

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

4 (136)
Июль — август 2019

4 (136)
July — August 2019

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

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

Учредители журнала

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

Редакция

625027, г. Тюмень, Киевская, 52,
офис 314, телефон: 8(3452)283076

The Journal Founders

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

Editorial office

625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.,
office 314, phone: 8(3452)283076

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

© Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет», 2019

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 (технические науки)
- 25.00.10 Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых (технические науки)
- 25.00.12 Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
- 25.00.15 Технология бурения и освоения скважин (технические науки)
- 25.00.17 Разработка и эксплуатация (технические науки)
- 25.00.19 Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки)

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Новосёлов Владимир Васильевич, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень — главный редактор

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

Быков Игорь Юрьевич, д. т. н., профессор, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Владимиров Альберт Ильич, к. т. н., профессор, президент, НИУ «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина», г. Москва

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

Емеев Александр Александрович, д. социол. н., профессор, ректор, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Цахадя Николай Денисович, д. т. н., профессор, ректор, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Череповицкий Алексей Евгеньевич, д. э. н., профессор, заведующий кафедрой организации и управления, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

Редактор — **А. С. Коленикова**

Редактор, дизайнер — **Н. В. Шуваева**

Тираж 500 экз. Заказ № 1671. Подписано в печать 12.09.19. Формат 70х108/16. Уч.-изд. л. 9,19. Усл. печ. л. 12,52.

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.

Подписной индекс в каталоге агентства «Роспечать» — 73837.

Свободная цена.

OIL AND GAS STUDIES — The journal publishes the results of scientific research in the field of geology, prospecting and exploration; well drilling and mining; 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.

"Oil and Gas Studies" is included in the list of Russian Higher Educational Attestation Commission (in Russia as known as VAK) journals, in which the main scientific results of dissertations for the degree of candidate and doctor of science should be published. Our publication 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.

The list of the peer-reviewed scientific publications where the main scientific results of Ph. D. and doctoral theses (by applicants for Candidate of Sciences and Doctor of Sciences degrees) in scientific specialties and their respective branches of science should be published:

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

EDITORIAL BOARD

Vladimir V. Novoselov, Doctor of Engineering, professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen — Editor-in-Chief

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

Igor Yu. Bykov, Doctor of Engineering, Professor, Ukhta State Technical University, Ukhta

Albert I. Vladimirov, Candidate of Engineering, Professor, President, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

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

Alexander A. Emekeev, Doctor of Sociology, Professor, Rector, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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, Rector, Ukhta State Technical University, Ukhta

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

Editor — **Anastasia S. Kolennikova**

Editor, designer — **Natalya V. Shuvaeva**

Web-site — **<http://tumnig.tyuiu.ru>**

Subscription index in catalogue of agency "Rospechat" — 73837.

Free price

Содержание

РАЗМЫШЛЕНИЯ УЧЕНОГО

Запивалов Н. П. Новое мышление в нефтегазовой науке и практике	8
--	---

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Агалаков С. Е., Новоселова М. Ю. Газоносность надсеноманских отложений Западной Сибири	10
Антипин Я. О., Вершинина И. В., Тарачева Е. С., Гильманова Н. В. Построение 3D-геологической модели отложений ачимовской толщи при условии значительных перепадов водонефтяного контакта	24
Арсеньев А. А., Белоносов А. Ю., Мулявин С. Ф. Результаты бурения Курган-Успенской-1 параметрической скважины и перспективы поиска нефти и газа в восточной части Курганской области	32
Бешенцев В. А., Семенова Т. В., Сабанина И. Г., Воробьева С. В. Характеристика подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах месторождений Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона	39
Запивалов Н. П. Нефтяной полигон для образования, науки и практики	49
Нестеров И. И., Александров В. М., Пономарев А. А., Заватский М. Д., Лободенко Е. И., Кобылинский Д. А., Кадыров М. А. Экспериментальные исследования радикальных реакций преобразования углеводородного сырья	57
Новиков Д. А., Шохин А. Е., Черников А. А., Дульцев Ф. Ф., Черных А. В. Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья	70

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Галеев А. С., Бикбулатова Г. И., Сулейманов Р. Н., Филимонов О. В., Сабанов С. Л., Болтнева Ю. А. Станция мониторинга состояния скважинной штанговой насосной установки	82
Инякин В. В., Мулявин С. Ф., Усачев И. А. Обоснование оптимальных условий проведения промысловых исследований на газоконденсатность низкопродуктивных скважин ачимовских отложений Уренгойского месторождения	92

Кузнецов В. А., Михеев С. А. Исследование методов повышения точности измерения параметров процесса бурения глубоких скважин	100
---	------------

Мусакаев Н. Г., Сахипов Д. М., Круглов И. А. Экспериментальные исследования эффективности применения полимерных составов для увеличения нефтеотдачи пластов	113
---	------------

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Кононов П. С., Огудова Е. В. Обоснование эффективности использования декомпозиции вибрационного сигнала как метода диагностики подшипников качения нефтяных насосов	122
---	------------

Мацюк Р. А. Исследование условий опирания подземного трубопровода и создаваемых усилий в защитном покрытии	130
--	------------

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)	140
Правила подготовки рукописи (на английском языке)	142

Contents

SCIENTIST'S THOUGHTS

Zapivalov N. P. A new way of thinking about petroleum geology	8
---	----------

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Agalakov S. E., Novoselova M. Yu. Gas content of the Upper Cenomanian deposits in Western Siberia	10
Antipin Ya. O., Vershinina I. V., Taracheva E. S., Gilmanova N. V. 3D geological modeling Achimov sequence sediments under conditions of significant changes of oil-water contact	24
Arseniyev A. A., Belonosov A. Yu., Mulyavin S. F. The results of drilling the parametric Kurgan-Uspenskaya-1 well and the prospecting for oil and gas in the eastern part of Kurgan region	32
Beshentsev V. A., Semenova T. V., Sabanina I. G., Vorobjeva S. V. Characteristics of groundwater in the Mesozoic hydrogeological basin at the fields of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region	39
Zapivalov N. P. Petroleum research-and-testing site project as a perspective object for education, science and practice	49
<u>Nesterov I. I.</u> , Alexandrov V. M., Ponomarev A. A., Zavatsky M. D., Lobodenko E. I., Kobylinskiy D. A., Kadyrov M. A. Experimental studies of radical reactions of hydrocarbons conversion	57
Novikov D. A., Shokhin A. E., Chernykov A. A., Dultsev F. F., Chernykh A. V. Geochemistry of water-dissolved gases of oil-and-gas bearing deposits in the southern areas of Ob-Irtys interfluves	70

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Galeev A. S., Bikbulatova G. I., Suleymanov R. N., Filimonov O. V., Sabanov S. L., Boltneva Yu. A. Station monitoring the state of the downhole sucker-rod pumping unit	82
Inyakin V. V., Mulyavin S. F., Usachev I. A. The substantiation of the optimum conditions of carrying out field research on the gas-condensate of low permeability wells of Achimov deposits at the Urengoy oil and gas condensate field	92

Kuznetsov V. A., Mikheev S. A. Studying of methods to improve the accuracy of process parameters in deep-well drilling	100
--	------------

Musakaev N. G., Sahipov D. M., Kruglov I. A. Experimental study of the efficiency of using polymer compositions for enhanced oil recovery	113
---	------------

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

Kononov P. S., Ogudova E. V. Rationale for the use of vibration signal decomposition as a diagnostic method for rolling bearings of oil pumps	122
---	------------

Matsiuk R. A. Research of conditions of supporting underground pipeline and loads on protective coating	130
---	------------

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (in Russian)	140
Manuscripts presentation requirements (in English)	142

От редакции

5 августа 2019 автор статьи Николай Петрович Запивалов отметил 88-й день рождения.

Редакция журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ» сердечно поздравляет своего постоянного автора с этим событием, желает ему доброго здоровья и дальнейшей плодотворной научной работы!

В знак уважения к многолетней профессиональной деятельности Николая Петровича редакция публикует размышления ученого о науке, о времени и о себе. Мы уверены, что эссе Н. П. Запивалова будет интересно всем читателям нашего журнала.

Новое мышление в нефтегазовой науке и практике A new way of thinking about petroleum geology



Н. П. Запивалов обосновывает свои предложения по созданию опытных нефтяных полигонов, позволяющих осуществлять комплексное натурное моделирование.

Автор имеет 877 опубликованных работ. Многие работы пользуются большой популярностью в мире. В частности, работы, выложенные на сайте научной информационной сети Research Gate, быстро набирают значительное число просмотров и прочтений во многих странах специалистами из разных университетов, научных и промышленных организаций, а также из государственных структур. На сегодняшний день 61 работа на Research Gate набрала 3 480 прочтений в 64 странах мира.

В своих работах (например, Zapivalov N. P. Пленарный доклад на международной конференции Petrotech-2019 (New-Delhi, India, 10.02.2019) «New ways of thinking in Petroleum Geology: Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery» («Новое мышление в нефтяной геологии») и Zapivalov N. P. Upstream & Midstream risks and uncertainties. New ways of thinking // DEW: Drilling and Exploration World. – India. – January 2019. – Vol. 28, No 3. – P. 37–46., и др.) известный российский ученый Николай Петрович Запивалов, совершенствуя теоретические принципы геофлюидодинамики, излагает основы новой парадигмы в нефтяной геологии.

На основе своей многолетней научной и практической работы (68 лет) автор формулирует следующие принципиальные положения:

- Углеводороды встречаются повсеместно и будут всегда.
- Нафтидогенез имеет очаговый характер; никаких особых региональных нефтематеринских пластов нет.
- Нефтегазонасыщенный пласт (объект) представляет собой целостную систему двух взаимосвязанных подсистем: породы (минералы) и флюиды (нефть, газ, вода).
- Залежь нефти — это «живая» флюидопородная система, свойства и параметры которой способны быстро изменяться в непрерывном режиме под действием природных и техногенных факторов в соответствии с законами спонтанной саморегуляции. Залежь нефти может сформироваться, расформироваться и вновь образоваться. Запасы нефти и газа могут быстро восполняться либо за счет вновь образующихся углеводородных масс внутри системы, либо за счет дополнительного притока из других частей земной коры. Поэтому, как подтверждают данные в разных регионах мира, многие нефтегазовые скопления являются молодыми.
- Критический порог возмущения флюидонасыщенной системы определяется величиной депрессии на пласт: $P_{пл} - P_{заб} \leq 5 \div 8$ МПа.
- Формула энергетического состояния залежи: $dT/dP = 1/S_v$; S_v — плотность энтропии.
- Для восстановления энергетического потенциала системы следует использовать реабилитационные циклы.
- В XXI веке необходимо сосредоточить усилия для добычи остаточной (трудноизвлекаемой) нефти. Ее количество сейчас достигает 55–70 % от разведанных запасов. Для извлечения этой нефти предлагается принципиально новый подход — щадящие методы, ориентированные на сохранение месторождения как целостной системы с целью более длительной его разработки (IOR, Improved Oil Recovery) в противоположность насильственным методам, разрушающим месторождение как систему (EOR, Enhanced Oil Recovery). Приводятся примеры инновационных технологий Improved Oil Recovery.

Автор отдельно останавливается на проблеме неопределенностей и рисков в разведке и добыче нефти. Предлагается следующая символическая формула для описания этих рисков:

$$P = Ч + Г_1 + Г_2 + Г_3 + Т_1 + Т_2 + Э + К + Ф + П,$$

где Ч — человеческий фактор: профессионализм кадров всех уровней, включая менеджмент; $Г_1, Г_2, Г_3$, — геологическая, геофизическая и географическая информация в полном объеме, с обобщающими моделями; $Т_1, Т_2$ — техника и технология с учетом инновационных методик и систем эффективного управления производственными процессами; Э, К — экологические факторы, природные катастрофы; Ф — финансовые возможности; П — политические факторы. Особенно рискованными являются прогнозные ресурсные оценки.

Н. П. Запивалов

N. P. Zapivalov

e-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

С. Е. Агалаков, М. Ю. Новоселова*

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

**e-mail: mynovoselova@tnnc.rosneft.ru*

Аннотация. Верхнемеловые (без сеномана) отложения Западной Сибири состоят из четырех сеймостратиграфических комплексов (ССК; снизу вверх): кузнецовский (турон-нижний коньяк), нижеберезовский (средний коньяк-сантон), вышеберезовский (кампан) и ганькинский (верхний кампан-маастрихт), каждый из которых представляет интерес как потенциальный нефтегазоносный горизонт. В работе представлены концептуальное строение и краткая стратиграфическая и литофациальная характеристика каждого ССК. По выделенным нефтегазоносным горизонтам закартированы границы распространения резервуаров, обусловленные либо глинизацией самого резервуара, либо опесчаниванием региональной покрывки. По каждому ССК на основании региональных сейсмических работ и скважинных данных построены структурные карты.

Уточненная структурная модель позволила обновить контуры ранее выделяемых положительных структур, а также определить новые перспективные структуры в кузнецовской свите, ниже- и вышеберезовской подсвиты, ганькинской свите. Изучение криолитозоны на территории Западной Сибири и условий для образования газогидратов дало возможность закартировать зоны стабильности гидратов. По всем выделенным перспективным структурам выполнена ресурсная оценка углеводородов.

Ключевые слова: верхнемеловые надсеноманские отложения; сеймостратиграфический комплекс; кузнецовский горизонт; нижеберезовский горизонт; вышеберезовский горизонт; ганькинский горизонт; структурная карта; покрывка

Gas content of the Upper Cenomanian deposits in Western Siberia

Sergey E. Agalakov, Maya Yu. Novoselova*

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

**e-mail: mynovoselova@tnnc.rosneft.ru*

Abstract. The Kuznetsov (Turonian-Lower Coniacian), Lower Berezov (Middle Coniacian-Santonian), Upper Berezov (Campanian), and Gankino (Upper Campanian-Maastrichtian) seismic complexes are part of the Upper Cretaceous (except Cenomanian) deposits in Western Siberia. These seismic complexes are located from the bottom-up, and each of them is of interest as a potential oil and gas bearing horizon. This article represents the conceptual structure and short stratigraphic and lithofacial characteristics of all four seismic complexes. Within identified oil and gas bearing horizons we have mapped the reservoir distribution limits due to either reservoir claying or regional cap rock sanding. In addition, we have constructed the structure maps of the seismic complexes based on regional seismic works and well data.

The detailed structure model has allowed updating the contours of the previously identified positive structures, and identifying the new prospective structures in the Kuznetsov formation, Lower Berezov and Upper Berezov subformations, and Gankino formation. The study of the cryolithic zone and the gas hydrates formation conditions within the territory of Western Siberia has enabled the gas hydrate stability zones mapping. We have accomplished the assessment of the resources for all discovered prospective structures.

Key words: Upper Cretaceous Upper Cenomanian deposits; seismic complex; Kuznetsov horizon; Lower Berezov horizon; Upper Berezov horizon; Gankino horizon; structure map; cap rock

Введение

Ранее выполненные нами исследования по изучению регионального строения верхнемеловых надсеноманских отложений [1] позволяют выделить четыре стратиграфических комплекса, которые на временных разрезах соответствуют сеймостратиграфическим комплексам (ССК).

Каждый ССК характеризуется обособленными условиями осадконакопления, с которыми закономерно увязываются литология, данные ГИС и возрастные определения. С помощью сейсмических разрезов удалось создать толсто-слоистую модель верхнемеловых отложений (рис. 1).

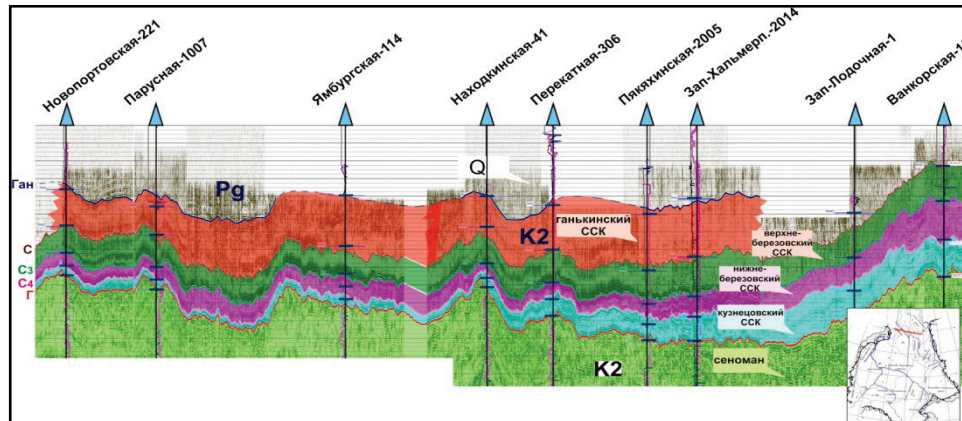


Рис. 1. Сейсмический профиль широтного простирания в северной части Западно-Сибирской равнины в интервале верхнемеловых отложений

Самый нижний кузнецовский сейсмокомплекс ОГ Г-С4 туронского возраста, представлен кузнецовским горизонтом, сложенным кузнецовской свитой (газалинская толща залегает внутри кузнецовской свиты), дорожковской и ипатовской свитами, нижней частью насоновской и маргельтовской свит. В кровле ССК залегает мярояхинская пачка глин.

Выше по разрезу выделяется сейсмокомплекс ОГ С4-С3 (коньяк-сантонский ярус), приуроченный к нижнеберезовскому горизонту. Сейсмокомплекс включает нижнеберезовскую подсвиту и ее стратиграфические аналоги: нижнечасельскую подсвиту и нижнюю часть славгородской свиты. В кровле залегает пачка кремнистых глин, известных в региональных стратиграфических схемах (РСС) под названием кремнистые аргиллиты.

Следующий сейсмокомплекс ОГ С3-С отождествляется с верхнеберезовским горизонтом (кампанский ярус) и фиксируется в разрезе отложениями верхнеберезовской подсвиты и ее аналогов: верхнечасельской подсвиты и верхней части славгородской свиты. Самым верхним ССК, прослеженным в данной работе, стал сейсмокомплекс ОГ С-Ган. Его образует ганькинская свита маастрихтского возраста. К нему приурочен ганькинский горизонт.

Закономерное чередование выделенных ССК в разрезе верхнего мела, особенно заметно выраженное в восточной и северо-восточной частях Западно-Сибирской плиты (ЗСП), обусловлено, в первую очередь, вариациями режима осадконакопления, что, в свою очередь, контролировалось колебательными (трансгрессивно-регрессивными) движениями земной коры [2].

По всем ССК построены структурные карты с использованием карт изохрон, полученных по данным корреляции 200 тыс. пог. км 2D сеймики. За опорный был принят отражающий горизонт (ОГ) Г (кровля сеноманских отложений) как наиболее изученный и по которому имеется максимальное количество стратиграфических отбивок.

Структурные карты по горизонтам выше по разрезу были построены от горизонта Г методом схождения с использованием карт толщин, полученных по скважинным данным. Статистика по количеству скважинных данных, учтенных при построении карт, такова: ОГ Г — 13 511 скважин; ОГ С4 — 2 848 скважин; ОГ С3 — 2 993 скважины; ОГ С — 2 617 скважин; ОГ Ган — 1 994 скважины.

Кузнецовский горизонт

Основные перспективы кузнецовского горизонта связаны с резервуаром, объединяющим газсалинскую пачку кузнецовской свиты и ипатовскую свиту. Как показано ранее [3, 4], вместо двух, достаточно локальных нефтегазоносных уровней, каковыми были газсалинская пачка и ипатовская свита, выявился единый нефтегазоносный горизонт, приуроченный к турон-раннеконьякским отложениям и названный кузнецовским.

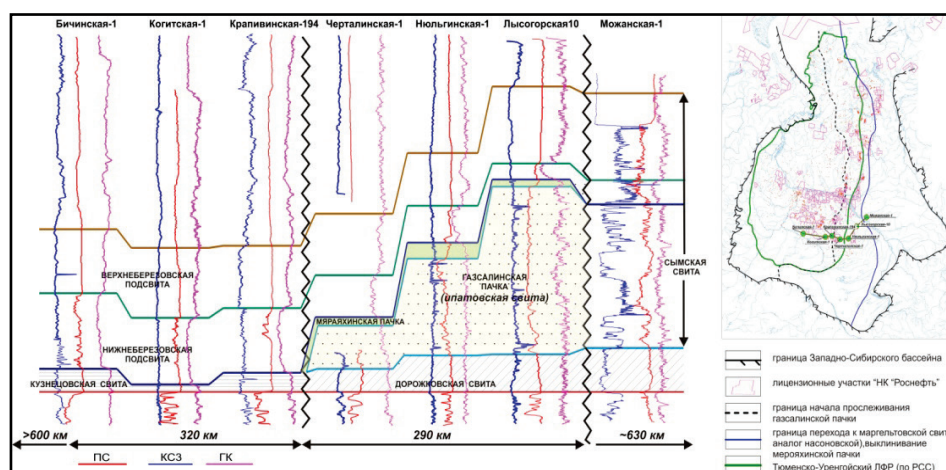


Рис. 2. Схема строения кузнецовского горизонта

Западная граница его распространения обусловлена глинизацией резервуара, восточная — опесчаниванием мярояхинской пачки, служащей региональной покрывкой (рис. 2).

Стоит отметить, что мярояхинская пачка была зафиксирована в региональных стратиграфических схемах 1990 г., но позднее, в стратиграфических схемах верхнемеловых отложений Западной Сибири 2005 г., мярояхинская глинистая пачка не упоминается. Мы считаем РСС 1990 г. по верхнемеловым отложениям более убедительными и выделяем региональную глинистую пачку, разделяющую песчано-алевритистые отложения газалинской пачки и кремнисто-глинистые породы нижнеберезовской подсвиты, как мярояхинскую.

Кузнецовский нефтегазоносный горизонт прослеживается в виде меридиональной полосы шириной 130–200 км, от Карского моря до Казахского нагорья, пересекая всю Западную Сибирь приблизительно между 78–82° восточной долготы. Его протяженность с севера на юг — свыше 2 000 км, а площадь распространения составляет около 300 тыс. км² (рис. 3).

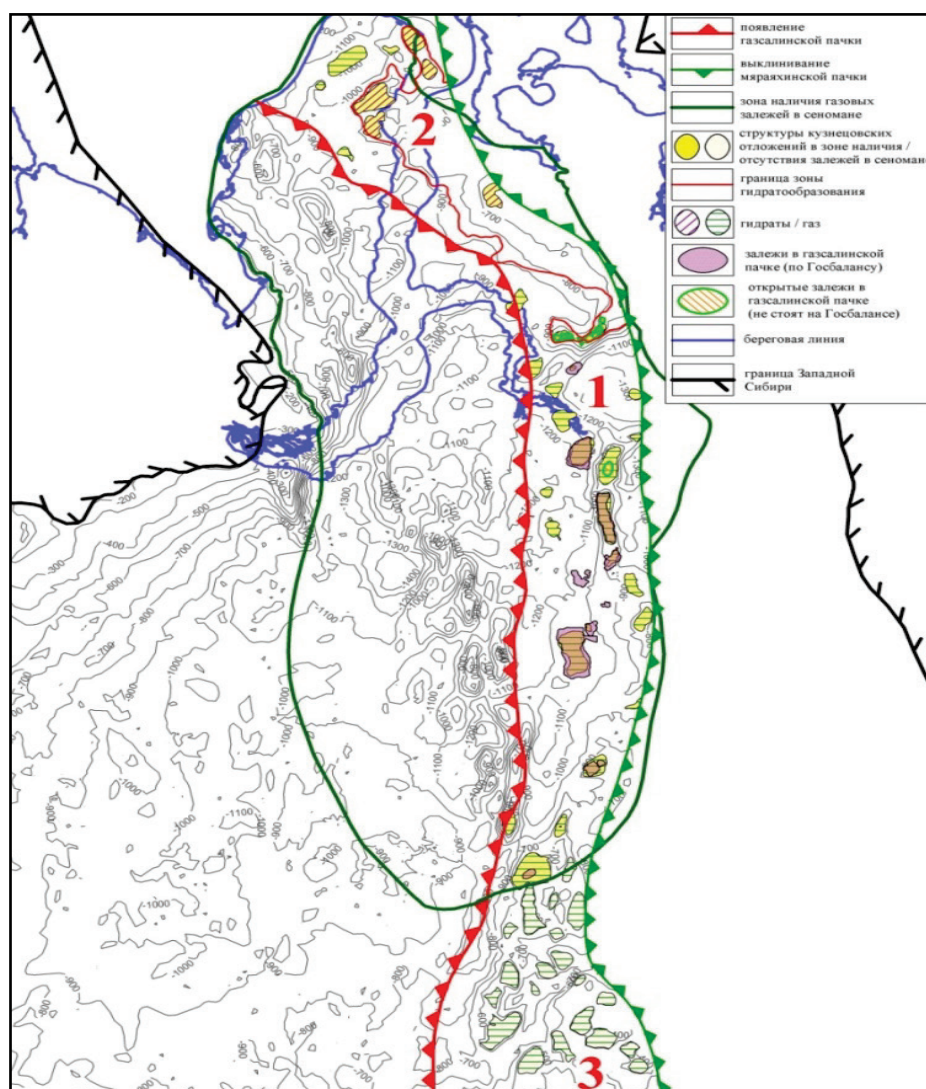


Рис. 3. Структурные ловушки кузнецовского комплекса

Качество покрышки ухудшается с севера на юг и с запада на восток. Условно толщины более 10 м характеризуют высокое качество покрышки, менее 2 м — низкое. На Харампурском месторождении картируются отдельные возможные окна слияния газовых залежей турона и нижнеберезовской подсвиты (рис. 4).

В интервале кузнецовского горизонта (туронский ярус верхнего мела) залежи газа были открыты еще во второй половине XX века. В настоящий момент на государственном балансе числятся запасы газа 14 месторождений, приуроченных к газсалинской пачке (пласты Т и ипатовской свиты). Наиболее крупные и изученные из них — Харампурское, Южно-Русское, Заполярное и Верхнеколик-Еганское. Также есть ряд месторождений, по которым были получены притоки газа, но запасы не поставлены на госбаланс (Русское, Западно- и Восточно-Мессояхское). Для всех открытых залежей структурный фактор является основным для определения контура газоносности.

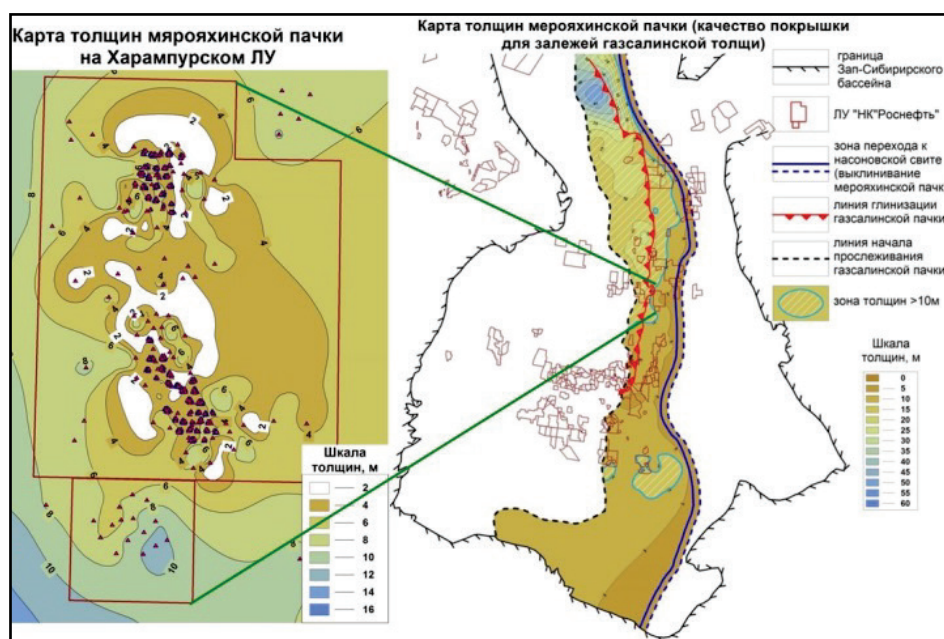


Рис. 4. Схема качества покрышки кузнецовского резервуара

В пределах развития резервуара обособляются три зоны.

- Газ в свободном состоянии. Открыты газовые залежи, параметры изучены.
- Район стабильности газогидратов. На Восточно-Мессояхском месторождении газовая залежь частично находится в газогидратном состоянии.
- Низкоперспективная зона с отсутствием газовых залежей в сеномане.

Ресурсы оценивались по перспективным структурам и составляют 1,0 трлн м³ газа в свободном и 1,5 трлн м³ газа в гидратном состоянии.

Традиционность объекта исследований привела к его достаточно высокой опоскованности. Здесь трудно ожидать открытия новых крупных скоплений углеводородов (УВ). Перспективы прироста запасов могут быть связаны с еще не изученными структурами в пределах развития резервуаров.

Нижнеберезовский горизонт

В Западной Сибири на глубинах 700–1 400 м, выше кровли сеноманских отложений на 100–150 м, на огромной территории залегают нетрадиционные кремнистые коллекторы (силициты) коньяк-сантонского возраста, представленные опоками и глинами опокovidными, мощностью более 50 м (на северо-востоке Западной Сибири до 150 м и более). Низкая радиоактивность опок является главным признаком при выделении их в разрезе (рис. 5). Покрышкой являются глины верхнеберезовской подсвиты. В составе нижнеберезовской подсвиты по материалам ГИС, визуального описания керна и с учетом опубликованных лабораторных данных мы выделили 4 пласта (пачки, стратона), снизу вверх: НБ4, НБ3, НБ2, НБ1 (см. рис. 5). Индексация пластов совпадает с предложенной ОАО «СибНАЦ» [5].

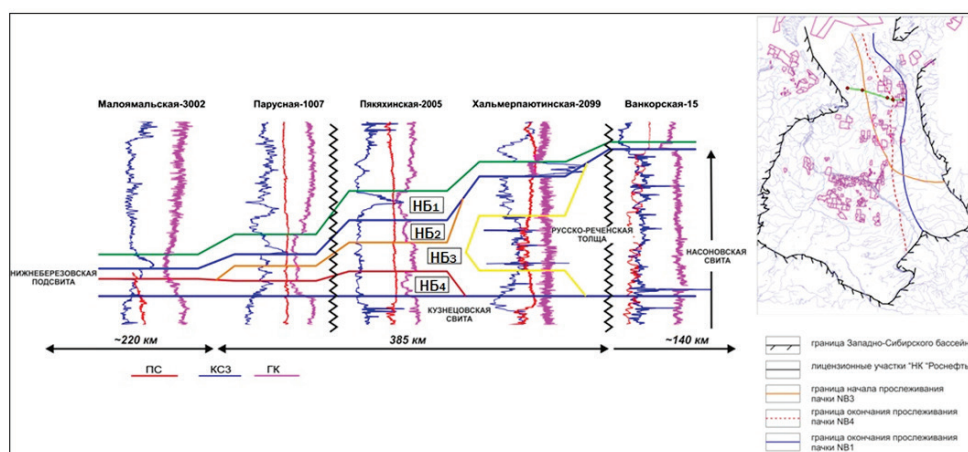


Рис. 5. Концептуальная модель строения нижнеберезовского горизонта (субширотная схема, северная часть ЗСП)

Литологически пласты сложены в разной степени кремнистыми породами.

Газоносность горизонта по имеющейся информации подтверждена на 6 участках (Ван-Еганский — пласт НБ1, Вынгапуровский — НБ4, Медвежий — НБ3-НБ4, Ново-Часельский — НБ3, Комсомольский — НБ1, Харампурский — НБ1) [6].

Нами предпринята попытка районирования территории по перспективам газоносности нижнеберезовской подсвиты (рис. 6).

Районы высокой перспективности (зеленый контур):

- сосредоточение запасов УВ в отложениях сеномана и турона;
- подтверждение продуктивности интервала признаками газонасыщения;
- наличие коллекторов, покрышек, структурных ловушек.

Районы средней перспективности (желтый контур):

- наличие коллекторов, покрышек, структурных ловушек;
- отсутствие прямых признаков газонасыщения.

Низкая перспективность (обрамление):

- глубина залегания < 350 метров;
- выклинивание отложений, отсутствие покрышек.

Качество коллекторских свойств кремнисто-глинистых пород нижнеберезовской свиты во многом обусловлено степенью преобразованности силицитов.

Изучение непрерывных кремнистых толщ в геологическом разрезе о. Сахалин позволило выявить зональность в распределении форм кремнезема в зависимости от глубин максимального погружения дна палеобассейна и палеотемператур. Органогенный опал сохраняет свою структуру до глубины погружения 1 250–1 300 м, затем, в процессе уплотнения, дегидратации и диагенеза, под влиянием палеотермобарических условий, опал преобразуется в опал-КТ, затем в кристобалит и далее в халцедон и кварц [7].

