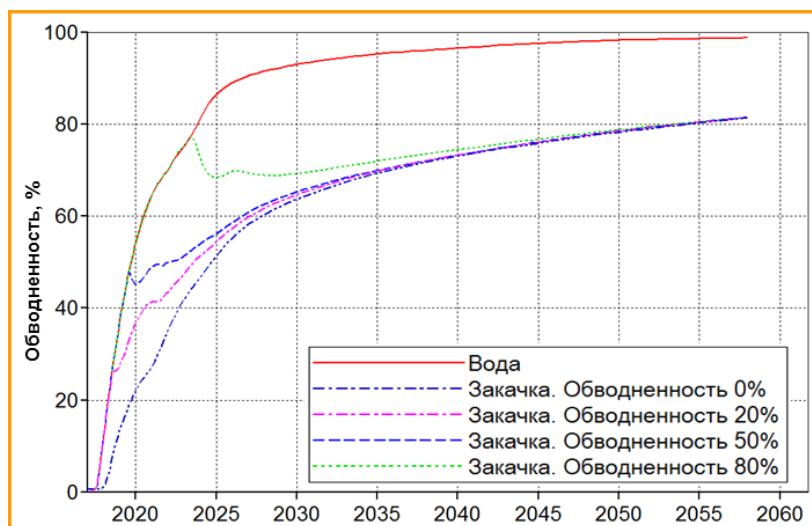


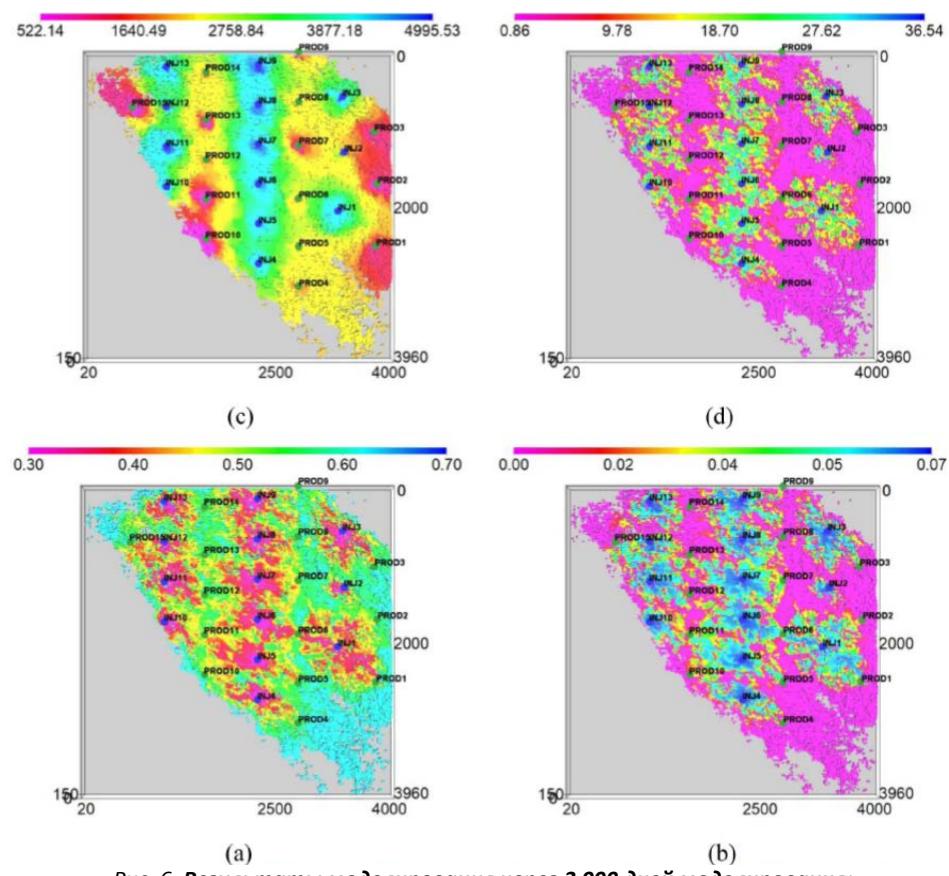
Рис. 5. Развитие обводненности в вариантах с разным началом перехода с закачки холодной воды на закачку полимера

В статье [9] представлены четыре случая крупномасштабного моделирования с использованием симулятора UTCHEM: два полимерных заводнения и два ПАВ-полимерных (SP) заводнения. Моделирование заводнения SP включает расчет градиента солености со всеми тремя типами фазового поведения микроэмulsion Winsor за один прогон моделирования. Дизайн градиента солености с верхним до трех фаз довольно сложно смоделировать и поэтому не моделируется в большинстве симуляторов химического заводнения.

Смоделированные нефтенасыщенность, концентрация полимера, давление и вязкость воды через 3 000 дней представлены на рисунке 6. Результаты показывают, что полимерный завод имеет хорошую эффективность очистки, учитывая неоднородность пласта и вязкость нефти 40 сП.

Симуляторы коллектора — важные инструменты, используемые в нефтяной промышленности для оптимизации процессов нефтеотдачи, прогнозирования нефтеотдачи и оценки неопределенностей. Много усилий было вложено в разработку численных симуляторов коллектора для увеличения нефтеотдачи и, в частности, химических методов повышения нефтеотдачи пласта. Моделирование коллектора с помощью химических методов повышения нефтеотдачи является довольно сложной задачей из-за неоднородностей в некоторых моделях физических свойств, сильной нелинейности и быстрого изменения состава и физических свойств [9].

Моделирование в масштабе месторождения с использованием имитаторов механики химического заводнения требует больших вычислительных затрат. Совершенствование методов решения проблемы химического заводнения коллектора было в центре внимания исследований на протяжении десятилетий. Авторы статьи [10] разработали полностью неявную модель заводнения полимера, сшивающего агента и геля для имитатора черной нефти. Ученые из университета Техаса разработали симулятор параллельного химического заводнения коллектора с уравнением состояния углеводородной фазы с возможностями для микроэмulsionии Winsor типа I [11]. Фазовое поведение системы нефть/микроэмulsionия/вода схематично описано на рисунке 7, при низкой солености все ПАВ находятся в водной фазе (тип 1), с увеличением солености система распадается на 3 фазы, при этом фаза микроэмulsionии является средней фазой (тип 3), при более высокой солености все ПАВ находятся в масляной фазе (тип 2) [12].



*Рис. 6. Результаты моделирования через 3 000 дней моделирования:
а) нефтенасыщенность; б) общая концентрация полимера (масс. %);
в) давление (psi); д) вязкость водной фазы (сП)*

Благодаря многочисленным исследованиям симулятор UTCHEM можно использовать для моделирования заводнения полимеров и поверхностноактивных полимеров в крупных нефтяных коллекторах, моделируемых с использованием до миллионов блоков сетки.

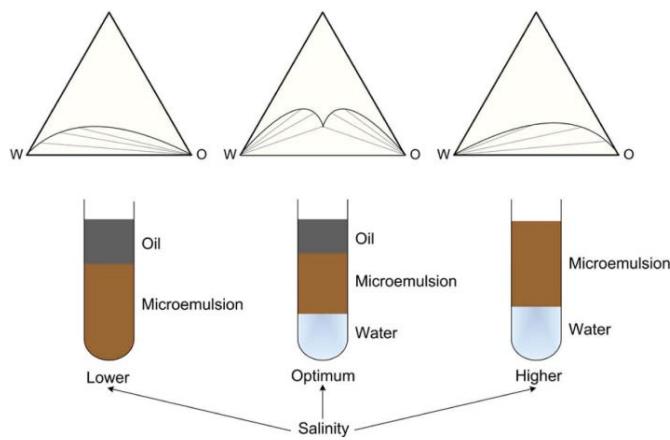


Рис. 7. Фазовое поведение микроэмulsionи

Течение жидкости в пористой среде моделируется с использованием уравнений сохранения массы и энергии в сочетании с законом Дарси для многофазного потока жидкости. Основными допущениями, используемыми в модели UTCHEM, являются предположения о текучести Дарси, идеальном смешивании и слегка сжимаемых жидкостях [9].

Стандартные опции симуляторов разработаны для моделирования химического заводнения — продолжительной закачки химических реагентов [13–15], охват воздействия которой сопоставим с объемами пласта. В России же, как правило, применяют малообъемные обработки, при которых в скважину закачивается 300–3 000 м³ реагентов [16–18]. Предполагается, что они перекрывают промытые каналы в пласте, что приводит к перераспределению фильтрационных потоков и снижению обводненности на реагирующих скважинах. За рубежом подобные обработки не распространены, и инструменты их моделирования не создавались. Использование опций симулятора по моделированию химического заводнения, как правило, не подходит для малообъемных химических обработок. Во-первых, причина в нехватке данных. В поддержку малообъемных обработок выполняется существенно более узкий комплекс лабораторных исследований, чем при планировании капиталоемких проектов химического заводнения. Во-вторых, разный масштаб охвата воздействием. Химическое заводнение охватывает весь пласт в целом. Малообъемные обработки затрагивают призабойную зону в районе 5–10 м от ствола скважины. Размер ячеек в стандартных моделях на порядок больше и не позволяет напрямую смоделировать процессы, происходящие при малообъемных обработках.

Отчасти для моделирования таких операций можно рассмотреть подход, при котором эффекты предлагается моделировать с помощью модификации функций относительных фазовых проницаемостей по воде по ходу расчета. В гидродинамическом симуляторе РН-КИМ реализация данного подхода возможна путем создания функции на языке программирования Python (формула (1)). В процессе задается изменение куба:

$$K_{rw} = f(C_p, T, K_{x,y,z}, t, \dots), \quad (1)$$

где T — температура пласта; $K_{x,y,z}$ — проницаемости K_x, K_y, K_z ; t — время разложения полимера.

Преимущество предлагаемого подхода заключается в более полном и гибком моделировании эффектов, возникающих в пласте в процессе реализации малообъемных потокоотклоняющих технологий на месторождении. В качестве данных для настройки можно использовать опыт применения предыдущих операций. Но без применения локального измельчения сетки в призабойной зоне проблема разных масштабов охвата воздействием и сетки скважин остается. Локальное измельчение, в свою очередь, требует отдельных трудозатрат и компетенций от специалиста-разработчика программы ГТМ и по этим причинам используется редко.

Как одно из перспективных направлений, можно рассмотреть создание специализированного симулятора, целью которого будет моделирование химико-физических процессов, протекающих при применении малообъемных методов воздействия в призабойной зоне. Предполагается по данным ГИС и ГДИС формировать модель призабойной зоны пласта (5–10 м) в цилиндрических координатах (для сокращения размерности задачи) (рис. 8). Математически описать взаимодействие закачиваемых составов с породой и пластовыми жидкостями можно на основании уравнений механики многофазных сред с учетом уравнений химических реакций, захвата частиц пористой средой и адсорбции реагентов. Предполагается получение аналитических решений с использованием итерационных и оптимизационных процедур [19, 20].

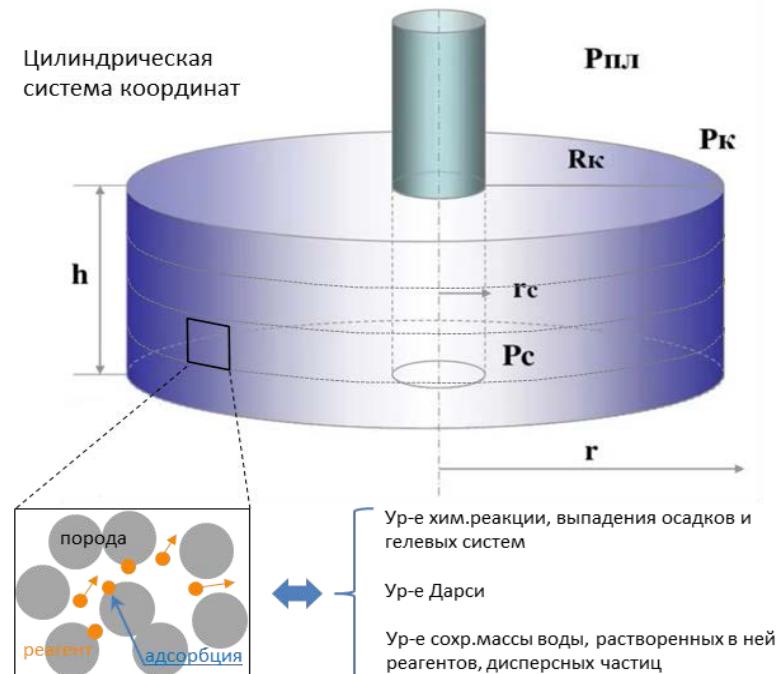


Рис. 8. Концепция симулятора для моделирования малообъемных химических методов увеличения нефтеотдачи

Данный симулятор позволит проводить оптимизационные процедуры, направленные на расчет наиболее эффективных технологических параметров воздействия, таких как состав и концентрация реагентов, объем оторочек, скорость закачки и т. п. Целевой функцией будет снижение дисперсии проницаемости вскрытого стволов скважины пласта при максимизации ее приемистости. Как дополнительное направление, симулятор может быть использован для моделирования закачки кислот и их композиций, при обработке призабойной зоны добывающих скважин. Специализация симулятора позволит сделать оптимальную по трудозатратам процедуру планирования малообъемных МУН.

Выводы

Повышение КИН на зрелых месторождениях имеет для российской нефтегазовой отрасли первостепенное значение. В России, за исключением единичных проектов, используются малообъемные химические методы воздействия. При этом можно отметить значительную динамику роста количества данных операций в последние 5 лет.

При росте объема операций повышаются требования к подбору реагентов и скважин кандидатов. В том числе необходима поддержка со стороны специализированного программного обеспечения.

В имеющихся на сегодняшний день симуляторах предусмотрены опции моделирования физико-химических МУН только для длительных закачек реагентов — химического заводнения. По ряду причин применение данных инструментов для моделирования малообъемных химических МУН затруднительно.

Актуальной задачей является создание специализированного симулятора, направленного на моделирование физико-химических процессов, протекающих в призабойной зоне пласта при реализации малообъемных химических МУН. Наличие такого инструмента позволит решать задачи оптимизации подбора химических составов реагентов и параметров их закачки, что скажется на качестве планирования мероприятий и их эффективности.

Библиографический список

1. Галикеев, Р. М. Перспективы использования CO₂ на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири / Р. М. Галикеев, Д. А. Ануьев, Т. А. Харитонова. – DOI 10.37493/2308-4758.2020.4.2 – Текст : непосредственный // НАУКА. ИННОВАЦИИ. ТЕХНОЛОГИИ. – 2020. – № 4. – С. 15–28.
2. Иванцов, Н. Н. Моделирование химического заводнения для условий высоковязкой нефти / Н. Н. Иванцов, А. В. Степанов, А. В. Стрекалов. – DOI 10.21684/2411-7978-2018-4-4-191-209. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 4. – С. 191–209.
3. Jessen, K. Interplay of Phase Behavior and Numerical Dispersion in Finite Difference Compositional Simulation / K. Jessen, E. H. Stenby, F. M. Orr. – Text : electronic // SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 13–17 April 2002. – URL: <https://doi.org/10.2118/75134-MS>. – Published: April, 13, 2002.
4. Поиск новых решений для оптимизации разработки Русского месторождения / В. В. Васильев, Н. Н. Иванцов, К. Г. Лапин [и др.]. – DOI 10.30713/2413-5011-2018-4-46-52. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 4. – С. 46–52.

5. Иванцов, Н. Н. Исследование фильтрации полимерных растворов в слабосцементированном коллекторе / Н. Н. Иванцов. – DOI 10.21684/2411-7978-2018-4-2-136-150. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 2. – С. 136–150.
6. An Integrated Workflow for Chemical EOR Pilot Design / P. Moreau, M. Morvan, P. Rivoal [et al.]. – Text : electronic // SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 24–28 April 2010. – URL: <https://doi.org/10.2118/129865-MS>. – Published: April, 24, 2010.
7. Pandey, A. Chemical EOR Pilot in Mangala Field : Results of Initial Polymer Flood Phase / A. Pandey, M. S. Kumar, M. K. Jha [et al.]. – Text : electronic // SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 14–18 April 2012. – URL: <https://doi.org/10.2118/154159-MS>. – Published: April, 14, 2012.
8. An Advanced Methodology for Surfactant Based Pilot Design / B. Bazin, F. Douarche, R. Tabary [et al.]. – Text : electronic // SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 19–20 July 2011. – URL: <https://doi.org/10.2118/144312-MS>. – Published: July, 19, 2011.
9. Advances in Chemical EOR Technologies : New Development in Field-Scale Chemical Flooding Simulation / B. R. B. Fernandes, A. G. Pope, K. Sepehrnoori, H. R. Lashgari. – Text : electronic // Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 6–9 May 2019. – URL: <https://doi.org/10.4043/29287-MS>. – Published: April, 26, 2019.
10. Tong, S. Full implicit numerical simulator for polymer flooding and profile control / S. Tong, J. Chen. – Direct text // International journal of numerical analysis and modeling. – 2005. – 2S. – P. 138–142.
11. A New Generation Chemical Flooding Simulator / A. John, C. Han, M. Delshad [et al.]. – DOI 10.2118/89436-PA. – Direct text // SPE Journal. – 2005. – 10(02). – P. 206–216.
12. A Framework for Mechanistic Modeling of Alkali-Surfactant-Polymer Process in an Equation-of-State Compositional Simulator / L. Nghiem, F. Skoreyko, S. E. Gorucu [et al.]. – Text : electronic // SPE Reservoir Simulation Conference, Montgomery, Texas, USA, 20–22 February 2017. – URL: <https://doi.org/10.2118/182628-MS>. – Published: February, 20, 2017.
13. Mostajeran, G. M. Simulation of polymer flooding in one of Iranian heavy oil reservoir / G. M. Mostajeran, V. P. Telkov. – Текст : непосредственный // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 29–32.
14. Черемисин, Н. А. Особенности моделирования полимерного заводнения в современных гидродинамических симуляторах / А. Н. Черемисин, Д. В. Толстолыткин, Н. С. Орлова. – Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. – 2012. – № 3. – С. 39–43.
15. Толстолыткин, Д. В. Моделирование закачки осадко-гелеобразующего состава на участке Самотлорского месторождения / Д. В. Толстолыткин, А. В. Баранов. – Текст: непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 10. – С. 31–37.
16. Земцов, Ю. В. Пошаговый алгоритм анализа результатов реализации химических МУН / Ю. В. Земцов, А. Э. Лыткин. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 7. – С. 48–52.
17. Лыткин, А. Э. Подбор участков для проведения эффективных малообъемных химических МУН / А. Э. Лыткин, А. А. Чусовитин, Ю. В. Земцов. – Текст: непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 7. – С. 42–47.
18. Инженерное проектирование малообъемных химических методов увеличения нефтеотдачи с учетом геолого-промышленных условий пластов / Ю. В. Земцов, Э. В. Емельянов, В. В. Мазаев, А. А. Чусовитин. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 7. – С. 38–43.
19. Иванцов, Н. Н. Особенности численного моделирования разработки месторождений высоковязкой нефти / Н. Н. Иванцов, А. В. Стрекалов. – Текст: непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 5. – С. 69–73.
20. Chemical Flood Simulation of Laboratory Corefloods for the Mangala Field : Generating Parameters for Field-Scale Simulation / A. Pandey, M. Suresh Kumar, D. Beliveau, D. W. Corbishley. – Text : electronic // SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 20–23 April 2008. – URL: <https://doi.org/10.2118/113347-MS>. – Published: April, 20, 2008.