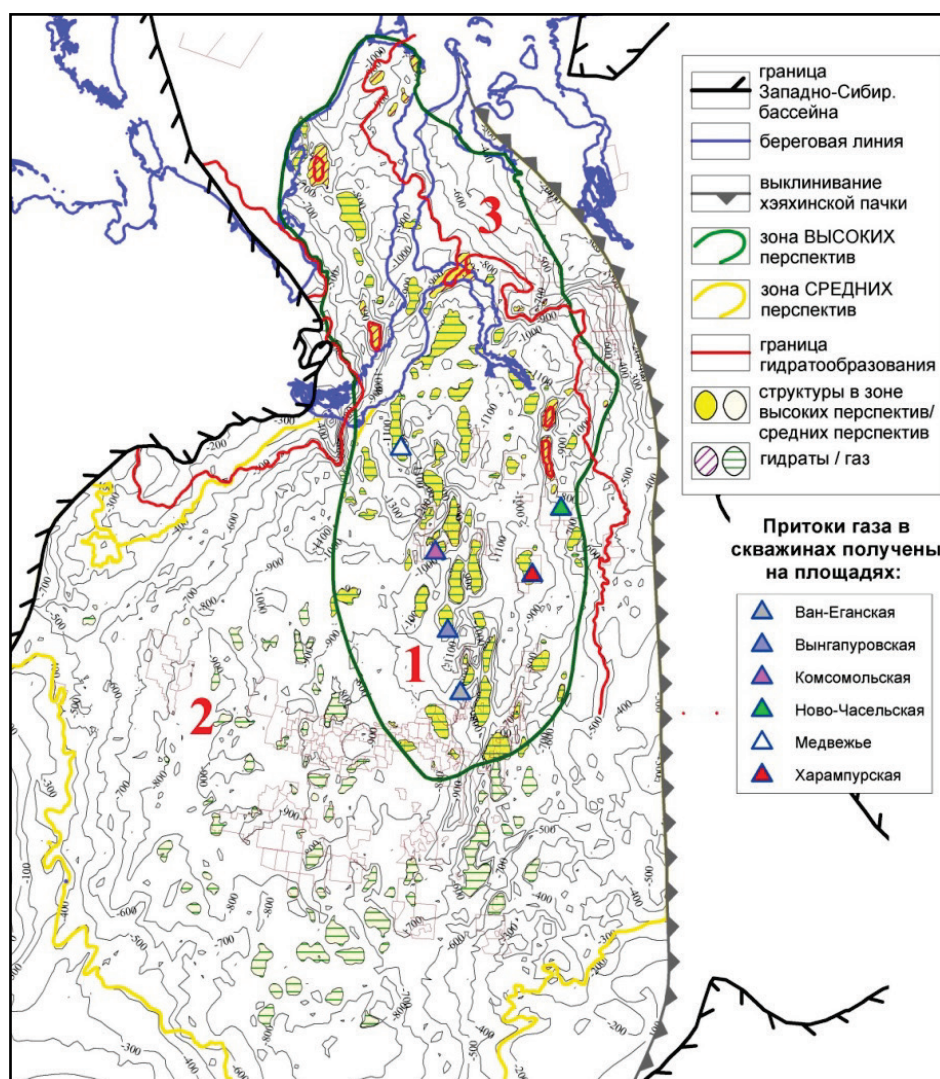


Рис. 6. Структуры в отложениях нижнеберезовского ССК (коньяк-сантон)

На карте палеорельефа по горизонту С3 с учетом мощности эрозионных отложений, размытых в кайнозойскую эру на территории Западно-Сибирского осадочного бассейна, (рис. 7) выделены следующие зоны: с глубинами менее 1 250 м —

здесь прогнозируется распространение неизмененного биогенного опала; с глубинами, превышающими 1 300 м, где силициты в заведомо кристаллической форме.

При низкой глинистости кристаллизация практически чистого опала приводит к формированию кристаллических непроницаемых пород. Напротив, высокое содержание глинистого материала (более 30 %) первоначально [8, 9] снижает пористость рыхлых силицитов. Но с увеличением преобразованности под влиянием термобарических условий, за счет сжатия и переформирования частиц скелета в кристаллы, пористость не снижается, изменяется сама структура пор: увеличивается их размер, растет связность, что приводит к улучшению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) кремнисто-глинистых пород нижнеберезовской подсвиты. Такая картина наблюдается на Медвежьем месторождении (ПАО «Газпром»). При практически идентичном минеральном составе верхней и нижней частей пласта, отличающихся только фазовым состоянием силицитов, лучшие коллекторские свойства пласта наблюдаются в нижней части, где степень кристаллизации опала выше.

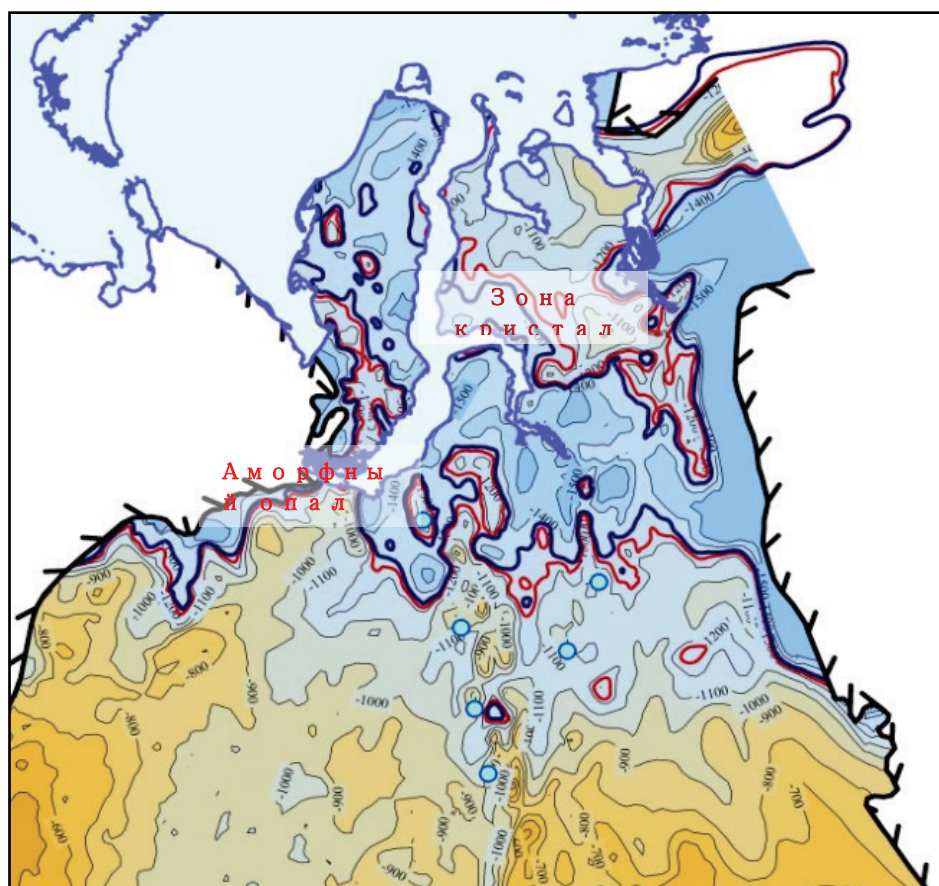


Рис. 7. Палеоструктурная карта по ОГ СЗ

Верхнеберезовский горизонт

На большей части площади горизонт имеет постоянные мощности (от 40 до 80 м) и сложен глинистыми породами, частично с примесью кремни-

стых разностей, которые не обладают коллекторскими свойствами. Снос терригенных осадков с северо-восточных территорий (Таймыр и плато Путорана) обеспечил рост толщин (до 200 м), образуя в средней части свиты пласт ВБ1 алевролитистого состава, продуктивный на Харампурской площади (рис. 8).

Перспективы газоносности комплекса связаны с появлением коллекторов при опесчанивании пород в северо-восточном направлении. С увеличением мощности отложений появляются песчано-алевритовые линзы в средней, а далее на северо-восток и в верхней частях разреза. Переход к появлению коллекторов достаточно плавный. Обобщенный анализ скважинных и сейсмических данных позволил выделить границу возможного развития коллекторов вблизи изохоры 120 миллисекунд (ССК ОГ С — ОГ С3). Граница, на которой невозможно однозначно расчленить верхнеберезовский и ганькинский резервуары, принята как граница распространения верхнеберезовской региональной литологической покрывки.

Своими размерами выделяются Ямбургская, Южно-Русская, Бованенковская, Уренгойская и Харампурская структуры. Активные газопроявления в верхнеберезовской подсвите характерны для площадей на побережье Тазовской губы — Минховской, Парусовой, Семаковской, Тазовской, Юрхаровской.

Незначительная по размерам газовая залежь в средней части верхнеберезовской подсвиты открыта на Харампурском месторождении в пласте ВБ1. Приток газа составил 40 тыс. м³/сут. Ввиду высокой глинистости и малых глубин пласт обладает относительно высокой пористостью и низкой газонасыщенностью.

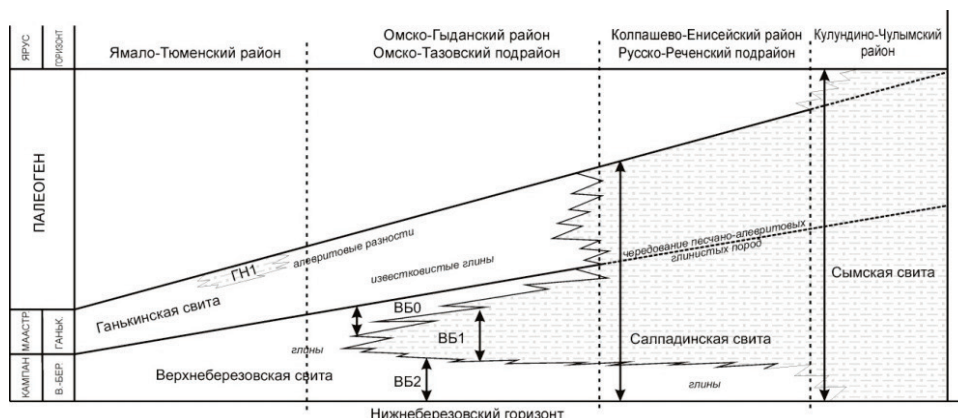


Рис. 8. Принципиальная схема строения верхнеберезовского и ганькинского горизонтов

Ресурсный потенциал оценивается в 1,3–2,7 трлн м³, при этом более 95 % ресурсов расположены в зоне стабильности газогидратов (перспективные районы 2–4, рис. 9).

На структурной карте в пределах зоны развития коллекторов выделены 4 перспективных района (см. рис. 9), для которых характерны следующие признаки:

- 1) есть региональная покрывка, низкие ФЕС, газовый режим, продуктивный сеноман;
- 2) есть региональная покрывка, низкие ФЕС, газогидратный режим, продуктивный сеноман;

3) возможны локальные покрывки, хорошие ФЕС, газогидратный режим, продуктивный сеноман;

4) есть региональная покрывка, низкие ФЕС, газогидратный режим, не-продуктивный сеноман.

Ганькинский горизонт

Ганькинский горизонт завершает формирование верхнемеловой толщи осадков, перекрывая березовские отложения. Строение ганькинской свиты во многом сходно с верхнеберезовской. Западная, южная и большая часть центральных территорий в разрезе ганькинской толщи сложены заглинизированными известковистыми породами. Опесчанивание происходит в северном и северо-восточном направлениях. Именно на этих площадях прогнозируется открытие продуктивных залежей газа и в большей степени газогидратов.

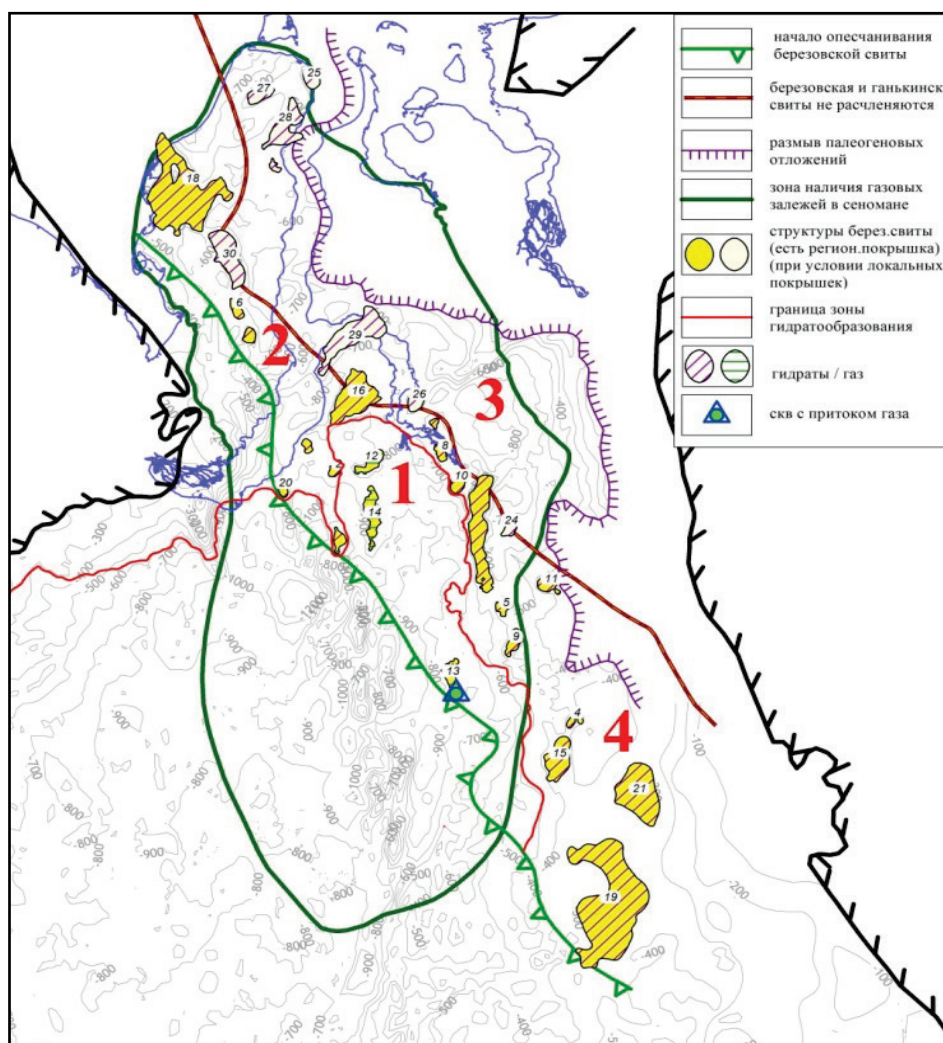


Рис. 9. Выделение структурных ловушек по кровле верхнеберезовского горизонта (ОГ С)

Западная граница резервуара обусловлена глинизацией коллекторов, восточная — прекращением распространения глин талицкой свиты, являющихся региональной покрывкой. Его перспективность обусловлена наличием благоприятных структурных и литологических условий. Однако высокое положение в разрезе обуславливает негативные для перспектив газодобычи факторы:

- низкое давление пластового газа;
- резервуары находятся непосредственно в криолитозоне, либо имеют условия благоприятные для гидратообразования.

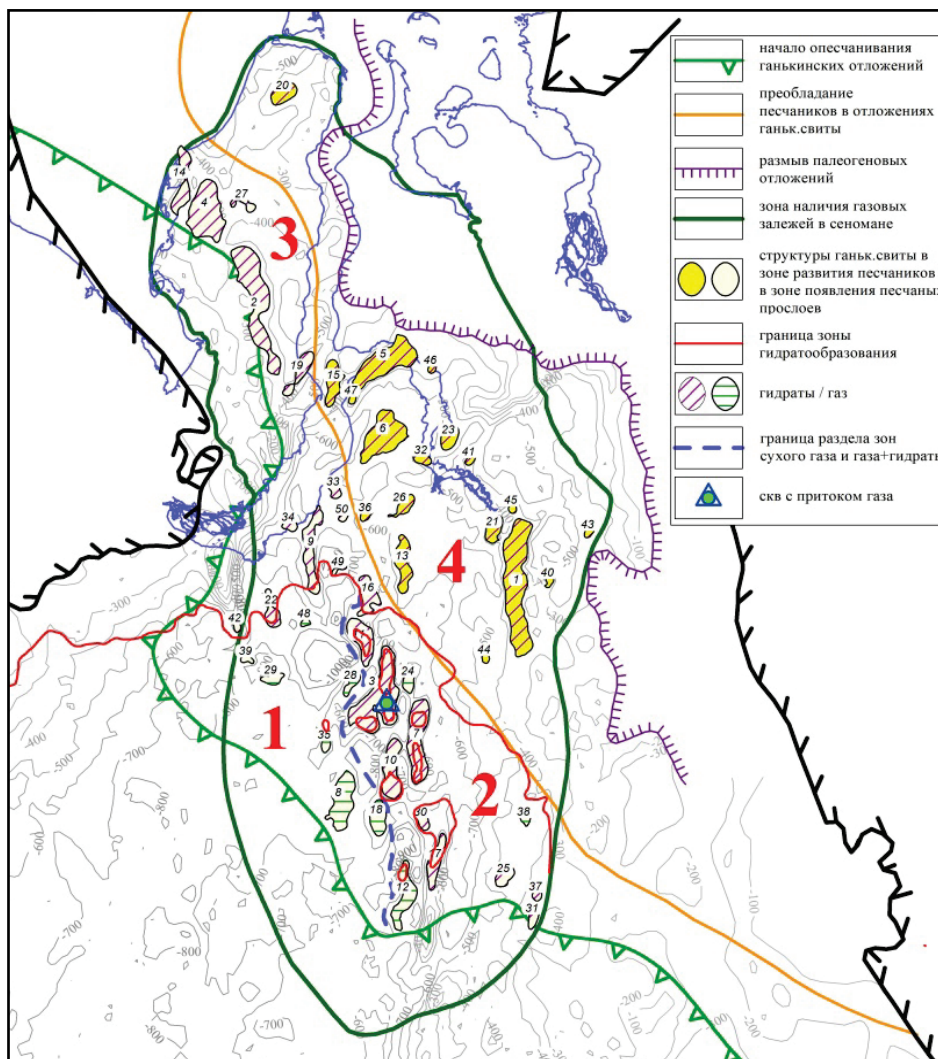


Рис. 10. Структурные ловушки ганькинского горизонта

На карте перспективных структурных ловушек (рис. 10) отмечены 4 зоны со следующими характеристиками:

- 1) есть региональная покрывка, низкие ФЕС, газовый режим, продуктивный сеноман;

- 2) есть региональная покрывка, низкие ФЕС, насыщение газ + газогидраты, продуктивный сеноман;
- 3) есть региональная покрывка, низкие ФЕС, газогидратный режим, продуктивный сеноман;
- 4) есть региональная покрывка, хорошие ФЕС, газогидратный режим, продуктивный сеноман.

В ганькинской свите, представленной алевритистыми известковистыми глинами и являющейся западным заглинизированным продолжением танамского резервуара, известны газопроявления на Ямсовейской, Верхнереченской, Губкинской и других площадях. Продуктивные интервалы идентифицируются по электрокаротажу и подтверждены опробованием на Губкинском месторождении.

Потенциальные добывные возможности коллекторов рассматриваемых отложений значительно хуже, чем нижеберезовских. Однако общая мощность продуктивных алевритистых глин и алевритов, достигающая 300 м, позволяет надеяться на то, что при подключении в работу всех эффективных газонасыщенных толщин дебиты газа на скважинах достигнут рентабельных значений.

Выводы

Таким образом, результаты авторского анализа материалов комплексного геолого-геофизического изучения отложений верхнего мела (над сеноманом) ЗСП, с учетом опубликованных исторических данных и региональных представлений, однозначно свидетельствуют о нетрадиционном типе пород-коллекторов и значительных перспективах данной части разреза в отношении промышленной газоносности (в том числе и в виде газогидратов).

Приведенный краткий (ограниченный форматом журнальной статьи) обзор состава и строения надсеноманской части разреза верхнего мела ЗСП позволяет сформулировать некоторые, фактически обоснованные итоги и выводы.

- В результате обработки региональных сейсмических данных в пределах верхнего мела (без сеномана) ЗСП выделены 4 сейсмо-стратиграфических комплекса (ССК): кузнецовский (турон-нижний коньяк), нижеберезовский (коньяк-сантон), верхнеберезовский (кампан) и ганькинский (маастрихт).

- Сделан вывод, что осадконакопление ССК отражает пульсирующие (особенно ярко выраженные на востоке и северо-востоке ЗСП) изменения условий седиментации в пределах ЗСП, вызванные колебательными (трансгрессивно-регрессивными) движениями земной коры, и характеризуется «индивидуальным» набором и соотношением пород в строении каждого сейсмокомплекса.

- На основе литолого-минералогических и палеонтологических характеристик отложений разреза, а также палеоструктурных реконструкций в составе каждого ССК были выделены геологические тела (пачки, пласты, стратоны) меньшего размера, фиксирующие движения земной коры в пульсациях более мелкого масштаба.

- В результате анализа результатов лабораторных исследований керн и каротажных материалов, с учетом сейсмических данных, уточнена региональная стратиграфическая и литофациальная модель отложений кузнецовской свиты, ниже- и верхнеберезовской подсвит и ганькинской свиты, прослежены региональные флюидоупоры, потенциальные коллекторы.

- Комплексный анализ геолого-геофизических материалов, в том числе и полученных в последние десятилетия, позволил обновить и детализировать структурную основу по надсеноманскому комплексу верхнего мела ЗСП.
- Обновлены и уточнены контуры ранее выявленных положительных структур.
- С учетом исторических и актуальных геолого-промысловых данных были выделены новые перспективные структуры в кузнецовской свите, нижне- и верхнеберезовской подсвите и ганькинской свите, оценены ресурсы, в том числе в газогидратном состоянии.

Библиографический список

1. Предпосылки к пересмотру литофациальной и биостратиграфической моделей турон-коньяк-сантонских отложений Западной Сибири / С. Е. Агалаков [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 4. – С. 28–35.
2. Кудаманов А. И., Агалаков С. Е., Маринов В. А. Трансгрессивно-регрессивный характер осадконакопления в коньяк-сантонских отложениях верхнего мела в Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 7. – С. 58–63. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-7-58-63
3. Агалаков С. Е., Бладучан Ю. В. Соотношение турон-коньяк-сантонских стратиграфических подразделений севера Западной Сибири // Горные ведомости. – 2004. – № 6. – С. 30–38.
4. Кудаманов А. И., Агалаков С. Е., Маринов В. А. К вопросу о турон-раннеконьякском осадконакоплении в пределах Западно-Сибирской плиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 7. – С. 19–26. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-7-19-26
5. Стратиграфия и индексация продуктивных пластов надсеноманского газоносного комплекса Западной Сибири / С. Г. Черданцев [и др.] // Горные ведомости. – 2017. – № 2. – С. 14–27.
6. Верхнемеловые кремнистые отложения — потенциал прироста ресурсов газа Западной Сибири / С. Е. Агалаков [и др.] // Санкт-Петербург 2018. Инновации в геонауках — время открытий: 8-я междунар. геол.-геофиз. конф. и выставка (Санкт-Петербург, 9–12 апреля 2018 г.).
7. Закономерности изменения литологического состава пильской свиты о. Сахалин в связи с перспективами добычи нефти из кремнистых отложений / Н. А. Деревскова [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». – 2014. – № 4. – С. 34–40.
8. Агалаков С. Е. Газовые гидраты в туронских отложениях на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1997. – № 3. – С. 16–21.
9. К вопросу об условиях седиментации кампана (верхний мел) Западной Сибири / А. И. Кудаманов [и др.] // Нефтяная провинция. – 2018. – № 4 (16). – С. 38–54. DOI: 10.25689/NP.2018.4.35-54

References

1. Agalakov, S. E., Khmelevsky, V. B., Bakuev, O. V., & Loznyuk, O. A. (2016). Background to the reconsideration of the lithofacies and biostratigraphic models of Turonian-Coniacian-Santonian sediments of Western Siberia. Nauchno-tekhnicheskiy vestnik NK "Rosneft" JSC, (4), pp. 28-35. (In Russian).
2. Kudamanov, A. I., Agalakov, S. E., & Marinov, V. A. (2018). Transgressive-regressive type of sedimentation in the Western Siberian Coniacian-Santonian (Upper Cretaceous). Oil Industry, (7), pp. 58-63. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2018-7-58-63
3. Agalakov, S. E., & Braduchan, Yu. V. (2004). Sootnoshenie turon-kon'yak-santonskikh stratigraficheskikh podrazdeleniy severa Zapadnoy Sibiri. Gornye vedomosti, (6), pp. 30-38. (In Russian).
4. Kudamanov, A. I., Agalakov, S. E., & Marinov, V. A. (2018). The problems of Turonian-early Coniacian sedimentation within the boundaries of the West Siberian plate. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (7), pp. 19-26. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2018-7-19-26

5. Cherdantsev, S. G., Nesterov, I. I. (jr.), Ognev, D. A., Nazarenko, I. Yu., & Kirichenko, N. V. (2017). Stratigrafiya i indeksatsiya produktivnykh plastov nadsenomanskogo gazonosnogo kompleksa Zapadnoy Sibiri. Gornye vedomosti, (2), pp.14-27. (In Russian).
6. Agalakov, S. E., Kudamanov, A. I., Marinov, V. A., Nassonova, N. V., Bakuev, O. V., Loznyuk, O. A., & Khmelevskiy, V. B. (2018). Verkhnemelovye kremnistye otlozheniya — potentsial prirosta resursov gaza Zapadnoy Sibiri. Saint Petersburg 2018. Innovatsii v geonaukakh — vremya otkrytiy: vos'maya mezhdunarodnaya geologo-geofizicheskaya konferentsiya i vystavka. (In Russian).
7. Derevskova, N. A., Kravchenko, T. I., Lykova, S. B., & Dryablov, S. V. (2014). The consistent pattern of lithological structure of Pilskian suite of Sakhalin Island in connection with oil production prospects from hardly removable stocks. Nauchno-tekhnicheskii vestnik NK "Rosneft" JSC, (4), pp. 34-40. (In Russian).
8. Agalakov, S. E. (1997). Gazovye gidraty v turonskikh otlozheniyakh na severe Zapadnoy Sibiri. Oil and gas geology, (3), pp. 16-21. (In Russian).
9. Kudamanov, A. I., Agalakov, S. E., Marinov, V. A., Novoselova, M. Yu., & Glukhov, T. V. (2018). Sedimentary environments of West-Siberian upper cretaceous campanian deposits revisited. Neftyanaya provintsia, (4(16)), pp. 38-54. (In Russian). DOI 10.25689/NP.2018.4.35-54

Сведения об авторах

Агалаков Сергей Евгеньевич, к. г.-м. н., начальник управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Новоселова Майя Юрьевна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: mynovoselova@tnnc.rosneft.ru

Information about the authors

Sergey E. Agalakov, Candidate of Geology and Mineralogy, Head of Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen

Maya Yu. Novoselova, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, e-mail: mynovoselva@tnnc.rosneft.ru

УДК 553.982.2

**Построение 3D-геологической модели отложений ачимовской толщи
при условии значительных перепадов водонефтяного контакта**

Я. О. Антипин^{1*}, И. В. Вершинина¹, Е. С. Тарачева¹, Н. В. Гильманова²

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: AntipinYO@tmn.lukoil.com

Аннотация. Для продуктивных отложений ачимовской толщи изучены текстурные особенности, оказывающие весомое влияние на насыщение нефтью пород-коллекторов пласта в зависимости от высоты над поверхностью ВНК. Отмечено, что со снижением высоты прослоя над поверхностью ВНК граничное значение проницаемости для нефтенасыщения прослоев увеличивается.

Полученный вывод можно использовать для обоснования снижения нефтенасыщенных толщин в интервалах близких к ВНК или для определения эффективных нефтенасыщенных толщин слоистых коллекторов.

Результатом выполненной работы является цифровая трехмерная геологическая модель залежи пласта Ач₆ Импурского месторождения, включающая в себя не только детальное литологическое расчленение разреза с учетом пород-неколлекторов, но и модель нефтенасыщенности, построенную по изменяющимся под влиянием высоты залежи над ВНК кондиционным значениям проницаемости пород-коллекторов, отвечающих за их «пятнистое» насыщение.

Предложенный подход позволяет добиться текущей обводненности по данной залежи 55 % без корректировки относительных фазовых проницаемостей при фактических скважинных данных в среднем 56 %.

Ключевые слова: цифровая трехмерная геологическая модель; породы-коллекторы; фильтрационно-емкостные свойства; водонефтяной контакт; нефтенасыщенность

**3D geological modeling Achimov sequence sediments under conditions
of significant changes of oil-water contact**

**Yaroslav O. Antipin^{1*}, Irina V. Vershinina¹, Elizaveta S. Taracheva¹,
Natalia V. Gilmanova²**

¹KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: AntipinYO@tmn.lukoil.com

Abstract. For the productive formation of Achimov sequence texture features have been studied, which have a significant impact on the oil saturation of reservoir rocks depending on the changes of height above oil-water contact. It is noted that if the height of the interlayer above the surface of oil-water contact decreases, the boundary value of the permeability for the oil saturation of interlayers increases.

The obtained conclusion can be used to justify the reduction of oil saturated thicknesses in the intervals close to the oil-water contact or to determine the oil saturated thicknesses of layered reservoirs.

The result of this work is a digital three-dimensional geological model of the Ach₆ reservoir at the Imilorskoye oil field. This geological model includes not only a detailed lithology differentiation of the section, taking into account the non-collector rocks, but also a model of oil saturation, built on changing under the influence of the height of the reservoir over the oil-water contact conditioned values of permeability of reservoir rocks responsible for their "spotty" saturation.

The proposed approach makes it possible to achieve the current water cut for this reservoir of 55 % without adjusting the relative phase permeability at the actual well data on average 56 %.

Key words: digital three-dimensional geological model; reservoir rocks; reservoir properties; oil-water contact; oil saturation

Введение

По объемам разведанных запасов жидких углеводородов Российская Федерация занимает второе место в мире с долей около 15 % мировых запасов.

В настоящее время невыполнение проектных уровней добычи нефти на некоторых месторождениях — результат проблем различного характера процесса разработки месторождений, которые не были своевременно выявлены и решены. Проведенные в Западной Сибири за последние годы исследования показали значительное расхождение между реальным уровнем сложности геологического строения разрабатываемых залежей углеводородов и их упрощенными геолого-промысловыми моделями.

Для обеспечения эффективного управления разработкой месторождений углеводородов и достижения проектного коэффициента извлечения требуются достоверные детальные цифровые трехмерные геологические модели, которые отражают реальную структуру залежей, дают представление о пространственном распределении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), параметров залежей и нефтегазонасыщенности пород-коллекторов.

Объект и методы исследования

Согласно «Рекомендациям к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья» допускаются два варианта литологической модели — определение интервалов по признаку «коллектор-неколлектор» и создание детальной литологической модели.

В первом случае ячейкам литологической модели будет присвоен признак «коллектор» либо «неколлектор» независимо от литологической составляющей (плотные породы, аргиллиты). Это значит, что у каждой ячейки будет только одно значение, характеризующее лишь один литотип: коллектор или неколлектор (значение 1 или 0). Однако в нефтегазопромысловой геологии не существует признака «неколлектор», а существуют породы с низкими значениями ФЕС, то есть породы, которые в ячейках упрощенной литологической модели имеют значение 0 (а значит, в пределах этих ячеек не распространяются значения ФЕС), на самом деле являются проницаемыми. Создание детальной модели, включающей в себя различные литологические типы пород, слагающих геологический разрез, обосновано не только необходимостью расчленения разреза по методам геофизических исследований скважин (ГИС), но и

тем фактом, что различные по литологическому типу породы-коллекторы отличаются и коллекторским потенциалом¹.

Считается, что распределение литологических разностей в объеме резервуара повышает достоверность моделей.

Также в литературе, например в книге К. Е. Закревского «Геологическое 3D моделирование» описана методика построения детальных геологических моделей, когда упрощенная модель литологии (0-1) не смогла реалистично отразить распределение ФЕС в объеме залежи и обеспечить точную адаптацию на историю разработки месторождения. Наиболее простое решение — задать нулевую пористость и проницаемость в ячейках пород-неколлекторов, но на этапе гидродинамического моделирования выясняется, что, не имея запасов углеводородов, породы-неколлекторы тем не менее принимают участие в процессе фильтрации [1].

Рассматриваемый в работе пласт Ач₆ относится к сортымской свите берриасского яруса нижнего мела, отложения которой накапливались преимущественно в морских условиях и имеют клиноформное строение. В ее литологическом составе преобладают песчаники мелкозернистые, карбонатные, алевроитовые, слюдистые и алевролиты мелко- и крупнозернистые, карбонатистые, песчаные, слюдистые. Во всех вышеупомянутых породах встречаются включения остатков растительного детрита, реже битуминозного вещества.

Фильтрационно-емкостными свойствами пласт охарактеризован в 14 скважинах. Пористость (керосинонасыщением) пород-коллекторов Ач₆ исследована на 116 образцах керна, среднее по выборке значение составляет 15,05 %. Проницаемость оценена по 103 образцам, среднее значение — $0,4 \cdot 10^{-3}$ мкм². Вододерживающая способность изучена на 41 образце, среднее значение — 62,36 %.

Породы-коллекторы пласта Ач₆ по классификации А. А. Ханина относятся к IV–V–VI классам проницаемости.

Граничное значение проницаемости для пласта Ач₆ составило от $0,14 \cdot 10^{-3}$ до $0,2 \cdot 10^{-3}$ мкм² и было обосновано петрофизическим способом при использовании стандартных графиков $f = K_n^{эф}(K_n^0)$, $f = K_n(K_n^{эф})$, $f = K_{np}(K_n)$ с заданными значениями $K_{во}$ и $K_{но}$, где $K_n^{эф}$ и K_n^0 — коэффициент эффективной и динамической пористости соответственно, K_{np} — коэффициент проницаемости, $K_{во}$ и $K_{но}$ — коэффициент остаточной водо- и нефтенасыщенности соответственно.

Указанное граничное значение проницаемости получено при анализе однородных образцов алевролитов и песчаников и не учитывает текстурную неоднородность пород-коллекторов [2].