References

1. Galikeev, R. M., Anuriev, D. A., & Kharitonova, T. A. (2020). Prospects for the use C0₂ in oil and Gas Fields in Western Siberia. Nauka. Innovatsii. Tekhnologii, (4), pp. 15-28. (In Russian). DOI: 10.37493/2308-4758.2020.4.2
2. Ivantsov, N. N., Stepanov, A. V., & Strekalov, A. V. (2018). Simulation of Chemical Flooding for Heavy Oil Fields. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, 4(4), pp. 191-209. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-191-209
3. Jessen, K., Stenby, E. H., & Orr, F. M. (2002). Interplay of Phase Behavior and Numerical Dispersion in Finite Difference Compositional Simulation. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 2002. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/75134-MS>
4. Vasilyev, V. V., Ivantsov, N. N., Lapin, K. G., Volgin, E. R., & Toropov, K. V. (2018). The search for new solutions for Russkoe field development optimization. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (4), pp. 46-52. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2018-4-46-52
5. Ivantsov, N. N. (2018). A Study of Polymer Solutions Filtration in Unconsolidated Reservoir. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, 4(2), pp. 136-150. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-2-136-150
6. Moreau, P., Morvan, M., Rivoal, P., Bazin, B., Douarche, F., Argillier, J.-F., & Tabary, R. (2010). An Integrated Workflow for Chemical EOR Pilot Design. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2010. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/129865-MS>
7. Pandey, A., Kumar, M. S., Jha, M. K., Tandon, R., Punnapully, B. S., Kalugin, M.,... Beliveau, D. (2012). Chemical EOR Pilot in Mangala Field: Results of Initial Polymer Flood Phase. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2012. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/154159-MS>
8. Bazin, B., Douarche, F., Tabary, R., Moreau, P., & Morvan, M. (2011). An Advanced Methodology for Surfactant Based Pilot Design. SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, July 2011. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/144312-MS>
9. Fernandes, B. R. B., Pope, A. G., Sepehrnoori, K., & Lashgari, H. R. (2019). Advances in Chemical EOR Technologies: New Development in Field-Scale Chemical Flooding Simulation. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 2019. (In English). Available at: <https://doi.org/10.4043/29287-MS>
10. Tong, S., & Chen, J. (2005). Full implicit numerical simulator for polymer flooding and profile control. International journal of numerical analysis and modeling, (2S), pp. 138-142. (In English).
11. John, A., Han, C., Delshad, M., Pope, G. A., & Sepehrnoori, K. (2005). A New Generation Chemical Flooding Simulator. SPE Journal, 10(02), pp. 206-216. (In English). DOI: 10.2118/89436-PA
12. Nghiem, L., Skoreyko, F., Gorucu, S. E., Dang, C., & Shrivastava, V. (2017). A Framework for Mechanistic Modeling of Alkali-Surfactant-Polymer Process in an Equation-of-State Compositional Simulator. SPE Reservoir Simulation Conference, Montgomery, Texas, USA, February 2017. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/182628-MS>
13. Mostajeran, G. M., & Telkov, V. P. (2020). Simulation of polymer flooding in one of Iranian heavy oil reservoir. Bulatovskie chteniya - Readings name of A. I. Bulatov, (2), pp. 29-32. (In English).
14. Cheremisin, N. A., Tolstolytkin, D. V., & Orlova, N. S. (2012). Osobennosti modelirovaniya polimernogo zavodneniya v sovremennykh gidrodinamicheskikh simulyatorakh. Nauka i TEK, (3), pp. 39-43. (In Russian).
15. Tolstolytkin, D. V., & Baranov, A. V. (2016). Modeling of injection of sediment-gelling composition at a site of Samotor field. Oilfield Engineering, (10), pp. 31-37. (In Russian).
16. Zemtsov, Yu. V., & Lytkin, A. E. (2018). Algorithm of stage-wise analysis and results of chemical EOR procedure application. Neft', Gaz, Novatsii, (7), pp. 48-52. (In Russian).
17. Lytkin, A. E., Chusovitin, A. A., & Zemtsov, Yu. V. (2018). Selection of areas for effective small-volume chemical EOR procedures. Neft', Gaz, Novatsii, (7), pp. 42-47. (In Russian).

18. Zemtsov, Yu. V., Emelyanov, E. V., Mazaev, V. V., & Chusovitin, A. A. (2019). Engineering designing of small volume chemical EOR methods in view of geological and field conditions of the reservoir. *Neft', Gaz, Novatsii*, (7), pp. 38-43. (In Russian).
19. Ivantsov, N. N., & Strekalov, A. V. (2013). Peculiarities of numerical simulation of high viscosity oil fields development. *Oil Industry*, (5), pp. 69-73. (In Russian).
20. Pandey, A., Kumar, M. S., Beliveau, D., & Corbishley, D. W. (2008). Chemical Flood Simulation of Laboratory Corefloods for the Mangala Field: Generating Parameters for Field-Scale Simulation. SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2008. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/113347-MS>

Сведения об авторе

Поспелова Татьяна Анатольевна, к. т. н., заместитель генерального директора по науке, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: tapospelova@tnnc.rosneft.ru

Information about the author

Tatyana A. Pospelova, Candidate of Engineering, Deputy General Director for Science, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: tapospelova@tnnc.rosneft.ru

**Характеристики эмульсий и их значение при прогнозе
эффективности нефтевытесняющих композиций
на основе поверхностно-активных веществ**

**Е. А. Тунаева¹, Е. А. Сидоровская^{1*}, Д. С. Адаховский¹, Е. В. Кикирева¹,
Н. Ю. Третьяков¹, И. Н. Кольцов², С. С. Волкова¹, А. А. Громуан²**

¹Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

²ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ — Технологические партнерства», г. Санкт-Петербург, Россия

*e-mail: e.a.sidorovskaya@utmn.ru

Аннотация. Увеличение нефтеотдачи на месторождениях может реализовываться с помощью химического заводнения при добавке поверхностно-активных веществ (ПАВ) по ПАВ-полимерной (SP) или щелочно-ПАВ-полимерной (ASP) технологии. Проектирование химического заводнения реализуется с учетом пластовых условий и составов пластовых флюидов. ПАВ в составе композиции заводнения позволяет изменять смачиваемость породы, снижать межфазное натяжение, увеличивать капиллярное число, образовывать нефтяную эмульсию, что обеспечивает значительное повышение эффективности вытеснения нефти.

Данная работа посвящена комплексному изучению образующейся эмульсионной фазы как стадии лабораторного подбора поверхностно-активных компонентов для ПАВ-полимерного или щелочно-ПАВ-полимерного состава (раствора вытеснения). В работе изучен эффект влияния уровня минерализации водной фазы и концентрации ПАВ в вытесняющем растворе на характеристики образующейся эмульсии и показано, что по характеристикам эмульсии возможно определить область оптимальной минерализации и интервал концентраций ПАВ, обеспечивающих повышение нефтевытеснения. Полученные данные показывают возможность прогноза области эффективности состава ASP и SP по характеристикам образующейся водонефтяной эмульсии.

Ключевые слова: поверхностно-активное вещество; нефтевытесняющая композиция; эмульсия; лабораторные исследования

**Oil emulsion characteristics as significance in efficiency forecast
of oil-displacing formulations based on surfactants**

**Elena A. Turnaeva¹, Elizaveta A. Sidorovskaya^{1*}, Denis S. Adakhovskij¹,
Ekaterina V. Kikireva¹, Nikolai Yu. Tret'yakov¹, Igor N. Koltsov²,
Svetlana S. Volkova¹, Andrey A. Groman²**

¹University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Gazpromneft — Technological Partnerships LLC, St. Petersburg

*e-mail: e.a.sidorovskaya@utmn.ru

Abstract. Enhanced oil recovery in mature fields can be implemented using chemical flooding with the addition of surfactants using surfactant-polymer (SP) or alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding. Chemical flooding design is imple-

mented taking into account reservoir conditions and composition of reservoir fluids. The surfactant in the oil-displacing formulation allows changing the rock wettability, reducing the interfacial tension, increasing the capillary number, and forming an oil emulsion, which provides a significant increase in the efficiency of oil displacement.

The article is devoted with a comprehensive study of the formed emulsion phase as a stage of laboratory selection of surfactant for SP or ASP composition. In this work, the influence of aqueous phase salinity level and the surfactant concentration in the displacing solution on the characteristics of the resulting emulsion was studied. It was shown that, according to the characteristics of the emulsion, it is possible to determine the area of optimal salinity and the range of surfactant concentrations that provide increased oil displacement. The data received show the possibility of predicting the area of effectiveness of ASP and SP formulations based on the characteristics of the resulting emulsion.

Key words: surfactant; surfactant-polymer flooding; oil-displacing formulation; laboratory studies

Введение

Большая часть современной мировой добычи нефти приходится на месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки. Наиболее сложной проблемой, с которой столкнулась нефтяная промышленность в последние годы, является высокая обводненность продукции при добыче нефти [1]. Увеличение нефтеотдачи на таких месторождениях предполагает применение различных третичных методов [2]. Одним из них является заводнение при помощи поверхностно-активных веществ (ПАВ), в том числе ASP- заводнение (щелочно-ПАВ-полимерное заводнение) и SP- заводнение (ПАВ-полимерное) [3].

Применение данных методов позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) с 35–40 %, что является характерным значением для многих месторождений на поздних стадиях заводнения, до 60–70 % [4, 5].

Нефтеизвлечение или КИН традиционно рассматривают в виде зависимости от коэффициента охвата пласта завоdнения (K_{oxb}) и коэффициента вытеснения ($K_{\text{выт}}$).

$$\text{КИН} = K_{\text{oxb}} \cdot K_{\text{выт}}. \quad (1)$$

Коэффициент охвата можно увеличить, увеличивая вязкость вытесняющего флюида, например, за счет добавления полимера в закачиваемую воду. Добавка ПАВ способствует снижению межфазного натяжения на границе «водный состав вытеснения — нефть», что позволяет увеличить коэффициент вытеснения.

Для описания процесса вытеснения нефти из пористой среды было введено понятие капиллярного числа [6], связанного с вязкостью водной фазы

$$N_{\text{ca}} = \frac{\mu_w \cdot U}{\sigma_{\text{ow}}}, \quad (2)$$

где μ_w — вязкость воды, СП; U — скорость потока, см/с; σ_{ow} — поверхностное/межфазное натяжение, дин/см.

В работе [7] показана взаимосвязь между капиллярным числом и остаточной нефтенасыщенностью. В работе [8] установлено, что для достижения существенного уменьшения остаточной нефтенасыщенности необходимо увеличение капиллярного числа на два-три порядка. Данные значения достигаются при химических методах увеличения нефтеотдачи с использованием ПАВ, ключевым механизмом которого является снижение межфазного натяжения (IFT) между нефтью и вытесняющей жидкостью. Согласно концепции капиллярного числа, минимальный IFT соответствует максимальному капиллярному числу, что позволяет достичь минимальной остаточной нефтенасыщенности в ходе третичных методов добычи нефти.

Снижение IFT может способствовать формированию водонефтяных эмульсий, которые в основном образуются во время заводнения с ПАВ в условиях низкого/сверхнизкого межфазного натяжения при перемешивании, возникающем в результате потока жидкости в порах породы [9–10].

В механизме влияния эмульгирования на улучшение нефтеотдачи выделяют два аспекта:

- формирование эмульсии приводит к вовлечению нефти в водную систему с последующим переносом капель по поровому пространству (реализуется при размере образующихся капель, равном или меньшем, чем размер пор);
- формирование эмульсии (как правило, достаточной вязкости) включает образование капель, которые частично закупоривают поровые каналы, что улучшает эффективность охвата пласта [11].

Формирование устойчивых нефтяных эмульсий на этапе добычи может приводить к проблемам разделения извлекаемых флюидов. С целью предотвращения осложнений при применении химических методов увеличения нефтеотдачи необходимо использовать такие ASP/SP составы, которые формируют подвижную (микро-) эмульсионную фазу в пластовых условиях, но после извлечения на поверхность могут быть разделены с помощью имеющихся на промысле технологий и установок подготовки нефти.

Целью данной работы является комплексное изучение характеристик образующейся эмульсионной фазы как стадии лабораторного подбора эффективного ПАВ-полимерного состава для ASP- и SP- заводнения для условий месторождений Западной Сибири.

Объект и методы исследования

Объектом исследования является ПАВ-полимерная композиция, созданная для улучшения нефте вытеснения на одном из месторождений Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области (Западная Сибирь).

Водная фаза раствора вытеснения моделировалась при добавке хлорида натрия (натрий хлористый, хч, ГОСТ 4233-77¹), карбоната натрия (натрий углекислый, хч, ГОСТ 83-79²). Для проведения эксперимента были использованы ПАВ класса внутренних олефинсульфонатов натрия (марки

¹ ГОСТ 4233-77. Натрий хлористый. Технические условия [Электронный ресурс]. – Введ 1978-01-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200006713>.

² ГОСТ 83-79. Натрий углекислый. Технические условия [Электронный ресурс]. – Введ 1980-01-01. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200017262>.

Enordet_{пром.}, производства Shell Chemicals) и нефть месторождения Среднеобской нефтегазоносной области (Западная Сибирь). В качестве соравствовителя использовался изобутиловый спирт (чда, ГОСТ 6016-77³).

Для определения вязкости эмульсии при заданной температуре использовался ротационный вискозиметр ViscoQC 100, Anton Paar. Определение межфазного натяжения на границе «раствор вытеснения — нефть» проводилось методом вращающейся капли при температуре пласта (тензиометр SITE 100, KRÜSS). Устойчивость эмульсионной системы оценивалась на анализаторе стабильности дисперсных систем MultiScan MS20, DataPhysics.

Экспериментальная часть

Лабораторный подбор эффективного ПАВ-полимерного состава для ASP- и SP-заводнения начинается с выбора полимера и ПАВ для флюидов и условий конкретного месторождения. Для этого проводятся оценка совместимости компонентов ПАВ-полимерного состава в пластовой воде с последующим изучением процесса эмульгирования этой системы с нефтью месторождения, измерение межфазного натяжения, реологических характеристик, термостойкости и химической стойкости компонентов нефтеутесняющего состава. Завершается лабораторный блок подбора фильтрационными исследованиями на модельном и реальном керне [12].

Данная работа посвящена комплексному изучению образующейся эмульсионной фазы как стадии лабораторного подбора, включающего исследования до тестов на керне.

Для описания эмульсии в системе «раствор вытеснения — нефть» используют данные фазового эксперимента, при котором, согласно принятой практике [13], смешиваются объемы водной и нефтяной фаз и выдерживаются в статических условиях при температуре пласта; при этом оцениваются объем эмульсионной фазы, кинетика нефте- и водоотделения, параметр солюбилизации, подвижность эмульсионной фазы с течением времени.

Устойчивость эмульсионной системы оценивалась по изменению объема эмульсионной фазы во времени в рамках фазового эксперимента и по исследованиям стабильности дисперсных систем на анализаторе MultiScan MS20. Принцип работы MultiScan MS20 основан на определении пропускания и обратного рассеяния монохромного излучения ближней инфракрасной области спектра при длине волны 880 нм. Сканирование происходит по всей длине образца пробы при температуре пласта.

Измерение межфазного натяжения на границе «раствор вытеснения — нефть» проводилось методом вращающейся капли при температуре, соответствующей пластовой. Для образования эмульсии типа WIII необходимо, чтобы водный ПАВ-полимерный раствор способствовал снижению межфазного натяжения до низких значений (10^{-2} мН/м) [6, 12–15].

³ ГОСТ 6016-77. Реактивы. Спирт изобутиловый. Технические условия [Электронный ресурс]. – Введ 1979-01-01. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200017511>.

Результаты и их обсуждение

Для оценки эффективности комбинированного состава ПАВ для ASP- и SP-заводнения проводятся, как правило, следующие лабораторные исследования:

- изучение совместимости компонентов между собой и с пластовыми водами;
- изучение водонефтяной системы путем измерения межфазного натяжения и проведения фазового эксперимента (получение и разрушение эмульсии в статических условиях при температуре пласта для закачиваемых составов и при уменьшении концентрации компонентов);
- фильтрационные испытания на насыпных моделях и керновом материале.

При добавке состава ASP или SP в водонефтяную систему молекулы ПАВ, концентрируясь в поверхностном слое, снижают межфазное натяжение и способствуют формированию и стабилизации эмульсии. В процессах химического заводнения эмульгирование нефтеотесняющих жидкостей с остаточной нефтью представляет собой важный вклад в повышение нефтеотдачи [16–19].

Механизм влияния процесса эмульгирования на повышение нефтеотдачи пласта сложен. Поэтому на этапе лабораторных исследований оценивают возможность формирования эмульсии в рамках фазового эксперимента.