Экспериментальная часть

Для залежи пласта Ач₆ с большой высотой над водонефтяным контактом (ВНК) реализован подход создания геологической модели со значениями литотипа, включающими в себя кроме стандартного набора (коллектор и неколлектор) еще и алевролиты. Для алевролитов заданы значения параметров пористости и проницаемости, равные граничным значениям 12,1 % и $0,12 \cdot 10^{-3}$ мкм² соответственно, и 100 %-я водонасыщенность. Таким образом, с учетом указанных параметров алевролиты начинают участвовать в процессе

¹Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья [Электронный ресурс]. — М.: ФБУ ГКЗ, 2014. — Режим доступа: <https://pandia.ru/text/80/112/45436.php>.

фильтрации флюидов, добавляя в гидродинамическую модель 10–15 % обводненности [3]. Для залежей пласта Ач₆ этого оказалось недостаточно.

Следует понимать, что в реальности распределение нефти и воды в переходной водонефтяной зоне может быть значительно сложнее из-за большого разнообразия свойств пород-коллекторов пластовой системы, особенно если речь идет о терригенных коллекторах месторождений Западной Сибири.

По мнению Ю. Я. Большакова, сложность эта заключается в том, что в распределении флюидов в природных ловушках наблюдаются существенные отклонения от принципов антиклинально-гравитационной концепции нефтегазо-накопления, которая не учитывает сил сопротивления миграции флюидов. Этими силами являются капиллярные давления, возникающие на границе различных фаз в поровой среде.

Ю. Я. Большаковым изучено взаимодействие гравитационных и капиллярных сил во время формирования залежей углеводородов. В результате выделен тип нетрадиционных капиллярно-экранированных залежей. Однако любая залежь углеводородов классического антиклинального типа находится под действием гравитационных и капиллярных сил, потому что содержится в неоднородной многофазной поровой среде, подверженной гравитационному воздействию [4].

Влияние текстурной неоднородности на флюидонасыщение пород-коллекторов по разрезу освещалось в работах Д. А. Асташкина, А. В. Акиншина [5], В. А. Ефимова [6], М. Л. Сургучева [7] и др.

В настоящей работе сохранена преемственность подхода предыдущих авторов. При исследованиях выполнен анализ интенсивности свечения кернового материала в ультрафиолетовом свете (УФ), фильтрационных особенностей и результатов испытания пластов.

По фотографиям керна были определены следующие мощности: суммарного долбления, отсутствия свечения, «слабого» свечения и «сильного» свечения. Для всех анализируемых интервалов выполнено сопоставление средневзвешенных по прослоям значений пористости и проницаемости с шифром интенсивности свечения.

В целом проанализированный материал по скважинам Имилорского месторождения для ачимовских отложений в первоначальном варианте может быть сгруппирован в три крупных условных блока флюидонасыщения по разрезу: первые метры от ВНК, высота 50 м и высота 100 м.

При высоте над поверхностью ВНК более 40 м прослой с отсутствием свечения керна в УФ отличаются высокими значениями водоудерживающей способности и низкими значениями проницаемости (в пределах погрешности от граничных значений, полученных при сопоставлениях стандартных ФЕС). Прослой идентифицированы как неколлектор.

При высоте над поверхностью ВНК первые метры прослой с отсутствием свечения керна в УФ имеют значения проницаемости выше граничных и средние значения водоудерживающей способности. Прослой идентифицированы как коллектор, по данным промыслово-геофизических исследований получен приток воды.

На имеющемся материале (15 скважин) путем построения распределений было получено ориентировочное граничное значение проницаемости для условия нефтенасыщения пород-коллекторов. Для продуктивных пластов ачимовской толщи оно составляет порядка $1,3 \cdot 10^{-3}$ мкм², с учетом зоны неоднозначности — $0,25 \cdot 10^{-3}$ – $3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Большой диапазон зоны неоднозначности связан с отсутствием учета на данном распределении высот интервалов над ВНК. Поэтому была предпринята попытка построения сопоставления проницаемости и пористости для разных высот залежей, при этом фиксируется наклон разделяющей линии для насыщенных и ненасыщенных пород-коллекторов (рис. 1–3), связанный с изменением в данном диапазоне значений коэффициентов водоудерживающей способности и эффективной пористости.

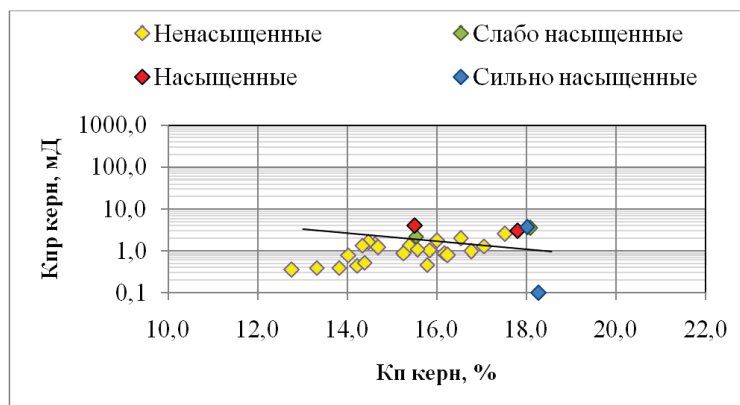


Рис. 1. Граничные значения проницаемости для нефтенасыщенных прослоев при высоте залежи над ВНК до 10 м

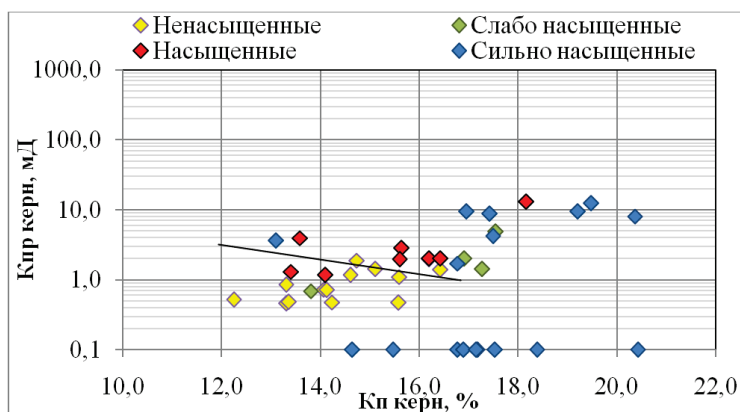


Рис. 2. Граничные значения проницаемости для нефтенасыщенных прослоев при высоте залежи над ВНК до 50 м

На рисунках 1–3 отмечено, что с увеличением высоты прослоя над поверхностью ВНК граничное значение проницаемости для нефтенасыщения прослоев пород-коллекторов уменьшается.

Полученный вывод можно использовать для обоснования снижения нефтенасыщенных толщин в интервалах близких к ВНК или для определения эффективных нефтенасыщенных толщин слоистых коллекторов (чтобы избежать завышения запасов).

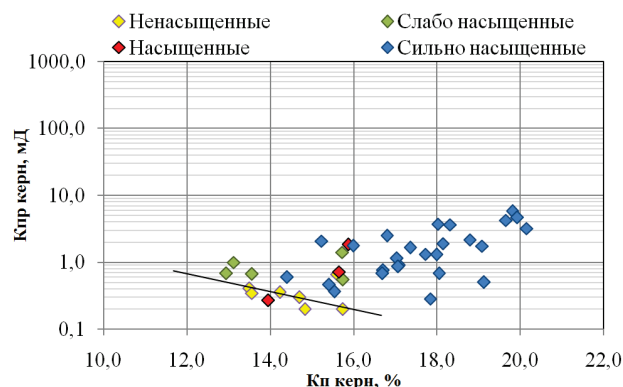


Рис. 3. Граничные значения проницаемости для нефтенасыщенных прослоев при высоте залежи над ВНК до 100 м

С учетом результатов вышеприведенных исследований построена трехмерная модель нефтенасыщенности пласта Ач₆ Имилорского месторождения (рис. 4).

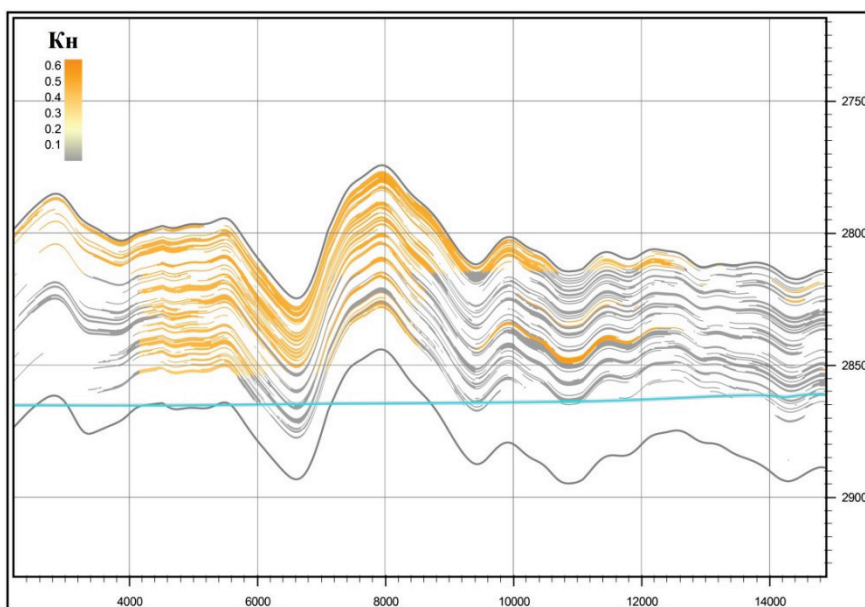


Рис. 4. Геологический разрез залежи пласта Ач₆

Модель нефтенасыщенности залежи пласта Ач₆ учитывает граничные значения проницаемости для условия нефтенасыщения находящихся на уровне до 10 м над поверхностью ВНК пород-коллекторов — $3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, для находящихся на уровне от 10 до 50 м над ВНК пород-коллекторов — $1,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и для находящихся на уровне выше 50 м над ВНК — $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. То есть пропластки, находящиеся на данных высотах над ВНК и отличающиеся проницаемостью менее соответствующих граничных значений, являются водонасыщенными (см. рис. 4).

Выводы

В результате произошло сокращение объема нефтенасыщенных пород и эффективных нефтенасыщенных толщин на 62 % в сравнении с моделью, созданной без учета граничных значений проницаемости. На геологическом разрезе это проявляется в виде «полосчатого насыщения» пород-коллекторов выше поверхности контакта (рис. 4).

Использование граничных значений проницаемости нефтенасыщенных пропластков для соответствующей высоты над поверхностью ВНК привело к сокращению геологических запасов нефти залежи пласта Ач₆ Имилорского месторождения на 59 % в сравнении с моделью, созданной без учета граничных значений проницаемости.

Предложенный подход позволяет добиться текущей обводненности по данной залежи 55 % без корректировки относительных фазовых проницаемостей при фактических скважинных данных в среднем 56 %.

Результатом выполненной работы является цифровая трехмерная геологическая модель залежи пласта Ач₆ Имилорского месторождения, отличающаяся не только детальным литологическим расчленением разреза с учетом пород-неколлекторов, но и моделью нефтенасыщенности, построенной с учетом изменяющихся под влиянием высоты залежи над ВНК кондиционных значений проницаемости пород-коллекторов, отвечающих за их «пятнистое» насыщение.

Библиографический список

1. Закревский К. Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009. – 376 с.
2. Анализ текстурной неоднородности ачимовских резервуаров Имилорского месторождения при оценке характера насыщения / В. Е. Касаткин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 11. – С. 18–23.
3. Построение гидродинамической модели в условиях флюидальной неоднородности продуктивных пластов Имилорского месторождения / В. И. Шаламова [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 9. – С. 42–46.
4. Большаков Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазоаккумуляции. – Новосибирск: Наука: Сиб. изд. фирма, 1995. – 179 с.
5. Акиншин А. В. Повышение точности определения подсчетных параметров текстурно-неоднородных песчано-алеврито-глинистых коллекторов по данным геофизических исследований скважин: на примере викуловских отложений Краснотенинского свода: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Тюмень, 2013. – 136 с.
6. Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014. Сб. ст. / Сост. Б. Н. Еникеев. – М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2014.
7. Сургучев М. Л., Желтов Ю. В., Симкин Э. М. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах. – М.: Недра, 1984. – 215 с.

References

1. Zakrevskiy, K. E. (2009). Geologicheskoe 3D modelirovanie. Moscow, IPC Maska Ltd, 376 p. (In Russian).
2. Kasatkin, V. E., Gilmanova, N. V., Moskalenko, N. Yu., Smolyakov, G. A., Chernoskulovala, V. A., Bazhenova, E. S., & Lyovkina, M. P. (2016). Analysis of achimov reservoirs' texture heterogeneity of Imilorsky deposit when assessing the nature of saturation. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (11), pp. 18-23. (In Russian).

3. Shalamova, V. I., Vershinina, I. V., Kovalenko, M. A., & Snytko, N. N. (2017). Hydro-dynamic model construction in conditions of fluidal heterogeneity of Imilor deposit productive formations. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (9), pp. 42-46. (In Russian).
4. Bol'shakov, Yu. Ya. (1995). *Teoriya kapillyarnosti neftegazonakopleniya*. Novosibirsk, Nauka Publ., 179 p. (In Russian).
5. Akin'shin, A. V. (2013). Povyshenie tochnosti opredeleniya podschetnykh parametrov teksturno-neodnorodnykh peschano-alevrito-glinistyykh kollektorov po dannym geofizicheskikh issledovaniy skvazhin: na primere vikulovskikh otlozheniy Krasno-leninskogo svoda: dis. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 136 p. (In Russian).
6. Enikeev, B. N. (Comp.). (2014). *Petrofizika slozhnykh kollektorov: problemy i perspektivy 2014. Sbornik statey*. Moscow, EAGE Geomodel' Ltd. (In Russian).
7. Surguchev, M. L., Zheltov, Yu. V., & Simkin, E. M. (1984). *Fiziko-khimicheskie mikroprotsessy v neftegazonosnykh plastakh*. Moscow, Nedra Publ. 215 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Антипин Ярослав Олегович, инженер 1 категории Проектного офиса по освоению Имилорско-Источного участка недр, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, e-mail: AntipinYO@tmn.lukoil.com

Вершинина Ирина Викторовна, главный специалист Проектного офиса по освоению Имилорско-Источного участка недр, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Тарачева Елизавета Сергеевна, инженер Проектного офиса по освоению Имилорско-Источного участка недр, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Гильманова Наталья Вячеславовна, к. г.-м. н., доцент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Yaroslav O. Antipin, Engineer of the 1st category of the Project Office for the Development of Imilorsko-Istochny Subsoil Area, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, e-mail: AntipinYO@tmn.lukoil.com

Irina V. Vershinina, Chief Specialist of the Project Office for the Development of Imilorsko-Istochny Subsoil Area, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Elizaveta S. Taracheva, Engineer of the Project Office for the Development of Imilorsko-Istochny Subsoil Area, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Natalia V. Gilmanova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen

УДК 553.9

**Результаты бурения Курган-Успенской-1 параметрической скважины и
перспективы поиска нефти и газа в восточной части Курганской области**

А. А. Арсеньев^{1*}, А. Ю. Белоносов¹, С. Ф. Мулявин²

¹Тюменский филиал Территориального фонда геологической информации по
Уральскому федеральному округу, г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: aarseniev62@mail.ru

Аннотация. В работе представлены основные аспекты заложения параметрической Курган-Успенской-1 скважины. Кратко освещены основные итоги по исследованию и испытанию перспективных горизонтов, вскрытых скважиной. Сформулированы выводы и предложения по продолжению поисков нефти и газа в Курганской области. Полученные при бурении параметрической скважины данные дают основание для пересмотра тектоники восточной части Курганской области и геологического строения доюрского фундамента.

Ключевые слова: Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция; доюрский комплекс; карбонатно-терригенные отложения; палеозойские отложения

**The results of drilling the parametric Kurgan-Uspenskaya-1 well
and the prospecting for oil and gas in the eastern part of Kurgan region**

Alexey A. Arsenyev^{1*}, Alexey Yu. Belonosov¹, Semen F. Mulyavin²

¹Tyumen branch of the Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: aarseniev62@mail.ru

Abstract. The article presents the main aspects of the laying of the parametric Kurgan-Uspenskaya-1 well. We briefly have covered the main results of research and testing of promising horizons exposed by the well. In addition, we have made conclusions and proposals for continuing the prospecting for oil and gas in Kurgan region. The data obtained during the drilling of a parametric well provide a basis for revising the tectonics in the eastern part of Kurgan region and the geological structure of the pre-Jurassic basement.

Key words: West Siberian oil and gas bearing province; the pre-Jurassic complex; carbonate-terrigenous deposits; paleozoic deposits

Введение

В геологическом отношении параметрическая Курган-Успенская-1 скважина расположена в южной части Макушинского грабен-синклинория западного окончания Вагай-Ишимской впадины Западно-Сибирской плиты, в районе сочленения Уральской складчатой области и Казахстанского палеоконтинента.

Достигнутая глубина забоя скважины составляет 2 503,3 м. Бурением вскрыты мезозойско-кайнозойский осадочный чехол, представленный терригенными отложениями четвертичной, неогеновой, палеогеновой и меловой систем, а также карбонатные и магматические образования доюрского фундамента, относящиеся к геологическому временному отрезку от позднего девона до раннего карбона.

Объект и методы исследования

Рассматриваются результаты бурения параметрической Курган-Успенской-1 скважины, которая специально была пробурена для изучения палеозойского разреза. Приведено подробное описание кернового материала и сделаны выводы о дальнейших поисках нефти и газа на территории Курганской области.

Очевидно, что полученные при бурении параметрической скважины данные дают основание для выработки программы по проведению дальнейших комплексных геофизических и геологических исследований и переоценки перспектив нефтегазоносности доюрского фундамента западной окраины Вагай-Ишимской впадины, охватывая и сопредельные территории. И это, вполне вероятно, приведет к пересмотру тектоники восточной части Курганской области и геологического строения доюрского фундамента.

Результаты

Геолого-геофизические и геохимические исследования Курганской области были начаты еще 80 лет назад, однако до сих пор степень изученности данной территории остается низкой. В конце 40-х годов был обоснован тезис о нефтегазоперспективности доюрских карбонатных комплексов. Мезозойско-кайнозойские отложения еще тогда рассматривались как бесперспективные в связи с малой толщиной. Геолого-геофизические работы 60–80-х годов выявили хорошие коллекторские свойства терригенных и карбонатных коллекторов среднего и верхнего девона и известняков нижнего отдела каменноугольной системы. Именно в этих отложениях предполагали возможные ловушки и зоны аккумуляции углеводородов [1, 2].

Параметрическая Курган-Успенская-1 скважина специально была пробурена для изучения палеозойского разреза. Поэтому основной акцент был сделан на отбор образцов карбонатного состава, предположительно, девонского и каменноугольного возраста.

В административном отношении скважина расположена в Половинском районе Курганской области Уральского федерального округа РФ. Координаты скважины — 54°51'43" с.ш., 66°24'34" в.д. Ближайшие населенные пункты: г. Курган (145 км), с. Половинное (45 км), с. Чернавчик (7 км ЮВВ), д. Батырево (3,7 км СЗЗ) (рисунок).

Скважина пробурена до глубины 2 503,3 м. В интервале 5–469 м скважиной вскрыт мезозойско-кайнозойский осадочный чехол, представленный преимущественно слабо консолидированными терригенными отложениями четвертичной (5–9 м), неогеновой (9–23 м), палеогеновой (23–~220 м) и меловой (~220–469 м) систем. Ниже и до забоя вскрыты, датируемые поздним девоном — ранним карбоном, сложно дислоцированные в разной степени измененные вулканотерригенные, карбонатные и магматические образования доюрского фундамента.

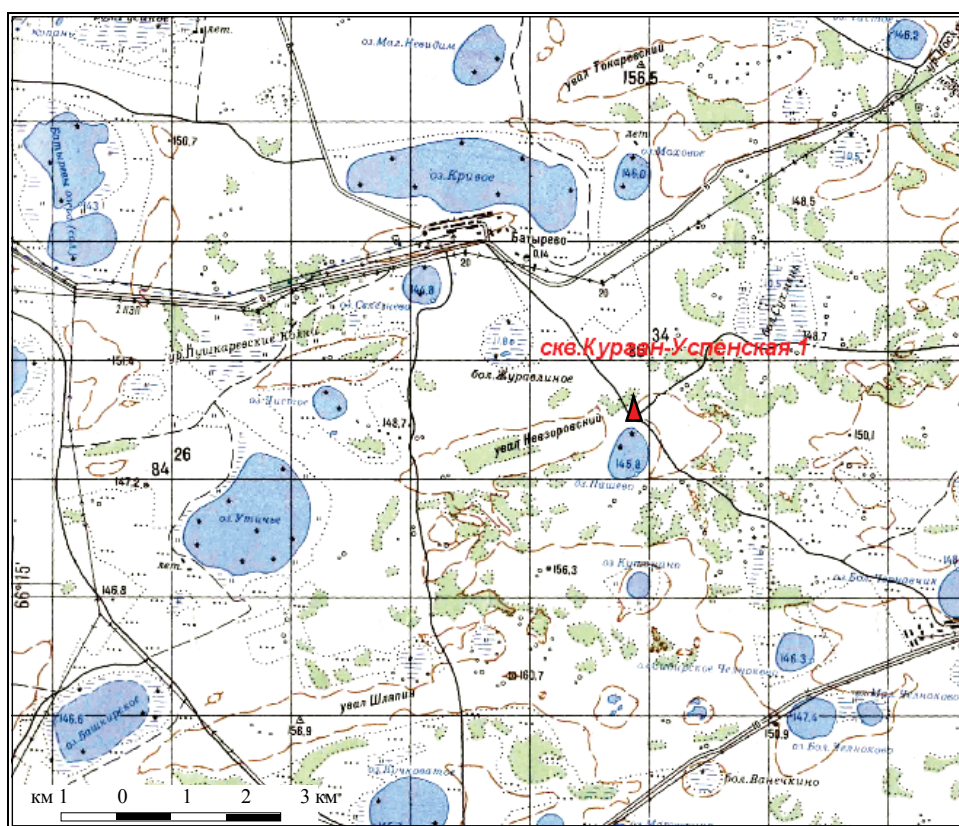


Рисунок. Географическая привязка параметрической Курган-Успенской-1 скважины

По разрезу целевого горизонта — палеозойского фундамента в интервале 476–2 503,3 м отобрано 340,3 пог. м керна, что составляет 69,6 % от проходки с отбором керна.

В эксплуатационной колонне было проведено испытание сваби́рованием четырех объектов возможных коллекторов неясного насыщения в карбонатных отложениях верхнего девона и нижнего карбона, намеченных по результатам интерпретации геофизических исследований скважин.

Нефтегазоносность Курганской области связывается с восточной частью территории (Вагай-Ишимская впадина) и, в основном, палеозойскими резервуарами и ловушками. Менее привлекательны мезозойские отложения. Особенно выделяются фильтрационно-емкостные свойства известняков верхнего девона и нижнего карбона. Однако в пробуренных скважинах, притоков нефти получено не было [3–5].

А. В. Рыльков привел данные по оценке начальных ресурсов углеводородов в наиболее перспективной, по его мнению, Вагай-Ишимской впадине. К нефтеперспективным отнесены известняки верхнедевонско-нижнекаменноугольных и песчаники среднедевонских отложений.

По результатам наземных геохимических работ выделены зоны разуплотнения и дезинтеграции в доюрском основании, безкорневые складки сжатия, палеодолины, палеоруслы, а также выявлены аномалии высокомолекулярных компонентов, содержащихся во всех нефтях мира.

Региональному агентству по недропользованию «Уралнедра» было рекомендовано в 2007–2008 гг. провести площадные поисковые сейсморазведочные работы в комплексе с вариационными углеводородно-геофизическими исследованиями. Но вместо данных рекомендаций было принято решение о бурении параметрической Курган-Успенской-1 скважины.

Кроме того, место заложения параметрической Курган-Успенской-1 скважины было изменено от первоначального и перенесено восточнее от границы нефтеперспективного участка на ≈ 10 км. Поэтому нефтеперспективность Успенской зоны не может быть охарактеризована результатами бурения только одной скважины, пробуренной совершенно в иных геологических условиях, нежели рекомендованный нефтеперспективный участок.

По данным Н. В. Лопатина и Т. П. Емец (ФГУП ГНЦ ВНИИГеосистем) в изученном разрезе дислоцированных образований верхнего девона и нижнего карбона не установлено толщ, которые могли быть отнесены даже к бедным источникам нефти и газа.

В Тимано-Печорском и Волго-Уральском бассейнах традиционно выделяется доманиковый (франские карбонатно-глинистые отложения D_3) комплекс — классический нефтематеринский источник. Теоретически ожидаемый нижнефранский (D_3f_1) доманиковый нефтематеринский источник скважиной не вскрыт. В рассматриваемом разрезе отложения этого возраста претерпели сильные катагенетические изменения, полностью (за редкими исключениями в отдельных тонких прослоях) утратили свой исходный нефтегенерационный потенциал и находятся ныне на стадии остаточной генерации газа.

В изученном разрезе не встречено углистых включений и прослоев, что сделало невозможным определение зон катагенеза. Пиролитический параметр $T_{\max}$ в образцах не информативен и чаще не определяется, что объясняется низким содержанием $C_{\text{орг}}$ (исключение составляют единичные образцы) и количественными определениями нефтегенерационного потенциала (S_2) пород. Все это не позволило определить катагенетическую зональность геологического разреза.

Результаты химико-битуминологических исследований состава битумоидов показывают, что в отложениях верхнего девона и нижнего карбона, вскрытых скважиной, были два различных нефтематеринских источника: первый — со смешанным типом керогена с преобладанием гумусового органического вещества; второй — морской кероген типа II, генетически связанный с фито- и зоопланктоном зоны фотосинтеза в первичном морском бассейне. Однако в разрезе не встречены нефтематеринские толщи минимально необходимой мощности для коммерческой по масштабам генерации нефти. Кроме того, степень катагенетической преобразованности отложений свидетельствует об истощении нефтегенерационного потенциала органического вещества пород [3, 5].

По результатам всего комплекса исследований проведено историко-геологическое моделирование осадочного разреза скважины. Сделан вывод, что в изученном районе образование нефти достигало высоких значений в 0,27–0,30 млн т/м² в конце каменноугольного — пермское время, затем интенсивность процесса упала до 0,11–0,12 млн тонн и УВ-генерационный потенциал был истощен к началу мезозоя. Образование «жирного» по составу углеводородного газа и конденсата продолжалось и в мезозойское время с низкой степенью интенсивности (0,10–0,11 млн т/м²). Образование масс метанового газа с примерно постоянной интенсивностью (0,08–0,09 млн т/м²) продолжается на протяжении всего мезозойско-кайнозойского этапа геологи-

ческой истории региона. Таким образом, породы фундамента утратили свой исходный нефтегенерационный потенциал и находятся ныне на стадии остаточной генерации газа.

Таким образом, бурение параметрической Курган-Успенской-1 скважины, выполнило основную задачу проекта и подтвердило отсутствие предпосылок коммерческой нефтегазоносности в палеозойских отложениях данного района.

Эти результаты свидетельствуют об отсутствии чрезвычайно важной геохимической предпосылки для проведения успешных поисково-разведочных работ на нефть и газ в восточных районах Курганской области.

По данным микропетрографического, пиролитического и люминесцентно-битуминологического изучения органического вещества палеозойских пород разреза скважины (М. Г. Фрик, ОАО «КамНИИКИГС») получены следующие результаты:

1. В интервале 540–1 033 м обнаружена микронепфть в виде асфальтово-смолистого битумоида в микротрещинах с легким буроватым ореолом рассеяния. Битумоиды преимущественно сингенетичные кислого ряда выявлены в концентрациях от следовых до средних и повышенных. Зафиксирован нефтегенерационный потенциал от бедного до удовлетворительного.

2. В интервале 1 040–1 867 м в микротрещинах обнаружено органическое вещество (ОВ) черного цвета со слабым буроватым свечением смолистого битумоида (микронепфти). Породы характеризуются средними и повышенными концентрациями преимущественно сингенетичных битумоидов всех видов. Зафиксирован нефтематеринский потенциал пород от бедного до удовлетворительного и повышенного, свободные углеводороды нефтяного ряда присутствуют в невысоких количествах. Диапазон колебаний пиролитического параметра соответствует начальному и среднему мезокатагенезу и главной зоне нефтеобразования.

3. В интервале 1 904–2 503 м нефтегенерационный потенциал в основном удовлетворительный, нефтяной потенциал низок, пиролитический параметр соответствует начальному мезокатагенезу и главной зоне нефтеобразования [4, 5].

Выявлено, что общей закономерности повышения степени катагенеза ОВ пород с глубиной не наблюдается.

Таким образом, выводы о наличии или отсутствии в разрезе доюрского фундамента юго-западной окраины Вагай-Ишимской впадины условий, благоприятных для процессов нефтегазогенерации и нефтегазоаккумуляции, неоднозначны (В. И. Горбачев, Д. Б. Гуляев, ОАО НПЦ «Недра»).

Необходимость дальнейших комплексных геофизических и геологических исследований и переоценки перспектив нефтегазоносности доюрского фундамента западной окраины Вагай-Ишимской впадины и сопредельных территорий очевидна. Полученные при бурении параметрической скважины данные дают основание для пересмотра тектоники восточной части Курганской области и геологического строения доюрского фундамента.

По результатам бурения параметрической Курган-Успенской-1 скважины можно сделать следующие выводы.

- По результатам наземных углеводородных исследований, проведенных в 2005 году, нефтепоисковый интерес представляет западный склон локального нерасчлененного поднятия, предположительно карбонатного состава (Успенская зона). Место заложения параметрической Курган-Успенской-1 скважины находится на около 10 км восточнее от границы нефтеперспективного участка. Следовательно, нефтеперспективность Успенской зоны не может быть охарактеризована результатами бурения только одной скважины, пробуренной совершенно в иных геологических условиях, нежели рекомендованный нефтеперспективный участок.

- В параметрической Курган-Успенской-1 скважине высокие концентрации компонентов алканового ряда отмечаются в интервале глубин 2 080–2 113,5 м. Ряд н-алканов здесь представлен наиболее полно, хотя верхняя часть интервала характеризуется сравнительно высокой степенью катагенетической преобразованности органического вещества [5]. На отметках 2 313–2 321 м также зафиксированы высокие концентрации н-алканов. Данный интервал не испытывался, несмотря на зону трещиноватости.

- В интервалах 1 720–1 725 и 1 584–1 589 м также зафиксированы высокие значения концентрации н-алканов. Низкие значения паровых залежей. Интервал 1 720–1 725 м соответствует структурному шву основных надвигов. В интервале 1 584–1 589 м слои органогенных известняков (кораллов) расположены почти вертикально к земной поверхности. Утверждать о прямой зависимости высоких концентраций н-алканов в данных интервалах с наличием залежей проблематично, ввиду возможной латеральной миграции (интервал 1 720–1 725 м) либо по пластовой вертикальной миграции (интервал 1 584–1 589 м).

- Для решения вопроса нефтеперспективности Успенской зоны предлагается, согласно принятой стадийности проведения геолого-разведочных работ, поставить комплексные площадные сейсморазведочные и углеводородно-геофизические исследования, по результатам которых следует выбрать место заложения последующей глубокой скважины. Таким образом, совместная геологическая интерпретация вариационных углеводородных и сейсмических данных ускорит открытие залежей нефти в палеозойских отложениях Курганской области.

Выводы

Вместо данных рекомендаций региональному агентству по недропользованию «Уралнедра» в 2007–2008 гг. о проведении площадных поисковых сейсморазведочных работ в комплексе с вариационными углеводородно-геофизическими исследованиями было принято решение о бурении параметрической Курган-Успенской-1 скважины. В процессе принятия решения место заложения параметрической Курган-Успенской-1 скважины было изменено. Точка заложения была перенесена восточнее от границы намеченного изначально нефтеперспективного участка на ≈ 10 км. Таким образом, нефтеперспективность Успенской зоны не может быть охарактеризована результатами бурения только одной скважины, пробуренной совершенно в иных геологических условиях, нежели рекомендованный изначально участок.

Для решения вопроса нефтеперспективности Успенской зоны предлагается, согласно принятой стадийности проведения геологоразведочных работ, поставить комплексные площадные сейсморазведочные и углеводородно-геофизические исследования, по результатам которых следует выбрать место заложения последующей глубокой скважины. Таким образом, совместная геологическая интерпретация вариационных углеводородных и сейсмических данных ускорит открытие залежей нефти в палеозойских отложениях Курганской области.

Библиографический список

1. Решения Межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / Под ред. В. И. Краснова. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1999. – 80 с.

2. Ехлаков Ю. А., Угрюмов А. Н., Санфирова С. С. Новые данные о геологическом строении палеозойского фундамента юга Курганской области (по данным изучения Курган-Успенской параметрической скважины) // Горные ведомости. – 2010. – № 5 (72). – С. 34–51.
3. Результаты проведения геохимических нефтепоисковых исследований на юге Западной Сибири / А. Р. Курчиков [и др.] // VIII Междуна. науч. конгресс: Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2012. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: междуна. науч. конф. Сб. материалов в 2 т. (Новосибирск, 10–20 апреля 2012 г.) – Новосибирск: СГГА, 2012. – Т. 3. – С. 227–234.
4. Палеозойские отложения Западной Сибири — новый объект нефтегазопроисковых работ / Ю. Н. Варакин [и др.]; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука. – Новосибирск: ИИГ СО РАН, 2016. – 46 с.
5. Хроматографические и хроматомасс-спектрометрические исследования триас-палеозойских отложений восточных районов Курганской области / А. Р. Курчиков [и др.]; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука. – Тюмень: ЗСФ ИИГ СО РАН, 2009. – 265 с.