Исследование фазового поведения

Общепринято оценивать фазовое поведение с точки зрения классификации Винзора [20–22], согласно которой образующаяся эмульсионная фаза находится в равновесии с избытком масла/нефти, воды (двухфазные системы) или одновременно с этими фазами (трехфазная система).

Специфические структуры эмульсий были тщательно изучены многими исследователями. Существует три основных типа эмульсий: прямые («масло в воде», м/в), обратные («вода в масле», в/м), множественные или биконтинуальные микроэмульсионные системы.

Для систем типа Винзор I (WI, «масло в воде», м/в) характерно наличие нижней эмульсионной фазы с избытком масла/нефти в верхней. Поскольку в этом случае эмульсия имеет большую плотность, чем нефтяная фаза, то она расположена ниже нефтяной фазы. В случае системы типа Винзор II (WII, эмульсия «вода в масле», в/м) верхняя фаза представляет собой эмульсию, а нижняя — избыточную водную.

Трехфазная система со среднефазной микроэмульсией и с избытками масла/нефти (верхняя фаза) и воды (нижняя фаза) является системой типа Винзор III (WIII), и эта среднефазная микроэмульсия имеет биконтинуальную структуру, условно включающую в себя агрегирование двух типов микроэмульсий: «вода в масле» и «масло в воде» [20].

Структура эмульсии зависит от солености (минерализации) и доли водной фазы, концентрации ПАВ, температуры [20]. На рисунке 1 представлены три типа эмульсий с учетом изменения солености [14].



Рис. 1. Три типа эмульсий и влияние солености на фазовое поведение

Фазовое поведение раствора ПАВ в значительной степени зависит от солености (минерализации) раствора, особенно если в составе содержатся ионогенные поверхностно-активные вещества. При низкой солености типичное для химического заводнения поверхностно-активное вещество обладает хорошей растворимостью в воде и формирует при концентрации выше критической концентрации мицеллообразования в водной фазе прямые мицеллы, обеспечивающие солюбилизацию нефти в ядра и стабильную структуру с вовлеченной нефтью в водный раствор ПАВ (WI). Нефтяная фаза при этом почти не содержит ПАВ.

При увеличении солености (минерализации) снижается растворимость ионогенного поверхностно-активного вещества в водном растворе, происходит смена типа эмульсии с в/м на м/в [14, 20]. При условиях перехода WI/WII возникает эмульсионная фаза WIII, которая представляет наибольший интерес для целей повышения нефтеотдачи. Процесс образования и стабильность системы WIII зависят от пластовых условий и состава флюидов: общей минерализации водной фазы [23], концентрации отдельных солей, состава нефти, температуры. Примеры эффектов влияния изменений солености, температуры, состава нефти, структуры поверхностно-активного вещества, сорасторителя и растворенных твердых веществ в водной фазе на фазовое поведение, межфазное натяжение и параметр солюбилизации представлены для исследованных ПАВ в работе [24].

При прогнозе эффективности извлечения нефти в процессе ASP- и SP- заводнений фазовое поведение системы «раствор вытеснения — нефть» является одним из ключевых факторов [25]. Состав, обеспечивающий формирование большего объема WIII, наиболее эффективен для нефтеизвлечения [26].

Исследование в рамках фазового эксперимента проводят в зависимости от общей минерализации (солености), температуры, концентрации и соотношения компонентов ПАВ-полимерного состава, соотношения объемов нефтяной и водной фазы и др.

В рамках данной работы проведено изучение характеристики формирующейся эмульсионной фазы как возможного критерия оценки эффективности состава нефте вытесняющей композиции на основе ПАВ.

Для оценки эффективности водного раствора ПАВ на модельной пластовой воде проведено изучение фазового поведения в системе «раствор вытеснения — нефть» по принятой методике фазового эксперимента [27] в течение 14 суток. На рисунке 2 представлены результаты сканирования фазового поведения системы в зависимости от солености (%) — общей минерализации (TDS, г/л) при фиксированной концентрации ПАВ системы 0,7 % Enordet_{пром.}, 2,0 % сопротивителя; 2,0 % Na₂CO₃ при пластовой температуре с нефтью месторождения Западной Сибири.

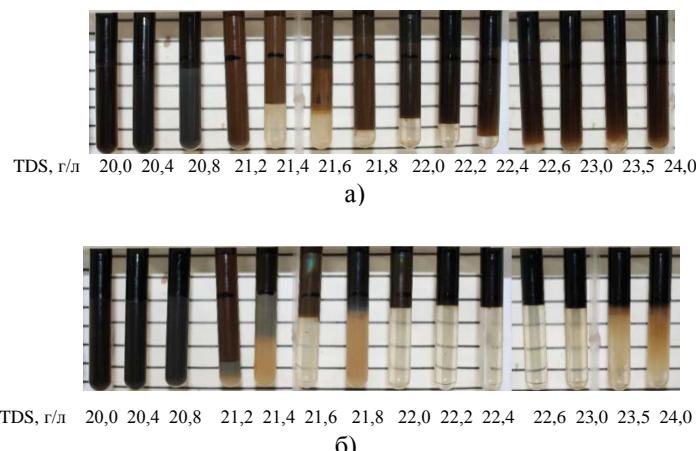


Рис. 2. Фазовое поведение системы через 1 сутки (а) и через 14 суток (б)

Значение концентрации соли (минерализации), при котором в формирование эмульсионной фазы вовлекаются максимальные равные объемы нефтяной и водной фаз, называют оптимумом солености, так как в этих условиях формируется WIII [20]. Для оптимума солености параметры солюбилизации нефти ($\sigma_o = V_o/V_s$, V_o — объем нефти, растворенный в микроэмульсии, V_s — объем поверхностно-активного вещества в составе микроэмульсии) и водной фазы ($\sigma_w = V_w/V_s$, V_w — объем солюбилизированной воды, V_s — объем поверхностно-активного вещества в составе микроэмульсии) должны быть примерно одинаковыми и превышать значение 10, а межфазное натяжение менее 10^{-3} мН/м [6].

Полученные результаты (рис. 2) в исследованной системе показывают нахождение оптимума солености с наибольшим объемом симметрично расположенной эмульсионной фазы в интервале TDS 21,4–21,6 г/л, при этом параметр солюбилизации воды σ_w имеет значения 71–79, параметры солюбилизации нефти σ_o 143.

Прямые замеры межфазного натяжения

При измерении межфазного натяжения в зависимости от минерализации (солености) водной фазы интервал оптимальной солености определяется

областью минимальных значений IFT. Полученные результаты оптимума солености в рамках фазового эксперимента согласуются с данными измерения межфазного натяжения на границе «раствор вытеснения — нефть» исследуемой системы (рис. 3). В интервале общей минерализации 21,2–21,8 г/л значения межфазного натяжения лежат в диапазоне ультранизких значений 0,003–0,006 мН/м.

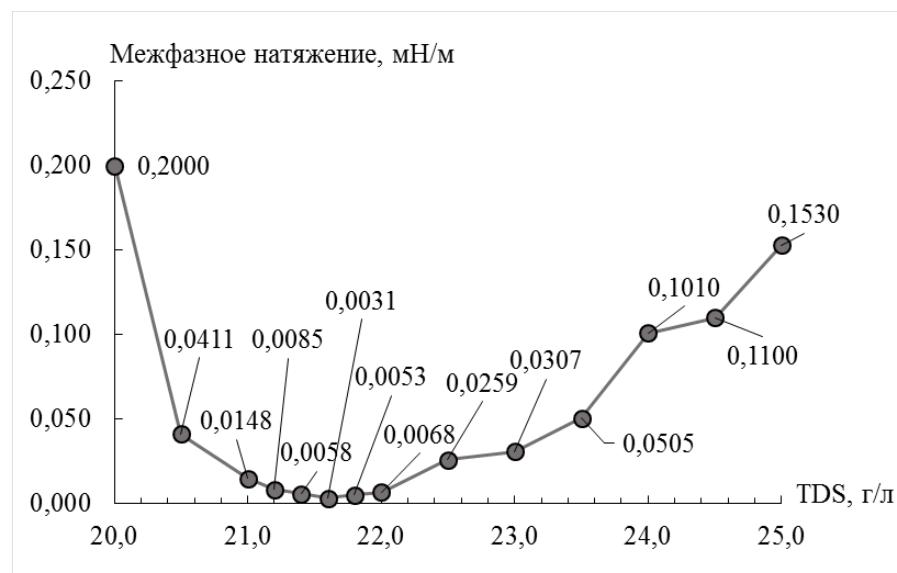


Рис. 3. Зависимость межфазного натяжения от минерализации водной фазы

Фазовое поведение в исследуемой системе «раствор вытеснения — нефть» и сверхнизкие значения межфазного натяжения ($3 \cdot 10^{-3}$ – $6 \cdot 10^{-3}$ мН/м) позволяют прогнозировать максимальную эффективность подобранныго ASP состава для вытеснения с использованием пластовых вод с TDS 21,2–21,8 г/л месторождения Западной Сибири.

Связь между межфазным натяжением, эмульгирующей способностью состава и эффективностью вытеснения достаточно сложна и неоднозначна. В большинстве случаев при снижении межфазного натяжения увеличиваются эмульгирующая способность и эффективность вытеснения. Но в работе [28] исследуемые составы в рамках подбора рецептуры показывали при уменьшении IFT снижение эмульгирующей способности и повышение эффективности нефтевытеснения при фильтрационных испытаниях.

Оценка стабильности (микро-)эмulsionii

Для прогноза эффективности вытесняющих составов проводят также оценку стабильности получаемой эмульсии. Для исследуемого в работе состава в рамках фазового эксперимента проведена оценка стабильности эмульсии в течение 14 суток (см. рис. 2), при этом выявлено, что сохранение максимального объема эмульсии без учета типа эмульсии происходит при минерализации до TDS 21,2 г/л. При минерализации 21,4–22,0 г/л отмечается сокращение объема эмульсионной фазы в 3–8 раз, в диапазоне TDS 22,2–24,0 г/л наблюдается полное сокращение объема эмульсионной фазы.

Объем эмульсии ВИИ через сутки статического термостатирования при оптимуме минерализации 21,4–21,6 г/л составлял 75–87 об. % от объема водонефтяной смеси. Через 14 суток он составил 10–25 об. %.

Другой способ оценки устойчивости эмульсии, использованный в данных исследованиях, основан на изучении скорости расслаивания фаз на приборе Multiscan MS20 (рис. 4). После интенсивного встряхивания водонефтяной смеси и получения эмульсии по всему объему ($t_0 = 0$ мин) изучали стабильность полученной эмульсии по динамике отделения водной и нефтяной фазы, используя коэффициенты светопропускания и интенсивности обратного рассеяния.

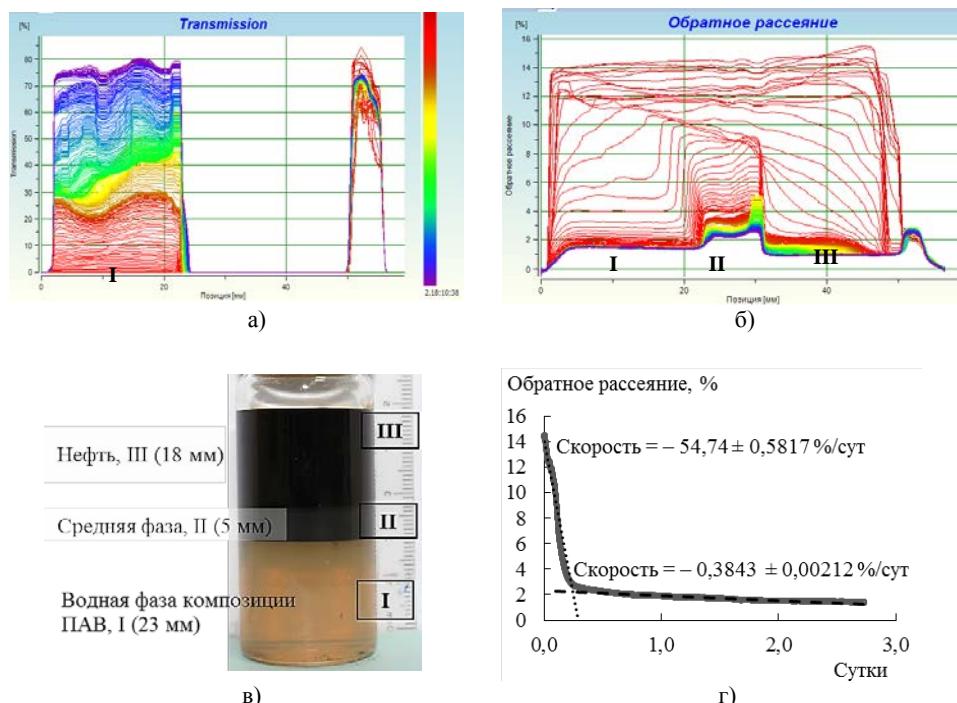


Рис. 4. Зависимость коэффициента пропускания (а) и обратного рассеяния (б) в зависимости от времени и высоты измерения; фото измерительной емкости с водонефтяной системой после 3 970 минут (в); скорость процесса расслаивания для системы (г)

На рисунке 4 показаны графики зависимости коэффициента пропускания (см. рис. 4а) и обратного рассеяния (см. рис. 4б) от положения датчиков прибора по высоте расслаиваемой системы. Время измерения варьируется от $t = 0$ мин, красный цвет (полный объем системы — эмульсионная фаза) до $t = 3\ 970$ мин, фиолетовый цвет (устойчивое образование трех фаз). Выше 45 мм измерительной емкости находится воздушная фаза, и этот участок емкости не следует считать показательным. На рисунке 4в показана фотография измерительной емкости после отстаивания эмульсии в течение 2,76 суток (3 970 мин). По мере разрушения эмульсии и возникновения трехфазной системы (водная фаза — эмульсионная фаза — нефть) наблюдается рост коэффициента пропускания для области от 0 до 23 мм

измерительной емкости, что согласуется с визуальной оценкой системы (см. рис. 4в), интенсивность обратного рассеивания при этом снижается, что позволяет количественно оценить скорость процесса расслаивания (см. рис. 4г). В начальный период (до 6 часов) скорость расслаивания составляла 54,74 %/сут с последующим замедлением до 0,38 %/сут.

Оценка стабильности эмульсии может оцениваться так же количеством отделившейся водной фазы за единицу времени [29]. Для оценки стабильности эмульсии используют и другие показатели [30]: отношение объема нефти, выделившегося после эмульгирования, к объему воды [31], минимальная скорость вращения, необходимая для полного эмульгирования [32], отношение объема масла, выделившегося после эмульгирования, к общему объему масла [18] и др.

Влияние снижения концентрации ПАВ

При движении в пласте водного состава нефте вытесняющей композиции происходит разбавление пластовой водой, а также протекает адсорбция компонентов на породе, что приводит к снижению концентрации ПАВ-полимерной композиции. С помощью имитации процесса удержания ПАВ в пласте по мере продвижения раствора вытеснения проведены исследования влияния концентрации комбинированного ПАВ в нефте вытесняющей композиции на объем и устойчивость эмульсионной фазы, результаты представлены на рисунке 5а. Как видно из рисунка, уменьшение концентрации ПАВ приводит к снижению объема и стабильности получаемой эмульсионной фазы. При добыче эмульсия, формируемая остаточным ПАВ, должна иметь тенденцию к разрушению, что мы и наблюдаем при концентрациях ниже 0,2 %.

Но снижение концентрации состава вытеснения может приводить к изменению соотношения ПАВ — многовалентные катионы пластовых вод, координация с которыми ионов АПАВ может давать положительный эффект модификации состава и понижение межфазного натяжения вплоть до критического значения концентрации. Таким образом, влияние снижения концентрации ПАВ на эффективность состава может иметь сложную зависимость, которая требует лабораторного подтверждения в каждом конкретном случае с учетом пластовых условий и состава пластовых флюидов.

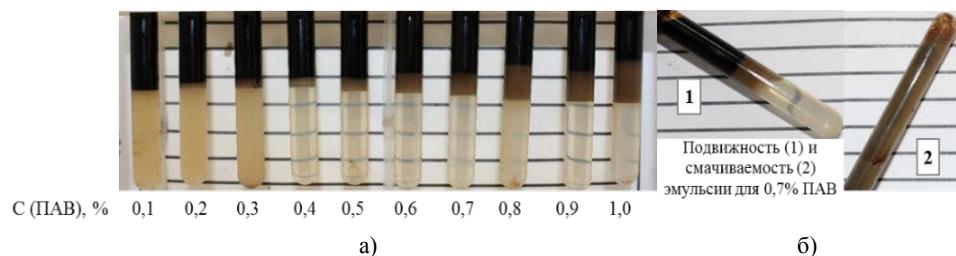


Рис. 5. Фазовое поведение ПАВ в зависимости от концентрации

Полученная эмульсионная фаза может характеризоваться повышенной вязкостью, визуальная оценка которой проводится по наклоненной про-

бирке (рис. 5б) или путем измерения динамической вязкости (рис. 6). Образование высоковязких эмульсионных структур не допускается для эффективных составов для ASP- и SP- заводнения. Хотя в работах [8, 33–37] было обнаружено, что эмульсия, образующаяся в порах коллектора, может эффективно блокировать области с высокими фильтрационно-емкостными свойствами и, таким образом, повышать эффективность охвата пласта.

Учет изменения вязкости эмульсии при заводнении

В данной работе проведено сравнение динамической вязкости полимерного (Р) и ПАВ-полимерного (SP) раствора с вязкостью водонефтяной эмульсии и модельной нефти при температуре пласта (см. рис. 6).