References

1. Krasnov, V. I. (Ed.). (1999). Resheniya Mezhdunarodnogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu regional'noy stratigraficheskoy skhemy paleozoyskikh obrazovaniy Zapadno-Sibirskoy ravniny. Novosibirsk, 80 p. (In Russian).
2. Ekhlakov, Yu. A., Ugryumov, A. N., & Sanfirova, S. S. (2010). Noveye dannye o geologicheskoy stroenii paleozoyskogo fundamenta yuga Kurganskoy oblasti (po dannym izucheniya Kurgan-Uspenskoy parametricheskoy skvazhiny). Gornye vedomosti, (5(72)), pp. 34–51. (In Russian).
3. Kurchikov, A. R., Belonosov, A. Yu., Timshanov, R. I., Martynov, O. S., Sheshukov, S. A., & Kudryavtsev, A. E. (2012). Rezul'taty provedeniya geokhimicheskikh neftepoiskovykh issledovaniy na yuge Zapadnoy Sibiri. vos'moy Mezhdunarodnyy nauchnyy kongress: Interekspos GEO-Sibir'-2012. Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Noveye napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopaemykh: mezhdunarodnaya nauchnaya konferentsiya. Sbornik materialov. Tom 3 (Novosibirsk, April 10–20, 2012), Novosibirsk, pp. 227–234. (In Russian).
4. Varaksin, Yu. N., Vyshemirskiy, V. S., Zalazaeva, L. V., Zapivalov, N. P., Kolyvanova, B. N., Min'ko, V. A., & Yashina, S. M. (2016). Paleozoyskie otlozheniya Zapadnoy Sibiri — novyy ob'ekt neftegazopiskovykh rabot, Novosibirsk, 46 p. (In Russian).
5. Kurchikov, A. R., Belonosov, A. Yu., Timshanov, R. I., Sheshukov, S. A., & Kudryavtsev, A. E. (2009). Khromatograficheskie i khromatomass-spektricheskie issledovaniya trias-paleozoyskikh otlozheniy vostochnykh rayonov Kurganskoy oblasti, Tyumen, 265 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Арсеньев Алексей Аркадьевич, начальник Гидродинамического отдела Тюменского филиала Территориального фонда геологической информации по Уральскому федеральному округу, г. Тюмень, e-mail: aarseniev62@mail.ru

Белоносов Алексей Юрьевич, руководитель Тюменского филиала Территориального фонда геологической информации по Уральскому федеральному округу, г. Тюмень

Мулявин Семен Федорович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Alexey A. Arsenyev, Director of the Hydrodynamic Department, Tyumen branch of the Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District, e-mail: aarseniev62@mail.ru

Alexey Yu. Belonosov, Head of the Tyumen branch of the Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District

Semen F. Mulyavin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

УДК 556.38

**Характеристика подземных вод мезозойского гидрогеологического
бассейна в пределах месторождений Ямало-Ненецкого
нефтегазодобывающего региона**

В. А. Бешенцев¹, Т. В. Семенова^{1*}, И. Г. Сабанина², С. В. Воробьева¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

*e-mail: semenovav@tyuiu.ru

Аннотация. Химический состав пластовых вод мезозойского гидрогеологического бассейна тесно связан с условиями осадконакопления, тектонического развития, формирования залежей углеводородов и в комплексе с другими геологическими параметрами позволяет прогнозировать наличие промышленных скоплений нефтяных и газовых месторождений. Исследуемые подземные воды играют важную роль при эксплуатации нефтегазовых месторождений Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона.

Ключевые слова: апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс; неокомский гидрогеологический комплекс; юрский гидрогеологический комплекс; Западно-Сибирский мегабассейн; водонапорная система; минерализация подземных вод

**Characteristics of groundwater in the Mesozoic hydrogeological basin
at the fields of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region**

**Vladimir A. Beshentsev¹, Tatyana V. Semenova^{1*}, Irina G. Sabanina²,
Seema V. Vorobjeva¹**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

*e-mail: semenovav@tyuiu.ru

Abstract. The chemical composition of reservoir water in the Mesozoic hydrogeological basin is closely related to the conditions of sedimentation, tectonic development, and formation of hydrocarbon deposits. This water composition in combination with other geological parameters makes it possible to predict the presence of industrial accumulations at oil and gas fields. Investigated groundwater plays an important role in the operation of oil and gas fields in the territory of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region.

Key words: the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex; the Neocomian hydrogeological complex; the Jurassic hydrogeological complex; the West Siberian megabasin; water pressure system; groundwater salinity

Введение

Одним из параметров, позволяющим оценить вероятность открытия залежей углеводородов (УВ) в пределах перспективной зоны нефтегазонакопления, является состав пластовой воды, в частности минерализация, ее изменение, как по площади, так и по разрезу [1].

Пластовые воды насыщают горные породы от фундамента до поверхности, преобразуя окружающую среду, растворяя и перенося различные компоненты, в том числе и углеводороды. Химический состав пластовых вод тесно связан с условиями осадконакопления, тектонического развития, формирования залежей углеводородов и в комплексе с другими геологическими параметрами позволяет прогнозировать наличие промышленных скоплений УВ [2].

Объект и методы исследований

В качестве примера исследований подтверждаемости нефтегазоносности рассмотрена северная часть Западно-Сибирского мегабассейна, в пределах месторождений Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона.

Результаты

В тектоническом отношении изучаемый район приурочен к северной тектонической области Западно-Сибирской плиты, которая характеризуется наличием крупных замкнутых структур с резкими перепадами глубин до фундамента, сложными дислокациями. На Медвежьей площади кровля фундамента вскрыта (скв. 1 001) на глубине 4 461 м, на Юбилейной площади — на глубине 5 379 м (скв. 200), на Ямсовейской площади — на глубине 4 430 м (скв. 83), на Уренгойской площади — на глубине 5 288 м (скв. 414), в Нерутинской впадине по данным сейсморазведки кровля фундамента вскрыта предположительно залегает в среднем на глубине 6 000 метров. Отмечается закономерность изменения глубин кровли фундамента по кривой (синусоиде) с погружением на восток, что отражает региональную геодинамику исследуемой территории [2, 3].

Фундамент на рассматриваемой территории (по данным В. С. Суркова) относится к герцинскому комплексу (девонско-пермского возраста) и разбит на блоки тектоническими разломами различного генезиса и времени заложения. Ряд ученых выделяют над фундаментом промежуточный этаж, который в пределах исследуемой территории по данным глубокого бурения не выявлен. Фундамент перекрывается терригенными осадками платформенного чехла и подразделяется на три структурно-тектонических комплекса пород: нижний — пермо-триасовый, средний — юрско-меловой-палеогеновый и верхний — олигоцен-четвертичный. Нижний и средний комплексы объединяются в ортоплатформенный ярус, верхний — неотектонический [2].

В соответствии со стратиграфической схемой осадочные отложения платформенного чехла разделены по времени формирования на мезозойскую и кайнозойскую системы. Системы подразделяются на отделы, которые соотносятся с гидрогеологическими и с нефтегазоносными комплексами. Комплексы контролируются в кровле региональными флюидоупорами — глинистыми покровками (реперами) толщиной более 10 м, которые на большей части исследуемой территории накапливались в глубоководных условиях палеоморя.

В гидрогеологическом отношении исследуемая территория приурочена к северной части Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ), имеющего сложное строение и включающего три гидрогеологических бассейна: кайнозойский, мезозойский и палеозойский.

Рассматриваемый мезозойский гидрогеологический бассейн включает три гидрогеологических комплекса: апт-альб-сеноманский, неокомский и юрский, которые представляют большой научный интерес [2, 4, 5].

Каждый гидрогеологический комплекс имеет специфические черты гидрогеохимии и гидродинамики подземных вод. Приуроченность исследуемой территории к зоне преимущественно сплошного распространения многолетне-мерзлых пород как в плане, так и в разрезе имеет определяющее значение для характера распространения подземных вод, их режима, динамики и химического состава. Результаты исследований, описанные в данной статье, касаются условий формирования и распространения подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна, которые во многом определяют условия нефтегазообразования [2, 6].

Разрез апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса представлен преимущественно песчаными породами, комплекс перекрыт сверху региональным глинистым водоупором (репером) кузнецовской свиты, мощность которой составляет в среднем 60 м [7–9].

При опробовании дебиты пластовой воды изменяются от 3,0 до 410,0 м³/сут при динамических уровнях 50–140 м. Пластовые температуры вод изменяются от 30 до 60 °С. Воды хлоридно-натриевые трех типов (по классификации В. А. Сулина): хлоркальциевые, гидрокарбонатно-натриевые и хлор-магниевые^{1, 2}. Минерализация пластовых вод в среднем составляет 17,0 г/дм³, максимальные значения (до 21,0 г/дм³) отмечены на Ныдинской площади [10–13].

В неокомском гидрогеологическом комплексе в нижней части разреза выделяется берриасский водоносный горизонт, который на исследуемой территории отождествляется с ачимовскими отложениями (берриас-валанжин). Формирование ачимовских отложений проходило в морских условиях глубоководными течениями или при боковом заполнении на склонах палеошельфа. Ачимовский разрез характеризуется неравномерным чередованием пропластков песчаника, алевролита и аргиллита. Основная же часть неокомского комплекса (валанжин-готерив-баррем) — шельфовая, представлена ритмичным переслаиванием песчаных и глинистых пластов прибрежно-морского генезиса, неоднородных по разрезу и площади. Дебиты пластовой воды верхней части неокомского комплекса достигают 205 м³/сут при динамическом уровне 580 метров. Пластовые температуры вод изменяются от 60 до 90 °С. Воды неокомского комплекса хлоридно-натриевого состава, преимущественно гидрокарбонатно-натриевого типа (по классификации В. А. Сулина). Минерализация в среднем изменяется от 7,0 до 10,0 г/дм³, максимальное среднее значение (14,5 г/дм³) отмечено на Юбилейной площади [2, 3].

Пластовые воды ачимовских отложений также хлоридно-натриевого состава, гидрокарбонатно-натриевого типа (по классификации В. А. Сулина). Минерализация в среднем составляет 11,0 г/дм³, максимальное среднее значение (17,6 г/дм³) отмечено на Ямсовейской площади. Дебиты воды изменяются от 0,5 до 94,0 м³/сут при динамических уровнях 1 090 и 1 712 метров. Неокомский гидрогеологический комплекс подстилается водоупором баженовских аргиллитов, который является региональным репером на исследуемой территории. Общая мощность баженовской свиты в среднем составляет 25 м,

¹Оперативный подсчет запасов нефти, конденсата, свободного газа и сопутствующих компонентов Салмановского (Утреннего) месторождения. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ». – 2012.

²Оперативный подсчет запасов углеводородов нижнемеловых отложений Западно-Таркосалинского НГКМ по состоянию на 01.01.2013 г. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ». – 2013.

максимальные мощности фиксируются на северо-западе и юго-востоке исследуемой территории, где встречен опесчаненный разрез баженовской свиты [2, 14, 15].

Верхнеюрский гидрогеологический комплекс, кроме баженовского водопоя, включает морские отложения абалакской свиты. Отложения представлены в основном аргиллитами (толщиной от 20 до 60 м) иногда с линзами песчаника. Следует отметить, что фильтрационно-емкостные параметры верхнеюрских отложений низкие, где пористость в среднем около 14–15 %, проницаемость — $20 \cdot 10^{-3}$ мкм². Дебиты воды составляют 0,7–1,08 м³/сут при динамических уровнях 429,0–2 223,0 м. Пластовые температуры вод изменяются от 90 до 120 °С. Воды верхнеюрского комплекса преимущественно гидрокарбонатно-натриевого и хлоркальциевого типов (по классификации В. А. Сулина). Минерализация в среднем изменяется от 6,0 до 16,0 г/дм³, максимальное среднее значение (21,0 г/дм³) отмечено на Медвежьей площади [2, 3].

Нижнесреднеюрский гидрогеологический комплекс исследован в основном в верхней части (пласты Ю₂₋₄ тюменской свиты). Отложения преимущественно континентального генезиса, представлены переслаиванием глинистых пород с подчиненными прослоями песчаников и углей. Дебиты воды изменяются от 1,0–2,08 м³/сут при динамических уровнях 961,0–1 202,0 м. Пластовые температуры вод изменяются от 110 до 130 °С. Воды среднеюрского комплекса хлоридно-натриевого состава трех типов, по классификации В. А. Сулина: гидрокарбонатно-натриевые (минерализация — 15,0 г/дм³), хлоркальциевые (минерализация — 36,0 г/дм³) и хлор-магниевые (минерализация — 21,0 г/дм³). Максимальное среднее значение (36,6 г/дм³) отмечено на Медвежьей площади [2].

При опробовании нижней части комплекса получены низкодебитные притоки воды дебитами 0,5–0,8 м³/сут при динамических уровнях 1 308 и 1 503 м. Пластовые температуры вод изменяются от 100 до 130 °С. Воды хлоридно-натриевые трех типов (по классификации В. А. Сулина): хлоркальциевые, гидрокарбонатно-натриевые и хлор-магниевые. Минерализация в среднем изменяется от 5,6 до 16,0 г/дм³ [3].

Для строения ЗСМБ характерно сочленение трех разновозрастных мегаблоков земной коры с резко различными геодинамическими режимами: западного, представляющего собой активную окраину континента, восточного и юго-западного с пассивным режимом [16].

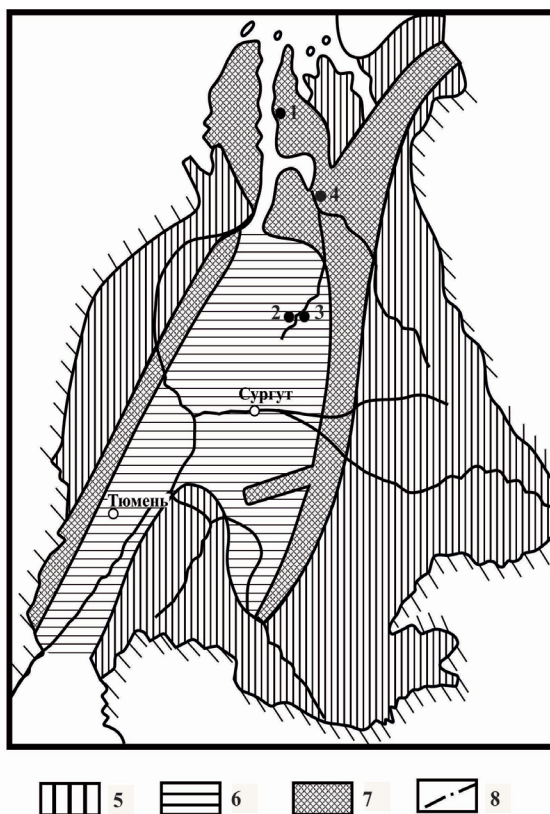
Мегаблоки сочленяются по системе глубинных разломов. Тектонические мегаблоки фундамента (палеозойский бассейн) как бы «просвечивают» в осадочный чехол (мезозойский бассейн). С тектоническими мегаблоками фундамента пространственно совпадают водонапорные системы, отличающиеся друг от друга историей развития и, как следствие, современными гидрогеологическими условиями (рис. 1) [16].

К юго-западному и восточному мегаблокам приурочены инфильтрационные водонапорные системы, являющиеся отражением геодинамического режима пассивной окраины континента. Современная гидрогеологическая обстановка здесь имеет черты классического (артезианского) бассейна. Начальные пластовые давления близки к условным гидростатическим, поверхности равных напоров подземных вод понижаются от области питания к области разгрузки, наблюдается вертикальная гидрогеохимическая зональность [16].

Водонапорная система в пределах западного мегаблока развивалась в процессе устойчивого прогибания и накопления в мезозое глинистых толщ большой мощности, обогащенных органическим веществом. Господствующий эли-

зионный водообмен обусловил формирование гидродинамической системы с повышенным напором подземных вод, достигающим 1,3 условного гидростатического. Для данной водонапорной системы характерна инверсионная вертикальная гидрогеохимическая зональность. Уменьшение общей минерализации от 16,0 г/дм³ в апт-сеномане до 6,0 г/дм³ в юрских отложениях сопровождается ростом содержания гидрокарбонат-иона и уменьшением иона кальция [16].

Рис. 1. Водонапорные системы мезозойского бассейна Западно-Сибирского мегабассейна:
месторождения:
1 — Салмановское;
2 — Западно-Таркосалинское;
3 — Восточно-Таркосалинское;
4 — Медвежье;
водонапорные системы:
5 — инфильтрационная;
6 — элизионная литостатическая;
7 — элизионная геодинамическая;
8 — граница ЗСМБ



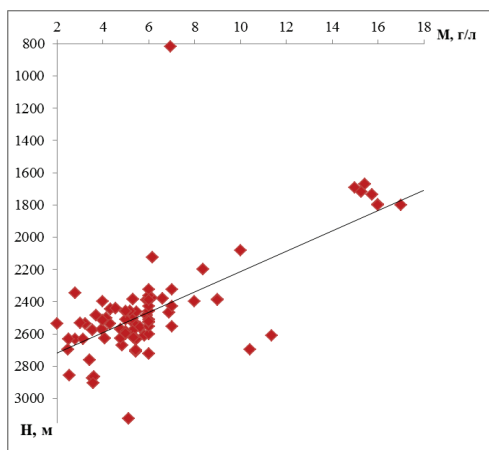
Участки сочленения тектонических мегаблоков образуют элизионную геодинамическую водонапорную систему. Она разделяет эксфильтрационные и инфильтрационные водонапорные системы. Здесь наблюдаются как максимальные сверхгидростатические давления (до 1,8 условного гидростатического), так и минимальные (до 0,8), что связано с особенностями геодинамического развития рифтовых зон — растяжением земной коры, инверсионным сжатием, а также отмечается присутствие рассолов в юрских отложениях за счет опесчанивания разреза и проникновения их из палеозойских отложений. На крайнем севере рассматриваемого мегабассейна в связи с изменением геодинамической обстановки в мезозойско-кайнозойское время, вызванное океанизацией земной коры, произошла некоторая трансформация водонапорных систем. Здесь возрастают процессы эксфильтрации, отмечаются сверхгидростатические пластовые давления и снижение минерализации с глубиной. С точки зрения перспектив нефтеносности наибольший интерес представляют элизионная литостатическая и элизионная геодинамическая водонапорные системы [16].

Анализ фактического материала гидрогеохимии подземных вод и пластовых давлений по месторождениям рассматриваемого региона (на примере

Салмановского, Западно-Таркосалинского, Восточно-Таркосалинского и Медвежьего месторождений углеводородов) свидетельствует о том, что рассматриваемые месторождения расположены на территории двух водоносных систем (см. рис. 1).

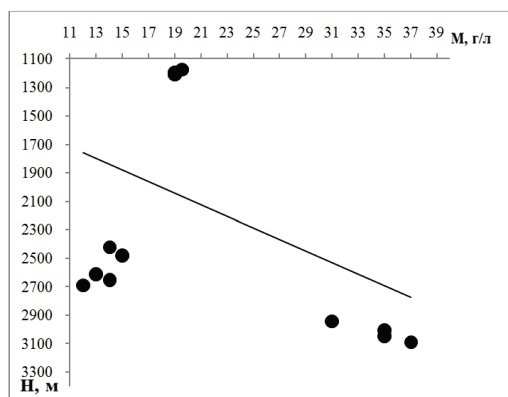
Как видно из рисунка 1, Салмановское газоконденсатное месторождение расположено в пределах элизионной геодинамической водоносной системы. Как уже отмечалось выше, в связи с океанизацией земной коры особенностью инверсионного гидрогеохимического разреза является уменьшение минерализации подземных вод с глубиной от 7,0–16,7 г/дм³ в апт-альб-сеноманских отложениях до 1,0–11,0 г/дм³ в неокотских отложениях и минерализации в отложениях юры до 3,5–5,1 г/дм³ (рис. 2). Пластовые давления достигают величины 1,78 условного гидростатического.

Медвежье газоконденсатное месторождение расположено также в пределах элизионной геодинамической водоносной системы, однако, в связи с растяжением земной коры и инверсионным сжатием там отмечается присутствие высокоминерализованных вод и рассолов с минерализацией 31,3–36,6 г/дм³ в юрских отложениях за счет опесчанивания разреза и проникновения их из палеозойских отложений (рис. 3).



*Рис. 2. Изменение минерализации
пластовых вод
на Салмановском газоконденсатном
месторождении*

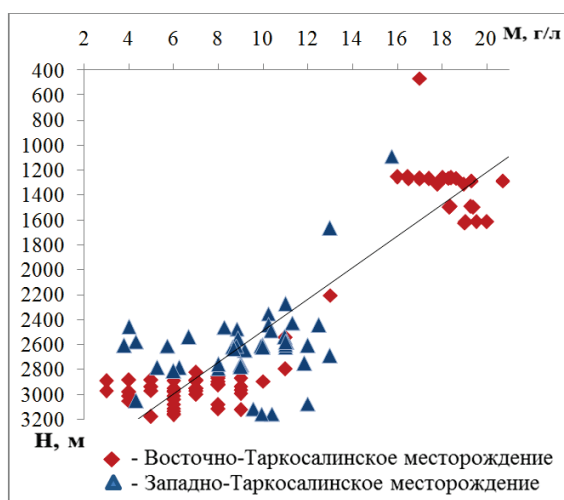
Пластовые давления на Ямсовейском месторождении, находящемся в непосредственной близости от Медвежьего газоконденсатного месторождения, достигают величины 0,94 условного гидростатического.



*Рис. 3. Изменение минерализации
пластовых вод
на Медвежьем месторождении*

Западно-Таркосалинское и Восточно-Таркосалинское месторождения приурочены к элизионной литостатической водонапорной системе. Здесь наблюдается инверсионная гидрогеохимическая зональность, отмечается тенденция к уменьшению с глубиной минерализации от 13,2–20,7 г/дм³ в апт-сеномане до 3,3–12,3 г/дм³ в юрских отложениях, а также наблюдаются рост содержания гидрокарбонат-иона и уменьшение иона кальция (рис. 4). На Западно-Таркосалинском месторождении наблюдаются сверхгидростатические пластовые давления, достигающие величины 1,52 условного гидростатического.

Рис. 4. Изменение минерализации пластовых вод на Западно-Таркосалинском и Восточно-Таркосалинском нефтегазоконденсатных месторождениях



Антиклинальные структуры, расположенные в пределах элизионной водонапорной системы, характеризуются максимальными скоростями накопления осадков и классифицируются как многозалежные, здесь фиксируются максимальное количество крупных залежей УВ и их высокая плотность запасов.

Обсуждение

Анализ флюидогеохимических процессов на исследуемой территории показал определяемую корреляционную связь между параметрами (изменениями минерализации пластовой воды, пластовыми давлениями) и плотностью запасов УВ. Комплексный подход к изучению параметров флюидогеохимических процессов позволяет решать задачи по предварительной оценке рисков бурения скважин и вероятности открытия новых залежей УВ. Полученные результаты позволяют повысить успешность бурения перспективных объектов [17].

Выводы

Таким образом, рассматриваемый мезозойский гидрогеологический бассейн характеризуется проявлением различных водонапорных систем, довольно сложным гидродинамическим и геохимическим обликом подземных вод, которые реализуются в зависимости от конкретной тектонической и геодинамической ситуации. С вышележащим кайнозойским гидрогеологическим бассейном мезозойский бассейн гидравлически сообщается только по окраинам мегабассейна, преимущественно на его юго-востоке и востоке. На большей территории, то есть в ее погруженной части, мезозойский бассейн надежно изолирован глинами трон-олигоценного возраста мощностью до 1 000 метров.

Библиографический список

1. Матусевич В. М., Семенова Т. В. Актуальные проблемы нефтепоисковой и нефтепромысловой гидрогеологии в Западно-Сибирском мегабассейне // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе: сб. ст. – М.: Геос, 2007. – С. 12–24.
2. Семенова Т. В., Гладышева Я. И., Пимнев А. Л. Анализ связей геофлюидальных систем с зонами нефтегазоносности // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы Девятой Междунар. науч.-техн. конф. (посвященной 100-летию со дня рождения Протозанова Александра Константиновича) / Отв. ред. О. А. Новоселов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – Т. 2: Геология, геофизика. Гидрогеология, геотермия и геокриология. Экология, промышленная безопасность. – С. 154–159.
3. Бешенцев В. А., Семенова Т. В. Подземные воды Севера Западной Сибири (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона): моногр. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 224 с.
4. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
5. Бешенцев В. А., Семенова Т. В., Павлова Е. И. Захоронение сточных вод на нефтепромыслах Севера Западной Сибири (на примере Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 5. – С. 6–10.
6. Beshentsev V. A., Semenova T. V., Popova A. N. Factors for formation of hydrogeochemical ground water composition in the North of Russia's West Siberia // International Multidisciplinary Scientific Geo Conference: SGEM: Surveying Geology & mining Ecology Management. – 2016. – Vol. 3. – P. 109–113. – Available at: <https://search.proquest.com/openview/d4b9db67dd81225b111ac4c4a328ae2a6/1?pq-origsite=gscholar&cbl=1536338>.
7. Бешенцев В. А., Семенова Т. В., Павлова Е. И. Гидрогеологические условия захоронения сточных вод на территории Ямало-Ненецкого региона // Современные проблемы гидрогеологии, инженерной геологии и геоэкологии Урала и сопредельных территорий: материалы II Всеросс. науч.-практ. конф. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2013. – С. 13–16.
8. Бешенцев В. А., Лазутин Н. К. Гидрогеологические условия захоронения сточных вод на территории Вынгапуровского газового промысла Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 3. – С. 20–25. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-3-20-25
9. Лазутин Н. К., Бешенцев В. А., Гудкова А. А. Гидрогеологические условия захоронения сточных вод на территории Берегового нефтегазоконденсатного месторождения Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 1. – С. 22–27. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-1-22-27
10. Ульянов Д. В., Хоробрых Д. Л. Переоценка эксплуатационных запасов подземных вод Восточно-Таркосалинского месторождения. ОАО «СибНАЦ». – Тюмень, 2009.
11. Хоробрых Д. Л. Проект (технологическая схема) разработки северного водозаборного участка для добычи технических подземных вод апт-сеноманского водоносного комплекса Восточно-Таркосалинского НГК месторождения. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2012.
12. Лазутин Н. К., Бешенцев В. А., Бешенцева О. Г. Гидрогеологические условия захоронения сточных вод на территории Северо-Уренгойского месторождения Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 13–20. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-3-13-20
13. Бабаев Р. А., Кравцов Ю. В., Семенова Т. В. Оценка поглощающей способности сеноманского водоносного горизонта на участках закачки сточных вод на примере Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 2. – С. 14–19. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-2-14-19
14. Бешенцев В. А., Семенова Т. В. Криогенез пресных подземных вод Западно-Сибирской равнины (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 1. – С. 6–11.
15. Бешенцев В. А., Семенова Т. В. Подземная гидросфера Севера Западной Сибири (пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 4. – С. 6–11.
16. Матусевич В. М., Бакуев О. В. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна // Советская геология. – 1986. – № 2. – С. 117–122.

17. Шпильман В. И. Количественный прогноз нефтегазоносности. – Екатеринбург: ИД «ИздатНаукаСервис», 2010. – 236 с.

References

1. Matusevich, V. M., & Semenova, T. V. (2007). Aktual'nye problemy neftepoiskovoy i neftepromyslovoy gidrogeologii v Zapadno-Sibirskom megabasseyne. Neftegazovaya gidrogeologiya na sovremennom etape. Sbornik statey. Moscow, Geos Publ., pp. 12-24. (In Russian).
2. Semenova, T. V., Gladysheva, Ya. I., & Pimnev, A. L. (2014). Analiz svyazey geoflyuidal'nykh sistem s zonami neftegazonosnosti. Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseyna (opyt, innovatsii). Materialy Devyatoy Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii (posvyashchennoy 100-letiyu so dnya rozhdeniya Aleksandra Konstantinovicha). Geologiya, geofizika. Gidrogeologiya, geotermiya i geokriologiya. Ekologiya, promyshlennaya bezopasnost', Tyumen, TyumGNGUPubl., 2, pp. 154-159. (In Russian).
3. Beshentsev, V. A., & Semenova, T. V. (2015). Podzemnye vody Severa Zapadnoy Sibiri (v predelakh Yamalo-Nenetskogo neftegazodobyvayushchego regiona). Tyumen, TyumGNGUPubl., 224 p. (In Russian).
4. Matusevich, V. M., Rylkov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyna. Tyumen, TyumGNGUPubl., 225 p. (In Russian).
5. Beshentsev, V. A., Semenova, T. V., & Pavlova, E. I. (2014). Disposal of waste waters in the oilfields of the west Siberia North (on the example of the Yamal-Nenets oil and gas producing region). Oil and Gas Studies, (5), pp. 6-9. (In Russian).
6. Beshentsev, V. A., Semenova, T. V., & Popova A. N. (2016). Factors for formation of hydrogeochemical ground water composition in the North of Russia's West Siberia. International Multidisciplinary Scientific Geo Conference: SGEM: Surveying Geology & mining Ecology Management, 3, pp. 109-113. (In English). Available at: <https://search.proquest.com/openview/d4bdb67dd81225b111ac4c4a3-28ae2a6/1?pq-origsite=gscholar&cbl=1536338>.
7. Beshentsev, V. A., Semenova, T. V., & Pavlova, E. I. (2013). Gidrogeologicheskie usloviya zakhoroneniya stochnykh vod na territorii Yamalo-Nenetskogo regiona. Sovremennye problemy gidrogeologii, inzhenernoy geologii i geoekologii Urala i sopredel'nykh territoriy. Materialy vtoroy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Ekaterinburg, UGGU Publ., pp. 13-16. (In Russian).
8. Beshentsev, V. A., & Lazutin, N. K. (2017). Hydrogeological conditions of dumping wastewater within the territory of the Vyngapurovskoye gas field in the Yamal-Nenets oil and gas producing region. Oil and Gas Studies, (3), pp. 20-25. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-3-20-25
9. Lazutin, N. K., Beshentsev, V. A., & Gudkova, A. A. (2018). Hydrogeological conditions of wastewater burial in the territory of the Beregovoye oiland gas condensate field of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region. Oil and Gas Studies, (1), pp. 22-27. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-1-22-27
10. Ul'yanov, D. V., & Horobryh, D. L. (2009). Pereotsenka ekspluatatsionnykh zapasov podzemnykh vod Vostochno-Tarkosalinskogo mestorozhdeniya. SibNATS JSC. Tyumen. (In Russian).
11. Khorobrykh, D. L. (2012). Proekt (tekhnologicheskaya skhema) razrabotki severnogo vodozabornogo uchastka dlya dobychi tekhnicheskikh podzemnykh vod apt-senomanskogo vodonosnogo kompleksa Vostochno-Tarkosalinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya. Tyumen, SibNATS JSC Publ. (In Russian).
12. Lazutin, N. K., Beshentsev, V. A., & Beshentseva, O. G. (2018). Hydrogeological conditions of wastewater disposal in the territory of the North-Urengoyevskoye gas condensate field of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region. Oil and Gas Studies, (3), pp. 13-20. (In Russian). DOI:10.31660/0445-0108-2018-3-13-20
13. Babaev, R. A., Kravtsov, Yu. V., & Semenova T. V. (2017). Evaluation of the absorption capacity of the cenomanian aquifer in groundsof wastewater injection on the example of Zapolyarnoye oil/gas-condensate field. Oil and Gas Studies, (2), pp. 14-19. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-2-14-19

14. Beshentsev, V. A., & Semenova, T. V. (2014). Cryogenesis of fresh underground waters in west siberian plane (within Yamal-Nenets oil and gas production region). Oil and Gas Studies, (1), pp. 6-11. (In Russian).
15. Beshentsev, V. A., & Semenova, T. V. (2014). Underground hydrosphere of the West Siberia North (within the Yamal-Nenets oil and gas producing region). Oil and Gas Studies, (4), pp. 6-11. (In Russian).
16. Matusevich, V. M., & Bakuev, O. V. (1986). Geodinamika vodonapornykh sistem Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo megabasseyina. Sovetskaya geologiya, (2), pp.117-122. (In Russian).
17. Shpil'man, V. I. (2010). Kolichestvennyy prognoz neftegazonosnosti. Ekaterinburg, IzdatNaukaServis Publ., 236 p. (In Russian).

Сведения об авторах

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

Семенова Татьяна Владимировна, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: semenovatv@tyuiu.ru

Сабанина Ирина Геннадьевна, старший научный сотрудник, Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень

Воробьева Сима Васильевна, д. т. н., профессор кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

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

Tatyana V. Semenova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: semenovatv@tyuiu.ru

Irina G. Sabanina, Senior Researcher, the West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen

Seema V. Vorobjeva, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen

Н. П. Запивалов

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск
e-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru*

Аннотация. В Северном районе Новосибирской области открыто 9 месторождений нефти и газа. Самое крупное из них — Верх-Тарское. Наиболее активные добычные работы на нем велись с 2004 по 2011 гг. В результате сверхинтенсивных методов разработки «здоровье» Верх-Тарского месторождения было подорвано, и добыча стала резко падать.

При этом район характеризуется уникальным разнообразием геологических условий. Здесь имеется нефть в юрских песчаниках (Верх-Тарское месторождение), в карбонатном палеозое (Малоичское месторождение) и даже в Межовских гранитах. Автор полагает, что это наиболее перспективный объект для геолого-геофизических наблюдений и натурных исследований, апробации и тиражирования инновационных технологий по всему спектру нефтегазового производства.

При содействии государственных органов власти и нефтяных компаний указанный район может стать международным полигоном для решения многих научно-технологических задач с обязательным участием институтов СО РАН.

Ключевые слова: Новосибирская область, нефтяные месторождения; трудности освоения; нефтяной полигон; интернациональный проект

Petroleum research-and-testing site project as a perspective object for education, science and practice

Nikolay P. Zapivalov

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk
e-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru*

Abstract. Nine oil and gas fields have been discovered in district Severnoye of Novosibirsk region. The Verh-Tarskoe oil field is the largest of them. Its exploitation was most intensive in 2004–2011. As a result of super-intensive methods of development, the "health" of the Verh-Tarskoe oil field had been destroyed, and the output of oil began to fall rapidly.