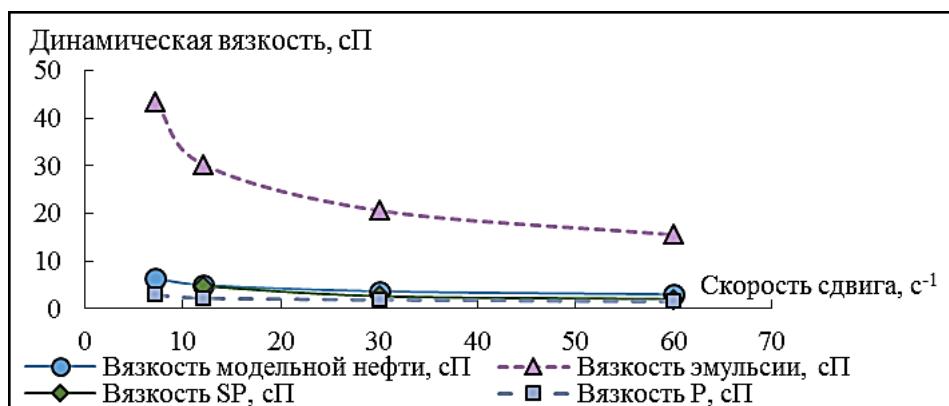


Рис. 6. Результаты измерения динамической вязкости систем при температуре пласта

Как видно из представленного графика, динамическая вязкость эмульсионной фазы значительно превышает вязкость других систем, особенно при малых значениях скорости сдвига ($7,2 \text{ c}^{-1}$). Таким образом, состав данной ПАВ-полимерной композиции необходимо корректировать с целью снижения вязкости получаемой водонефтяной эмульсии или рекомендовать для нефтевытеснения только для пластов с высокой проницаемостью.

Выходы

При использовании ASP/SP технологий для мобилизации остаточной нефти необходимо повысить вязкость вытесняющего флюида, что способствует увеличению охвата пласта вытеснением, и понизить межфазное натяжение на границе нефть/раствор вытеснения, что способствует увеличению коэффициента вытеснения. Изменение этих характеристик связано с образованием эмульсионной фазы при динамическом контакте нефти с вытесняющим раствором ASP или SP состава. Снижение межфазного натяжения (до $1 \cdot 10^{-2} \text{ мН/м}$ и ниже) при щелочно-ПАВ-полимерном заводнении, способствует формированию (микро-) эмульсионной фазы и позволяет на несколько порядков повысить капиллярное число.

При выборе ПАВ-полимерного состава для целей нефтевытеснения необходимо учитывать характеристики нефтяной эмульсии, образующейся

в пластовых условиях: тип эмульсии, параметр солюбилизации нефти, стабильность, вязкость.

Стабильность эмульсии в пластовых и поверхностных условиях существенно зависит от концентрации ПАВ, а также от состава нефти, пластовых вод и вытесняющих флюидов.

Полученные в работе зависимости показывают влияние уровня минерализации водной фазы и концентрации ПАВ в вытесняющем растворе на показатели образующейся эмульсии, что позволяет по характеристикам эмульсии определить область оптимальной минерализации и интервал концентраций ПАВ, обеспечивающих повышение нефтеотбора. Полученные данные показывают возможность прогноза области эффективности ASP- и SP-состава по характеристикам образующейся водонефтяной эмульсии.

Благодарность

Работа выполнена с использованием оборудования ЦКП «Рациональное природопользование и физико-химические исследования» Института химии Тюменского государственного университета. Выражаем благодарность Марине Лангер, представителю компании DataPhysics Instruments GmbH, за предоставленную возможность проведения исследований на анализаторе стабильности дисперсных систем MultiScan MS20.

Библиографический список

1. Abdulredha, M. M. Optimization of the demulsification of water in oil emulsion via non-ionic surfactant by the response surface methods / M. M. Abdulredha, S. A. Hussain, L. C. Abdulrah. – DOI 10.1016/j.petrol.2019.106463. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 184. – P. [1–18].
2. Alvarado, V. Enhanced oil recovery : An update review / V. Alvarado, E. Manrique. – DOI 10.3390/en3091529. – Direct text // Energies. – 2010. – Vol. 3, Issue 9. – P. 1529–1575.
3. West Salym ASP Pilot : Surveillance results and operational challenges / Y. Volokitin, M. Shuster, V. Karpan [et al.]. – Text : electronic // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, 16–18 October 2017. – URL: <https://doi.org/10.2118/187838-MS>. – Published: October, 16, 2017.
4. High Concentration Polymer Flooding is Successful / F. Yang, D. Wang, X. Yang [et al.]. – Text : electronic // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, 18–20 October 2004. – URL: <https://doi.org/10.2118/88454-MS>. – Published: October, 18, 2004.
5. A Pilot Test of High-Concentration Polymer Flooding to Further Enhance Oil Recovery / F. Yang, D. Wang, W. Wu [et al.]. – Text : electronic // SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 22–26 April 2006. – URL: <https://doi.org/10.2118/99354-MS>. – Published: April, 22, 2006.
6. Sheng, J. J. Modern chemical enhanced oil recovery : theory and practice / J. J. Sheng. – DOI 10.1016/c2009-0-20241-8. – Gulf Professional Publishing, 2011. – 620 p. – Direct text.
7. Fundamentals of Enhanced Oil Recovery / L. W. Lake, R. Johns, B. Rossen, G. Pope. – Society of Petroleum Engineers, 2014. – 496 p. – Direct text.
8. Dehghan, A. A. Evaluation of Chemicals Interaction with Heavy Crude Oil through Water/Oil Emulsion and Interfacial Tension Study / A. A. Dehghan, M. Masihi, S. Ayatollahi. – DOI: 10.1021/ef401361t. – Direct text // Energy & Fuels. – 2013. – Vol. 27, Issue 10. – P. 5852–5860.
9. Massarweh, O. The use of surfactants in enhanced oil recovery : A review of recent advances / O. Massarweh, A. S. Abushaikha. – DOI 10.1016/j.egyr.2020.11.009. – Direct text // Energy Reports. – 2020. – Issue 6. – P. 3150–3178.

10. Advances of spontaneous emulsification and its important applications in enhanced oil recovery process / Z. Li, D. Xu, Y. Yuan [et al.]. – DOI: 10.1016/j.cis.2020.102119. – Direct text // Advances in Colloid and Interface Science. – Vol. 277. – P. [1–17].
11. Bryan, J. Potential for Alkali-Surfactant Flooding in Heavy Oil Reservoirs Through Oil-in-Water Emulsification / J. Bryan, A. Kantzas. – DOI 10.2118/09-02-37. – Direct text // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2009. – Vol. 48, Issue 2. – P. 37–46.
12. Thomas, S. Micellar Flooding and ASP – Chemical Methods for Enhanced Oil Recovery / S. Thomas, S. M. Farouq Ali. – Text : electronic // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2001. – Vol. 40, Issue 2. – URL: <https://doi.org/10.2118/01-02-04>.
13. Screening of Microemulsion Properties for Application in Enhanced Oil Recovery / A. Bera, T. Kumar, K. Ojha, A. Mandal. – DOI 10.1016/j.fuel.2013.12.051. – Direct text // Fuel. – 2014. – Vol. 121. – P. 198–207.
14. Development of Surfactants for Chemical Flooding at Difficult Reservoir Conditions / J. R. Barnes, J. Smit, J. Smit [et al.]. – Text : electronic // SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 20–23 April 2008. – URL: <https://doi.org/10.2118/113313-MS>. – Published: April, 20, 2008.
15. Ghosh, P. Development of Surfactant-Polymer SP Processes for High Temperature and High Salinity Carbonate Reservoirs / P. Ghosh, H. Sharma, K. K. Mohanty. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, 24–26 September 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/191733-MS>. – Published: September, 24, 2018.
16. Characterization of Oil – Water Emulsion and Its Use in Enhanced Oil Recovery / A. Mandal, A. Samanta, A. Bera, K. Ojha. – DOI: 10.1021/ie101589x. – Direct text // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2010. – Vol. 49, Issue 24. – P. 12756–12761.
17. Saha, R. Influence of emulsification, interfacial tension, wettability alteration and saponification on residual oil recovery by alkali flooding / R. Saha, R. Uppaluri, P. Tiwari. – DOI 10.1016/j.jiec.2017.10.034. – Direct text // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 2018. – Vol. 59. – P. 286–296.
18. Zhu, Y. Y. Effects of Emulsification on Oil Recovery and Produced Liquid Handing in Chemical Combination Flooding / Y. Y. Zhu, M. Lei, Y. Zhang. – Text : electronic // SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 August 2015. – URL: <https://doi.org/10.2118/174569-MS>. – Published: August, 11, 2015.
19. Egbogah, E. O. Spontaneous emulsification aspect of enhanced oil recovery / E. O. Egbogah, R. A. Dawe. – DOI 10.1002/jctb.5040350307. – Direct text // Journal of Chemical Technology and Biotechnology. Chemical Technology. – 1985. – Vol. 35, Issue 3. – P. 132–144.
20. Winsor, P. A. Solvent properties of amphiphile compounds / P. A. Winsor. – London : Butterworth's Scientific Publications, 1954. – Direct text.
21. Phase behavior of branched tail ethoxylated carboxylate surfactant/electrolyte/alkane systems / M. Abe, R. S. Schechter, R. D. Selliah [et al.]. – DOI 10.1080/0193269708943599. – Direct text // Journal of Dispersion Science and Technology. – 1987. – Vol. 8, Issue 2. – P. 157–172.
22. Nakamae, M. The effects of alkyl chain lengths of sodium alkyl sulfates and n-alkanes on microemulsion formation / M. Nakamae, M. Abe, K. Ogino. – DOI 10.1016/0021-9797(90)90015-g. – Direct text // Journal of Colloid and Interface Science. – 1990. – Vol. 135, Issue 2. – P. 449–454.
23. Bera, A. Water Solubilization Capacity, Interfacial Compositions and Thermodynamic Parameters of Anionic and Cationic Microemulsions / A. Bera, K. Ojha, T. Kumar, A. Mandal. – DOI 10.1016/j.colsurfa.2012.04.013. – Direct text // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2012. – Vol. 404. – P. 70–77.
24. Healy, R. N. Multiphase Microemulsion Systems / R. N. Healy, R. L. Reed, D. G. Stenmark. – DOI 10.2118/5565-PA. – Direct text // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1976. – Vol. 16, Issue 3. – P. 147–160.
25. Results of alkaline-surfactant-polymer flooding pilot at West Salym field / Y. Volokitin, M. Shuster, V. Karpan [et al.]. – Text : electronic // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia 2018, Muscat, Oman, 26–28 March, 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/190382-MS>. – Published: March, 26, 2018.
26. Bera, A. Microemulsions : a novel approach to enhanced oil recovery : a review / A. Bera, A. Mandal. – DOI 10.1007/s13202-014-0139-5. – Direct text // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2014. – Vol. 5, Issue 3. – P. 255–268.

27. Identification and Evaluation of High-Performance EOR Surfactants / D. Levitt, A. Jackson, C. Heinson [et al.]. – DOI 10.2118/100089-PA. – Direct text // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2009. – Vol. 12, Issue 2. – P. 243–253.
28. Effects of Interfacial Tension, Emulsification, and Surfactant Concentration on Oil Recovery in Surfactant Flooding Process for High Temperature and High Salinity Reservoirs / C.-D. Yuan, W.-F. Pu, X.-C. Wang [et al.]. – DOI 10.1021/acs.energyfuels.5b01393. – Direct text // Energy & Fuels. – 2015. – Vol. 29, Issue 10. – P. 6165–6176.
29. Kokal, S. L. Crude Oil Emulsions : A State-Of-The-Art Review / S. L. Kokal. – DOI 10.2118/77497-PA. – Direct text // SPE Production & Facilities. – 2005. – Vol. 20, Issue 1. – P. 5–13.
30. Study on emulsification of Gudao crude oil asphaltene in polymer flooding / M.-R. Li, L.-Y. Lou, Y. Zhuang [et al.]. – Direct text // Special Oil & Gas Reservoirs. – 2007. – Vol. 5. – P. 76–79.
31. Zhang, L. J. Experimental simulation on displacement of oil film in porous media / L. J. Zhang, X. A. Yue, Y. Y. Sun. – Direct text // Petroleum Geology and Recovery Efficiency. – 2015. – Issue 6. – P. 80–84.
32. The effect of emulsification power and interfacial tension on displacement characteristics for displacement systems of heavy crude oil / J. J. Ge, D. F. Wang, G. C. Zhang, H. T. Liu. – Direct text // Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section). – 2009. – P. 690–696.
33. Fiori, M. Optimal Emulsion Design For The Recovery Of A Saskatchewan Crude / M. Fiori, S. M. F. Ali. – Text : electronic // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1991. – Vol. 30, Issue 2. – URL: <https://doi.org/10.2118/91-02-10>.
34. McAuliffe, C. D. Crude-Oil-Water Emulsions to Improve Fluid Flow in an Oil Reservoir / C. D. McAuliffe. – DOI 10.2118/4370-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1973. – Vol. 25, Issue 6. – P. 721–726.
35. The Generation, Stabilization and Migration Rules of Crude Oil Emulsion During the Process of Amphiphilic Polymer Flooding / Y. Li, Z. Li, H. Wu [et al.]. – Text : electronic // SPE Improved Oil Recovery Conference, 14–18 April 2006. – Tulsa, Oklahoma, USA, 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/190220-MS>. – Published: April, 14, 2018.
36. Emulsification of heavy crude oil in brine and its plugging performance in porous media / L. Yu, M. Dong, B. Ding, Y. Yuan. – DOI 10.1016/J.CES.2017.12.043. – Direct text // Chemical Engineering Science. – 2018. – Vol. 178. – P. 335–347.
37. Kumar, N. Surfactant Stabilized Oil-in-Water Nanoemulsion: Stability, Interfacial Tension, and Rheology Study for Enhanced Oil Recovery Application / N. Kumar, A. Mandal. – DOI 10.1021/acs.energyfuels.8b00043. – Direct text // Energy & Fuels. – 2018. – Vol. 32, Issue 6. – P. 6452–6466.

References

1. Abdulredha, M. M., Hussain, S. A., & Abdullah, L. C. (2020). Optimization of the demulsification of water in oil emulsion via non-ionic surfactant by the response surface methods. Journal of Petroleum Science and Engineering, (184), pp. [1-18]. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106463
2. Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced oil recovery: An update review. Energies, 3(9), pp. 1529–1575. (In English). DOI: 10.3390/en3091529
3. Volokitin, Y., Shuster, M., Karpan, V., Mikhaylenko, E., Koltsov, I., Rakitin, A.,... Podberezhny, M. (2017). West Salym ASP Pilot: Surveillance Results and Operational Challenges. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, October, 16-18, 2017. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/187838-MS>
4. Yang, F., Wang, D., Yang, X., Sui, X., Chen, Q., & Zhang, L. (2004). High Concentration Polymer Flooding is Successful. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Perth, Australia, October, 18-20, 2004. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/88454-MS>
5. Yang, F., Wang, D., Wu, W., Wu, J., Liu, W., Kan, C., & Chen, Q. (2006). A Pilot Test of High-Concentration Polymer Flooding to Further Enhance Oil Recovery. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, April, 22-26, 2006. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/99354-MS>

6. Sheng, J. J. (2011). Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice. Gulf Professional Publishing, 620 p. (In English). DOI: 10.1016/c2009-0-20241-8
7. Lake, L. W., Johns, R., Rossen, B., & Pope, G. (2014). Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers, 496 p. (In English).
8. Dehghan, A. A., Masihi, M., & Ayatollahi, S. (2013). Evaluation of Chemicals Interaction with Heavy Crude Oil through Water/Oil Emulsion and Interfacial Tension Study. Energy & Fuels, 27(10), pp. 5852-5860. (In English). DOI: 10.1021/ef401361t
9. Massarweh, O., & Abushaikha, A. S. (2020). The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances. Energy Reports, (6), pp. 3150-3178. (In English). DOI: 10.1016/j.egyr.2020.11.009
10. Li, Z., Xu, D., Yuan, Y., Wu, H., Hou, J., Kang, W., & Bai, B. (2020). Advances of spontaneous emulsification and its important applications in enhanced oil recovery process. Advances in Colloid and Interface Science, 277, pp. [1-17]. (In English). DOI: 10.1016/j.cis.2020.102119
11. Bryan, J., & Kantz, A. (2009). Potential for Alkali-Surfactant Flooding in Heavy Oil Reservoirs Through Oil-in-Water Emulsification. Journal of Canadian Petroleum Technology, 48(2), pp. 37-46. (In English). DOI: 10.2118/09-02-37
12. Thomas, S., & Farouq Ali, S. M. (2001). Micellar Flooding and ASP - Chemical Methods for Enhanced Oil Recovery. Journal of Canadian Petroleum Technology, 40(2). (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/01-02-04>
13. Bera, A., Kumar, T., Ojha, K., & Mandal, A. (2014). Screening of Microemulsion Properties for Application in Enhanced Oil Recovery. Fuel, 121, pp. 198-207. (In English). DOI: 10.1016/j.fuel.2013.12.051
14. Barnes, J. R., Smit, J., Smit, J., Shpakoff, G., Raney, K. H., & Puerto, M. (2008). Development of Surfactants for Chemical Flooding at Difficult Reservoir Conditions. SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, April, 20-23, 2008. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/113313-MS>
15. Ghosh, P., Sharma, H., & Mohanty, K. K. (2018). Development of Surfactant-Polymer SP Processes for High Temperature and High Salinity Carbonate Reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, September, 24-26, 2018. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/191733-MS>
16. Mandal, A., Samanta, A., Bera, A., & Ojha, K. (2010). Characterization of Oil - Water Emulsion and Its Use in Enhanced Oil Recovery. Industrial & Engineering Chemistry Research, 49(24), pp. 12756-12761. (In English). DOI: 10.1021/ie101589x
17. Saha, R., Uppaluri, R., & Tiwari, P. (2018). Influence of emulsification, interfacial tension, wettability alteration and saponification on residual oil recovery by alkali flooding. Journal of Industrial and Engineering Chemistry, 59, pp. 286-296. (In English). DOI: 10.1016/j.jiec.2017.10.034
18. Zhu, Y. Y., Lei, M., & Zhang, Y. (2015). Effects of Emulsification on Oil Recovery and Produced Liquid Handing in Chemical Combination Flooding. SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, August 2015. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/174569-MS>
19. Egbogah, E. O., & Dawe, R. A. (1985). Spontaneous emulsification aspect of enhanced oil recovery. Journal of Chemical Technology and Biotechnology. Chemical Technology, 35(3), pp. 132-144. (In English). DOI: 10.1002/jctb.5040350307
20. Winsor, P. A. (1954). Solvent properties of amphiphile compounds. London, Butterworth's Scientific Publications. (In English).
21. Abe, M., Schechter, R. S., Selliah, R. D., Sheikh, B., & Wade, W. H. (1987). Phase behavior of branched tail ethoxylated carboxylate surfactant/electrolyte/alkane systems. Journal of Dispersion Science and Technology, 8(2), pp. 157-172. (In English). DOI: 10.1080/01932698708943599
22. Nakamae, M., Abe, M., & Ogino, K. (1990). The effects of alkyl chain lengths of sodium alkyl sulfates and n-alkanes on microemulsion formation. Journal of Colloid and Interface Science, 135(2), pp. 449-454. (In English). DOI: 10.1016/0021-9797(90)90015-g
23. Bera, A., Ojha, K., Kumar, T., & Mandal, A. (2012). Water Solubilization Capacity, Interfacial Compositions And Thermodynamic Parameters of Anionic And Cationic Microemulsions. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 404, pp. 70-77. (In English). DOI: 10.1016/j.colsurfa.2012.04.013

24. Healy, R. N., Reed, R. L., & Stenmark, D. G. (1976). Multiphase Microemulsion Systems. Society of Petroleum Engineers Journal, 16(3), pp. 147-160. (In English). DOI: 10.2118/5565-PA
25. Volokitin, Y., Shuster, M., Karpan, V., Koltsov, I., Mikhaylenko, E., Bondar, M.,... Brewer, M. (2018). Results of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding Pilot at West Salym Field. SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Muscat, Oman, March, 26-28, 2018. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/190382-MS>
26. Bera, A., & Mandal, A. (2014). Microemulsions: a novel approach to enhanced oil recovery: a review. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 5(3), pp. 255-268. (In English). DOI: 10.1007/s13202-014-0139-5
27. Levitt, D., Jackson, A., Heinson, C., Britton, L. N., Malik, T., Dwarakanath, V., & Pope, G. A. (2009). Identification and Evaluation of High-Performance EOR Surfactants. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 12(2), pp. 243-253. (In English). DOI: 10.2118/100089-PA
28. Yuan, C.-D., Pu, W.-F., Wang, X.-C., Sun, L., Zhang, Y.-C., & Cheng, S. (2015). Effects of Interfacial Tension, Emulsification, and Surfactant Concentration on Oil Recovery in Surfactant Flooding Process for High Temperature and High Salinity Reservoirs. Energy & Fuels, 29(10), pp. 6165-6176. (In English). DOI: 10.1021/acs.energyfuels.5b01393
29. Kokal, S. L. (2005). Crude Oil Emulsions: A State-Of-The-Art Review. SPE Production & Facilities, 20(1), pp. 5-13. (In English). DOI: 10.2118/77497-PA
30. Li, M.-R., Lou, L.-Y., Zhuang, Y., Chu, Y.-L., & Jin, M.-J. (2007). Study on emulsification of Gudao crude oil asphaltene in polymer flooding. Special Oil & Gas Reservoirs, 5, pp. 76-79. (In English)
31. Zhang, L. J., Yue, X. A., & Sun, Y. Y. (2015). Experimental simulation on displacement of oil film in porous media. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, (6), pp. 80-84. (In English).
32. Ge, J. J., Wang, D. F., Zhang, G. C., & Liu, H. T. (2009). The effect of emulsification power and interfacial tension on displacement characteristics for displacement systems of heavy crude oil. Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section), pp. 690-696. (In English).
33. Fiori, M., & Ali, S. M. F. (1991). Optimal Emulsion Design For The Recovery Of A Saskatchewan Crude. Journal of Canadian Petroleum Technology, 30(2). (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/91-02-10>
34. McAuliffe, C. D. (1973). Crude-Oil-Water Emulsions to Improve Fluid Flow in an Oil Reservoir. Journal of Petroleum Technology, (25(06)), pp. 721-726. (In English). DOI: 10.2118/4370-PA.
35. Lu, Y., Li, Z., Wu, H., Jiang, J., Jiang, J., Hou, J.,..., Bai, B. (2018). The Generation, Stabilization and Migration Rules of Crude Oil Emulsion During the Process of Amphiphilic Polymer Flooding. SPE Improved Oil Recovery Conference. Tulsa, Oklahoma, USA, April, 14-18, 2018. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/190220-MS>
36. Yu, L., Dong, M., Ding, B., & Yuan, Y. (2018). Emulsification of heavy crude oil in brine and its plugging performance in porous media. Chemical Engineering Science, 178, pp. 335-347. (In English). DOI: 10.1016/J.CES.2017.12.043
37. Kumar, N., & Mandal, A. (2018). Surfactant Stabilized Oil-in-Water Nanoemulsion: Stability, Interfacial Tension, and Rheology Study for Enhanced Oil Recovery Application. Energy & Fuels, 32(6), pp. 6452-6466. (In English). DOI: 10.1021/acs.energyfuels.8b00043

Сведения об авторах

Турнаева Елена Анатольевна, к. х. н., заведующий сектором хроматографии и спектроскопии ЦКП «Рациональное природопользование и физико-химические исследования», Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Сидоровская Елизавета Андреевна, инженер ЦКП «Рациональное природопользование и физико-химические исследования», Тюменский государственный университет, г. Тюмень, e-mail: e.a.sidorovskaya@utmn.ru

Information about the authors

Elena A. Turnaeva, Candidate of Chemistry, Head of the Chromatography and Spectroscopy Sector, Research Resource Center "Natural Resource Management and Physico-Chemical Research", University of Tyumen

Elizaveta A. Sidorovskaya, Engineer, Research Resource Center "Natural Resource Management and Physico-Chemical Research", University of Tyumen, e-mail: e.a.sidorovskaya@utmn.ru

Адаховский Денис Сергеевич, аспирант кафедры органической и экологической химии, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Кикирева Екатерина Валерьевна, инженер ЦКП «Рациональное природопользование и физико-химические исследования», Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Третьяков Николай Юрьевич, к. х. н., директор ЦКП «Рациональное природопользование и физико-химические исследования», профессор кафедры органической и экологической химии, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Кольцов Игорь Николаевич, эксперт технологического офиса МУН, ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ — Технологические Партнерства», г. Санкт-Петербург

Волкова Светлана Станиславовна, к. х. н., заместитель директора ЦКП «Рациональное природопользование и физико-химические исследования», профессор кафедры органической и экологической химии, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Громан Андрей Андреевич, руководитель технологического офиса МУН, ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ — Технологические Партнерства», г. Санкт-Петербург

Denis S. Adakhovskij, Postgraduate at the Department of Organic and Ecological Chemistry, University of Tyumen

Ekaterina V. Kikireva, Engineer, Research Resource Center "Natural Resource Management and Physico-Chemical Research", University of Tyumen

Nikolai Yu. Tret'yakov, Candidate of Chemistry, Director of Research Resource Center "Natural Resource Management and Physico-Chemical Research", Professor at the Department of Organic and Ecological Chemistry, University of Tyumen

Igor N. Koltsov, Expert of EOR Technology Office, Gazpromneft — Technological Partnerships LLC, St. Petersburg

Svetlana S. Volkova, Candidate of Chemistry, Deputy Director of Research Resource Center "Natural Resource Management and Physico-Chemical Research", Professor at the Department of Organic and Ecological Chemistry, University of Tyumen

Andrey A. Groman, Head of EOR Technology Office, Gazpromneft — Technological Partnerships LLC, St. Petersburg

Исследование фактической информации по креплению скважин с применением машинного обучения и нейронных сетей

Д. В. Шаляпин^{1, 2}, Д. Л. Бакиров^{1, 2}, М. М. Фаттахов², А. Д. Шаляпина^{1*},
В. Г. Кузнецов¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инженеринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

*e-mail: shaljapinaad@tuuiu.ru

Аннотация. В отечественной и мировой практике, несмотря на применяемые и разрабатываемые меры по повышению качества крепления скважин, существует проблема возникновения негерметичности конструкции почти в 50 % законченных скважин. Исследование фактических данных с использованием классических методов статистического анализа (регрессионный и дисперсионные анализы) не позволяет моделировать процесс с достаточной точностью, что требует разработки нового подхода к изучению процесса крепления. Предлагается применение методов машинного обучения и нейросетевого моделирования для выявления наиболее значимых параметров и их синергетического воздействия на целевые переменные, влияющие на качество крепления скважин. Определены формулы, необходимые для перевода численных значений результатов акустической и гамма-гамма центрометрии в категориальные переменные для повышения качества вероятностных моделей. Сформирована база данных, состоящая из 93 параметров по 934 скважинам месторождений, расположенных в Западной Сибири. Проведен анализ результатов крепления эксплуатационных колонн горизонтальных скважин четырех стратиграфических сводов, установлены наиболее весомые переменные и закономерности их влияния на целевые показатели. На основании полученных результатов вычислительного эксперимента были сформулированы предложения, позволяющие повысить качество крепления скважин путем корректировки наиболее важных параметров.

Ключевые слова: крепь скважины; цементирование; нейронные сети; машинное обучение

Research of actual information on well casing using machine learning and neural networks

Denis V. Shalyapin^{1, 2}, Daniyar L. Bakirov^{1, 2}, Marsel M. Fattahov²,
Adelya D. Shalyapina^{1*}, Vladimir G. Kuznetsov¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: shaljapinaad@tuuiu.ru

Abstract. In domestic and world practice, despite the measures applied and developed to improve the quality of well casing, there is a problem of leaky structures in almost 50 % of completed wells. The study of actual data using classical methods of statistical analysis (regression and variance analyses) doesn't allow us to model the process with sufficient accuracy that requires the development

of a new approach to the study of the attachment process. It is proposed to use the methods of machine learning and neural network modeling to identify the most important parameters and their synergistic impact on the target variables that affect the quality of well casing. The formulas necessary for translating the numerical values of the results of acoustic and gamma-gamma cementometry into categorical variables to improve the quality of probabilistic models are determined. A database consisting of 93 parameters for 934 wells of fields located in Western Siberia has been formed. The analysis of fastening of production columns of horizontal wells of four stratigraphic arches is carried out, the most weighty variables and regularities of their influence on target indicators are established. Recommendations are formulated to improve the quality of well casing by correcting the effects of acoustic and gamma-gamma logging on the results.

Key words: well support; cementing; neural networks; machine learning

Введение

Нарушение целостности крепи скважины является актуальной проблемой в мировой практике строительства нефтяных и газовых скважин на суше и на море. Так, более 8 000 скважин в Мексиканском заливе, примерно 50 % скважин месторождения Белый Тигр и более 40 % эксплуатационных скважин в России имеют конструкцию крепи с нарушенной герметичностью, что становится причиной преждевременного коррозионного износа обсадных колонн, образования грифонов и неуправляемых фонтанов [1].

На устранение последствий возникновения негерметичности конструкции скважины тратится большое количество производственного времени компаний. Так, по оценкам экспертов, на сегодняшний день более 900 законсервированных и подлежащих ликвидации скважин в России имеют межколонные перетоки, на 3 600 подобных скважинах необходимо повторно проводить мероприятия по ликвидации, поскольку они представляют экологическую угрозу [2–4]. Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности»¹ при обнаружении заколонных перетоков эксплуатация скважины должна быть прекращена. Таким образом, повышение герметичности крепи скважины — задача, которую проблематично решить существующими технологиями [5, 6].

Для решения проблемы необходим комплексный подход, включающий в себя как натурные эксперименты, так и проведение статистического анализа для установления наиболее весомых факторов с целью их дальнейшей корректировки. Методы машинного обучения и нейросетевого моделирования получили широкое распространение в мировой практике анализа данных в нефтегазовой сфере (идентификация типа горной породы под долотом, прогноз возникновения осложнений и т. д.), поскольку показали эффективность в задачах с информацией, полученной от измерительных приборов, то есть с реальными данными, описание которых требует нахождения сложных взаимосвязей, не подчиняющихся линейным законам [7–9].

¹ Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности № 534: утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/573230594>.

Объект исследования

Объектом исследования является процесс крепления скважин.

Методика исследования

Для повышения точности математического моделирования процесса крепления скважин предлагается использовать новую методику, в основе которой — машинное обучение и нейронные сети. Для достижения этой цели использованы два метода машинного обучения: «Лес случайных решений» — нахождение наиболее важных параметров и определения их синергетического воздействия на качество крепления; а также метод Байеса для проведения анализа влияния каждой переменной на вероятность получения нужного результата [10]. Также предполагается применение двух типов нейронных сетей: сеть Кохонена для кластеризации общей базы данных, состоящей из месторождений, территориально расположенных в Западной Сибири, и сети прямого распределения для прогнозирования результатов крепления скважин. Данные средства математического анализа позволяют анализировать с высокой точностью фактическую информацию, изменения которой имеют вероятностный характер [11].

Этапы проведения анализа.

1. Перед началом проведения математических расчетов формируется база данных таким образом, чтобы количество рассматриваемых случаев было больше минимум в 10 раз, чем количество исследуемых факторов. После чего применяется алгоритм сетей Кохонена для кластеризации данных — разделения информации по объединяющим признакам (стратиграфия, целевые пласти, абсолютные глубины пластов и т. д.) [12].

2. После подготовки информации непрерывные целевые переменные переводятся в категориальный вид (табл. 1) и с помощью логических формул [13]. Необходимость в этом обуславливается наличием большого количества скважин с идентичным качеством цементирования.

Логическая формула для гамма-гамма каротажа:

- «повышенное» качество — однородное заполнение затрубного пространства больше 60 % по результатам селективного гамма-дефектомера-толщиномера (СГДТ);
- «удовлетворительное» качество — неоднородное заполнение затрубного пространства больше 50 % или процент неоднородного заполнения больше одностороннего по результатам СГДТ;
- «низкое» качество — одностороннее заполнение затрубного пространства больше 50 % или процент одностороннего заполнения больше неоднородного по результатам СГДТ.

3. Далее определяются наиболее важные параметры с помощью алгоритма «Лес случайных решений», после устанавливается их синергетическое воздействие на результат крепления скважины [14].

4. На следующем этапе используется метод Байеса для индивидуального анализа важных параметров путем установки необходимых величин апостериорных вероятностей исследуемых переменных.

5. После анализа входных параметров с помощью алгоритмов машинного обучения формируются рекомендации по их корректировке. Влияние измененных предикторов проверяется с помощью нейронных сетей прямого распределения [15].

Таблица 1

Критерии оценки качества крепления по результатам акустического каротажа

Показатель качества цементирования	Оценка	Примечание
Степень сцепления цементного камня с обсадной колонной и горными породами	$K_k > 0,6$	Качество крепления «Повышенное»
	$0,4 \leq K_k < 0,6$	Качество крепления «Удовлетворительное»
	$K_k < 0,2$	Качество крепления «Низкое»

Расчетная часть

В качестве примера применения предложенной методики рассмотрены данные 504 скважин Сургутского свода, полученные после кластеризации. В результате применения алгоритма «Лес случайных решений» установлены наиболее важные параметры, влияющие на результаты акустической и гамма-гамма цементометрии, которые являются оценочными геофизическими методами исследования скважин данного свода (табл. 2).

Таблица 2

Наиболее важные параметры

Акустическая цементометрия по оценке контакта с эксплуатационной колонной	Акустическая цементометрия по оценке контакта с горной породой	Гамма-гамма цементометрия
1. Длина скважины 2. Средний зенитный угол 3. Интервал стабилизации 4. Плотность бурового раствора 5. Вязкость бурового раствора 6. Время подготовки ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны 7. Фильтрация бурового раствора 8. Давление в конце продавки 9. Время спуска эксплуатационной колонны 10. Эксцентризитет скважины 11. Давление «СТОП»; 12. Зенитный угол входа в пласт 13. Пластовое давление 14. Давление при промывке перед спуском эксплуатационной колонны 15. Количество центраторов 16. pH бурового раствора 17. Расход бурового раствора при промывке 18. Фильтрация тампонажного раствора (ПЦТ) 19. Предел прочности на изгиб ПЦТ	1. Фильтрация бурового раствора 2. Глубина кондуктора 3. Давление в конце цементирования 4. Глубина скважины 5. Средний зенитный угол 6. pH бурового раствора 7. Время подготовки ствола скважины 8. Вязкость бурового раствора 9. Статическое напряжение сдвига (СНС) бурового раствора 10. Количество центраторов 11. Расход бурового раствора перед спуском 12. Плотность бурового раствора 13. Время спуска эксплуатационной колонны 14. Предел прочности на изгиб ПЦТ 15. Давление «СТОП»	1. Эксцентризитет 2. Длина скважины 3. Длина интервала стабилизации 4. Глубина кондуктора 5. Пластовое давление 6. Количество добавок в тампонажный раствор 7. Давление в конце промывки 8. Количество центраторов 9. Средний зенитный угол 10. Время подготовки ствола скважины 11. Зенитный угол входа в пласт 12. Вязкость бурового раствора 13. Давление «СТОП» 14. СНС бурового раствора 15. Время спуска эксплуатационной колонны 16. Плотность бурового раствора 17. pH бурового раствора 18. Давление промывки 19. Фильтрация тампонажного раствора

Установлено синергетическое воздействие путем построения «деревьев решений» (рис. 1), в основании которых лежат наиболее важные параметры.