Nonetheless, the district has a unique diversity of geological factors. There is oil in the Jurassic sandstones (the Verh-Tarskoe oil field), in the Paleozoic carbonates (the Maloichskoe oil field), and even in Mezhevsky granites. The author of the article considers this district to be a most promising object for geological and geophysical studies and field observations as well as for testing innovative technologies in the wide range of oil and gas production.

With the assistance of state authorities and oil companies, this district may become an international testing-site for solving many scientific and technological issues in association with the SB RAS research institutes.

Key words: Novosibirsk region; oil fields; difficulties with oil field development; petroleum research-and-testing site; international project

Обзорная информация

В Северном районе Новосибирской области открыто 9 месторождений нефти и газа (рис. 1).

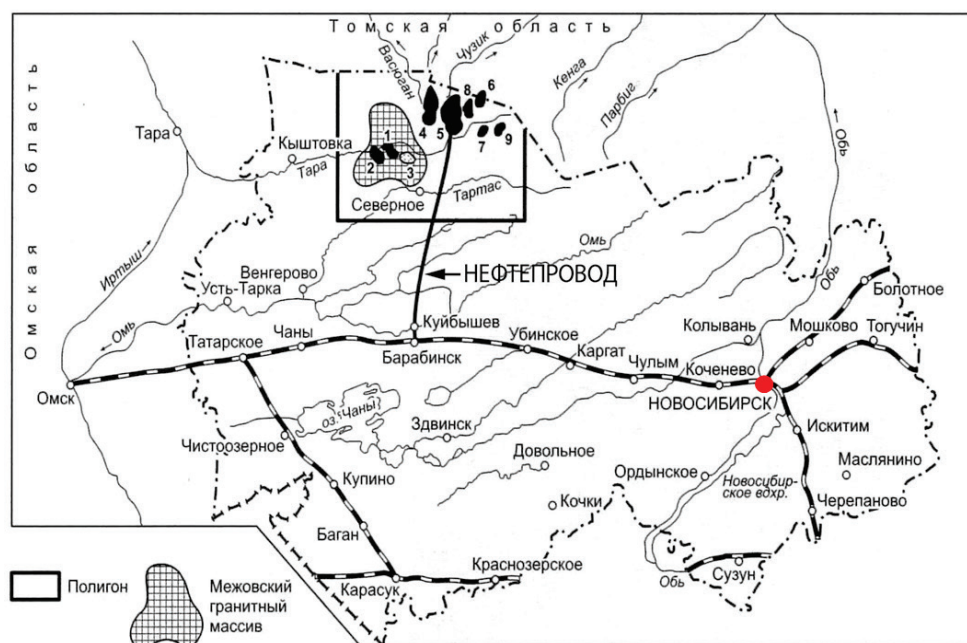


Рис. 1. *Схема расположения нефтегазовых месторождений Новосибирской области.*
Месторождения: 1 — Межовское; 2 — Восточно-Межовское; 3 — Веселовское (газовое);
4 — Малоичское; 5 — Верх-Тарское; 6 — Ракитинское; 7 — Тай-Дасское;
8 — Восточно-Тарское; 9 — Восточное

В настоящее время в разработке находятся три месторождения: Верх-Тарское, Малоичское и Восточно-Тарское. Самое крупное из них — Верх-Тарское. Оно открыто новосибирскими геологами в 1970 г., закончено разведкой в 1973 г. и защищено в ГКЗ СССР в мае 1974 г. с геологическими (балансовыми) запасами 50,1 млн т [1].

Одним из первооткрывателей этого месторождения является академик А. А. Трофимук. Автор данной статьи тоже был участником и руководителем поисково-разведочных работ, первооткрывателем, а впоследствии стал и почетным гражданином Северного района.

Остальные месторождения не доразведаны и не осваиваются, хотя находятся в лицензионном режиме. Всего в Новосибирской области добыто уже 15 млн т нефти, что оценивается в 5,250 млрд долларов (при условной цене 50 долларов за баррель).

Основная добыча нефти осуществляется на Верх-Тарском месторождении с 2000 года, когда был введен в эксплуатацию нефтепровод от Верх-Тарского месторождения до г. Барабинска протяженностью 182 км, диаметром 325 мм [2]. Наиболее интенсивные работы велись с 2004 по 2011 гг. (рис. 2, зеленым цветом показана начавшаяся позднее добыча нефти на Малоичском месторождении (палеозой, глубина 3 200 м)).

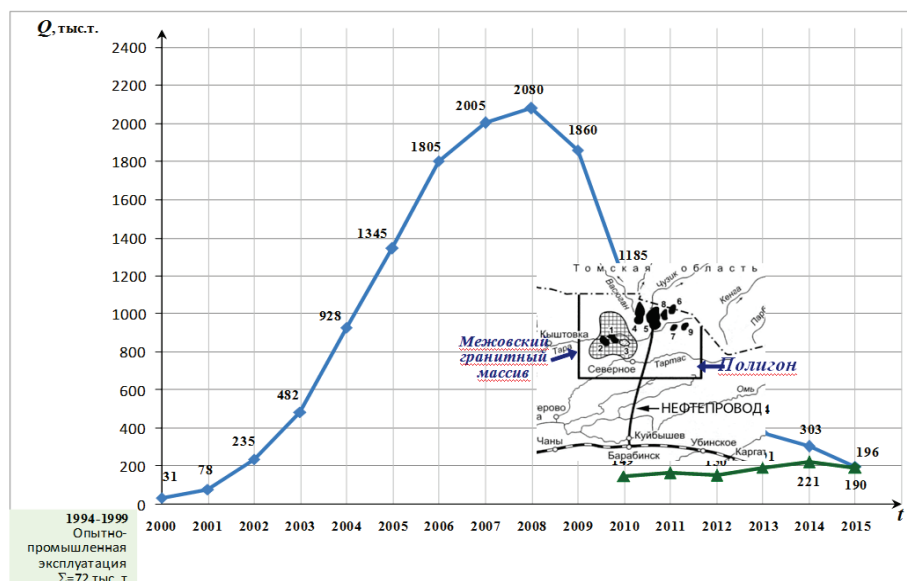


Рис. 2. Динамика добычи нефти на Верх-Тарском месторождении по годам

В результате сверхинтенсивных способов разработки, чрезмерных объемов гидроразрыва пласта и закачки воды «здоровье» месторождения было подорвано [3], и добыча стала резко падать. В 2018 г. она снизилась до 146 тыс. т, что составляет 51,1 млн долларов при условной цене 50 долларов за баррель; в 2019 г. планируется дальнейшее снижение — 106 тыс. т [4]. Следует отметить, что промысловая инфраструктура отвечает всем современным стандартам, включая собственную электроэнергию за счет попутного газа (рис. 3).



Рис. 3. Инфраструктура Верх-Тарского месторождения

Нефтеносность древних комплексов. В 1974 г. открыто Малоичское месторождение в девонских карбонатных породах. Это первое промышленное палеозойское месторождение в Западной Сибири. Малоичское месторождение разрабатывается медленно в связи с отсутствием целевой технологии, адаптированной именно к таким флюидопородным системам с наличием карбонатной толщи (рис. 4). На рисунке 4 видно, что высокопродуктивные очаги обнаружены только в западной части месторождения (очаги вторичной доломитизации).

Но этот палеозойский опыт имеет непреходящее значение для освоения глубоких доюрских (протерозой + палеозой) перспективных комплексов Западной Сибири, включая Томскую и Новосибирскую области.

Проект «Палеозой» считается одним из главных направлений XXI века.

В пределах предполагаемого полигона есть практически непознанный Межовский гранитный массив.

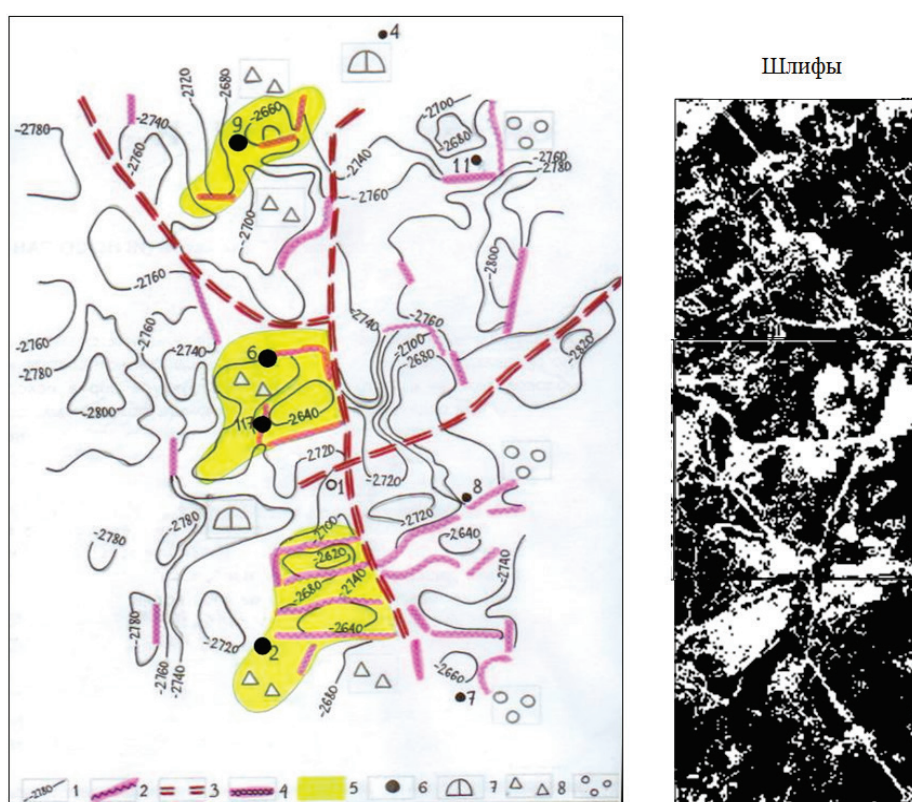


Рис. 4. Обзорная карта Малоичского месторождения с учетом результатов трехмерной сейсморазведки:

- 1 — изогипсы поверхности карбонатных палеозойских пород, м;
- 2 — субвертикальные зоны эрозионно-тектонических выступов;
- 3 — предполагаемые глубинные разломы; 4 — тектонические нарушения;
- 5 — очаги вторичной доломитизации; 6 — скважины, давшие приток нефти

История вопроса

В процессе поисково-разведочных работ на основании детальных исследований в различных лабораториях было установлено высокое качество Верх-

Тарской нефти: она является беспарафинистой, малосернистой и пригодна для производства реактивных топлив. Это отражено в протоколах ГКЗ.

В первые годы разработки Верх-Тарского месторождения автор пропагандировал идею использования Верх-Тарской нефти для производства реактивного топлива для аэропорта Толмачёво. Идея осталась без отклика и реализации.

В 2002 году автор написал: «Думается, что Верх-Тарское месторождение в комплексе с опытным демонстрационным нефтеперерабатывающим заводом на основе процесса цеоформинга в г. Куйбышеве может стать эффективным научно-технологическим полигоном, не имеющим аналогов в России» [1]. Даже на стадии разведки и чуть позже Верх-Тарское месторождение можно было считать научно-технологическим полигоном. Именно здесь впервые в Западной Сибири была проведена снежная нефтегазовая съемка по методике профессора В. С. Вышемирского (ИГиГ СО РАН). Данные этой съемки показали увеличение контуров нефтеносности месторождения. Этот метод затем был успешно применен академическим институтом в Приуральской части Западной Сибири (г. Урай, Тюменская область), Алтайском крае и других регионах.

Трудности и недостатки

Во многих своих выступлениях, статьях и обращениях в авторитетные инстанции (в том числе к руководству области, СО РАН, «Сибнедра», недропользователю АО НК «Нефтиса» и т. д.) автор обозначил проблемы новосибирской нефти и организации нефтяного полигона.

- Слабое научное, организационное и технологическое обеспечение работ на этих месторождениях со стороны недропользователя АО НК «Нефтиса». Созданное в 2017–2018 гг. в г. Тюмени в системе АО НК «Нефтиса» управление ООО «ПИТ «СИБИНТЭК» почти ликвидировало ОАО «Новосибирскнефтегаз» как самостоятельное предприятие.

- Недостаточное внимание к нефтегазовым делам со стороны органов власти Новосибирской области. Бытует ошибочное мнение, что нефти в нашей области мало и скоро она иссякнет.

- Чрезвычайно слабый и малоэффективный контроль со стороны Новосибирского регионального департамента по недропользованию («Сибнедра»).

- Отсутствие интереса к специальным исследованиям и научному инновационному решению нефтегазовых проблем со стороны новосибирской академической науки.

Однако конкретное обсуждение и решение так и не состоялось.

О необходимости нефтяного полигона в Новосибирской области

Этот район характеризуется самыми разнообразными геологическими условиями [2]. Имеются мощная толща песчано-глинистых, терригенных мезозойских пластов и карбонатный палеозой. Здесь же находятся погребенные граниты Межовского массива. Причем нефтегазоносность установлена во всех перечисленных породах. Более интересного натурального объекта для геолого-геофизических наблюдений и разнообразных исследований трудно найти в Западной Сибири. Разработка новой аппаратуры, методов изучения глубинных слоев и мониторинг состояния флюидонасыщенных систем обретают целевой смысл.

В этом районе есть нефть в юрских песчаниках (Верх-Тарское месторождение), в карбонатном палеозое (Малоичское месторождение) и даже в Межовских гранитах. За 50 лет накоплен большой объем разнообразной геологической, геофизической и промысловой информации.

Здесь же имеется в полном наборе нефтяная инфраструктура, включая такой важный объект, как нефтепровод.

Это чрезвычайно перспективный объект для натурных исследований, апробации и тиражирования инновационных технологий по всему спектру нефтегазового производства в международном аспекте.

Автор считает, что залежь (месторождение) нефти является живой флюидопородной системой [5], состоящей из двух подсистем (породы (коллектора) и флюиды (нефть, газ, вода)).

Особенно важным является определение фрактальных характеристик меняющегося со временем минералогического состава и пустотного облика коллекторов. В качестве диагностических критериев состояния объектов разработки можно использовать размерности Хаусдорфа и показателя Херста [2]. В соответствии с современными представлениями перколяционным параметром является не пористость, а удельная поверхность пустотного пространства в макро- и микроскопическом (нано) измерениях. Именно в этом плане возможны детальная расшифровка различных процессов; изучение электромагнитных, акустических и других волн, а также динамики физических полей. Нанотехнологическая ориентация может оказаться весьма эффективной по многим научно-практическим направлениям в разведке и разработке нефтегазовых месторождений [2]. Это приобретает особое значение при освоении трудноизвлекаемых и остаточных запасов нефти и газа. Увеличение нефтеотдачи разрабатываемых месторождений — острейшая проблема в нефтяной промышленности многих стран мира, а в России, и особенно в Западной Сибири, имеет первостепенное значение [6].

О петротермальной энергии

Особый интерес представляет изучение высокотемпературных глубинных очагов. Рядом с Верх-Тарским месторождением в Малоичской скв. 4 на глубине 4 500 м температура составляет 160 °С. Во многих скважинах Западной Сибири температура в нефтяных пластах более 100 °С. Использование глубинного тепла означает получение нового масштабного источника энергии.

Петротермальная тепловая энергия составляет 99 % от общих ресурсов подземного тепла в России [7]. На глубинах 4–6 км горячие породы с температурой более 100–150 °С распространены почти повсеместно [8]. Общий ресурс тепловой энергии, запасенной в десятикилометровом слое Земли, эквивалентен тепловому потенциалу сжигания $34,1 \cdot 10^9$ млрд т.у.т., что в несколько тысяч раз больше теплотворной способности всех известных запасов топлива на Земле [9]. Этим тоже надо заниматься [2].

Кстати, имеется конкретное предложение по этому направлению.

В стволе одной из глубоких скважин будущего полигона можно смонтировать арматуру (трубопроводы) для моделирования процесса получения этой энергии — холодная вода закачивается в ствол, нагревается и откачивается на поверхность.

Подобный проект реализован и проводится на протяжении 5 лет в университете г. Аахен (Германия). Ведутся наблюдения, оценивается стоимость тепловой энергии и прочее. Есть публикации. Немцы специально пробурили для этого эксперимента во дворе университета километровую скважину (по информации А.Д. Дучкова).

Конечно, хорошо бы изобрести тепловой генератор, работающий непосредственно в глубинном тепловом очаге (пласте) с передачей электроэнергии на поверхность (фантазии автора). В какой-то степени такая экспериментальная

работа могла бы заинтересовать Институт теплофизики СО РАН, в первую очередь петротермального лидера академика С. В. Алексеев.

Выводы

В целом указанный район может быть полигоном для решения многих научно-технологических задач. Он же может быть многоцелевым научно-образовательным полигоном федерального уровня. В организационно-правовом плане, видимо, такой нефтяной полигон можно включить в состав Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН в качестве некоммерческого научного предприятия.

Численное и лабораторное моделирование не может обеспечить достоверной информации. Надежное моделирование должно быть натурным на основе непрерывного мониторинга. Следует наладить наблюдения по всем основным параметрам флюидопородной системы (автономные датчики желательно спускать непосредственно в продуктивные зоны).

Сибирские ученые должны найти способы лечить «уставшие» месторождения и добывать остаточную (трудноизвлекаемую) нефть. Институты СО РАН и Новосибирский государственный университет при содействии государственных органов власти и нефтяных компаний могут вполне обеспечить функционирование полигона. Это можно рассматривать как интернациональный проект.

Библиографический список

1. Запивалов Н. П. Всеми дают геологи начало. – Новосибирск: ИНГГ, 2002. – 56 с.
2. Запивалов Н. П., Смирнов Г. И., Харитонов В. И. Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. – Новосибирск: ГЕО, 2009. – 131 с.
3. Zapivalov N. P. Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery // Enhanced Oil Recovery: Methods, Economic Benefits and Impacts on the Environment. – New York: Nova Publishers, Inc., 2015. – P. 81–94. – Available at: https://www.researchgate.net/publication/296951666_Improved_oil_recovery_vs_enhanced_oil_recovery.
4. Данилова Ю. В. Новосибирской области можно добывать минимум 300–500 тысяч тонн углеводородов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://infopro54.ru/news/v-novosibirskoj-oblasti-mozhno-dobyvat-minimum-300-500-tysyach-tonn-uglevodorodov/>.
5. Запивалов Н. П. Динамика жизни нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321, № 1. – С. 206–211.
6. Zapivalov N. P. Upstream & Midstream risks and uncertainties. New ways of thinking // DEW: Drilling and Exploration World. – 2019. – Vol. 28 (January), Issue 3. – P. 37–46.
7. Григорьев С. В. Энергоснабжение обособленных и удаленных потребителей на основе использования петротермальных источников энергии: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2014. – 220 с.
8. Гнатусь Н. А. Петротермальная энергетика России. Перспективы освоения и развития // Экономические проблемы энергетического комплекса: открытый семинар. – М.: Изд-во ИНП РАН, 2013. – С. 4–16.
9. Гнатусь Н. А., Карпов С. В. Петротермальная энергетика России. Перспективы развития // Вестник Череповецкого государственного университета. – 2012. – Т. 2, № 2 (39). – С. 10–16.

References

1. Zapivalov, N. P. (2002). Vsemu dayut geologi nachalo. Novosibirsk, INGG Publ., 56 p. (In Russian).
2. Zapivalov, N. P., Smirnov, G. I., & Kharitonov, V. I. (2009). Fraktaly i nanostruktury v neftegazovoy geologii i geofizike. Novosibirsk, GEO Publ., 131 p. (In Russian).

3. Zapivalov, N. P. (2015). Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery. Enhanced Oil Recovery: Methods, Economic Benefits and Impacts on the Environment. New York, Nova Publishers, Inc., pp. 81-94. (In English). Available at: https://www.researchgate.net/publication/296951666_Improved_oil_recovery_vs_enhanced_oil_recovery.
4. Danilova, Yu. V. (2019). Novosibirskoy oblasti mozjno dobyvat' minimum 300–500 tysyach tonn uglevodorodov. (In Russian). Available at: <https://infopro54.ru/news/v-novosibirskoj-oblasti-mozhno-dobyvat-minimum-300-500-tysyach-tonn-uglevodorodov/>.
5. Zapivalov, N. P. (2012). Dinamika zhizni neftyanogo mestorozhdeniya. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 321(1), pp. 206-2011. (In Russian).
6. Zapivalov, N. P. (2019). Upstream & Midstream risks and uncertainties. New ways of thinking. DEW: Drilling and Exploration World. India, 28(3) (January), pp. 37-46. (In English). Available at: https://www.researchgate.net/publication/333618538_Upstream_Midstream_risks_and_uncertainties_New_ways_of_thinking.
7. Grigor'ev, S. V. (2014). Energosnabzhenie obosoblennykh i udalennykh potrebiteley na osnove ispol'zovaniya petrotermal'nykh istochnikov energii: Diss. kand. tekhn. nauk. Moscow, 220 p. (In Russian).
8. Gnatus', N. A. (2013). Petrotermal'naya energetika Rossii. Perspektivy osvoeniya i razvitiya. Ekonomicheskie problemy energeticheskogo kompleksa: otkrytyy seminar. Moscow, INP RAN Publ., pp. 4-16. (In Russian).
9. Gnatus', N. A., & Karpov, S. V. (2012). Petrotermal'naya energetika Rossii. Perspektivy razvitiya. Cherepovets State University Bulletin, 2, (2(39)), pp. 10-16. (In Russian).

Сведения об авторе

Запывалов Николай Петрович, д. г.-м. н., академик РАН, профессор, Новосибирский государственный университет, главный научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, e-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

Information about the author

Nikolay P. Zapivalov, Doctor of Geology and Mineralogy, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Professor, Novosibirsk State University, Chief Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, e-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

**Экспериментальные исследования радикальных реакций
преобразования углеводородного сырья**

**И. И. Нестеров, В. М. Александров*, А. А. Пономарев, М. Д. Заватский,
Е. И. Лободенко, Д. А. Кобылинский, М. А. Кадыров**

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: alexandrov_v@aotandem.ru*

Аннотация. Радикальные реакции являются традиционными объектами исследования в различных областях химической кинетики на протяжении многих десятилетий — этому свидетельствуют работы академика А. Л. Бучаченко [1–4]. На примере этих реакций обнаружены и объяснены общие закономерности преобразования химических соединений. При этом превращения рассеянного органического вещества (РОВ) и в целом углеводородного сырья лежат в основе нефтегазогенерационных процессов и являются ключевыми в промышленной нефтегазопереработке.

Указанные причины делают весьма актуальным установление механизмов превращения органического вещества и продуктов его преобразования при развитии процессов в различных внешних условиях.

В результате инновационных исследований И. И. Нестерова [5–9] можно считать надежно установленным, что процессы преобразования РОВ протекают по дискретному радикально-цепному механизму. Основой процесса преобразования РОВ в углеводороды (УВ) является дробление молекул с длинными цепями атомов углерода и кольцевыми молекулами в более мелкие — крекинг УВ [10]. За десятилетия исследований выявлены основные закономерности этих процессов, но некоторые аспекты их механизма и кинетики остаются дискуссионными. В этой связи целью нашего исследования является изучение влияния волновых полей на изменение структуры и состава углеводородов и гетеросоединений нефти. Методы исследования — облучение сырых нефтей и их фракций волновым полем с постоянной частотой 50 Гц и фиксация хроматографическими методами изменения фракционного состава в зависимости от времени облучения.

Ключевые слова: волновое поле; преодоление энергетического барьера; радикальные реакции; крекинг-процесс; угловой магнитный момент электронов; спиновая энергия; ядерно-электронные взаимодействия

Experimental studies of radical reactions of hydrocarbons conversion

**Ivan I. Nesterov, Vadim M. Alexandrov*, Andrey A. Ponomarev,
Mikhail D. Zavatsky, Elena I. Lobodenko, Danil A. Kobylinskiy,
Marsel A. Kadyrov**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: alexandrov_v@aotandem.ru*

Abstract. Radical reactions are traditional objects of research in various fields of chemical kinetics for many decades; this is evidenced by works of academic A. L. Buchachenko [1–4]. On the example of these reactions the general regularities of chemical compounds transformation are found and explained. At the same time, the transformations of dispersed organic matter and hydrocarbon are the basis of oil and gas generation processes and are key in industrial oil and gas processing.

These reasons make it very important to establish the mechanisms of transformation of organic matter and its transformation products in the development of processes in various external conditions.

As a result of innovative researches by I. I. Nesterov [5–9], it can be considered reliably established that the transformation processes of dispersed organic matter proceed by a discrete radical-chain mechanism. The fragmentation of molecules with long chains of carbon atoms and ring molecules into smaller ones (cracking of hydrocarbons) is the basis of the conversion process of dispersed organic matter into hydrocarbons [10]. Over decades of research, the basic laws of these processes have been revealed, but some aspects of their mechanism and kinetics remain controversial. In this context, the aim of our study is to investigate the influence of wave fields to change the structure and composition of the hydrocarbons and oil NSO- compounds. Research methods are irradiation of crude oils and their fractions by a wave field with a constant frequency of 50 Hz and fixation by chromatographic methods of changing the fractional composition depending on the time of irradiation.

Key words: wave field; overcoming the energy barrier; radical reactions; cracking process; electron angular magnetic moment; spin energy; nuclear-electron interaction

Это последняя прижизненная статья И. И. Нестерова. Более полугодия шла работа над этой публикацией, было рассмотрено около десяти вариантов подачи материалов. Статья представлена в неизменном виде после заключительных авторских правок. Учитель и Наставник хотел, чтобы мы вплотную занимались проблемами атомной и молекулярной геологии. Он намного опередил свое время и сформулировал приоритетные задачи развития нефтегазовой геологии в ближайшем будущем.

Введение

Радикальные реакции являются традиционными объектами исследования в различных областях химической кинетики на протяжении многих десятилетий [1–4].

На примере этих реакций обнаружены и объяснены общие закономерности преобразования химических соединений. При этом превращения рассеянного органического вещества (РОВ) и в целом углеводородного сырья лежат в основе нефтегазогенерационных процессов и являются ключевыми в промышленной нефтегазопереработке.

Указанные причины делают весьма актуальным установление механизмов превращения органического вещества и продуктов его преобразования при развитии процессов в различных внешних условиях.

Согласно результатам исследований И. И. Нестерова [5–9] можно считать надежно установленным,

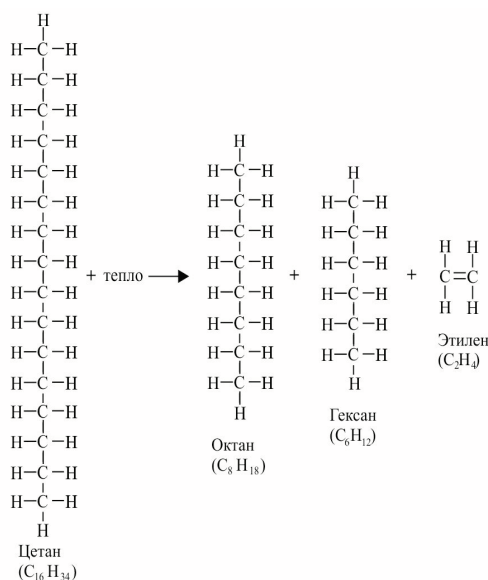


Рис. 1. Крекинг молекул УВ
(по W.L. Leffler [7])

что процессы преобразования РОВ протекают по дискретному радикально-цепному механизму. Основой процесса преобразования РОВ в углеводороды (УВ) является дробление молекул с длинными цепями атомов углерода и кольцевыми молекулами в более мелкие (крекинг-процесс [10]) (рис. 1). За десятилетия исследований выявлены основные закономерности этих процессов, но некоторые аспекты их механизма и кинетики остаются дискуссионными.

Объект и методы исследования

Целью данной работы является исследование влияния волновых полей на изменение структуры и состава углеводородов и гетеросоединений нефти.

Методы исследования — облучение сырых нефтей и их фракций волновым полем с постоянной частотой 50 Гц и фиксация хроматографическими методами изменения фракционного состава в зависимости от времени облучения [1–4].

Актуальность данных исследований связана с тем, что формирование залежей углеводородов в глинистых породах и образование особого типа пород-коллекторов (например, баженинов [9]) — явление более редкое по сравнению с формированием традиционных залежей нефти и газа. Механизм образования УВ в этих отложениях основывается на взаимодействии внутримолекулярных (спиновых) полей с внешней магнитной энергией с образованием свободных углеводородных радикалов в нанопространственном объеме вокруг ядер углерода и крекингом в пластовых условиях смол, асфальтенов и рассеянного материнского органического вещества пород.

Глинистые породы с повышенным содержанием РОВ в Западной Сибири в виде отдельных линзовидных тел встречены в нижней юре северных районов; в подошве средней юры (радомская свита); в киммеридж-титано-берриасских отложениях (баженовский горизонт); в валанжин-нижнеготеривских породах западных районов (тетеревская свита) и туроне (кузнецовская свита). Аналогичные породы развиты в бассейнах Грин-Ривер (США) [11], Уиллистон (Канада) [12, 13], дельте р. Нигер [14], Ирати (Бразилия) [15], Большом южном бассейне (Новая Зеландия) [16], Северном море, на южном и восточном побережье Англии, Северном Кавказе и др.

Радикальные реакции широко развиты в природных системах. В отличие от других реакций (например, ионных) они многочисленны, чаще всего протекают очень быстро и являются основным квантовым механизмом реализации нефтегазогенерационного потенциала керогена осадочных отложений.

Согласно результатам исследований И. И. Нестерова [5, 6], углеводороды образуются за счет радикальных реакций имеющихся в ОВ групп: $R-CH_n$ (типа CH , CH_2 и CH_3) и $R-H$, где R — молекулярные группы керогена в исходном органическом веществе (ОВ) и продуктах его преобразования. Волновые (в частности электромагнитные) поля взаимодействуют с неспаренными электронами углерода органического вещества в радикалах типа CH , CH_2 и CH_3 и перемещают их на новую (внешнюю) орбиту с выделением кванта энергии, достаточной для разрыва связей углерод — углерод ($-C-C-$) в алифатических цепях и формирования УВ. При крекинге для разрыва связей $-C-C-$ или $-C-H$ — в циклических молекулах требуется энергия в размере 56,8 ккал/моль (667 кДж/моль).

По классической схеме для преодоления энергетического барьера при разрыве этих связей требуются температуры от 380 до 400 °С. Таких температур при формировании залежей нефти и газа нет и никогда не было. Мы считаем, что разрыв связей $-C-C-$ в ОВ идет по туннельному эффекту (квантовые про-

цессы подбарьерного туннелирования), где температуры резко снижаются до 36 °С за счет энергии ядерно-электронных взаимодействий.

Существует мнение ряда специалистов [17], что нефть образуется в мантии Земли при температурах 5–10 тыс. °С. Неорганическая гипотеза нефти подразумевает поступление ее в осадочные породы за счет миграции сырой нефти или ее свободных радикалов из мантии или нижней сферы земной коры (по Н. А. Кудрявцеву — поступает из мантии с глубины 50–70 км в виде свободных радикалов). В этих сферах Земли минералов, содержащих углерод, водород, метиленовые и метильные группы, являющиеся основой нефти, почти нет.

Поступление атомарного водорода, углеводородных радикалов (в свободном виде ^2H или ^{13}C) $-\text{CH}_3$ или CH_2- полностью исключается в силу того, что они могут быть в свободном состоянии 10^{-8} – 10^{-13} секунды. За это время миграция их с глубин 50–70 км является недоразумением. Углерод, поступающий из недр Земли в виде углекислого газа (CO_2) или метана (CH_4), не может быть основой для нефти даже при наличии водорода, так как его изотопное отношение равно $\delta^{13}(+10)\%$, а в нефтях и природных газах δ^{13} изменяется от -25 до -90% .

Радикальная реакция протекает дискретно. В классической химии изучается ограниченный набор факторов, способствующих развитию радикальных реакций. Среди них — температурный (нагревание); свет (фотохимический); электрохимический; радиоактивное излучение (облучение); химическое иницирование (присутствие соединений — источников свободных радикалов (инициаторов)); неполярные растворители.

В научно-образовательном центре «Геология нефти и газа» Тюменского индустриального университета впервые были выделены новые свойства стабильных изотопов, которые были разделены на три группы.

Первая группа состоит из шести элементов, у них изотопы с магнитными эффектами *тяжелее элементов* (изотопы первой группы ^2H , ^{13}C , ^{17}O , ^{25}Mg , ^{29}Si и ^{33}S) (рис. 2 а). Считаем, что они являются *катализаторами-инициаторами* и ускорителями реакций в природных системах. Это открывает возможность создания инновационных промышленных технологий.

Вторая группа включает ^{73}Ge и ^{201}Hg . Их масса не отличается от смежных элементов. Указанные изотопы с угловым магнитным эффектом почти не отличаются по массе от элементов без электронного магнитного момента, и пока их свойства мало изучены. Кроме того, на линию изотопов, имеющих угловой магнитный момент, попадают ^{14}N , ^{20}Ne и ^{40}Ca (рис. 2 б). Поэтому мы прогнозируем, что, возможно, эти изотопы также являются носителями магнитного момента. Эти стабильные изотопы элементов нуждаются в исследовании на магнитные свойства.

К третьей группе относится пока только уран (рис. 2 с). Изотоп ^{235}U легче элемента, соответственно, он обладает свойством перемещать протоны, а не нейтроны с образованием нового элемента. Однако ^{117}Sn и ^{199}Hg , возможно, также формируют данную группу.