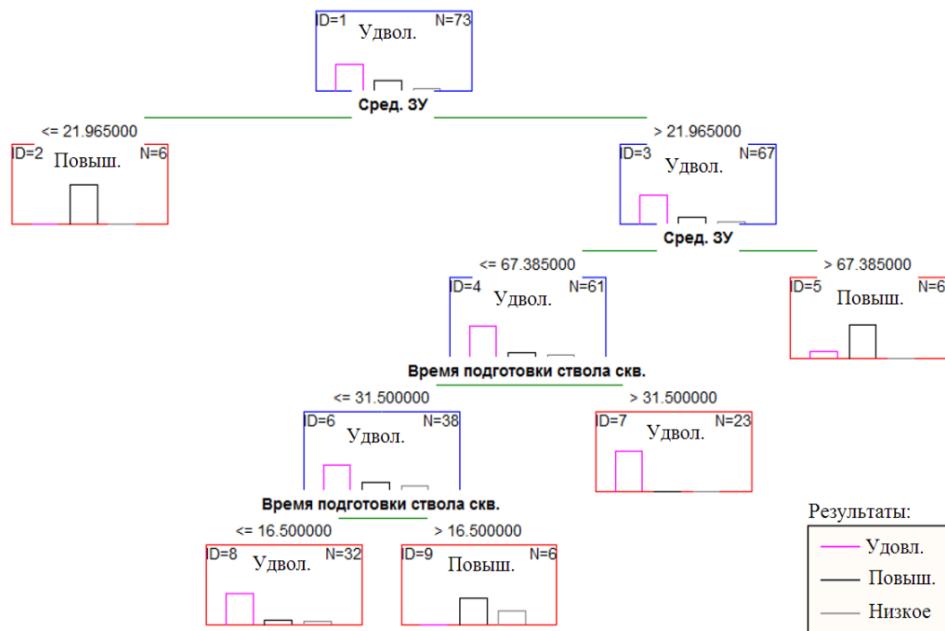


Рис. 1. Пример воздействия параметров на крепление скважины

Затем для анализа индивидуального влияния каждого фактора был применен Байесовский классификатор. В результате получены графики воздействия изменения переменных на вероятность получения необходимого результата [16, 17]. После определения наиболее важных параметров был применен Байесовский классификатор для анализа индивидуального влияния каждого предиктора, получены графики воздействия изменения переменных на вероятность получения необходимого результата [16, 17].

Например, результаты акустической цементометрии по оценке контакта цемента с эксплуатационной колонной принимают худшее значение при величине давления промывки, равного 7 МПа, повышение вероятности проведения качественного цементирования скважины происходит при увеличении давления выше 7 МПа (рис. 2).

В результате анализа воздействия важных параметров на результаты акустической цементометрии по оценке контакта с горными породами сортымской, георгиевской и васюганской свит Сургутского свода выявлено, например, что давление в конце цементирования имеет оптимальный интервал варьирования в пределах 6–16 МПа, выход за который влечет резкое уменьшение вероятности «Повышенного» результата (рис. 3).

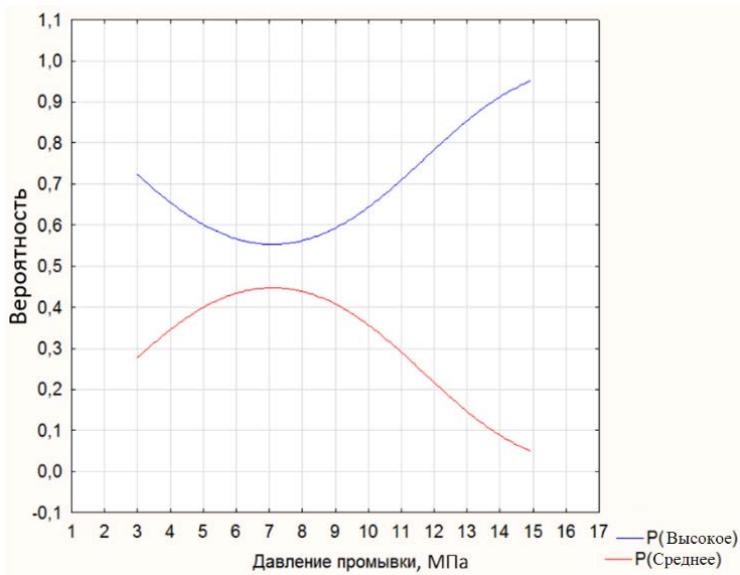


Рис. 2. Влияние давления промывки на результаты акустической цементометрии по оценке контакта с эксплуатационной колонной

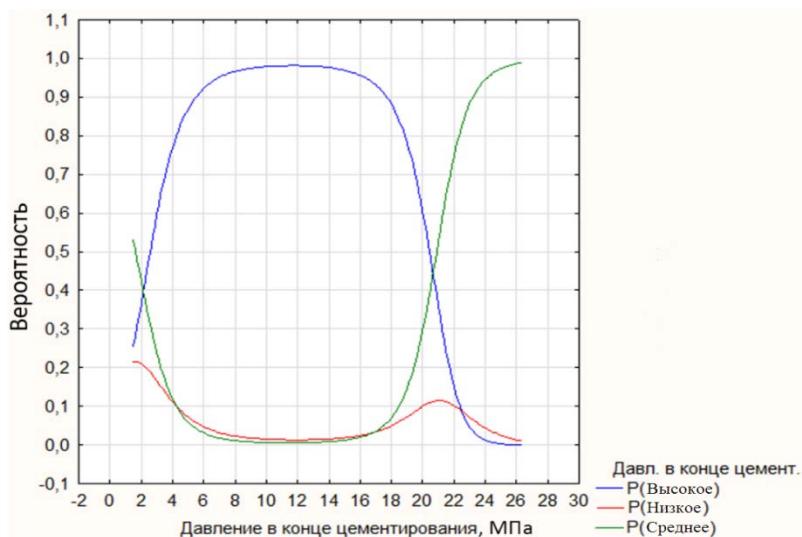


Рис. 3. Влияние давления в конце цементирования на результаты акустической цементометрии по оценке контакта с горной породой

Эксцентриситет эксплуатационной колонны является наиболее важным фактором, оказывающим влияние на селективный гамма-дефектомер-толщиномер [18]. Так, при величине значения эксцентриситета в интервале 0,12–0,14 достигается наибольшая вероятность «Повышенного» результата, дальнейшее увеличение показателя ведет к уменьшению вероятности «Повышенного» и «Удовлетворительного» результатов (рис. 4).

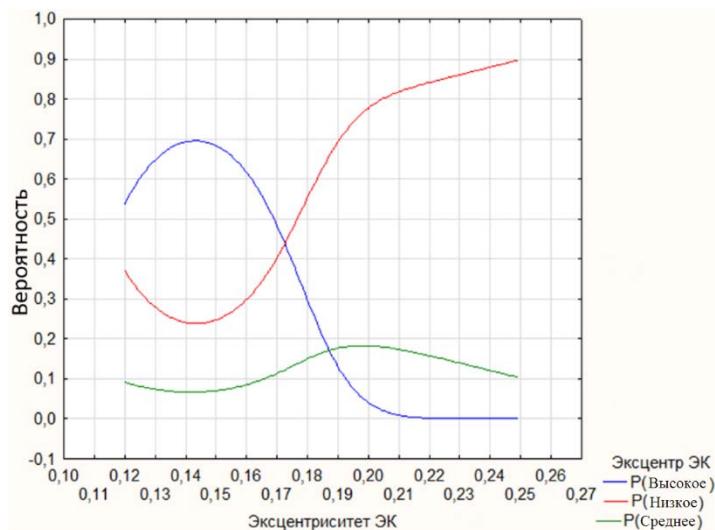


Рис. 4. Влияние эксцентризитета эксплуатационной колонны на результаты исследования селективного гамма-дефектомера-толщиномера

Далее были разработаны три нейросетевые модели для каждого геофизического исследования (табл. 2). Установлено, что наилучшей функцией ошибки является алгоритм кросс-энтропии (логарифмическая функция потерь), функцией активации скрытых нейронов — обратная гипербола, функцией активации выходных нейронов — логическая и экспоненциальная функции [19, 20].

Таблица 2

Параметры нейронных сетей

Название сети	Точность обучающей выборки	Точность тестовой выборки	Точность проверочной выборки	Функция ошибки	Функция активации скрытых нейронов	Функция активации выходных нейронов
Акустическая цементометрия по оценке контакта с эксплуатационной колонной	85,64	84,6	86,7	Кросс-энтропия	Обратная гипербола	Софтмакс
Акустическая цементометрия по оценке контакта с горной породой	86,87	85,29	88,23	Кросс-энтропия	Обратная гипербола	Софтмакс
Селективный гамма-дефектомер-толщиномер	86,01	90,00	86,67	Кросс-энтропия	Экспоненциальная	Экспоненциальная

Выводы

1. Разработан подход к анализу фактической информации, позволяющий описывать процесс крепления скважин с высокой точностью, что недостижимо использованием классических методов статистического анализа.

2. Определено, что алгоритм «Лес случайных решений» позволяет установить синергетическое воздействие входных параметров на качество крепления скважин. С помощью метода Байеса возможна точечная корректировка наиболее важных предикторов.

3. Разработаны формулы для перевода численных значений результатов акустической цементометрии и СГДТ в категориальные переменные для повышения качества моделирования процесса крепления скважин.

4. В результате применения разработанной методики сформулированы следующие общие выводы:

- Эксцентризитет оказывает существенное влияние на результаты радиоактивного плотностного каротажа. Снижение данного показателя ведет к повышению качества крепления по результатам СГДТ (оптимальное значение в интервале 0,1–0,25 ед.).

- При проектировании профиля скважины интервал стабилизации ствола скважины необходимо планировать в пределах 800–1 500 м.

- Увеличение зенитного угла на участке стабилизации до значений выше 45–50° увеличивает вероятность получения неудовлетворительного результата.

- Время спуска эксплуатационной колонны должно быть меньше 30 часов для улучшения контакта цементного камня с горной породой и с обсадной колонной.

- Зенитный угол входа в пласт оказывает положительное влияние при значениях в пределах 84–88°.

- Увеличение предела прочности ПЦТ на изгиб выше 7,6 МПа ведет к повышению качества крепления скважины.

На основании полученных выводов были сформулированы предложения по корректировке технологических параметров (геометрия ствола скважины, реология буровых и тампонажных растворов, время промывки и спуска обсадной колонны и др.) с целью повышения качества крепления:

- Общая протяженность скважины до точки входа в пласт должна проектироваться таким образом, чтобы максимальное значение было в интервале 3 300–3 600 м. Это позволит увеличить вероятность получения сплошной адгезии цементного камня с колонной и с горной породой на 10 %.

- Значение фильтрации бурового раствора было установлено в пределах 2–3 см³/30 мин, что уменьшило вероятность «Низкого» результата крепления скважины по результатам акустической цементометрии по оценке контакта цемента с эксплуатационной колонной до уровня 1–3 %.

- Вероятность получения «Удовлетворительного» результата вырастает до 50 % при количестве центраторов в количестве 55–65 шт. на скважину.

Библиографический список

1. Горбачева, О. А. Разработка и внедрение методов контроля и исследований скважин с межколонными давлениями на Астраханском ГКМ : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», 05.26.03 «Пожарная и промышленная безопасность (по отраслям)» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Горбачева Ольга Анатольевна ; ГУП Институт проблем транспорта энергоресурсов. – Уфа, 2012. – 26 с. – Место защиты : Институт проблем транспорта энергоресурсов. – Текст : непосредственный.
2. К вопросу оценки качества крепления скважин / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, М. М. Фаттахов, Г. Н. Грицай. – DOI 10.30713/0207-2351-2019-9(609)-10-13. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 9 (609). – С. 10–13.
3. Эффективность внедрения технологии строительства многозабойных скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, Л. С. Бондаренко [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 42–45.
4. Геомеханическое моделирование для решения задач строительства скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (на примере Ватьеганского месторождения) / Д. В. Малютин, Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин, Д. С. Святухов. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва : ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2016. – № 11. – С. 23–26.
5. Совершенствование технологии строительства боковых стволов с горизонтальным окончанием в сложных геолого-технических условиях / Д. Л. Бакиров, Г. В. Мазур, Э. В. Бабушкин [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-8-40-43. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 40–43.
6. Повышение устойчивости крепи скважины динамическому воздействию / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, М. М. Фаттахов [и др.]. – DOI 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-65-70. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 1. – С. 65–70.
7. Самсоненко, Н. В. Пути повышения качества крепления скважин / Н. В. Самсоненко. – Текст : непосредственный // Булатовские чтения : сборник статей. – Краснодар, 2020. – Т. 3 – С. 331–335.
8. Белоусов, Г. А. Особенности крепления наклонно направленных и горизонтальных стволов скважин / Г. А. Белоусов, Б. М. Скориков, И. В. Майгуров. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 4. – С. 47–50.
9. Николаев, Н. И. Повышение качества крепления скважин с горизонтальными участками / Н. И. Николаев, Е. В. Кожевников. – Текст : непосредственный // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое горное дело. – 2014. – Т. 3, № 11. – С. 29–37.
10. Data-driven model for the identification of the rock type at a drilling bit / N. Klyuchnikov, A. Zaytsev, A. Gruzdev [et al.]. – DOI 10.1016/j.petrol.2019.03.041. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 178. – P. 506–516.
11. Toward Drilling Automation : On the Necessity of Using Sensors That Relate to Physical Models / E. Cayeux, B. Daireaux, E. W. Dvergsnes, F. Florence. – DOI 10.2118/163440-PA. – Direct text // SPE Drilling & Completion. – 2014. – Vol. 29, Issue 02. – P. 236–255.
12. Chen, T. XGBoost : A scalable tree boosting system / T. Chen, C. Guestrin – Direct text // Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining. – 2016. – P. 785–794.
13. Downton, G. C. Challenges of Modeling Drilling Systems For the Purposes of Automation and Control / G. C. Downton. – DOI 10.3182/20120531-2-NO-4020.00054. – Direct text // IFAC Proceedings Volumes. – 2012. – Vol. 45, Issue 8. – P. 201–210.
14. Detournay, E. A phenomenological model for the drilling action of drag bits / E. Detournay, P. Defourny. – DOI 10.1016/0148-9062(92)91041-3. – Direct text // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics. – 1992. – Vol. 29, Issue 1. – P. 13–23.
15. Применение методов машинного обучения для повышения качества крепления скважин / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-5-81-93. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 5. – С. 81–93.

16. Шаляпин, Д. В. Перспективы разработки математической модели для повышения качества крепления скважин на месторождениях Западной Сибири / Д. В. Шаляпин, А. Д. Бакирова, В. Г. Кузнецов. – Текст : непосредственный // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири : материалы докладов Международной академической конференции. – Тюмень, 2020. – С. 142–146.
17. Шаляпин, Д. В. Разработка технологических решений по подготовке ствола скважины к цементированию и повышению качества крепления с использованием искусственного интеллекта для Пякяхинского месторождения / Д. В. Шаляпин, А. Д. Бакирова. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. – Томск, 2020. – С. 436–437.
18. Шаляпин, Д. В. Применение методов математического анализа для повышения качества крепления скважин / Д. В. Шаляпин, Э. В. Бабушкин, А. Д. Шаляпина. – Текст : непосредственный // Нефть и газ: технологии и инновации : материалы Национальной научно-практической конференции. В 3 томах / Отв. ред. Н. В. Гумерова. – Тюмень, 2020. – С. 107–110.
19. Шаляпин, Д. В. Разработка для Пякяхинского месторождения технологических решений по подготовке ствола скважины к цементированию и повышению качества крепления с использованием искусственного интеллекта / Д. В. Шаляпин, А. В. Щербаков, А. Д. Бакирова. – Текст : непосредственный // Булатовские чтения : сборник статей. Т. 3. – Краснодар, 2020. – С. 372–376.
20. Шаляпин, Д. В. Исследование и разработка технико-технологических решений по строительству скважин в условиях Большехетской впадины / Д. В. Шаляпин, А. Д. Бакирова, В. Г. Кузнецов. – Текст : непосредственный // Новые технологии — нефтегазовому региону : материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых : в 2 томах. Том 1 / Отв. ред. П. В. Евтин. – Тюмень, 2020. – С. 53–55.

References

1. Gorbacheva, O. A. (2012). Razrabotka i vnedrenie metodov kontrolya i issledovaniy skvazhin s mezhholonnymi davleniyami na Astrakhanskom GKM. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Ufa, 26 p. (In Russian).
2. Bakirov, D. L., Burdyga, V. A., Fattakhov, M. M., & Gritsay, G. N. (2019). To the problem of the assessment of wells cementing quality. Oilfield Engineering, (9), pp. 10-13. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2019-9(609)-10-13
3. Bakirov, D. L., Fattakhov, M. M., Bondarenko, L. S., Malyutin, D. V., & Bagaev, P. A. (2014). Technology implementation efficiency of construction of multilateral wells with horizontal ending at the fields of "LUKOIL-THE WESTERN SIBERIA, LTD.". Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (10), pp. 42-45. (In Russian).
4. Malyutin, D. V., Bakirov, D. L., Babushkin, E. V., & Svyatukhov, D. S. (2016). Geomechanical modeling to solve the problem of wells construction in LLC "LUKOIL-WESTERN SIBERIA" (on the example of Vategansky deposit). Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdeniy, (11), pp. 23-26. (In Russian).
5. Bakirov, D. L., Mazur, G. V., Babushkin, E. V., Bagaev, P. A., & Ovchinnikov, V. P. (2019). Improving technology of horizontal sidetracking in complicated geological-technical conditions. Oil Industry, (8), pp. 40-43. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-40-43
6. Bakirov, D. L., Burdyga, V. A., Fattakhov, M. M., Gritsay, G. N., & Antonov, V. V. (2020). Increase of a well cementing stability to dynamic influence. Oilfield Engineering, (1), pp. 65-70. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-65-70
7. Samsonenko, N. V. (2020). Ways to improve well attachment quality. Bulatovskie chteniya - Readings name of A. I. Bulatov, (3), pp. 331-335. (In Russian).
8. Belousov, G. A., Skorikov, B. M. & Maygurov, I. V. (2007). Osobennosti krepleniya naklonno napravlennykh i gorizontaльnykh stvolov skvazhin. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (4), pp. 47-50. (In Russian).
9. Nikolaev, N. I. & Kozhevnikov, E. V. (2014). Enhancing the cementing quality of the well with horizontal profile. Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo, 3(11), pp. 29-37. (In Russian).

10. Klyuchnikov, N., Zaytsev, A., Gruzdev, A., Ovchinnikov, G., Antipova, K., Ismailova, L., & Koroteev, D. (2019). Data-driven model for the identification of the rock type at a drilling bit. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (178), pp. 506-516. (In Russian). DOI: 10.1016/j.petrol.2019.03.041
11. Cayeux, E., Daireaux, B., Dvergsnes, E. W. W., & Florence, F. (2014). Toward Drilling Automation: On the Necessity of Using Sensors That Relate to Physical Models. *SPE Drilling & Completion*, 29(02), pp. 236-255. (In English). DOI: 10.2118/163440-PA
12. Chen, T. & Guestrin, C. (2016). XGBoost: A scalable tree boosting system. *Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining*, pp. 785-794. (In English). DOI: 10.1145/2939672.2939785
13. Downton, G. C. (2012). Challenges of Modeling Drilling Systems For the Purposes of Automation and Control. *IFAC Proceedings Volumes*, 45(8), pp. 201-210. (In English). DOI 10.3182/20120531-2-NO-4020.00054.
14. Detournay, E. & Defourny, P. (1992). A phenomenological model for the drilling action of drag bits. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 29(1), pp. 13-23. (In English). DOI: 10.1016/0148-9062(92)91041-3
15. Shalyapin, D. V., Bakirov, D. L., Fattakhov, M. M., Shalyapina, A. D., Melekhov, A. V., Sherbakov, A. V., & Kuznetsov, V. G. (2020). The applying of machine learning methods to improve the quality of well casing. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 81-93. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-5-81-93
16. Shalyapin, D. V., Bakirova, A. D., & Kuznetsov, V. G. (2020). Perspektivy razrabotki matematicheskoy modeli dlya povysheniya kachestva krepleniya skvazhin na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Sostoyanie, tendentsii i problemy razvitiya neftegazovogo potentsiala Zapadnoy Sibiri: materialy dokladov Mezhdunarodnoy akademicheskoy konferentsii, pp. 142-146. (In Russian).
17. Shalyapin, D. V. & Bakirova, A. D. (2020). Razrabotka tekhnologicheskikh resheniy po podgotovke stvola skvazhiny k tsementirovaniyu i povysheniyu kachestva krepleniya s ispol'zovaniem iskusstvennogo intellekta dlya Pyakyakhinskogo mestorozhdeniya. Problemy geologii i osvoeniya nefr: trudy XXIV Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M. A. Usova studentov i molodykh uchenykh, posvyashchennogo 75-letiyu Pobedy v Velikoy Otechestvennoy voyni, pp. 436-437. (In Russian).
18. Shalyapin, D. V. Babushkin, E. V. & Shalyapina, A. D. (2020). Primenenie metodov matematicheskogo analiza dlya povysheniya kachestva krepleniya skvazhin. Neft' i gaz: tekhnologii i innovatsii: materialy Natsional'noy nauchno-prakticheskoy konferentsii. V 3 tomakh, pp. 107-110. (In Russian).
19. Shalyapin, D. V., Shcherbakov, A. V. & Bakirova, A. D. (2020). Razrabotka dlya Pyakyakhinskogo mestorozhdeniya tekhnologicheskikh resheniy po podgotovke stvola skvazhiny k tsementirovaniyu i povysheniyu kachestva krepleniya s ispol'zovaniem iskusstvennogo intellekta. Bulatovskie chteniya - Readings name of A.I. Bulatov, 3, pp. 372-376. (In Russian).
20. Shalyapin, D. V., Bakirova, A. D., & Kuznetsov, V. G. (2020). Issledovanie i razrabotka tekhniko-tehnologicheskikh resheniy po stroyel'stu skvazhin v usloviyah Bol'shekhet'skoy vpadiny. Novye tekhnologii — neftegazovomu regionu : materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh: v 2 tomakh. Tom 1, pp. 53-55. (In Russian).

Сведения об авторах

Шаляпин Денис Валерьевич, аспирант, Тюменский индустриальный университет, инженер 2 категории управления мониторинга строительства скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Бакиров Даиняр Лябипович, к. т. н., и.о. заведующего базовой кафедры ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, заместитель директора филиала, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Information about the authors

Denis V. Shalyapin, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, Engineer of 2nd grade of the Well Construction Monitoring Department, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC

Daniyar L. Bakirov, Candidate of Engineering, Acting Head of the Basic Department of KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Assistant Director of Branch, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Фаттахов Марсель Масалимович,
начальник отдела буровых и тампонажных
растворов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-
Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»,
г. Тюмень

Шаляпина Аделя Данияровна, аспи-
рант, ассистент кафедры бурения нефтя-
ных и газовых скважин, Тюменский инду-
стриальный университет, г. Тюмень, e-mail:
shaljapinaad@tuuiu.ru

Кузнецов Владимир Григорьевич, д. т. н.,
профессор кафедры бурения нефтяных
и газовых скважин, Тюменский индустрис-
тальный университет, г. Тюмень

Marsel M. Fattahov, Head of the Depart-
ment of Drilling and Cement Muds,
KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-
Engineering LLC, Tyumen

Adelya D. Shalyapina, Postgraduate, As-
sist at the Department of Drilling Oil and
Gas Wells, Industrial University of Tyumen,
e-mail: *shaljapinaad@tuuiu.ru*

Vladimir G. Kuznetsov, Doctor of Engi-
neering, Professor at the Department of Drilling
Oil and Gas Wells, Industrial University
of Tyumen

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: 10.31660/0445-0108-2021-3-120-129

УДК 622.692

Экспериментальное исследование передачи энергии сверхвысокочастотного электромагнитного поля посредством погружного излучателя в нефтяную среду

**А. Ф. Секачёв^{1*}, В. В. Шалай¹, Ю. Д. Земенков², А. Ф. Фицнер³,
А. Е. Яковлев⁴**

¹Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

³АО «РН-Няганьнефтегаз», г. Нягань, Россия

⁴Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

*e-mail Seka4ev_andrei@mail.ru

Аннотация. Подведение теплоты в нефтяные среды, перекачиваемые системами трубопроводного транспорта, является одной из ключевых проблем нефтяной отрасли. В статье описан способ подведения теплоты в нефтесодержащие среды посредством энергии электромагнитного поля. Экспериментально показана возможность освобождения контактирующих с нефтешламом поверхностей под действием электромагнитных полей. Описаны конструкция и параметры биконического рупорного излучателя СВЧ электромагнитного поля, работающего на частоте 2 450 МГц. Описаны способ генерации энергии и передача ее в излучатель посредством коаксиального кабеля. Представлены результаты испытания излучателя в нефти, помещенной в оптически прозрачный и радионепроницаемый двухстеночный бак. Конструкция стендов позволяет безопасно для наблюдателя исследовать тепловой процесс при помощи тепловизора. Установка позволила нагреть 7 литров нефти на 15 °C за 12 минут.

Ключевые слова: нефтяные среды; электромагнитное поле; биконический рупорный излучатель; разжижение

Experimental study of the transmission of energy of a microwave electromagnetic field into the oil environment employing a submersible emitter

**Andrei F. Sekachev^{1*}, Viktor V. Shalai¹, Yuri D. Zemenkov²,
Artyom F. Fitzner³, Alexey E. Yakovlev⁴**

¹Omsk State Technical University, Omsk, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

³RN-Nyaganneftegaz JSC, Nyagan, Russia

⁴KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia

*e-mail Seka4ev_andrei@mail.ru

Abstract. The supply of heat to oil media pumped by pipeline transport systems is one of the main problems in the oil industry. The article describes a method for supplying heat to oil-containing media using the energy of an electromagnetic field. The possibility of releasing surfaces in contact with oil sludge under the influence of electromagnetic fields has been shown by experiment. We describe the design and parameters of a biconical horn radiator of a microwave electromagnetic field operating at a frequency of 2 450 MHz. A method for generating energy and transmitting it to the emitter by means of a coaxial cable is shown. Testing the emitter in oil placed in an optically transparent and radio-tight double-walled tank is presented. The design of the stand allows us to safely examine the thermal process using a thermal imager. The installation made it possible to heat 7 liters of oil at 15 °C in 12 minutes.

Key words: oil environments; electromagnetic field; biconical horn radiator; liquefaction

Введение

Термодинамические процессы нефтяных сред, перекачиваемых системами трубопроводного транспорта, представляют собой обширную область научных знаний. В частности, разогрев и разжижение нефтяных шламов являются ключевой задачей процессов переработки и утилизации большинства существующих и разрабатываемых методов.

Наглядный результат сверхвысокочастотного (СВЧ) воздействия на нефтешлам демонстрирует простой опыт (рис. 1). Образец сформированной массы нефтешлама, собранного в процессе очистки резервуара, был размещен на куске краски, взятой с внутренней поверхности резервуара. Уклон плоскости к горизонту составлял 1°. Шероховатость поверхности идентична и полностью моделирует шероховатость поверхности стенок резервуара. Под действием СВЧ излучения спустя несколько минут образец расплавился, и масса стекла вниз по уклону.



Rис. 1. Стекание нефтяного шлама

Возможность освобождения контактирующих с нефтешламом поверхностей под действием электромагнитных (ЭМ) полей совместно с ультра-

звуковым воздействием [1, 2], химическим [3] или биохимическим воздействием [4] представляет собой перспективное направление.

Процесс подогрева нефтяного шлама электромагнитным полем обеспечивает объемное выделение в нем тепла, что способствует равномерному распределению температуры в среде. Такая особенность процесса представляется перспективным вектором развития технологий с использованием биологически активных компонентов [5], где необходимы положительные температуры.

В работе [6] сравниваются тепловые и электромагнитные способы нагрева нефтяных сред. В статье [7] была обоснована возможность применения электромагнитного поля высокой частоты для переработки нефешламов, представляющих собой сверхустойчивые водонефтяные эмульсии. По отношению к электромагнитному полю данная среда является слабопроводящим диэлектриком, который будет нагреваться в ЭМ поле за счет слабой проводимости [8].

Процесс удаления шлама нефтепродуктов в хранилищах представляется трудоемким и небезопасным. Для снижения трудоемкости предлагается разжижать шлам путем его нагрева электромагнитным полем сверхвысоких частот. В этом случае нагрев идет не с поверхности путем конвекционного прогрева, а в объеме на глубину проникновения поля СВЧ. С этой целью предлагается рассмотреть возможность нагрева с помощью ряда расположенных по площади резервуара излучателей СВЧ энергии, опускаемых сверху на поверхность шлама, либо установленных вручную через люк-лазы проектируемого резервуара [9].

Важнейшей областью применения СВЧ является трубопроводный транспорт. В данной области ЭМ поля исследуются для изменения вязкости и расплавления асфальтосмолопарфиновых отложений на стенах трубопроводов.

В работе [10] проведено моделирование расплавления твердой пробки в трубопроводе. Показано, что благодаря неравномерности температуры в поперечном сечении разрушение пробки ЭМ полем может произойти до ее полного растворения. Обоснован концепт «СВЧ скребка», способного иметь большую скорость прохождения по трубопроводу.

В ряде случаев невозможно или нецелесообразно использовать беспрерывный режим работы генератора ЭМ поля. В [11] определено максимально допустимое время простоя генератора, позволяющее достигнуть полного проплавления пробки.

В [12] показано, что проплавление твердой пробки длиной 12 м в нефтепроводе диаметром 0,72 м может быть целесообразно при использовании источника с мощностью более 10 кВт.

В [13] исследовано изменение вязкости парафинистой нефти в СВЧ поле. Авторы полагают, что снижение вязкости вызвано разрушением возбужденных структурных образований в неньютоновской нефти.

Для районов Крайнего Севера в [14] предложена СВЧ технология защиты трубопровода от закупорок при транспортировке вязких жидкостей. В основу положено введение в трубопровод компактного волновода в виде полосковой линии передач. Кроме того, такой подход может позволить контролировать температуру перекачиваемой жидкости.

Эффективность электротермического, так же как и чисто термического способа снижения вязкости, в значительной степени зависит от температуры обработки [15]. При повышении температуры до определенного значения асфальтены уже не в полной мере сольватируются смолами и адсорбируются на других коллоидных частицах, в том числе на микрокристаллах парафинов, образуя прочные пространственные структуры. Однако при более высокой температуре достигается расплавление парафинов, что делает невозможным вышеописанный процесс. Для образца нефти с содержанием асфальтенов 7,7 и парафинов 4,32 % снижение критической температуры обработки при термоагреве и СВЧ нагреве снижается с 60 до 50 °С.

В [16] описан эксперимент по СВЧ воздействию на нефть Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. После 1 минуты СВЧ обработки динамическая вязкость уменьшилась в 2,5 раза с 7 258 до 2 936 мПа·с. При продолжительности воздействия 2 минуты вязкость уменьшилась на порядок с 3 623 до 316 мПа·с.

Изменения микроструктуры нефти почти необратимы, и новые параметры остаются стабильными по меньшей мере около двух месяцев [17]. СВЧ воздействие приводит к разрыву молекулярных связей длинных алкановых цепей или ароматических фрагментов в надмолекулярных структурах, обусловленных пи-взаимодействиями [17]. Это ведет к увеличению содержания ароматических и алкановых молекул меньшей молекулярной массы в дисперсионной среде.

В железнодорожном транспорте углеводородов СВЧ энергетика нашла применение при разжижении для слива тяжелых нефтей. В [18] показано, что в зимнее время потери тепловой энергии, обусловленные теплообменом оболочки цистерны с окружающей средой, сокращаются с 30 до 10 %.

Для решения задачи непрерывного контроля параметров объекта обработки может быть предложено применение СВЧ резонансных датчиков на основе направляющих структур с введенными периодическими неоднородностями, позволяющих контролировать диэлектрическую проницаемость твердых и жидких сред [19].

В [20] описано применение СВЧ энергии для нагрева жидкости в потоке, а в [21] предложена согласованная краевая задача электродинамики, теплопроводности и гидравлики, позволяющая провести расчет рабочей камеры лучевого типа методической СВЧ электротермической установки, работающей в ламинарном режиме. Показан порядок расчета транспортного канала КЛТ с учетом изменения вязкости и скорости потока, определен порядок проектирования установки.

Проведены результаты, показывающие большую эффективность высокочастотного электромагнитного метода нагрева нефти в трубопроводе по сравнению с резистивным методом в динамическом режиме [22]. На основе проведенных исследований разработан промысловый высокочастотный электромагнитный способ нагрева высоковязкой нефти в трубопроводах. Даны результаты расчетов мощности промышленного генератора на основе материалов лабораторных исследований.

Объект и методы исследования

Несмотря на большой интерес к данному направлению широкое его использование для нагрева нефтяных сред сдерживается отсутствием фунда-

ментальных исследований проникновения СВЧ излучения в этих средах, возможностей существующей СВЧ техники для реализации данного процесса. Поэтому объектом исследования являются реологические характеристики нефтяной среды, хранимой и транспортируемой системами трубопроводного транспорта, подвергнутой электромагнитному сверхвысокочастотному облучению.

Предметом исследования является термодинамический процесс передачи СВЧ энергии ЭМ поля в нефтяную среду, непосредственно внутри резервуаров и емкостей для хранения углеводородов, используемых в системах трубопроводного транспорта.

Постановка эксперимента

Изучение применимости технологии СВЧ электромагнитного воздействия на нефть и нефтешламы проводилось на сконструированном экспериментальном макете, функциональном в масштабе по мощности и объему нефтешлама, состоящем из излучателя, источника СВЧ энергии, коаксиального кабеля и емкости.

Биконическая антенна, являющаяся излучателем, представленная на рисунке 2, имела высоту 5 см и помещалась во фторопластовый диэлектрик из Ф-4, для исключения непосредственного контакта с нефтяной средой.



Рис. 2. Биконическая антенна

Емкость состояла из стеклянного бака диаметром 30 см, высотой 30 см и помещенного в него сетчатого экрана с характерным размером ячейки 6 мм. Описанная система заполнялась далее исследуемой средой (рис. 3) в количестве $V = 7$ л.

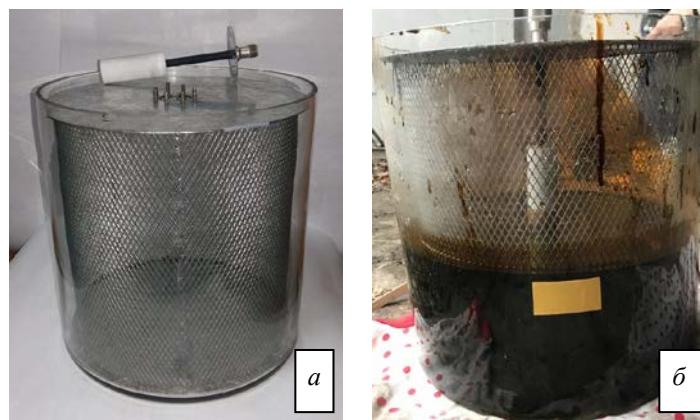


Рис. 3. Радионепроницаемый цилиндр в емкости:
а) пустой; б) наполненный нефтью и нефтешламом

СВЧ установка, питающая излучатель, представленная на рисунке 4, состоит из генератора СВЧ излучения — магнетрона на 2 450 МГц с максимальной мощностью 700 Вт, короткозамыкателя, преобразующего поток электромагнитного поля волновода в коаксиальный кабель, систем питания и охлаждения.

Установка не имела дополнительных устройств поглощения энергии (развязка Фарадея и т. п.). Нагрев короткозамыкателя не наблюдался. Были зафиксированы незначительные потери тепловой энергии в разъемах, измерение которых не проводилось. В установке использовался кабель марки РК-50-13-17 длиной 3 метра с коэффициентом затухания $\alpha_{\text{каб}} = 0,5 \text{ dB / m}$. КСВ биконического рупорного излучателя, измеренный векторным анализатором СВЧ цепей, составил 1,5, что соответствует потере мощности 4 %. Мощность, подводимая в среду, составляла $N = 400 \text{ Вт}$.



Рис. 4. Установка генерации СВЧ энергии

Результаты

С помощью данного макета был проведен эксперимент по нагреву нефтяной среды. Результаты были зафиксированы тепловизором FLIR E60 (рис. 5).