У всех вышеперечисленных 10 изотопов (^2H , ^{13}C , ^{17}O , ^{25}Mg , ^{29}Si , ^{33}S , ^{73}Ge , ^{117}Sn , $^{199,201}\text{Hg}$, ^{235}U) имеется угловой магнитный момент. Это фундаментальное свойство определяет взаимодействие внутренней ядерно-электронной энергии с внешними волновыми и кинетическими полями.

Не следует забывать, что химическими реакциями правит энергия. Все системы управления химическими реакциями исходят из энергетической догмы: «управлять реакцией значит изменять энергоёмкость — обходить энергетические барьеры, когда реакцию нужно стимулировать» [2]. При взаимодействии

внутримолекулярной энергии вышеперечисленных элементов с внешними физическими (например, волновыми, кинетическими и т. д.) полями можно сократить энергетический барьер в реакциях исходного материнского вещества и продуктах его преобразования.

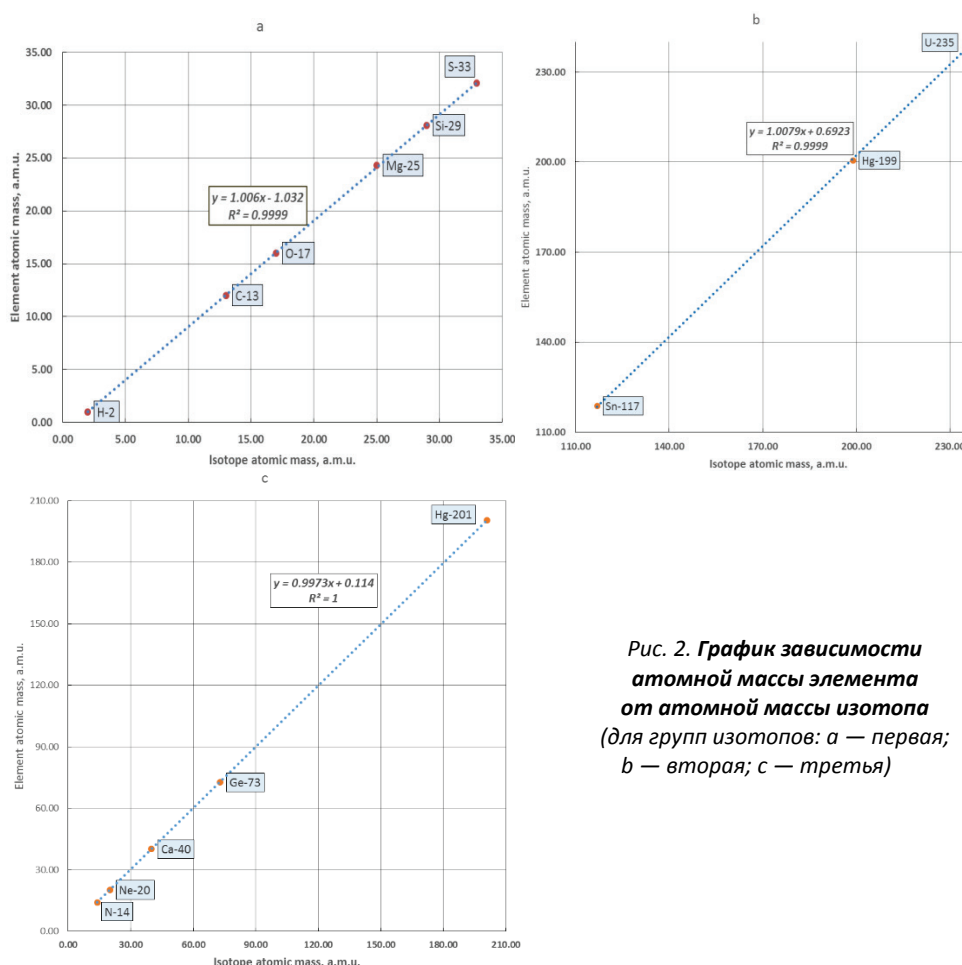


Рис. 2. График зависимости атомной массы элемента от атомной массы изотопа (для групп изотопов: а — первая; b — вторая; c — третья)

Однако «не всякая энергия пригодна для преодоления энергетического барьера. Для химических процессов, в том числе нефтегазообразования, идущих с повышением температуры (эндотермические реакции), в которых доля материнского ОВ лежит ниже долины продуктов, кинетическая энергия (температура), даже в избытке, мало эффективна для преодоления барьера. Только колебательная энергия базисных атомов обеспечивает обход энергетического барьера» [2].

Вышеописанный механизм формирования залежей УВС (то есть эндотермической реакции) сопровождается повышением температуры. При локальном разогреве вмещающих пород во время формирования залежи должна возникнуть тепловая аномалия, которая, как правило, на большинстве месторождений на современном этапе не фиксируется. Связано это с относительно длительным временем, прошедшим после образования залежей. Если вследствие разогрева залежи во время ее формирования источник тепла существовал кратковременно и сейчас его влияние ниже точности замеров температур, то

большинство залежей на всей нашей планете формировались сравнительно недавно — не более 1,0–1,5 млн лет назад.

Аномальное температурное поле от залежи высотой 100 м почти исчезнет через 1,0–1,5 млн лет [9]. Если залежи нефти формировались в этот период времени (конец плиоцена), то небольшое аномальное поле должно отражаться в современном тепловом поле. Во всех залежах более раннего формирования аномального поля над температурой вмещающих пород не будет.

Следовательно, над залежами нефти и газа, особенно в молодых (неогеновых и четвертичных) отложениях должна быть тепловая аномалия на поверхности Земли. Но тепловая аномалия с течением времени рассеивается. В районах развития многолетнемерзлых пород над месторождением подошва их протаивает. Это зафиксировано по скважинам Г. Б. Острым и А. Ф. Черкашним еще в 1960 году.

Таким образом, нефть и газ формируются из материнского органического вещества с выделением температуры, и поэтому для его преобразования *требуется дополнительная энергия*, которую может приносить в пластовую систему внешнее *волновое поле определенных частот*, возникающее при дискретном уплотнении вмещающих горных пород.

Основной задачей в этом случае является следующее — необходимо воздействовать на дальнейшее преобразование (развитие радикальных или других реакций) только за счет волновых полей.

Радикальная реакция протекает всегда дискретно в несколько стадий: 1) инициирование; 2) развитие цепи (радикалы реагируют с молекулами, образуя продукты реакции и новые радикалы); 3) обрыв цепи или рекомбинация радикалов. Радикальные реакции ускоряются в условиях генерирования радикалов и замедляются при увеличении нейтронов в ядре изотопов и при повышении давления. Нейтроны — это сдерживающий фактор, если их больше нормы, то они «тормозят» реакцию и могут направить ее по тоннельному эффекту. Получают развитие квантовые процессы подбарьерного туннелирования. Эту реакцию с помощью волнового поля можно также направить по тоннельному эффекту. При этом происходит резкое снижение температуры.

Радикалы (R) образуются в результате разрыва –C–C– и –C–H– связей. При этом образовавшиеся таким образом радикалы неустойчивы даже при сравнительно небольших температурах порядка 26,85 °C (300 K) [18–20].

Промежуточные молекулы образуются в ходе радикальных реакций, при которых происходит гомолитический разрыв (от греч. «homos» — одинаковый, «lysis» — разрыв) ковалентных связей.

Реакции с участием радикалов характерны для соединений с неполярными и слабополярными связями. В органическом веществе связи –C–C– и –C–H– склонны к гомолитическому разрыву, особенно при наличии катализаторов. Они образуются при разрыве неполярных и слабополярных ковалентных связей в органическом веществе. Разрыв связи происходит с участием катализатора, и каждому из образующихся фрагментов отходит по одному электрону.



Радикалы обладают высокой реакционной способностью и характеризуются малыми энергиями активации. Они могут взаимодействовать как с другими радикалами, так и с нейтральными молекулами — проходят как реакции между радикалами, так и реакции радикалов с молекулами.

В химии радикалы — это частицы (как правило, неустойчивые), содержащие один или несколько неспаренных электронов на внешней электронной оболочке. Некоторые радикалы обладают магнитными эффектами. По данным А. Л. Бучаченко и др. [2, 21], из 400 стабильных изотопов в 118 элементах таблицы Д. И. Менделеева пока только 10 обладают угловым магнитным эффектом. Это свойство определяет взаимодействие внутренней ядерно-электронной энергии с внешними волновыми и кинетическими полями.

Рассмотрим, при каких условиях радикалы *РОВ* будут стабильны.

По мнению некоторых ученых [19, 20], атом углерода в молекуле метана находится в sp^3 -гибридизации, а после разрыва $-C-H$ связи его гибридизация меняется до sp^2 , причем неспаренный электрон стабилизируется на p_z -негибридизованной орбитали. Аналогичная ситуация наблюдается и для других насыщенных углеводородов. Таким образом, можно считать смену sp^3 -гибридизации на sp^2 и стабилизацию неспаренного электрона на p_z -негибридизованной орбитали общим свойством углеводородных молекул при разрыве $-C-C-$ и $-C-H-$ связей. Однако образовавшиеся радикалы нестабильны, так как для их стабилизации необходимо скомпенсировать энергию разрыва $-C-C-$ и $-C-H-$ связей. Частично эту энергию разрыва можно скомпенсировать образованием π - π -связи, если углеводород обладает полисопряженной системой. В этом случае, если углеводород обладает нечетным числом атомов углерода, то неспаренный электрон, образовавшийся в результате гомолитического разрыва $-C-C-$ или $-C-H-$ связи, так и останется неспаренным, и поэтому будет идентифицироваться методом ЭПР. Например, гомолитический разрыв у молекулы пропилена $-C-C-$ или $-C-H-$ связи в группировке CH_3 приводит к образованию π -аллильного радикала (рис. 3).

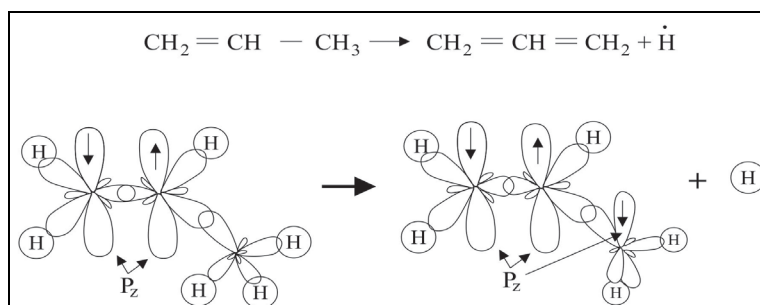


Рис. 3. Схема образования π -аллильного радикала из пропилена

Так как разрыв связи $-C-H-$ приводит к смене sp^3 -гибридизации на sp^2 , то становится возможным участие p_z -негибридизованной орбитали в образовании π - π -связи. Энергия одинарной $-C-C-$ связи порядка 80 ккал/моль, а двойной $-C=C-$ связи порядка 110 ккал/моль [9], поэтому образование π - π -связи компенсирует энергией 30 ккал/моль, а так как энергия разорванной связи $-C-H-$ равна 56,8 ккал/моль, π -аллильный радикал не стабилен при температуре порядка 26,85 °C (300 K).

С точки зрения классической химической термодинамики для отщепления наиболее реакционноспособных карбоксильных групп с образованием CO_2 и водорода требуется энергия 30–50 ккал/моль, а для разрыва связей $-C-C-$ 56,8 ккал/моль (667 кДж/моль).

Хорошо известно [18], что увеличение количества двойных связей в молекуле углеводорода приводит к увеличению ее стабильности за счет энергии

делокализации. Причем увеличение количества двойных связей на единицу приводит к увеличению энергии стабилизации примерно на 10 ккал/моль.

Исходя из вышесказанного, можно сделать следующие выводы.

- Для того чтобы углеводородный радикал типа π -аллильного был стабилен, необходимо, чтобы он имел еще две двойные связи. Таким образом, стабильны будут те радикалы, в которых количество атомов углерода в полисопряженной системе больше пяти (жидкие УВ).
- Полисопряженные ароматические углеводороды, состоящие из нечетного числа гексагональных колец, также являются стабильными радикалами.
- При увеличении в РОВ отношения C/H растет число атомов углерода в полисопряженных системах. Это приводит к уменьшению энергии переходов с верхней связывающей на нижнюю разрыхляющую молекулярную орбиталь, а так как неспаренный электрон находится на несвязывающей молекулярной орбитали между двумя предыдущими [18, 20], то время релаксации неспаренного электрона укорачивается.
- Наряду с образованием C_nH_{2n+2} радикалы водорода могут отщеплять наиболее неустойчивые нафтенковые ядра с образованием жидких нафтенковых УВ. Это происходит на этапах с низкой степенью зрелости РОВ.
- С точки зрения энергетики химических реакций наиболее неустойчивыми в ОВ являются гидроксилы и карбоксилы, затем карбональные группы и малореакционные соединения с мостиковыми и другими структурами.
- При наличии в ОВ стабильных радикалов реакции отщепления идут по следующей схеме: в первую очередь из ОВ отщепляется радикал водорода, который и вызывает ускорение реакций. При образовании гомологов метана C_nH_{2n+2} выделяется радикал водорода ($\dot{H}$), который гидрирует периферийные алифатические и другие цепи молекул керогена по связям $-C-C-$ с образованием более легких соединений. При этом появляются новые стабильные радикалы ($R-C\dot{H}_2$).

Экспериментальная часть/постановка эксперимента

Первичное рассеянное органическое вещество (РОВ) является наименее реакционноспособным. Это означает, что при прочих равных условиях оно вступает в реакции со скоростями, как правило, значительно более низкими по сравнению с веществами (соединениями), которые являются продуктами его преобразования.

Нами проведены исследования на нефтях, которые, по нашему мнению, являются реакционноспособными соединениями даже при небольшом кратковременном *внешнем волновом* воздействии синусоидальными модулированными токами низкой частоты.

Для изучения волнового воздействия на продукты преобразования РОВ были взяты образцы нефти, отобранные из баженовской свиты (скв. 308-Р Салымской площади, интервал 2 873–2 940 м). Схема экспериментальной установки приведена на рисунке 4.

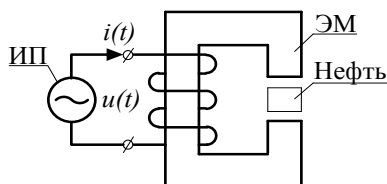


Рис. 4. *Схема экспериментальной установки:*

ИП — источник переменного синусоидального напряжения;
ЭМ — электромагнит

Работа экспериментальной установки описывается системой уравнений:

$$\left. \begin{aligned} u(t) &= U_m \sin(\omega t) \\ i(t) &= I_m \sin(\omega t) \end{aligned} \right\}, \quad (2)$$

где $u(t)$, $i(t)$ — мгновенные значения векторов напряжения и тока соответственно, В, А; U_m , I_m — амплитудные значения векторов напряжения и тока соответственно, В, А; ω — угловая частота, $\omega = 314$ рад/с; t — время, с.

Магнитная индукция в воздушном зазоре электромагнита определяется по эмпирическому выражению

$$B = K_p \cdot \frac{I \cdot w \cdot \mu_o \cdot \mu_{cm}}{\mu_{cm} \cdot \Delta + 1} = \frac{2,15 \cdot 7,5 \cdot 490 \cdot 1,27 \cdot 10^{-6} \cdot 4000}{4000 \cdot 1,2 + 1} = 0,81 \text{ (Тл)},$$

где K_p — поправочный коэффициент, учитывающий насыщение магнитопровода, $K_p = 2,15$; I — действующее значение тока; w — количество витков в катушке электромагнита ($w = 490$ витков), $I = 7,5$ А; Δ — длина воздушного зазора, $\Delta = 0,012$ м; μ_o , μ_{cm} — магнитная постоянная и относительная магнитная проницаемость стали соответственно.

Радикальные реакции можно инициировать за счет использования эффектов углового магнитного ядерно-электронного поля (индукции) в размере 1 Тесла (Тл) (1Тл равна $1 \cdot 10^4$ Гс) (Гаусса) в системе СГС.

Методика эксперимента заключается в следующем:

- 1) образцы нефти в количестве 6 колб налиты в шприцы объемом 2 мл и по отдельности помещены в электромагнитное поле;
- 2) на образцы нефти воздействовали электромагнитным полем продолжительностью от 10 до 60 мин.

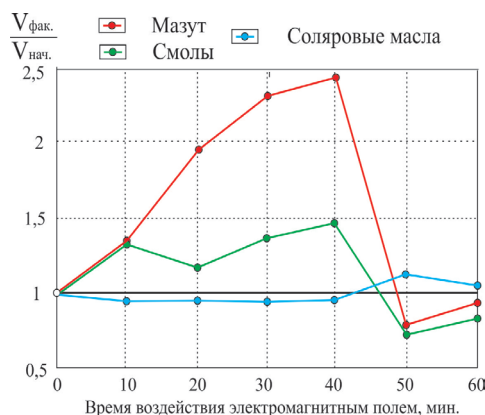
Опыты проводились при комнатных условиях (при температуре окружающей среды 20°C).

Контроль изменений вещественного состава проб нефти проводился газохроматографическим методом на хроматографе Кристалл-5000 при следующих условиях: колонка — капиллярная, 30 м; фаза — полиметилсилоксан 100 %. Температурный режим колонки — программируемый линейный нагрев с 30 до 300°C . Температурный режим испарителя — изотерма 310°C . Расчет фракционного состава проводился по методу имитированной дистилляции. Фракции нефти (бензин, керосин и т. д.) приводились по W. L. Leffler [10].

Результаты

На рисунках 5 и 6 показаны результаты крекинга фракций нефти в зависимости от длительности воздействия электромагнитным полем.

Рис. 5. Динамика изменения тяжелых фракций нефти от времени воздействия электромагнитным полем:
 $V_{\text{нач.}}$ — начальный объем фракции, без волновой обработки;
 $V_{\text{фак.}}$ — фактический объем фракции после волновой обработки



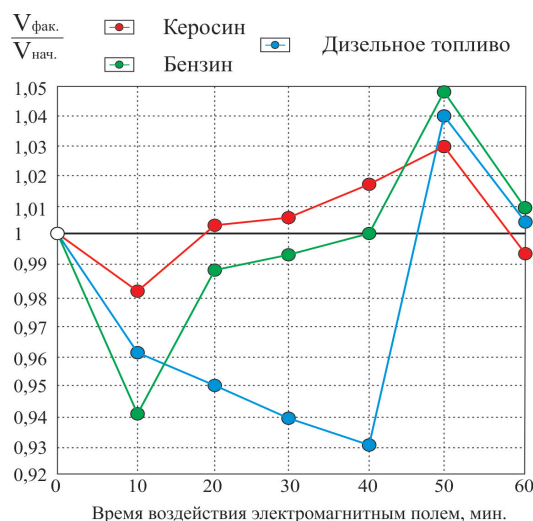


Рис. 6. Динамика изменения легких фракций нефти от времени воздействия электромагнитным полем:
 $V_{нач.}$ — начальный объем фракции, без волновой обработки;
 $V_{фак.}$ — фактический объем фракции после волновой обработки

На представленных графиках хорошо виден прогрессивный рост тяжелых фракций до 40-й минуты за счет распада асфальтенов и РОВ. Асфальтены в нефтях являются наименее измененной частью керогена (рис. 7).

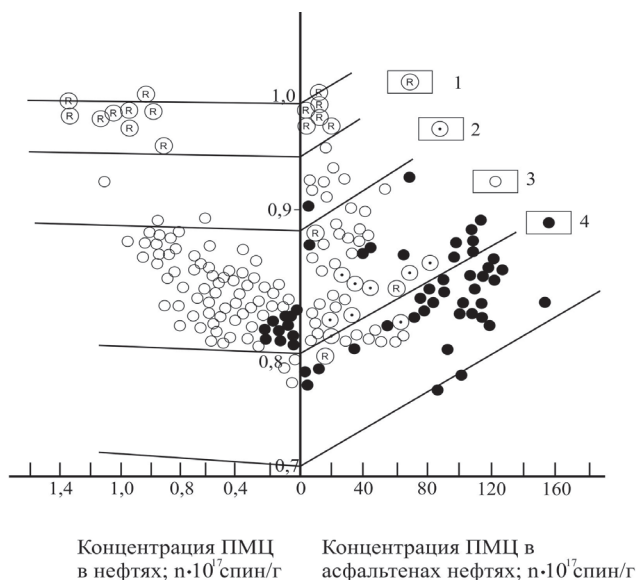


Рис. 7. Изменение концентрации ПМЦ в нефтях и асфальтенах нефтей в зависимости от плотности нефти [9]. Залежи нефти: 1 — нефтенасыщенные пески формации Mannville в Западно-Канадском осадочно-породном бассейне; 2 — нефти битуминозных пород баженовской свиты в Западной Сибири; 3 — случайные выборки нефтей из стандартных залежей нефтей провинции Альберта (Канада); 4 — случайные выборки нефтей из стандартных залежей нефтей в юрско-меловых отложениях Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна

В течение первых 10 минут воздействия идет уменьшение легких фракций и образуются углеводородные газы. Затем фиксируются два пика в распределении легких фракций.

Обсуждение

Рост смол обусловлен тем, что они являются промежуточным звеном между асфальтенами и УВ при формировании нефти за счет преобразования керогена. Более легкие смолы преобразуются в УВ.

Четко видно, что при 40-минутном воздействии волновых полей смолы и мазут переходят в бензин и керосин и частично в легкий газойль.

При более длительном воздействии (более 40 минут) тяжелые фракции начинают распадаться. Соляровые масла в ходе воздействия почти не претерпели изменений.

Дизельное топливо наиболее сильно подвержено влиянию электромагнитного поля, и из них тоже образуются газообразные соединения, только более тяжелого состава.

Выводы

Техногенное преобразование РОВ и УВ — будущее современной энергетики.

Из вышеприведенных данных намечаются основные технологические параметры природных процессов формирования залежей углеводородного сырья — в пластовой системе с фиксированными термобарическими условиями крекинга с достаточной концентрацией парамагнитных центров и условиями для волнового воздействия на них.

Преобразование керогена в нефть в пластовых условиях предлагается проводить по принципиально новой технологии, основа которой заключается в создании дискретного многоволнового, волноводного поля, вызывающего процессы взаимодействия внутримолекулярной (ядерно-электронной) энергии с внешним волновым полем. В основе образования нефти и газа лежат процессы изменения керогена осадочных отложений под влиянием взаимодействия волновой, кинетической и тоннельной энергии для преодоления энергетического барьера, разделяющего материнское вещество и продукты его преобразования.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00070.

Библиографический список

1. Бучаченко А. Л., Сагдеев Р. З., Салихов К. М. Магнитные и спиновые эффекты в химических реакциях / Отв. ред. Ю. Н. Молин. — Новосибирск: Наука, 1978. — 296 с.
2. Бучаченко А. Л. Новая изотопия в химии и биохимии. — М.: Наука, 2007. — 189 с.
3. Бучаченко А. Л. Комплексы радикалов и молекулярного кислорода с органическими молекулами. — М.: Наука, 1984. — 157 с.
4. Бучаченко А. Л. Магнитно-зависимые молекулярные и химические процессы в биохимии, генетике и медицине // Успехи химии. — 2014. — Т. 83, № 1. — С. 1–12.
5. Нестеров И. И. Искусственное формирование залежей нефти и газа // Вестник РАН. — 1994. — Т. 64, № 2. — С. 115–122.
6. Нестеров И. И. Нефть черных сланцев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 1997. — № 5. — С. 46–52.
7. Нестеров И. И. Фундаментальные основы формирования залежей нефти и природных газов, их поисков, разведки и разработки // Геология и геофизика. — 2009. — Т. 50, № 4. — С. 425–433.
8. Нестеров И. И., Шпильман В. И. Теория нефтегазоаккумуляции. — М.: Недра. — 1987. — 232 с.
9. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири / И. И. Нестеров [и др.]. — М.: Недра, 1987. — 256 с.
10. Леффлер У. Л. Переработка нефти / Пер. с англ. — 2-е изд., пересмотр. — М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2004. — 224 с. — (Для профессионалов и неспециалистов).

11. Kozłowski M. L., Kar T., Hascakir B. Ex-situ Extraction of Green River Oil Shale by Combustion // Western States Section of the Combustion Institute Fall Meeting, Provo, Utah, USA. – 2015. – October 5-6, 134IE-0051.
12. Organofacies study of the Bakken source rock in North Dakota, USA, based on organic petrology and geochemistry / A. Abarghani [et al.] // International Journal of Coal Geology. – 2018. – Vol. 188, Issue 1. – P. 79–93. DOI: 10.1016/j.coal.2018.02.004
13. Jarvie D. M. Williston Basin Petroleum Systems: Inferences from Oil Geochemistry and Geology // The Mountain Geologist. – 2001. – Vol. 38, Issue 1. – P. 19–41.
14. Jegede T. O., Adekola S. A., Akinlua A. Trace element geochemistry of kerogens from the central Niger Delta // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2018. – Vol. 8, Issue 4. – P. 999–1007. DOI: 10.1007/s13202-018-0448-1
15. Foltin J. P., Prado G. N., Lisbôa A. C. L. Analysis of kinetics parameters of oil shale pyrolysis // Chemical Engineering Transactions. – 2017. – Vol. 61. – P. 439–444. DOI: 10.3303/CET1761071
16. Oslil N., Shalaby M. R., Islam M. A. Hydrocarbon generation modeling and source rock characterization of the Cretaceous-Paleocene Taratu Formation, Great South Basin, New Zealand // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – Issue 1 (March). – P. 125–139. – Available at: <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0511-y>.
17. Кудрявцев Н. А. Генезис нефти и газа. – Л.: Недра, 1973. – 216 с.
18. Драго Р. Физические методы в химии. Т. 1 / Пер. с англ. А. А. Соловьянова; под ред. О. А. Реутова. – М.: Мир, 1981. – 424 с.
19. Маррел Дж., Кеттл С., Теддер Дж. Теория валентности / Пер. с англ.; под ред. М. Г. Веселова. – М.: Мир, 1968. – 520 с.
20. Нонхибел Д., Уолтон Дж. Химия свободных радикалов. Структура и механизм реакций / Пер. с англ. М. Г. Гольдфельда; под ред. И. П. Белецкой. – М.: Мир, 1977. – 608 с.
21. Хефс Й. Геохимия стабильных изотопов / Пер. с англ. – М.: Мир, 1983. – 198 с.

References

1. Buchachenko, A. L., Sagdeev, R. Z., & Salikhov, K. M. Magnitnye i spinovye efekty v khimicheskikh reaktsiyakh. (1978). Novosibirsk, Nauka Publ., 296 p. (In Russian).
2. Buchachenko, A. L. (2007). Novaya izotopiya v khimii i biokhimii. Moscow, Nauka Publ., 189 p. (In Russian).
3. Buchachenko, A. L. (1984). Kompleksy radikalov i molekulyarnogo kisloroda s organicheskimi molekulami. Moscow, Nauka Publ., 157 p. (In Russian).
4. Buchachenko, A. L. (2014). Magnetic field-dependent molecular and chemical processes in biochemistry, genetics and medicine. Russian Chemical Reviews, 83(1). (In English). DOI: 10.1070/RC2014v083n01ABEH004335
5. Nesterov, I. I. (1994). Iskustvennoe formirovanie zalezhey nefi i gaza. Vestnik RAN, 64(2), pp. 115-122. (In Russian).
6. Nesterov, I. I. (1997). Neft' chernykh slantsev. Oil and Gas Studies, (5). p. 46-52. (In Russian).
7. Nesterov, I. I. (2009). Oil and gas pools: the fundamentals of formation, prospecting, and exploitation. Russian Geology and Geophysics, 50(4), pp. 320-326. (In English). DOI: 10.1016/j.rgg.2009.03.007
8. Nesterov, I. I., & Shpilman, V. I. (1987). Teoriya neftegazonakopleniya. Moscow, Nedra, 232 p. (In Russian).
9. Nesterov, I. I., Ushatinskiy, I. N., Malykhin, A. Ya., Stavitskiy, B. V., & P'yankov B. N. (1987). Neftegazonosnost' glinistyykh porod Zapadnoy Sibiri. Moscow, Nedra Publ., 256 p. (In Russian).
10. Leffler, W. L. (1985). Petroleum Refining for the Non-Technical Person (PennWell Nontechnical Series). 2nd edition. Tulsa (Oklahoma), PennWell Books, PennWell Publishing Company, 172 p. (In English).
11. Kozłowski, M. L., Kar, T., & Hascakir, B. (2015). Ex-situ Extraction of Green River Oil Shale by Combustion. Western States Section of the Combustion Institute Fall Meeting, Provo, Utah, USA, October 5-6, 134IE-0051. (In English).
12. Abarghani, A., Ostadhassan, M., Gentzis, T., Carvajal-Ortiz, H., & Bubach, B. (2018). Organofacies study of the Bakken source rock in North Dakota, USA, based on organic petrology and geochemistry. International Journal of Coal Geology, 188(1). pp. 79-93. (In English). DOI: 10.1016/j.coal.2018.02.004

13. Jarvie, D. M. (2001). Williston Basin petroleum systems: Inferences from Oil Geochemistry and Geology. *The Mountain Geologist*, 38(1). pp. 19-41. (In English).
14. Jegede, T. O., Adekola, S. A., & Akinlua, A. (2018). Trace element geochemistry of kerogens from the central Niger Delta. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8(4). pp. 999-1007. (In English). DOI: 10.1007/s13202-018-0448-1
15. Foltin, J. P., Prado, G. N., & Lisboa, A. C. L. (2017). Analysis of kinetics parameters of oil shale pyrolysis. *Chemical Engineering Transactions*, 61, pp. 439-444. (In English). DOI: 10.3303/CET1761071
16. Oslil, N., Shalaby, M. R., & Islam, M. A. (2019). Hydrocarbon generation modeling and source rock characterization of the Cretaceous-Paleocene Taratu Formation, Great South Basin, New Zealand. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 1(March)). pp. 125-139. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0511-y>.
17. Kudryavtsev, N. A. (1973). *Genesis nefiti i gaza*. Leningrad, Nedra Publ., 216 p. (In Russian).
18. Drago, R. S. (1992). *Physical methods in chemistry*. Gainesville, Surfside Scientific Publishers, 753 p. (In English).
19. Murrell, J. N., Kettle, S. F. A., & Tedder, J. M. (1969). *Valence Theory*. 2nd edition. London; New York, J. Wiley, 428 p. (In English).
20. Nonhebel, D. C., & Walton, J. C. (1974). *Free-radical chemistry*. 624 p. (In English).
21. Hoefs, J. (2009). *Stable Isotope Geochemistry*. 6th edition. Springer, 293 p. (In English).

Сведения об авторах

Нестеров Иван Иванович, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, директор научно-образовательного центра «Геология нефти и газа», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Александров Вадим Михайлович, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: alexandrov_v@aotandem.ru

Пономарев Андрей Александрович, ассистент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, генеральный директор ООО «НефтеПАК», г. Тюмень

Заватский Михаил Дмитриевич, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, заведующий учебно-научной геохимической лабораторией, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Лободенко Елена Ивановна, к. ф.-м. н., доцент кафедры строительной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Кобылинский Данил Александрович, инженер учебно-научной геохимической лаборатории, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Кадыров Марсель Алмазович, техник научно-образовательного центра «Геология нефти и газа», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Ivan I. Nesterov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Director of Research and Education Center "Geology of Oil and Gas", Industrial University of Tyumen

Vadim M. Alexandrov, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: alexandrov_v@aotandem.ru

Andrey A. Ponomarev, Assistant at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, General Director of NeftePAK LLC, Tyumen

Mikhail D. Zavatsky, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Head of Educational-Research Laboratory for Geochemistry, Industrial University of Tyumen

Elena I. Lobodenko, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Structural Mechanics, Industrial University of Tyumen

Danil A. Kobylinskiy, Engineer of the Educational-Research Laboratory for Geochemistry, Industrial University of Tyumen

Marsel A. Kadyrov, Technician of Research and Education Center "Geology of Oil and Gas", Industrial University of Tyumen

УДК 550.42 (571.1)

**Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений
южных районов Обь-Иртышского междуречья**

**Д. А. Новиков^{1, 2 *}, А. Е. Шохин², А. А. Черников², Ф. Ф. Дульцев¹,
А. В. Черных¹**

¹*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Россия*

²*Новосибирский национальный исследовательский государственный универ-
ситет, г. Новосибирск, Россия*

*e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Аннотация. Приводятся результаты изучения особенностей геохимии водорастворенных газов нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья. Установлен рост величины общей газонасыщенности подземных вод с глубиной от 0,1–0,5 л/л в апт-альб-сеноманском до 3,0–3,5 л/л в нижнесреднеюрском водоносных комплексах. Наиболее широко в водах распространен метан, его содержание в водах увеличивается с глубиной до 2 000–2 200 м, после чего его концентрации снижаются в интервале глубин 2 400–2 500 м. Здесь выявлен пик содержаний его гомологов (C₂H₆; C₃H₈; iC₄H₁₀; nC₄H₁₀; iC₅H₁₂; nC₅H₁₂; iC₆H₁₄; nC₆H₁₄). Подобный характер вертикальной зональности связан с распределением залежей углеводородов. В интервале 2 600–2 700 м установлен пик концентраций углекислого газа. На некоторых площадях развиты газы с аномальными (до 96 об. %) концентрациями CO₂. С глубиной содержание азота и гелия закономерно уменьшается.