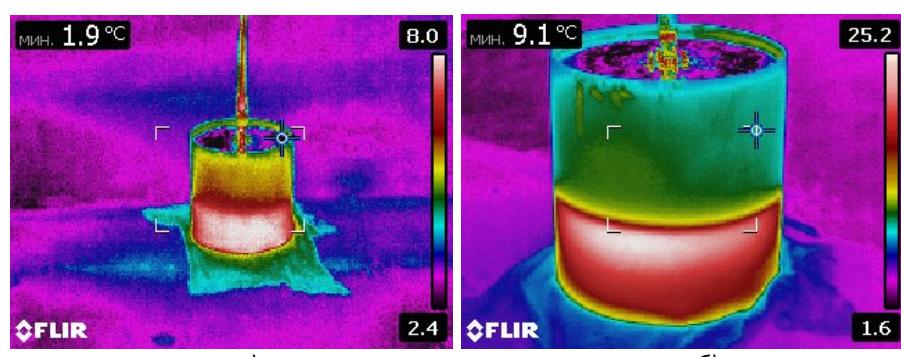


Рис. 5. Распределение температуры в среде:
а) до включения установки; б) спустя 12 минут работы установки

Начальная температура среды составляла 8 °C. Спустя $t = 12$ минут работы установки температура верхнего слоя среды повысилась на 17 °C и составила ≈ 25 °C. Температура нижнего слоя составила 19 °C. Среда подвергалась механическому перемешиванию.

На рисунке 6 представлены средние значения температур по результатам эксперимента в зависимости от времени.

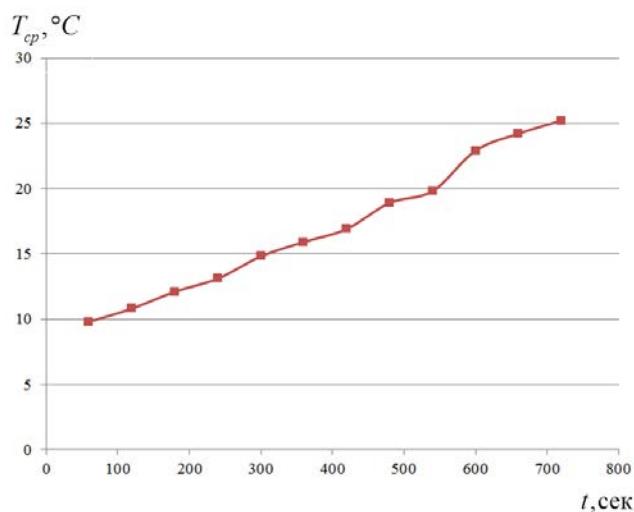


Рис. 6. Средние значения температур нефтяной среды

Выводы

Из полученных результатов можно заключить, что передача энергии СВЧ ЭМ поля в нефтяные среды, транспортируемые системами трубопроводного транспорта, возможна посредством погружного излучателя ЭМ поля СВЧ. Данный подход может быть реализован на основе биконического рупорного излучателя. Причем генератор СВЧ энергии может быть расположен на значительном расстоянии от излучателя, работающего в нефтяной среде.

Библиографический список

1. Effect of frequency on ultrasound-assisted centrifugal dewatering of petroleum sludge / F. Mao, X. Han, Q. Huang [et al.]. – DOI 10.1080/07373937.2016.1144611. – Direct text // Drying Technology. – 2016. – Vol. 34, Issue 16. – P. 1948–1956.
2. Effects of ultrasound on oily sludge deoiling / N. Xu, W. Wang, P. Han, X. Lu. – DOI 10.1016/j.jhazmat.2009.06.091. – Direct text // Journal of Hazardous Materials. – 2009. – Vol. 171, Issue 1–3. – P. 914–917.
3. Treatment of Daqing oily sludge by thermochemical cleaning method / M. Duan, X. Wang, S. Fang [et al.]. – DOI 10.1016/j.colsurfa.2018.06.046. – Direct text // Colloids and Surfaces A : Physicochemical and Engineering Aspects. – 2018. – Vol. 554. – P. 272–278.
4. Integrated interrogation of causes of membrane fouling in a pilot-scale anoxic-oxic membrane bioreactor treating oil refinery wastewater / O. K. Abass, F. Fang, M. Zhuo, K. Zhang. – DOI 10.1016/j.scitotenv.2018.06.049. – Direct text // Science of The Total Environment. – 2018. – Vol. 642. – P. 77–89.

5. Oil recovery from tank bottom sludge using rhamnolipids / C. Liu, Y. Zhang, S. Sun [et al.]. – DOI 10.1016/j.petrol.2018.06.031. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 170. – P. 14–20.
6. Taheri-Shakib, J. Experimental investigation of comparing electromagnetic and conventional heating effects on the unconventional oil (heavy oil) properties : Based on heating time and upgrading / J. Taheri-Shakib, A. Shekarifard, H. Naderi. – DOI 10.1016/j.fuel.2018.04.141. – Direct text // Fuel. – 2018. – Vol. 228. – P. 243–253.
7. Ковалева, Л. А. Об эффективности утилизации нефтяных шламов высокочастотным электромагнитным полем / Л. А. Ковалева, Р. З. Миннигалимов, Р. Р. Зиннатуллин. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело : электронный научный журнал. – 2008. – № 1. – URL: <http://ogbus.ru/article/view/ob-effektivnosti-utilizacii-neftyanyx-shlamov-vysokochastotnym-elektromagnitnym-polem>.
8. Электрофизика нефтегазовых систем / Ф. Л. Саяхов, Л. А. Ковалева, А. Д. Галимбеков, А. М. Хайдар. – Текст : непосредственный. – Уфа : Башкирский государственный университет, 2003. – 190 с.
9. Разработка СВЧ модуля для разжижения нефтешлама / А. Ф. Секачев, В. П. Кисмерешкин, А. Е. Яковлев [и др.]. – Текст : непосредственный // Трубопроводный транспорт углеводородов : материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Омск, 28–29 сентября 2017 года. – Омск : Омский государственный технический университет, 2017. – С. 125–128.
10. Абдуллина, В. А. Расплавление твердых отложений в трубопроводах движущимся источником электромагнитного поля / В. А. Абдуллина, М. А. Фатыхов. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело : электронный научный журнал. – 2012. – № 6. – С. 60–68. – URL: <http://ogbus.ru/article/view/rasplavlenie-tverdyx-otlozhennij-v-truboprovodax-dvizhushchimsya-istochnikom-elektromagnitnogo-polya>.
11. Нагрев и плавление асфальтопарафиновых пробок в оборудовании нефтяных скважин при периодическом режиме работы высокочастотного источника электромагнитного излучения / В. А. Балакирев, Г. В. Сотников, Ю. В. Ткач, Т. Ю. Яценко. – Текст : непосредственный // Прикладная механика и техническая физика. – 2001. – Т. 42. – № 4 (248). – С. 136–144.
12. ВЧ метод устранения парафиновых пробок в оборудовании нефтяных скважин и нефтепроводах / В. А. Балакирев, Г. В. Сотников, Ю. В. Ткач, Т. Ю. Яценко. – Текст : непосредственный // Электромагнитные явления. – 1998. – Т. 4. – С. 552–560.
13. Regulation of the rheological properties of paraffin-base crudes with a high-frequency electromagnetic field / R. N. Shiryaeva, F. L. Sayakhov, F. K. Kudasheva [et al.]. – DOI 10.1023/A:1014262610098. – Direct text // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2001. – Vol. 37, Issue 6. – P. 407–409.
14. Морозов, Н. Н. Разработка СВЧ-технологии защиты трубопровода от закупорок при транспортировке вязких жидкостей / Н. Н. Морозов. – Текст : непосредственный // Вестник МГТУ. Труды Мурманского государственного технического университета. – 2013. – Т. 16. – № 1. – С. 135–136.
15. Ковалева, Л. А. К исследованию влияния температуры обработки на конечную вязкость нефтяных сред / Л. А. Ковалева, Р. Р. Зиннатуллин, Р. Р. Шайхисламов. – Текст : непосредственный // Теплофизика высоких температур. – 2010. – Т. 48, № 5. – С. 796–798.
16. Влияние СВЧ-воздействия на изменение вязкости высоковязких тяжелых нефтей / А. Ю. Леонтьев, О. Ю. Полетаева, Э. Р. Бабаев, П. Ш. Мамедова. – Текст : непосредственный // Нефтегазохимия. – 2018. – № 2. – С. 25–27.
17. Рачевский, Б. С. Высоковязкая тяжелая нефть — альтернатива традиционной нефти / Б. С. Рачевский, Цао Бо. – Текст : непосредственный // Транспорт на альтернативном топливе. – 2015. – № 6 (48). – С. 40–45.
18. Применение СВЧ- и ИК-излучения для повышения эффективности слива тяжелых нефтей / Е. К. Галанов, Е. К. Яковенко, М. К. Филатов, Ю. А. Кытин. – Текст : непосредственный // Известия Петербургского университета путей сообщения. – 2006. – № 2 (7). – С. 118–123.
19. Методы и средства управления и контроля процессами СВЧ нагрева в нефтяной отрасли / Г. А. Морозов, В. И. Анфиногентов, О. Г. Морозов [и др.]. – Текст : непосредственный // 26-я Международная Крымская конференция «СВЧ-техника и телекоммуникационные технологии» (КрыМиКо'2016) : материалы конференции в 13 томах, Севастополь, 04–10 сентября 2016 года. – Севастополь : Севастопольский государственный университет, 2016. – С. 59–69.

20. Юдина, В. О. Применение СВЧ энергии для нагрева жидкости в потоке / В. О. Юдина, Ю. С. Архангельский. – Текст : непосредственный // Вопросы электротехнологии. – 2019. – № 1 (22). – С. 22–34.
21. Архангельский, Ю. С. Проектирование методической СВЧ электротермической установки для нагрева жидкости в потоке при ламинарном течении / Ю. С. Архангельский, В. О. Юдина. – Текст : непосредственный // Вопросы электротехнологии. – 2019. – № 2 (23). – С. 5–12.
22. Лабораторные исследования нагрева высоковязких нефтей в трубопроводах высокочастотным электромагнитным полем / Л. А. Ковалева, Р. Р. Зиннатуллин, М. Д. Валеев [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 2. – С. 82–85. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-2-82-85.

References

1. Mao, F., Han, X., Huang, Q., Yan, J., & Chi, Y. (2016). Effect of frequency on ultrasound-assisted centrifugal dewatering of petroleum sludge. *Drying Technology*, 34(16), pp. 1948-1956. (In English). DOI: 10.1080/07373937.2016.1144611
2. Xu, N., Wang, W., Han, P., & Lu, X. (2009). Effects of ultrasound on oily sludge deoiling. *Journal of Hazardous Materials*, 171(1-3), pp. 914-917. (In English). DOI: 10.1016/j.jhazmat.2009.06.091
3. Duan, M., Wang, X., Fang, S., Zhao, B., Li, C., & Xiong, Y. (2018). Treatment of Daqing oily sludge by thermochemical cleaning method. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 554, pp. 272-278. (In English). DOI: 10.1016/j.colsurfa.2018.06.046
4. Abass, O. K., Fang, F., Zhuo, M., & Zhang, K. (2018). Integrated interrogation of causes of membrane fouling in a pilot-scale anoxic-oxic membrane bioreactor treating oil refinery wastewater. *Science of The Total Environment*, 642, pp. 77-89. (In English). DOI: 10.1016/j.scitotenv.2018.06.049
5. Liu, C., Zhang, Y., Sun, S., Huang, L., Yu, L., Liu, X,... Zhang, Z. (2018). Oil recovery from tank bottom sludge using rhamnolipids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 170, pp. 14-20. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2018.06.031
6. Taheri-Shakib, J., Shekarifard, A., & Naderi, H. (2018). Experimental investigation of comparing electromagnetic and conventional heating effects on the unconventional oil (heavy oil) properties: Based on heating time and upgrading. *Fuel*, 228, pp. 243-253. (In English). DOI: 10.1016/j.fuel.2018.04.141
7. Kovaleva, L. A., Minnigalimov, R. R., & Zinnatullin, R. R. (2008). Ob effektivnosti utilizatsii neftyanykh shlamov vysokochastotnym elektromagnitnym polem. *Oilfield Engineering*, (1). (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/article/view/ob-effektivnosti-utilizacii-neftyanyx-shlamov-vysokochastotnym-elektromagnitnym-polem>
8. Sayakhov, F. L., Kovaleva, L. A., Galimbekov, A. D., & Khaydar, A. M. (2003). Elektrofizika neftegazovykh sistem. Ufa, Bashkir State University Publ., 190 p. (In Russian).
9. Sekachev, A. F., Kismereshkin, V. P., Yakovlev, A. E., Ficner, A. F., & Matveev, A. V. (2017). Razrabotka SVCH modulya dlya razzhizheniya nefteshlama. Truboprovodnyy transport uglevodorofov : materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem, Omsk, September, 28-29, 2017. Omsk, Omsk State Technical University Publ., pp. 125-128. (In Russian).
10. Abdullina, V. A., & Fatykhov, M. A. (2012). Fusion of firm depositions in pipelines by the electromagnetic field moving source. *Oilfield Engineering*, (6), pp. 60-68. (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/article/view/rasplavlenie-tverdyx-otlozhenij-v-truboprovodax-dvizhushhim-sya-istochnikom-elektromagnitnogo-polja>
11. Balakirev, V. A., Sotnikov, G. V., Tkach, Yu. V., & Yatsenko, T. Yu. (2001). Nagrev i plavlenie asfal'toparafinovykh probok v oborudovanii neftyanykh skvazhin pri periodicheskem rezhime raboty vysokochastotnogo istochnika elektromagnitnogo izlucheniya. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 42(4(248)), p. 136-144. (In Russian).
12. Balakirev, V. A., Sotnikov, G. V., Tkach, Yu. V., & Yatsenko, T. Yu. (1998). VCh metod ustraneniya parafinovykh probok v oborudovanii neftyanykh skvazhin i nefteprovodakh. *Elektromagnitnye yavleniya*, 4, pp. 552-560. (In Russian).

13. Shiryaeva, R. N., Sayakhov, F. L., Kudasheva, F. K., Kovaleva, L. A., & Gimaev, R. N. (2001). Regulation of the Rheological Properties of Paraffin-Base Crudes with A High-Frequency Electromagnetic Field. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 37(6), pp. 407-409. (In Russian). DOI: 10.1023/A:1014262610098
14. Morozov, N. N. (2013). Razrabotka SVCH-tehnologii zashchity truboprovoda ot zakupork pri transportirovke vyazkikh zhidkostey. *Vestnik of MSTU*, 16(1), pp. 135-136. (In Russian).
15. Kovaleva, L. A., Zinnatullin, R. R., & Shaykhislamov, R. R. (2010). K issledovaniyu vliyaniya temperatury obrabotki na konechnuyu vyazkost' neftyanykh sred. *High Temperature*, 48(5), pp. 796-798. (In Russian).
16. Leontyev, A. Yu., Poletaeva, O. Yu., Babayev, E. R., & Mamedova, P. Sh. (2018). Influence of microwave exposure on the change of the viscosity of highly viscous heavy oil. *Oil & Gas Chemistry*, (2), pp. 25-27. (In Russian).
17. Rachevsky, B., & Tsao, B. (2015). Extra-heavy crude oil is an alternative to conventional oil. *Transport na al'ternativnom toplive*, 6(48), pp. 40-45. (In Russian).
18. Galanov, E. K., Yakovenko, E. K., Filatov, M. K., & Kytin, Yu. A. (2006). Primenenie SVCH- i IK-izlucheniya dlya povysheniya effektivnosti sliva tyazhelykh neftey. *Proceedings of Petersburg Transport University*, (2(7)), pp. 118-123. (In Russian).
19. Morozov, G. A., Anfinogenov, V. I., Morozov, O. G., Nasybullin, A. R., Samigullin, R. R., & Smirnov, S. V. (2016). Methods and tools for control and monitoring of microwave heating processes in the oil industry. *26th Mezhdunarodnaya Krymskaya konferentsiya " SVCH-tehnika i telekommunikatsionnye tekhnologii " (KryMiKo'2016)* (September, 4-10, 2016, Sevastopol). Sevastopol, Sevastopol State University Publ., pp. 59-69. (In Russian).
20. Yudina, V. O., & Arkhangelskyi, Yu. S. (2019). Using the microwave energy for heating the fluid flow. *Voprosy elektrotehnologii*, (1(22)), pp. 22-34. (In Russian).
21. Arkhangelskyi, Yu. S., Yudina, V. O. (2019). Designing a continuous UHF of electro-thermic installation for heating fluids at laminar flow. *Voprosy elektrotehnologii*, (2(23)), pp. 5-12. (In Russian).
22. Kovaleva, L. A., Zinnatullin, R. R., Valeev, M. D., Minnigalimov, R. Z., & Fassahov, R. H. (2019). Laboratory investigations of the heating of high-viscosity oil in pipelines by a high frequency electromagnetic field. *Neftyanoe Khozyaystvo - Oil Industry*, (2), pp. 82-85. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2019-2-82-85

Сведения об авторах

Секачёв Андрей Федорович, старший преподаватель, Омский государственный технический университет, г. Омск, e-mail: Seka4ev_andrei@mail.ru

Шалай Виктор Владимирович, д. т. н., профессор, заслуженный работник высшей школы РФ, заведующий кафедрой нефтегазового дела, стандартизации и метрологии, президент Омского государственного технического университета, г. Омск

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

Фицнер Артём Фёдорович, ведущий специалист, АО «РН-Няганьнефтегаз», г. Нягань

Яковлев Алексей Евгеньевич, инженер, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Information about the authors

Andrei F. Sekachev, Senior Lecturer, Omsk State Technical University, e-mail: Seka4ev_andrei@mail.ru

Viktor V. Shalai, Doctor of Engineering, Professor, Honored Worker of Higher School of the Russian Federation, Head of the Department of Oil and Gas Business, Standardization and Metrology, President of Omsk State Technical University

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

Artyom F. Fitzner, Leading Specialist, RN-Nyaganneftegaz JSC, Nyagan

Aleksey E. Yakovlev, Engineer, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Информация для авторов

Information for authors of the journal

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. Подрисуночные 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 действие 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 (shuvaevany@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 № 2187.
Подписано в печать 09.07.21. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 8,74. Усл. печ. л. 11,90.

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. Kolenikova
Editor, designer — Natalya V. Shubaeva

Number of copies 500. Order No 2187.
Signed to print 09.07.21. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 8,74. Conventional printed sheets 11,90.
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.