Ключевые слова: водорастворенные газы; газонасыщенность; газовая зональность; аномалия; подземные воды; Обь-Иртышское междуречье

**Geochemistry of water-dissolved gases of oil-and-gas bearing deposits
in the southern areas of Ob-Irtysh interfluve**

**D. A. Novikov^{1, 2 *}, A. E. Shokhin², A. A. Chernykov², F. F. Dultsev¹,
A. V. Chernykh¹**

¹*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of
Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia*

²*Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia*

*e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Abstract. The article presents the results of the studies of the geochemical features of water-dissolved gases in the oil and gas bearing deposits in the southern areas of Ob-Irtysh interfluve. An increase in the total groundwater gas saturation with an increase in depth was established, from 0,1–0,5 l/l in the Aptian-Albian-Cenomanian water-bearing complex to 3,0–3,5 l/l in the Lower and Middle Jurassic one. Methane is the most widespread gas in the waters, its concentration in water increases with depth down to 2 000–2 200 m, and deeper its concentration de-

creases within the depth range 2 400–2 500 m. Here a peak of the concentrations of its homologues was revealed (C_2H_6 ; C_3H_8 ; iC_4H_{10} ; nC_4H_{10} ; iC_5H_{12} ; nC_5H_{12} ; iC_6H_{14} ; nC_6H_{14}). This kind of the vertical zoning is connected with the distribution of the deposits of hydrocarbons. Within the depth range of 2 600–2 700 m, a peak of carbon dioxide concentrations was detected. In some areas, gases with anomalous CO_2 concentrations (up to 96 %) are widespread. The concentrations of nitrogen and helium regularly decrease with depth.

Key words: water-dissolved gases; gas saturation; gas zonality; anomaly; groundwater; Ob-Irtysh interfluvium

Введение

Фундаментальная задача изучения геохимических процессов и физико-химических равновесий в системе вода — газ, которая тесно связана с общегеологической проблемой формирования и разрушения залежей нефти и газа, составляет в настоящее время весьма актуальное направление исследований. В пределах осадочных бассейнов газы ввиду своей исключительной подвижности дают наибольшие ореолы рассеяния при диффузионных процессах между углеводородными залежами и окружающими их пластовыми водами и являются в этой связи одними из наиболее достоверных поисковых критериев [1–22].

История изучения водорастворенных газов (ВРГ) в Западной Сибири насчитывает уже более 50 лет, она начиналась с работ М. С. Гуревича и Н. Н. Ростовцева. В начале 1950-х годов ими впервые была установлена газовая зональность подземных вод Западно-Сибирского артезианского бассейна (ЗСАБ) и дана высокая оценка поискового значения ВРГ, которая определяется не только их качественным составом, но и величиной упругости. Н. М. Кругликовым впервые было отмечено понижение упругости растворенных газов с удалением от газовой зоны вследствие диффузионного рассеивания газа. Л. М. Зорькиным рассмотрены различные возможные условия генерации газов, выделения их из подземных вод и формирования газовых залежей. Изучением подземных вод и ВРГ ЗСАБ длительное время занимались А. Э. Конторович, Б. П. Ставицкий, А. А. Карцев, В. М. Матусевич, А. А. Розин, Ю. П. Гаттенбергер, А. Д. Назаров и многие другие исследователи [23–28].

Материалы и методы

Фактический материал, положенный в основу данной работы, представлен результатами испытания и гидрогеохимического опробования более 445 объектов 217 скважин 84 поисковых площадей северных районов Новосибирской, граничных районов Томской и Омской областей в пределах южных районов Обь-Иртышского междуречья. Регион крайне неравномерно изучен глубоким бурением, наибольшее количество скважин пробурено в центральных и северных районах, в свою очередь в юго-восточной части региона бурение почти не производилось. Это связано с тем, что основные залежи углеводородов находятся в пределах локальных поднятий в центральной части региона. Это согласуется с тектоническим строением района исследования, который располагается на периферии ЗСАБ. В северных и центральных районах распространены локальные поднятия внутренней зоны Западно-Сибирской геосинеклизы, а большую часть юго-востока занимает Барабинско-Пихтовская мегамоноклиза (рис. 1).

Согласно схеме нефтегазоносного районирования, территория исследования охватывает три нефтегазоносных района (НГР): Межовский, Нюрольско-Колтогорский и Пудинский. Наиболее крупные запасы углеводородов связаны с месторождениями Межовского НГР.

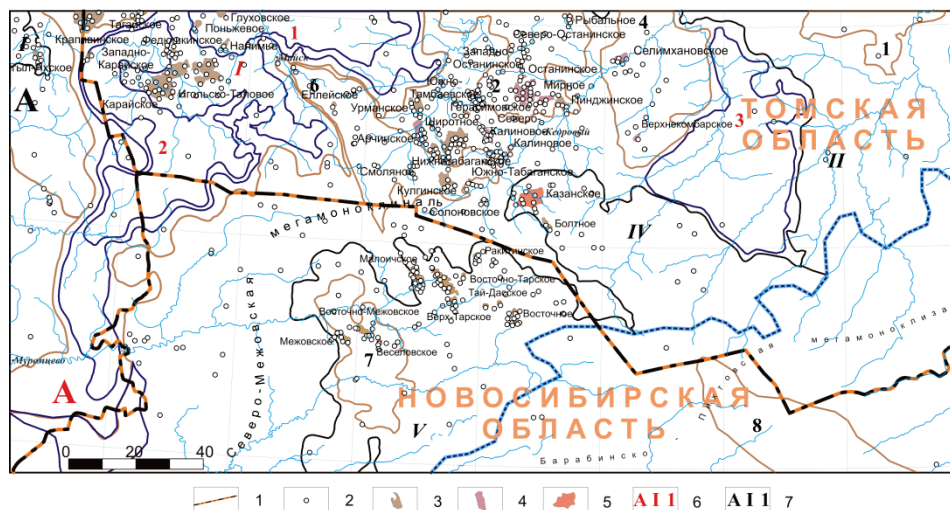


Рис. 1. Обзорная карта района исследования: 1 — административные границы; 2 — скважины. Месторождения: 3 — нефтяные; 4 — нефтегазоконденсатные; 5 — газоконденсатные и газовые. Тектонические элементы: 6 — отрицательные: А — Колтогорско-Нюрольский желоб, I — Нюрольская мегавпадина, 1 — Центрально-Нюрольская мезовпадина, 2 — Южно-Нюрольская мезовпадина, 3 — Бакчарская мезовпадина, 5 — Кыштовский наклонный мезопрогиб; 7 — положительные: А — Верхневасюганская антеклиз, I — Верхнедемьянский мегавал, II — Парабельский наклонный мегавал, IV — Калгачский наклонный мегавал, V — Межовский структурный мегамыс, 1 — Колпашевский мезовал, 2 — Пудинское куполовидное мезоподнятия, 4 — Горелоярское куполовидное мезоподнятия, 6 — Лавровский наклонный мезовал, 7 — Западно-Межовское куполовидное мезоподнятия, 8 — Верхнешегарский мезовыступ

Результаты и их обсуждение

В данной работе впервые выполнены обобщение и анализ всех имеющихся данных по величине общей газонасыщенности подземных вод и составу ВРГ, полученных при поисково-разведочном бурении в южной части Обь-Иртышского междуречья. В разрезе наблюдаются прямой тип вертикальной газогидрогеохимической зональности и закономерный рост общего газонасыщения вод от меловых резервуаров к нижнесреднеюрским. Газонасыщение подземных вод хорошо изучено до глубины 3 500 метров. Максимальная газонасыщенность наблюдается в подземных водах ниже-среднеюрского водоносного комплекса. В палеозойских отложениях наблюдается снижение общей газонасыщенности подземных вод с глубиной (рис. 2 а). Наиболее широко в водах распространен метан (рис. 2 б), его содержание в водах увеличивается до 2 000–2200 м, после чего его концентрации снижаются в интервале глубин 2 400–2500 м. На этот промежуток приходится пик содержания гомологов метана (C_2H_6 ; C_3H_8 ; iC_4H_{10} ; nC_4H_{10} ; iC_5H_{12} ; nC_5H_{12} ; iC_6H_{14} ; nC_6H_{14}). Подобный характер вертикальной зональности связан с распределением залежей углеводородов. Нефть является источником более тяжелых гомологов метана в под-

земных водах региона исследований. С глубиной содержание азота и гелия закономерно уменьшается, уступая роль углеводородным газам. В интервале 2 600–2 700 м установлен пик концентраций углекислого газа (рис. 3).

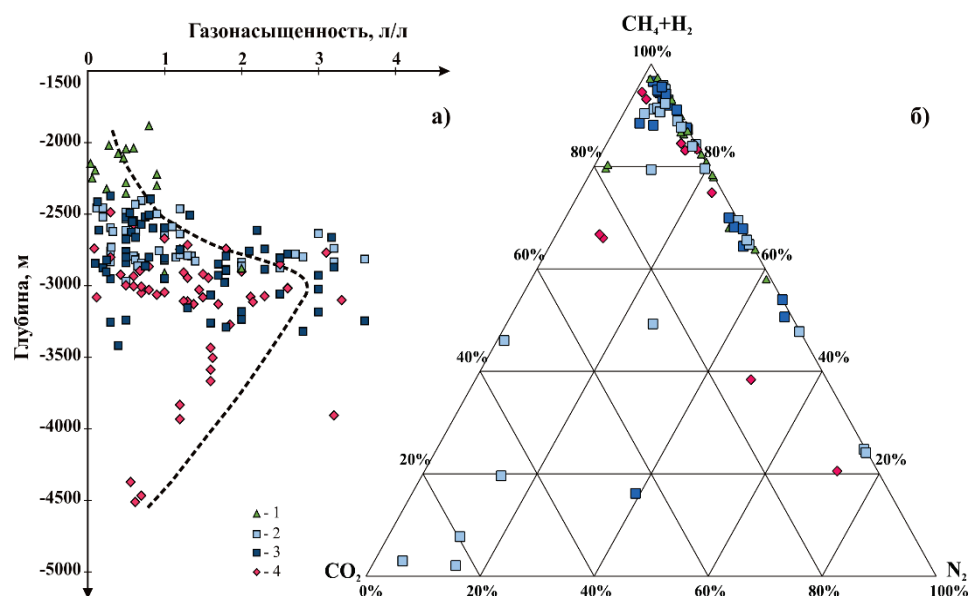


Рис. 2. Изменение общей газонасыщенности подземных вод с глубиной (а) и тригонограмма состава водорастворенных газов нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья (б).
Водонасыщенные комплексы: 1 — неокотский; 2 — верхнеюрский; 3 — нижнесреднеюрский; 4 — доюрские (включая нефтегазоносный горизонт зоны контакта)

На некоторых площадях развиты газы с аномальными (до 96 об. %) концентрациями CO₂. На этот факт ранее указывал Л. М. Зорькин [29].

Обычно в попутных и свободных газах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции содержания CO₂ обычно не превышают 1 об. %, тогда как некоторые залежи обогащены до 10 об. % и более, в редких случаях наблюдаются чисто углекислые скопления: Веселовское месторождение — 85 об. % CO₂, Межовское — 97 об. %. Фонтан сухого газа до 200 тыс. м³/сут получен из пород фундамента на Межовской площади [29–31]. В составе водорастворенных газов юрских резервуаров, непосредственно залегающих на отложениях фундамента (Верх-Тарская, Веселовская, Межовская площади), также выявлены аномальные концентрации углекислого газа до 94,5 об. %. Согласно работам С. П. Максимова, В. А. Мехтиевой, Р. Г. Панкиной, С. М. Гуреевой и др., изотопный состав CO₂ говорит о его метаморфическом генезисе [32, 33].

Детальный анализ имеющихся данных показал тесную связь состава ВРГ и газонасыщенности с углеводородными залежами. Наиболее контрастные газовые ореолы рассеяния, фиксирующие углеводородную залежь на расстоянии до 20–23 км от контура нефтегазоносности установлены в верхнеюрском комплексе. Для нижнесреднеюрских и доюрских комплексов они варьируют по разным газам от 11 до 20 км (рис. 4).

Особенности гидрогеохимии исследуемого региона были изучены нами ранее [30, 31]. Рассмотрим подробнее, как изменяются газогеохимические характеристики гидрогеологического разреза с глубиной.

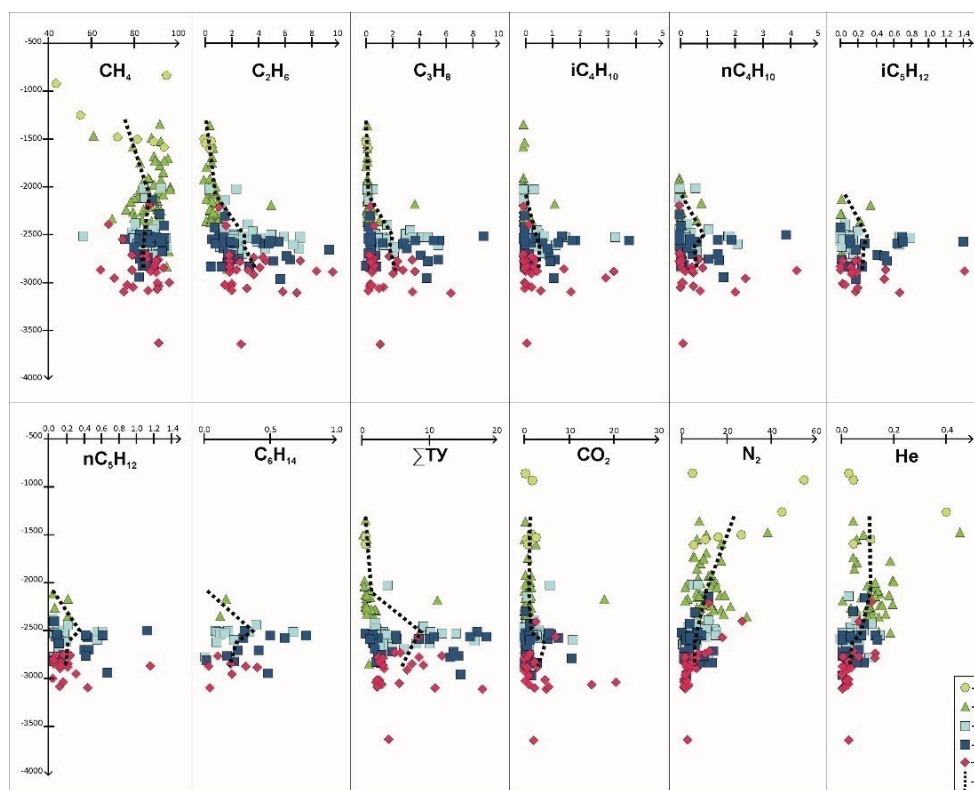


Рис. 3. Изменение состава водорастворенных газов с глубиной в пределах нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья.
Водоносные комплексы: 1 — апт-альб-сеноманский; 2 — неокомский; 3 — верхнеюрский; 4 — нижнесреднеюрский; 5 — доюрские (включая нефтегазоносный горизонт зоны контакта); 6 — тренд (среднее содержание)

Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс отличается крайне слабой степенью изученности, ввиду того что в его пределах не выявлены промышленные скопления углеводородов. Выявлена латеральная изменчивость состава ВРГ в пределах комплекса. Так, в центральных и северных районах Обь-Иртышского междуречья преобладают газы метанового состава, при продвижении на юго-восток территории исследования концентрации азота закономерно увеличиваются и в пределах Барабинско-Пихтовской мегамоноклизы уже доминируют газы метаново-азотного и азотно-метанового типа. Газонасыщенность подземных вод, как правило, не превышает 0,3–0,5 л/л, закономерно увеличиваясь по мере погружения водоносных горизонтов комплекса.

Неокомский водоносный комплекс. Газонасыщенность подземных вод водоносного комплекса колеблется в широком интервале от 0,1 л/л на Юбилейной площади в скв. 401 (интервал 2 199–2 211 м) до 4,5 в скв. 3 Тагойской площади (интервал 2 223–2 329 м). В составе ВРГ преобладает метан. При приближении к прибортовым частям осадочного бассейна состав газа меня-

ется на метаново-азотный, где выявлены минимальные значения содержаний метана (61 об. %) в скв. 1-р Барабинской площади (интервал 1 465–1 470 м). Максимальные значения до 96 об. % установлены в скв. 4 Межовской площади (интервал 2 000–2 004 м).

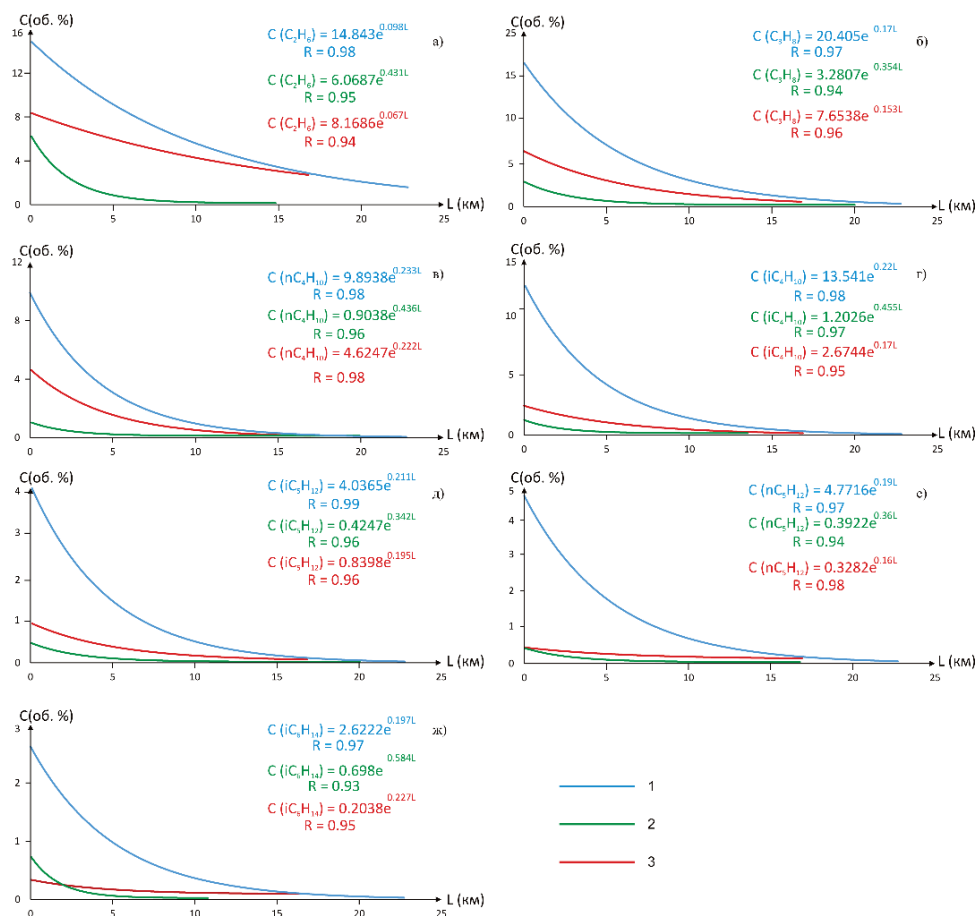


Рис. 4. Газовые ореолы рассеяния залежей углеводородов в пластовых водах верхнеюрского (1), нижнесреднеюрского (2) и палеозойского (3) водоносных комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья

Метаново-азотный состав ВРГ установлен на двух площадях — Барабинской и Айзаской с содержанием азота от 29,16 об. % (скв. Айзаская 1; интервал 2 291–2 388 м) до 38,48 об. % (скв. Барабинская 1; интервал 1 465–1 470 м) соответственно. Значительных концентраций углекислого газа в неокомском водоносном комплексе не выявлено, наименьшие значения 0,12 об. % приурочены к скв. 1 Чинжарской (интервал 1 527–1 546 м), наибольшие — к скв. 1 Ургульской площади (интервал 2 147–2 166 м).

Верхнеюрский водоносный комплекс обладает наибольшей степенью изученности, в связи с тем что основной продуктивный пласт находится в регионе Ю₁. Газонасыщение вод закономерно увеличивается с глубиной, при фоновой величине 4,48 л/л. Нижняя граница значений составляет 0,12 л/л, приурочена к

Юбилейной площади, скв. 403 (интервал 2 462–2 471 м). В свою очередь, верхняя граница значений составляет около 6 л/л в скв. 1 Тамратской площади (интервал 2 853–2 860 м). В составе ВРГ верхнеюрского комплекса в основном доминирует метан с его содержанием от 3,10 об. % в скв. Межовской 4 (интервал 2 123–2 242 м) до 92,21 об. % в скв. 1 Мурашовской площади (интервал 2 532–2 548 м). В среднем содержание метана составляет 84,77 об. %. В ВРГ верхнеюрского комплекса широко распространены гомологи метана (C_2H_6 ; C_3H_8 ; iC_4H_{10} ; nC_4H_{10} ; iC_5H_{12} ; nC_5H_{12} ; iC_6H_{14} ; nC_6H_{14}), их суммарные концентрации изменяются от следовых значений до 16,8 об. % в приконтурных водах нефтяной залежи в скв. 1 Нижне-Табаганской площади (интервал 2 509–2 513 м). Фоновые значения суммы тяжелых углеводородов составляют 8,82 об. %. Содержание углекислого газа в составе ВРГ верхнеюрского комплекса изменяется в широких пределах. Так, на Межовской площади в скв. 6 концентрации CO_2 составляют 97 об. %, тогда как в скв. 1 на Тамбаевской площади они не превышают 0,1 об. %. Содержания азота и гелия монотонно уменьшаются с глубиной (см. рис. 3).

Нижнесреднеюрский водоносный комплекс. Газонасыщенность подземных вод изменяется от 0,1 л/л в скв. 1 Пахомовской площади (интервал 2 850–2 853 м) до 3,7 л/л в скв. 2 Селимхановской площади (интервал 2 455–2 470 м). В среднем значения газонасыщенности водоносных горизонтов нижней и преимущественно средней юры в районе не превышают 0,75 л/л. Именно в юрских комплексах наиболее ярко выражается вертикальная зональность состава ВРГ. В составе ВРГ ниже-среднеюрского комплекса доминирует метан. Наименьшие значения (20,46 об. %) установлены в скв. 1 Рифтовой площади (интервал 2 986–2 990 м), наибольшие — 93,85 об. % в скв. 1 Ново-Троицкой площади (интервал 2 511–2 568 м), при средних значениях 83,91 об. %. Суммарные концентрации других углеводородных газов (C_2H_6 ; C_3H_8 ; iC_4H_{10} ; nC_4H_{10} ; iC_5H_{12} ; nC_5H_{12} ; iC_6H_{14} ; nC_6H_{14}) варьируют от 0,79 об. % в скв. 1 Ново-Троицкой площади (интервал 2 511–2 568 м) до 13,29 об. % в скв. 1 на Нижне-Табаганской площади (интервал 2 762–2 768 м). Установлены значительные колебания содержаний CO_2 от следовых содержаний в скв. 1 Ново-Троицкой площади (интервал 2 511–2 568 м), скв. 1 Рифтовой площади (интервал 2 986–2 990 м) и скв. 1 Прибелинской площади (интервал 2 634–2 640 м) до почти полного преобладания (94,5 об. %) диоксида углерода на Верх-Тарской площади в скв. 6 (интервал 2 497–2 589 м). Содержание азота и гелия закономерно уменьшается с глубиной.

Доюрский водоносный комплекс. Максимальные значения газонасыщенности подземных вод достигают 3,3 л/л и установлены в скв. 13 Малоичской площади (интервал 3 300–3 390 м). Вверх по разрезу газонасыщенность вод уменьшается и в скв. Парбирской 2 (интервал 2 729–2 746 м) составляет 0,3 л/л. Средние значения газонасыщенности вод доюрского комплекса 1,5 л/л. В подземных водах доюрского водоносного комплекса концентрации метана изменяются в диапазоне от 64,92 об. % на Малоичской площади в скв. 2 (интервал 2 842–2 900 м) до 95,55 об. % в скв. 3 Калиновой площади (интервал 3 003–3 012 м). Статистический анализ газогеохимических данных позволил установить характеристики фоновых концентраций метана, которые составляют 84,35 об. %. Сумма гомологов метана (C_2H_6 ; C_3H_8 ; iC_4H_{10} ; nC_4H_{10} ; iC_5H_{12} ; nC_5H_{12} ; iC_6H_{14} ; nC_6H_{14}) варьирует от 2,46 об. % в скв. 1 Кулайской площади до 18,15 об. % в скв. 1 Урманской площади при фоновых значениях 5,87 об. %. Средняя глубина залегания пород доюрского комплекса составляет около 2 700 м, из-за чего увеличение концентраций тяжелых углеводородов на глубинах 2 500–2 700 м, где

сосредоточены основные запасы углеводородов, не столь заметно, как в других комплексах. Установлено, что концентрации азота и гелия снижаются с глубиной.

Выводы

Резюмируя вышесказанное, можно сделать следующие выводы.

- В нефтегазоносных отложениях южных районов Обь-Иртышского междуречья установлен рост величины общей газонасыщенности подземных вод с глубиной от 0,1–0,5 л/л в апт-альб-сеноманском до 3,0–3,5 л/л в нижне-среднеюрском водоносных комплексах.
- Наиболее широко в водах распространен метан, его содержание в водах увеличивается с глубиной до 2 000–2 200 м, после чего его концентрации снижаются в интервале глубин 2 400–2 500 м. Здесь выявлен пик содержаний его гомологов (C_2H_6 ; C_3H_8 ; iC_4H_{10} ; nC_4H_{10} ; iC_5H_{12} ; nC_5H_{12} ; iC_6H_{14} ; nC_6H_{14}). Подобный характер вертикальной зональности связан с распределением залежей углеводородов.
- В составе водорастворенных газов юрских резервуаров, непосредственно залегающих на отложениях фундамента (Верх-Тарская, Веселовская, Межовская площади), выявлены аномальные концентрации углекислого газа до 94,5 об.%, который, согласно данным С. П. Максимова, В. А. Мехтиевой, Р. Г. Панкиной, С. М. Гуреевой [32, 33] и др., по изотопному составу углерода имеет метаморфический генезис и образуется в процессе преобразования карбонатных пород [29, 34–36].

Исследования проводились при финансовой поддержке Проекта IX.131.3.2. «Геохимия, генезис и механизмы формирования состава подземных вод арктических районов осадочных бассейнов Сибири» Программы IX.131.3. «Эволюция гидрогеологических систем осадочных бассейнов Сибири» Приоритетного направления IX.131. «Геология месторождений углеводородного сырья, фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа, научные основы формирования сырьевой базы традиционных и нетрадиционных источников углеводородного сырья» Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук Российской Федерации на 2013–2020 годы, Российского фонда фундаментальных исследований и Правительства Новосибирской области в рамках научных проектов № 17-45-540086-р_а.

Библиографический список

1. Антонов П. Л. Дальность и продолжительность диффузии газов из залежей в законтурные воды // Газовая промышленность. – 1963. – № 9. – С. 1–6.
2. Намиот А. Ю. Фазовые равновесия в системах пластовая вода — природный газ // Газовая промышленность. – 1958. – № 12. – С. 1–10.
3. Origin and evolution of formation waters, Alberta Basin, Western Canada sedimentary Basin. I. Chemistry / C. A. Connolly [et al.] // Applied Geochemistry. – 1990. – Vol. 5, Issue 4. – P. 375–395. DOI: 10.1016/0883-2927(90)90016-X
4. Hydrogeology, Geopressures and Hydrocarbon Occurrences, Beaufort-Mackenzie Basin / B. Hitchon [et al.] // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. – 1990. – Vol. 38, Issue 2. – P. 215–235.
5. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии / Под ред. А. А. Карцева. – М.: Недра, 1992. – 208 с.

6. Букаты М. Б. Методика моделирования водно-газовых равновесий в связи прогнозом нефтегазоносности // Геология нефти и газа. – 1992. – № 1. – С. 7–9.
7. Маршаев О. А. Использование геохимических и гидрогеологических критериев для прогноза продуктивности юрского комплекса отложений Надым-Пурской нефтегазоносной области Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1992. – № 6. – С. 18–21.
8. Новиков Д. А. Степень газонасыщения подземных вод продуктивной части юрского гидрогеологического комплекса Харампурского мегавала // Геология нефти и газа. – 2000. – № 3. – С. 51–56.
9. Iampen H. T., Rostron B. J. Hydrogeochemistry of pre-Mississippian brines, Williston Basin, Canada–USA // Journal of Geochemical Exploration. – 2000. – Vol. 69–70. – P. 29–35. DOI: 10.1016/S0375-6742(00)00007-8
10. Grasby S. E., Chen Zh., Dewing K. Formation water geochemistry of the Sverdrup Basin: Implications for hydrocarbon development in the High Arctic // Applied Geochemistry. – 2012. – Vol. 27, № 8. – P. 1623–1632. DOI: 10.1016/j.apgeochem.2012.04.001
11. Formation waters from Cambrian-age strata, Illinois Basin, USA: Constraints on their origin and evolution / S. V. Panno [et. al.] // Geochimica et cosmochimica acta. – 2013. – Vol. 122. – P. 184–197. DOI: 10.1016/j.gca.2013.08.021
12. Новиков Д. А. Перспективы нефтегазоносности среднеюрских отложений полуострова Ямал по гидрогеологическим данным // Геология нефти и газа. – 2013. – № 6. – С. 65–74.
13. Organic geochemical identification of reservoir oil-gas-water layers in the Junggar Basin, NW China / M. Wu [et al.] // Marine and Petroleum Geology. – 2014. – № 57. – P. 594–602. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2014.07.006
14. Novikov D. A., Sukhorukova A. F. Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin // Arabian Journal of Geosciences. – 2015. – Vol. 8, Issue 10. – P. 8703–8719.
15. Новиков Д. А. Применение методики поисков залежей углеводородов на основе изучения водно-газовых равновесий // Газовая промышленность. – 2015. – № 3. – С. 12–17.
16. Fluid evolution in the Dabai Gas Field of the Kuqa Depression, Tarim Basin, NW China: Implications for fault-related fluid flow / X. Guo [et al.] // Marine and Petroleum Geology. – 2016. – № 78. – P. 1–16. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2016.08.024
17. Новиков Д. А. Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геодинамика и тектонофизика. – 2017. – Т. 8, № 4. – С. 881–901. DOI: 10.5800/GT-2017-8-4-0322
18. Novikov D. A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – Vol. 44, Issue 5. – P. 780–788. DOI: 10.1016/S1876-3804(17)30088-5
19. Al-Hajeri M. M., Bowden S. A. Application of formation water geochemistry to assess seal integrity of the Gotnia Formation, Kuwait // Arab J Geosci. – 2017. – Vol. 10, № 56. – Available at: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2Fs12517-017-2842-2.pdf>. DOI: 10.1007/s12517-017-2842-2
20. Recharge and Groundwater Flow within an Intracratonic Basin, Midwestern United States / S. V. Panno [et al.] // Groundwater. – 2018. – Vol. 56, Issue 1. – P. 32–45. DOI: 10.1111/gwat.12545
21. Geochemical characteristics of water-dissolved gases and implications on gas origin of Sinian to Cambrian reservoirs of Anyue gas field in Sichuan Basin, China / S. Qin [et al.] // Marine and Petroleum Geology. – 2018. – № 89. – P. 83–90. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2017.05.013
22. Новиков Д. А. Разведка месторождений нефти и газа в юрско-меловых отложениях полуострова Ямал на основе изучения водно-газовых равновесий // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 4. – С. 16–21. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-16-21
23. Гидрогеология СССР. Т. XVI: Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области). – М.: Недра, 1970. – 368 с.
24. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов / Н. М. Кругликов [и др.]. – Л.: Недра, 1985. – 279 с.
25. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов / А. А. Карцев [и др.]. – М.: Недра, 1986. – 224 с.

26. Шварцев С. Л., Новиков Д. А. Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 8. – С. 1008–1020.
27. Назаров А. Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – М.: Идея-Пресс, 2004. – 288 с.
28. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
29. Зорькин Л. М. Генезис газов подземной гидросферы (в связи с разработкой методов поиска залежей углеводородов) // Геоинформатика. – 2008. – № 1. – С. 45–53.
30. Нефтегазовая гидрогеохимия доюрских комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья / Д. А. Новиков [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 12. – С. 39–54. DOI: 10.18799/24131830/2018/12/19
31. О природе гидрогеохимических аномалий в Межевском нефтегазоносном районе (Новосибирская и Томская области) / Я. В. Садыкова [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 45–54. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-1-45-54
32. Генезис CO₂ в нефтяных попутных газах (по изотопному составу углерода) / Р. Г. Панкина [и др.] // Геология нефти и газа. – 1978. – № 2. – С. 38–43.
33. Изотопный состав углерода CO₂ газов Западной Сибири в связи с его генезисом / С. П. Максимов [и др.] // Геохимия. – 1980. – № 7. – С. 992–998.
34. Розин А. А., Сердюк З. Я. Преобразование состава подземных вод и пород Западно-Сибирской плиты под воздействием глубинного углекислого газа // Литология и полезные ископаемые. – 1970. – № 4. – С. 102–113.
35. Cathles L. M., Schoell M. Modeling CO₂ generation, migration, and titration in sedimentary basins // Geofluids. – 2007. – № 7. – P. 441–450. DOI: 10.1111/j.1468-8123.2007.00198.x
36. Hydrogeochemical modeling of CO₂ equilibria and mass transfer induced by organic-inorganic interactions in siliciclastic petroleum reservoirs / W. Van Berk [et al.] // Geofluids. – 2009. – № 9. – P. 253–262. DOI: 10.1111/j.1468-8123.2009.00256.x

References

1. Antonov, P. L. (1963). Dal'nost' i prodolzhitel'nost' diffuzii gazov iz zalezhey v zakonturnye vody. GAS Industry of Russia, (9), pp. 1-6. (In Russian).
2. Namiot, A. Yu. (1958). Fazovyye ravnovesiya v sistemakh plastovaya voda – prirodnyy gaz. GAS Industry of Russia, (12), pp. 1-10. (In Russian).
3. Connolly, C. A., Lynn, M. W., Baadsgaard, H., & Longstaffe, F. J. (1990). Origin and evolution of formation waters, Alberta Basin, Western Canada sedimentary Basin. I. Chemistry. Applied Geochemistry, 5(4), pp. 375-395. (In English). DOI: 10.1016/0883-2927(90)90016-X
4. Hitchon, B., Underschlutz, J. R., Bachu, S., & Sauveplane, C. M. (1990). Hydrogeology, Geopressures and Hydrocarbon Occurrences, Beaufort-Mackenzie Basin. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 38(2) (June), pp. 215-235. (In English).
5. Kartsev, A. A. (Ed.) (1992). Teoreticheskie osnovy neftegazovoy gidrogeologii. Moscow, Nedra Publ., 208 p. (In Russian).
6. Bukaty, M. B. (1992). Metodika modelirovaniya vodno-gazovykh ravnovesiy v svyazi prognozom neftegazonosnosti. Oil and gas geology, (1), pp. 7-9. (In Russian).
7. Marshaev, O. A. (1992). Ispol'zovanie geokhimicheskikh i gidrogeologicheskikh kriteriev dlya prognoza produktivnosti yurskogo kompleksa otlozheniy Nadym-Purskoy neftegazonosnoy oblasti Zapadnoy Sibiri. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (6), pp. 18-21. (In Russian).
8. Novikov, D. A. (2000). Stepen' gazonasyshcheniya podzemnykh vod produktivnoy chasti yurskogo gidrogeologicheskogo kompleksa Kharampurskogo megavala. Oil and gas geology, (3), pp. 51-56. (In Russian).
9. Iampen, H. T., & Rostron, B. J. (2000). Hydrogeochemistry of pre-Mississippian brines, Williston Basin, Canada–USA. Journal of Geochemical Exploration, 69-70, pp. 29-35. (In English). DOI: 10.1016/S0375-6742(00)00007-8

10. Grasby, S. E., Chen, Zh., & Dewing, K. (2012). Formation water geochemistry of the Sverdrup Basin: Implications for hydrocarbon development in the High Arctic. *Applied Geochemistry*, 27(8), pp. 1623-1632. (In English). DOI: 10.1016/j.apgeochem.2012.04.001
11. Panno, S. V., Hackley, K. C., Locke, R. A., Krapac, I. G., Wimmer B., Iranmanesh A., & Kelly, W. R. (2013). Formation waters from Cambrian-age strata, Illinois Basin, USA: Constraints on their origin and evolution. *Geochimica et cosmochimica acta*, 122, pp. 184-197. (In English). DOI: 10.1016/j.gca.2013.08.021
12. Novikov, D. A. (2013). Possibilities of oil-and-gas content in Middle-Jurassic deposits of Yamal peninsula by hydrogeological data. *Oil and gas geology*, (6), pp. 65-74. (In Russian).
13. Wu, M., Cao, J., Wang, X., Tang, Y., Xiang, B., & Wang, B. (2014). Organic geochemical identification of reservoir oil-gas-water layers in the Junggar Basin, NW China. *Marine and Petroleum Geology*, (57), pp. 594-602. (In English). DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2014.07.006
14. Novikov, D. A., & Sukhorukova, A. F. (2015). Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin. *Arabian Journal of Geosciences*, 8(10), pp. 8703-8719. (In English).
15. Novikov, D. A. (2015). Primenenie metodiki poiskov zalezhey uglevodorodov na osnove izucheniya vodno-gazovykh ravnovesiy. *GAS Industry of Russia*, (3), pp. 12-17. (In Russian).
16. Guo, X., Liu, K., Jia, Ch., Song, Y., Zhao, M., Zhuo, Q., & Lu, X. (2016). Fluid evolution in the Dabei Gas Field of the Kuqa Depression, Tarim Basin, NW China: Implications for fault-related fluid flow. *Marine and Petroleum Geology*, (78), pp. 1-16. (In English). DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2016.08.024
17. Novikov, D. A. (2017). Hydrogeological conditions for the presence of oil and gas in the western segment of the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geodynamics & Tectonophysics*, 8(4), pp. 881-901. (In Russian). DOI: 10.5800/GT-2017-8-4-0322
18. Novikov, D. A. (2017). Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins. *Petroleum Exploration and Development*, 44(5), pp. 780-788. (In English). DOI: 10.1016/S1876-3804(17)30088-5
19. Al-Hajeri, M. M., & Bowden, S. A. (2017). Application of formation water geochemistry to assess seal integrity of the Gotnia Formation, Kuwait. *Arab J Geosci*, 10(56). (In English). Available at: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2Fs12517-017-2842-2.pdf>. DOI: 10.1007/s12517-017-2842-2
20. Panno, S. V., Askari, Z., Kelly, W. R., Parris, T. M., & Hackley, K. C. (2018). Recharge and Groundwater Flow within an Intracratonic Basin, Midwestern United States. *Groundwater*, 56(1), pp. 32-45. (In English). DOI: 10.1111/gwat.12545
21. Qin, S., Li, F., Zhou, Zh., & Zhou, G. (2018). Geochemical characteristics of water-dissolved gases and implications on gas origin of Sinian to Cambrian reservoirs of Anyue gas field in Sichuan Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 89, pp. 83-90. (In English). DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2017.05.013
22. Novikov, D. A. (2018). Oil and gas fields exploration in the Jurassic-Cretaceous deposits of Yamal Peninsula based on the water - gas equilibrium. *Oil Industry*, 4, pp. 16-21. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-16-21
23. *Gidrogeologiya SSSR. T. XVI: Zapadno-Sibirskaya ravnina* (Tyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya oblasti). Moscow, Nedra Publ., 368 p. (In Russian).
24. Kruglikov, N. M., Nelyubin, V. V., & Yakovlev, O. N. (1985). *Gidrogeologiya Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna i osobennosti formirovaniya zalezhey uglevodorodov*. Leningrad, Nedra Publ., 279 p. (In Russian).
25. Kartsev, A. A., Vagin, S. B., & Matusevich, V. M. (1986). *Gidrogeologiya neftegazonosnykh basseynov*. Moscow, Nedra Publ., 224 p. (In Russian).
26. Shvartsev, S. L., & Novikov, D. A. (2004). *Priroda vertikal'noy gidrogeokhimicheskoy zonal'nosti neftegazonosnykh otlozheniy (na primere Nadym-Tazovskogo mezhdurech'ya, Zapadnaya Sibir')*. *Russian Geology and Geophysics*, 45(8), pp.1008-1020. (In Russian).
27. Nazarov, A. D. (2004). *Neftegazovaya gidrogeokhimiya yugo-vostochnoy chasti Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii*. Moscow, Ideya-Press Publ., 288 p. (In Russian).
28. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). *Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyna*. Tyumen, 225 p. (In Russian).
29. Zorkin, L. M. (2008). Genesis of gases of the underground hydrosphere in connection with prospecting of hydrocarbon accumulations. *Geoinformatika*, (1), pp. 45-53. (In Russian).
30. Novikov, D. A., Ryzhkova, S. V., Dultsev, F. F., Chernykh, A. V., Ses, K. V., Efimtsev N. A., & Shokhin, A. E. (2018). Oil and gas hydrogeochemistry of the pre - Jurassic deposits in the

southern areas of Ob-Irtysh interfluvies. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 329(12), pp. 39-54. (In Russian). DOI: 10.18799/24131830/2018/12/19

31. Sadykova, Ya. V., Fomin, M. A., Glazunova, A. S., Dultsev, F. F., Ses, K. V., & Chernykh, A. V. (2019). To the nature of the hydrochemical anomalies in mezhovksky oil and gas fields, (1), pp. 45-54. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2019-1-45-54

32. Pankina, R. G., Mekhtieva, V. L., Gurieva, S. M., & Shkutnik E. N. (1978). Genezis SO₂ v neftyanykh poputnykh gazakh (po izotopnomu sostavu ugleroda). Oil and gas geology, (2), pp. 38-44. (In Russian).

33. Maksimov, S. P., Pankina, R. G., Gurieva, S. M., & Zapivalov, N. P. (1980). Izotopnyy sostav ugleroda SO₂ gazov Zapadnoy Sibiri v svyazi s ego genezisom. Geokhimiya, (7), pp. 992-998. (In Russian).

34. Rozin, A. A., & Serdyuk, Z. Ya. (1970). Preobrazovaniye sostava podzemnykh vod i porod Zapadno-Sibirskoy plity pod vozdeystviyem glubinnogo uglekislogo gaza. Litologiya i poleznyye iskopayemye, 4, pp. 102-113. (In Russian).

35. Cathles, L. M., & Schoell, M. (2007). Modeling CO₂ generation, migration, and titration in sedimentary basins. Geofluids, (7), pp. 441-450. (In English). DOI: 10.1111/j.1468-8123.2007.00198.x

36. Van Berk, W., Schulz H.-M., Fu Y. (2009). Hydrogeochemical modeling of CO₂ equilibria and mass transfer induced by organic-inorganic interactions in siliciclastic petroleum reservoirs. Geofluids, 9, pp. 253-262. (In English). DOI:10.1111/j.1468-8123.2009.00256.x

Сведения об авторах

Новиков Дмитрий Анатольевич, к. г.-м. н., заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, доцент кафедр геологии месторождений нефти и газа и общей и региональной геологии, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Шохин Андрей Евгеньевич, студент, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск

Черников Александр Андреевич, студент, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск

Дульцев Федор Федорович, младший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Черных Анатолий Витальевич, младший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири ИНГГ СО РАН, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Information about the authors

Dmitry A. Novikov, Candidate of Geology and Mineralogy, Head of the Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Associate Professor at the Department of Geology of Petroleum Fields and at the Department of General and Regional Geology, Novosibirsk State University, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Andrey E. Shokhin, Student, Novosibirsk State University

Alexander A. Chernikov, Student, Novosibirsk State University

Fedor F. Dultsev, Junior Researcher at the Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk

Anatoliy V. Chernykh, Junior Researcher at the Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk

**А. С. Галеев¹, Г. И. Бикбулатова¹, Р. Н. Сулейманов², О. В. Филимонов²,
С. Л. Сабанов¹, Ю. А. Болтнева^{1*}**

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Россия

²Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета,

г. Октябрьский, Россия

*e-mail: agni-ngo@mail.ru

Аннотация. На сегодняшний день мониторинг технического состояния скважинной штанговой насосной установки (СШНУ) не производится надлежащим образом, и ремонт производится лишь в результате значительного снижения количества добываемой жидкости в результате износа плунжерной пары, клапанов и т. п. либо аварийного останова наземного привода вследствие поломки редуктора, подшипниковых опор, электродвигателя и т. п.

Идет процесс разработки станции мониторинга состояния СШНУ, позволяющей диагностировать неисправности на стадии их появления, отслеживать их развитие, прогнозировать состояние на ближайшую перспективу, планировать сроки проведения обслуживания и ремонта.

Ключевые слова: скважинная штанговая насосная установка; погружной модуль; диагностика неисправностей; гальванический канал связи

Station monitoring the state of the downhole sucker-rod pumping unit

**Achmetsalim S. Galeev¹, Golia I. Bikbulatova¹, Rais N. Suleymanov²,
Oleg V. Filimonov², Sergey L. Sabanov¹, Yulia A. Boltneva^{1*}**

¹Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia

²Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky, Russia

Abstract. At the present time monitoring of the technical condition of the downhole sucker-rod pumping unit is not performed properly, and repairs are made only as a result of a significant decrease in the amount of produced fluid as a result

of wear of the plunger pair, valves, etc., or an emergency stop of the ground drive as a result of breakdown of the gearbox, bearing supports, electric motor, etc.

We have been developing station monitoring the state of the downhole sucker-rod pumping unit, which will allow diagnosing malfunctions at the stage of their occurrence, tracking their development, predicting the condition for the near future, planning the timing of maintenance and repair.

Key words: downhole sucker-rod pumping unit; submersible module; fault diagnosis; galvanic communication channel

Введение

Самым массовым способом механизированной добычи нефти является штанговый насосный способ. С помощью скважинных штанговых насосных установок (СШНУ) эксплуатируется 2/3 общего действующего фонда скважин.

СШНУ можно разделить на три части: скважинный насос, насосные штанги и наземный привод.

Самой консервативной частью всей установки, находящейся в эксплуатации наибольшее время, является преобразующий механизм наземного привода, в большинстве случаев представленный в виде станка-качалки. Фактический срок его службы, исходя из мирового опыта, зачастую превышает 20 лет [1].

Существенная часть находящихся в эксплуатации станков-качалок формально выработала заложенный ресурс, и на местах принимаются все возможные усилия для продления действия разрешительной документации на приводы, находящиеся в достаточно приемлемом техническом состоянии, в том числе за счет их ремонта. Данные мероприятия проводятся с целью снижения эксплуатационных затрат. Создавшаяся ситуация обусловлена истощением месторождений нефти находящихся в эксплуатации, высоким обводнением скважин и снижением их дебитов. Примерно 50 % скважин обеспечивают дебит пластовой жидкости около 5 м³/сут при высокой обводненности. Такие дебиты не позволяют окупить расходы на приобретение нового оборудования, его монтаж, транспортировку и сооружения новых фундаментных оснований. В связи с этим встает вопрос об оптимальной эксплуатации скважин с малым дебитом.

Основными направлениями совершенствования станков-качалок можно считать сокращение потребляемой энергии; снижение динамических нагрузок на установку; уменьшение затрат времени и труда на техническое обслуживание и ремонт установок.

Для реализации режима непрерывной работы малодебитных скважин частоту хода плунжера необходимо уменьшать до 1,5–2 в минуту. Большее снижение частоты хода плунжера нецелесообразно вследствие роста влияния утечек, добываемой жидкости через зазор между корпусом и плунжером насоса [2–5].

При эксплуатации скважин штанговыми насосами, в подземной части, могут происходить следующие осложнения: обрыв штанг и истирание НКТ в местах искривления профиля скважины, отложение АСПО и обрыв штанговой колонны.

При отложении парафина на узлах клапанов насоса, на стенках труб НКТ и поверхностях штанг нарушается работа насоса. Проходная площадь сечения уменьшается, и повышаются гидравлические давления на плунжерную пару, что ведет к утечкам. Из-за интенсивного отложения парафина происходит увеличение осевых нагрузок, что ведет к обрыву штанг, а также увеличивается

нагрузка на головку балансира, нарушается уравновешенность, вследствие чего уменьшается коэффициент подачи [6].

При эксплуатации штанговых глубинных насосов неизбежно происходят их постепенный износ и падение подачи. Коррозия, абразивный и механический износ, различные отложения снижают производительность насосных установок. По мере износа возрастают утечки добываемой жидкости, при этом изменяется коэффициент подачи насоса. Темпы его изменения зависят от конструкции, качества изготовления, режима работы и условий эксплуатации. Одновременное воздействие различных факторов затрудняет выявление причин и закономерностей при анализе отказов насосов [7].

Определение причин отказа подъемника так же чрезвычайно сложно, еще потому, что изменение любого технологического параметра работы установки ведет к результатам, которые трудно предопределить расчетами [8, 9].

Существуют несколько видов автоматизированных станций, выпускаемых отечественными и зарубежными изготовителями, которые в большинстве своем предназначены для осуществления аварийного отключения привода станка-качалки, реализации алгоритма периодической откачки, либо автоматизированного подбора оптимального числа качаний [10].

Контроллеры, представляющие основу программного управления существующих станций, в большинстве своем имеют возможность подключать дополнительные датчики, проводить анализ получаемой информации и в результате отслеживать развитие большинства неисправностей. Возможность отслеживания неисправностей предусмотрена в большинстве контроллеров используемого программного обеспечения (ПО) [11–13]. Но эти возможности в основном не используются на промыслах, поскольку используемые автоматизированные системы управления ориентированы на задачи разработки месторождения. При этом сервисным организациям приходится самостоятельно организовывать мониторинг технического состояния используемого оборудования.

Следовательно, есть необходимость и возможность собирать информацию о техническом состоянии привода СШНУ, автоматически анализировать и рассылать заинтересованным службам информацию о состоянии, о возможности возникновения нештатных ситуаций. На данный момент наличие таких сервисов в нашей стране не обнаружено, поэтому работа по разработке сервисов по контролю технического состояния СШНУ является актуальной задачей.

Результаты и обсуждение

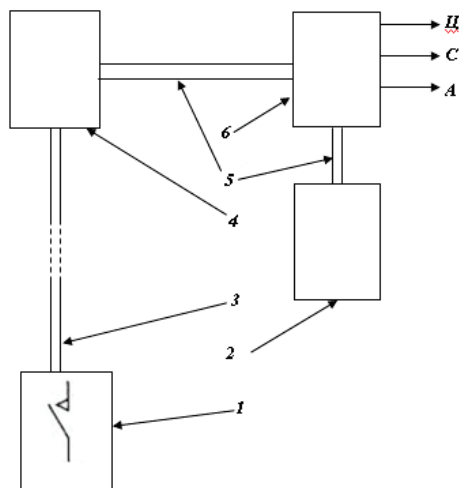
Для реализации поставленной задачи Альметьевский государственный нефтяной институт в настоящее время ведет разработку станции мониторинга СШНУ с гальваническим каналом связи (ГКС) для передачи скважинной информации на поверхность. Предлагаемая станция осуществляет сбор, анализ и передачу измеренной информации службам предприятия. Каждый из этапов программно управляется контроллерами, расположенными в скважинной и наземной части станции [14, 15]. Весь процесс работы станции можно разделить на следующие части:

- измерение скважинных параметров в непосредственной близости от погружного насоса (давление и температура);
- передача скважинных данных по беспроводному гальваническому каналу связи в наземную станцию управления;
- измерение основных параметров работы наземного привода станка-качалки (нагрузка в точке подвеса колонны штанг, токовая нагрузка электропривода, положение балансира, давление в нагнетательной линии);

- измерение параметров состояния наземного оборудования (уровень вибрации привода, температура основных нагруженных подшипниковых узлов);
- программное обеспечение контроллеров подземной и наземной частей, осуществляющее управление измерительными блоками станции, а также управление приводом СШНУ;
- программное обеспечение (экспертная система), осуществляющее сбор и анализ измеряемых параметров с предоставлением трендов, прогнозов и т. п.;
- передача имеющейся информации всем заинтересованным службам предприятия [16].

Структурная схема станции мониторинга представлена на рисунке 1.

Рис. 1. Структурная схема станции мониторинга: 1 — погружной модуль; 2 — блок наземных датчиков (вибрация, температура и т. д.); 3 — линия связи (колонна НКТ и штанг); 4 — узел гальванической развязки; 5 — линия связи (кабельная или радиосвязи); 6 — наземный приемник



Станция состоит из погружного модуля 1, являющегося ключом шифрации для передачи измеренной скважинной информации с помощью ГКС. Погружной модуль состоит из электрического разделителя с диэлектрической вставкой, электронного блока с батареями питания, блоком синхронизации, коммутирующим ключом и контроллером с ПО. Линией связи при этом служат колонна НКТ и штанг 3. Узел гальванической развязки 4 служит для изоляции линии связи заземленного наземного оборудования станка-качалки. Далее информация, измеренная скважинными и наземными датчиками контроля, передается в наземную станцию управления (наземный приемник) 6 по проводной линии или радиосвязи 5.

Наземный приемник информации, представленный на рисунке 2, содержит источник стабилизированного тока 1, подключенный одним контактом 2 к наземной части колонны металлических полых штанг (металлической колонны) 3, а другим контактом — к приемному электроду 4 металлической НКТ 5 (другая металлическая колонна), в которой концентрично установлена колонна металлических полых штанг 3. Между указанными контактами установлен блок регистрации изменения напряжения — дифференциальный вольтметр 6. На устье скважины металлическая колонна 3 и НКТ 5 разделены сальником 7 из диэлектрического материала. Скребок-центратор 8 изготовлен из диэлектрика. Пунктирной линией показана создаваемая электрическая цепь.

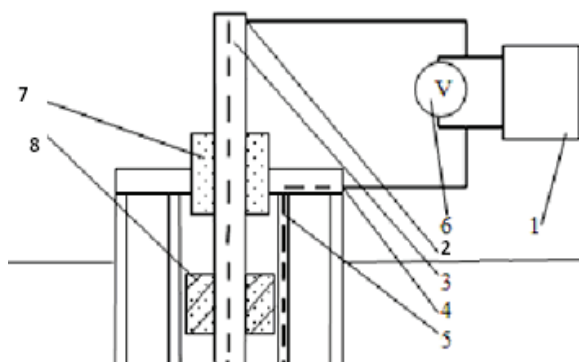


Рис. 2. Наземный приемник информации:
 1 — наземный генератор постоянного тока (источник питания);
 2 — колонна штанг;
 3, 5 — линия электрической цепи; 4 — колонна НКТ;
 6 — дифференциальный вольтметр (регистратор);
 7 — устьевой сальник (диэлектрик);
 8 — скребко-центратор (диэлектрик)

Наземный генератор 1 вырабатывает постоянный стабилизированный по величине ток, который, проходя по металлической колонне 3, 5, разделенной диэлектрической вставкой 7, заряжает аккумуляторы скважинного блока и создает разность потенциалов на диэлектрической вставке. Блок синхронизации отслеживает и определяет период и скважность следования «окон» передачи, отслеживает энергию заряда аккумуляторов скважинного блока, сообщает исполнительному блоку о готовности к передаче и по заданному графику выдает команду на передачу информации.

Поскольку на устье скважины установлен сальник 7 из диэлектрического материала, а в скважине в верхней части металлической колонны размещен скребко-центратор 8 (может быть несколько штук) из диэлектрика, то металлическая колонна штанг 3 и металлическая колонна НКТ 5 электрически разделены. При замыкании ключа погружного модуля эффективная проводимость возрастает, и напряжение источника стабилизированного тока (наземный генератор) 1 падает, что и регистрируется дифференциальным вольтметром 6, подключенным к контактам 2 и 4 указанного источника тока 1. При этом изменение разности потенциалов оказывается модулированным соответствующим образом кодированным сигналом (информацией) [17].

Погружной модуль состоит из электрического разделителя и электронного блока.

Разделитель электрический (ЭР) предназначен для электрического разобщения верхней и нижней частей колонны и подачи сигнала передающего устройства по ГКС.

ЭР имеет в своей конструкции электронный блок с датчиками измерений температуры и давления, электронной платой управления и блоком питания. Электронный блок проводит сеансы измерений давления и температуры, осуществляет запись во внутреннюю память измеренных параметров и передает их с установленной периодичностью на поверхность земли по ГКС.

На рисунке 3 показана схема наземного размещения датчиков контроля состояния оборудования СШНУ. Минимальный набор датчиков, представленный на схеме, включает в себя:

- датчик усилия, регистрирующий усилия на канатной подвеске за полный цикл работы станка-качалки для получения динамограммы, по которой диагностируется работа скважинного насоса;

- датчик положения — акселерометрический датчик для определения положения балансира в данный момент времени;
- датчики виброскорости, установленные на подшипниковой опоре балансира, редукторе и электроприводе станка-качалки, служат для оценки состояния узлов с вращающимися частями по уровню вибрации;
- датчики переменного тока на электроприводе служат для контроля токовой нагрузки электродвигателя в течение полного цикла качания станка-качалки.

Все измеренные параметры передаются в станцию управления для сбора, предварительной обработки и дальнейшей передачи в экспертную программу, которая собирает информацию, анализирует, проводит диагностику состояния.



Рис. 3. Схема расположения датчиков контроля состояния наземного оборудования

В настоящее время проект создания станции мониторинга СШНУ проходит стадии разработки, лабораторных и стендовых испытаний. Определены сроки промышленных испытаний в 2019 году.

Выводы

СШНУ, как и другие добывающие установки, требует периодического мониторинга технического состояния для его оценки на текущий момент времени, прогнозирования состояния на ближайшую перспективу, планирования очередного технического обслуживания.

Сегодня оценку технического состояния СШНУ производят периодически, ежедневными (или реже) обходами оператора, а также раз в полгода — год (или реже) проводится динамометрирование, ваттметрирование [18–22].

В настоящее время большинство применяемых методов контроля и диагностики текущего состояния оборудования СШНУ заключаются в периодическом контроле расхода и давления добываемой жидкости для скважинного оборудования, внешнего осмотра — для наземного оборудования. А остановка на ремонт производится лишь в результате значительного снижения количества добываемой жидкости либо аварийного останова станка-качалки.

Предлагаемая станция мониторинга СШНУ позволит диагностировать неисправности на стадии их появления, отслеживать их развитие, прогнозировать состояние на ближайшую перспективу, планировать сроки проведения обслуживания и ремонта.

Данный проект выполняется в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 гг.» по Соглашению о предоставлении субсидии № 14.610.21.0019 от 23.10.17 по теме «Создание комплекса технологических решений для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть», уникальный идентификатор работ RFMEFI61017X0019.

Библиографический список

1. Молчанов А. Г. Станки-качалки: проблемы и перспективы совершенствования // Промышленные ведомости. – 2007. – № 10. – С. 45–60.
2. Беляев Е. Ф., Ташкинов А. А., Цылев П. Н. Совершенствование электропривода станков-качалок нефтяных скважин с малым дебитом // Вестник ПНИПУ, Геология, Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 91–102.
3. Каплан Л. С. Современные технологии и техника эксплуатации скважин штанговыми насосами: учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – 334 с.
4. Сабанов С. Л. Кинематическая модель уравнивания тихоходного привода скважинной штанговой насосной установки // Новые материалы, оборудование и технологии в промышленности: материалы междунар. науч.-техн. конф. молодых ученых (Могилев, Могилев, 26–27 октября 2017 г.). – Могилев, 2017. – С. 60.
5. Хакимьянов М. И. Оптимизация режимов работы электроприводов в нефтедобывающей промышленности: моногр. – Уфа: РИЦ УГНТУ, 2013. – 77 с.
6. Каримов Л. Ф., Поникаров С. И., Калимуллин Н. И. Анализ причин обрывов штанговых колонн при эксплуатации скважин, оборудованных штанговыми насосами // Вестник Казанского технологического университета. – 2017. – Т. 20, № 3. – С. 44–45.
7. Поплыгин В. В., Лекомцев А. В. Динамика износа скважинных штанговых насосов при эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 9. – С. 112–114.
8. Efficient and Accurate Monitoring of Rod Pump Well Performance Using Real Time Data Processing and Visualization / O. L. Rowlan [et al.]. – Oklahoma (USA): Society of Petroleum Engineers, 2013. – Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-164485-MS>. DOI: 10.2118/164485-MS
9. Complex of monitoring and management for oil wells with rod pump / T. Aliev [et al.] // The Third International Conference "Problems of Cybernetics and Informatics". – 2010. – Vol. 1. – Available at: https://www.researchgate.net/publication/314378802_Complex_of_monitoring_and_management_for_oil_wells_with_rod_pump.
10. Оценка влияния уравниваемости привода ШСНУ на энергоэффективность установки / С. Л. Сабанов [и др.] // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: материалы междунар. науч.-практ. конф. – Альметьевск: АГНИ, 2018. Т. 2. – С. 354–359.
11. Ковшов В. Д., Светлакова С. В. Анализ программного обеспечения современных систем динамометрирования штанговых глубинных насосов // Информационные технологии в профессиональной деятельности и научной работе: материалы региональной науч.-практ. конф. – Йошкар-Ола, 2005. – С. 106–109.
12. Хакимьянов М. И., Пачин М. Г. Функциональные возможности современного контроллера автоматизации штанговых глубиннонасосных установок // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 2. – С. 19–34.
13. Pattern recognition for downhole dynamometer card in oil rod pump system using artificial neural networks / M. A. D. Bezerra [et al.] // Proceedings of 11th International Conference on Enterprise Information Systems. – Milan (Italy), 2009. – P. 351–355. – Available at: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.523.3465&rep=rep1&type=pdf>.

14. Контроль технического состояния ШСНУ в процессе периодической эксплуатации / А. С. Галеев [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 1. – С. 24–29.
15. Автономная система удаленного мониторинга нефтепромыслового оборудования / А. С. Галеев [и др.] // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан. Т. 2. – Альметьевск: АГНИ, 2016. – С. 326–329.
16. Methods and facilities for monitoring the operation of a sucker rod pump / Yu. Shinyakov [et al.] // International Journal of Mechanical Engineering and Technology. – 2018. – Vol. 9, Issue 12 (December). – P. 1224–1231.
17. Пат. 2494250 РФ. № 2012101923/03. Способ передачи информации по электромагнитному каналу связи при эксплуатации скважины и устройство для его осуществления / Григорьев В. М., Галеев А. С., Арсланов Р. И.; заявл. 19.01.12; опубл. 27.07.13, Бюл. № 27. – 7 с.
18. Бубнов М. В., Зюзев А. М. Средства диагностирования оборудования установок штанговых глубинных насосов // Труды первой научно-технической конференции молодых ученых Уральского энергетического института (Екатеринбург, 16–20 мая 2016 г.). – Екатеринбург, 2016. – С. 175–178.
19. Ковшов В. Д., Сидоров М. Е., Светлакова С. В. Диагностирование неисправностей в работе станка-качалки по результатам динамометрирования // Информационные технологии и системы: новые информационные технологии в науке, образовании, экономике (НИТНОЭ–2003): материалы 3-й Междунар. науч.-техн. конф. – Владикавказ, 2003. – С. 17–20.
20. Monitoring of sucker-rod pump units as a result of the analysis wattmeter cards / M. I. Khakimyanov // Journal of Physics: Conference Series. – 2017. – Vol. 803, Issue 1. DOI: 10.1088/1742-6596/803/1/012066
21. Стандарт ОАО «Татнефть» «Контроль технического состояния и система ремонта нефтепромыслового оборудования по фактическому техническому состоянию». – Альметьевск: ОАО «Татнефть», 2004. – 68 с.
22. Разработка автоматизированной системы контроля и регистрации технических, технологических и диагностических параметров работы станка-качалки / А. С. Галеев [и др.] // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин, и агрегатов. Сб. науч. тр. междунар. науч.-техн. конф., посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 79–93.

References

1. Molchanov, A. G. (2007). Stanki-kachalki: problemy i perspektivy sovershenstvovaniya. Promyshlennye vedomosti, (10). pp. 45-60. (In Russian).
2. Belyaev, E. F., Tashkinov, A. A., & Tsylev, P. N. (2012) Sovershenstvovanie elektropivoda stankov-kachalok neftyanykh skvazhin s malym debitom. Vestnik PNIPU, Geologiya, Neftgazovoe i gornoe delo, (4). pp. 91-102. (In Russian).
3. Kaplan, L. S. (2005). Sovremennye tekhnologii i tekhnika ekspluatatsii skvazhin shtangovymi nasosami. Ufa, UGNTU Publ., 334 p. (In Russian).
4. Sabanov, S. L. (2017). Kinematicheskaya model' uravnovesivaniya tikhokhodnogo pivoda skvazhinnoy shtangovoy nasosnoy ustanovki. Novye materialy, oborudovanie i tekhnologii v promyshlennosti: materialy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii molodykh uchenykh (Mogilev, October 26–27, 2017). Mogilev, P. 60. (In Russian).
5. Khakim'yanov, M. I. (2013). Optimizatsiya rezhimov raboty elektropivodov v neftedobyvayushchey promyshlennosti. Ufa, 77 p. (In Russian).
6. Karimov, L. F., Ponikarov, S. I., & Kalimullin, N. I. (2017). Analiz prichin obryvov shtangovykh kolonn pri ekspluatatsii skvazhin, oborudovannykh shtangovymi nasosami. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, 20(3), pp. 44-45. (In Russian).
7. Poplygin, V. V., & Lekomtsev, A. V. (2011). Dynamics of the wear of oil pumps with the operation of the wells of the Churakovskoe oilfield. Oil Industry, (9), pp. 112-114. (In Russian).
8. Rowlan, O. L., McCoy, J. N., Becker, D. J., Capps, K. S., & Podio, A. L. (2013). Efficient and Accurate Monitoring of Rod Pump Well Performance Using Real Time Data Processing

and Visualization. Oklahoma, USA, Society of Petroleum Engineers. (In English). Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-164485-MS>. DOI: 10.2118/164485-MS

9. Aliev, T., Nusratov, O. G., Guluev, G. A., Rzaev, A. Q., & Fahrads P. (2010). Complex of monitoring and management for oil wells with rod pump. The Third International Conference "Problems of Cybernetics and Informatics", 1. (In English). Available at: https://www.researchgate.net/publication/314378802_Complex_of_monitoring_and_management_for_oil_wells_with_rod_pump.

10. Sabanov, S. L., Galeev, A. S., Bikbulatova, G. I., & Boltneva, Yu. A. (2018) Otsenka vliyaniya uravnoveshennosti privoda SHSNU na energoeffektivnost' ustanovki. Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoy otrasli: mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Tom 2. Al'met'evsk, Al'met'evskiy gosudarstvennyy neftyanoy institut Publ., pp. 354-359. (In Russian).

11. Kovshov, V. D., & Svetlakova, S. V. (2005). Analiz programmnoy obespecheniya sovmennykh sistem dinamometrirovaniya shtangovykh glubinykh nasosov. Informatsionnye tekhnologii v professional'noy deyatel'nosti i nauchnoy rabote: materialy regional'noy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Yoshkar-Ola, pp. 106-109. (In Russian).

12. Hakimyanov, M. I., & Pachin, M. G. (2011). Functional capabilities of modern sucker rod pumps controller. Neftegazovoe delo, (2), pp. 19-34. (In Russian).

13. Bezerra, M. A. D., Schnitman, L., & Barreto Filho, M. De A. (2009). Pattern recognition for downhole dynamometer card in oil rod pump system using artificial neural networks. Proceedings of 11th International Conference on Enterprise Information Systems. Milan, Italy, pp. 351-355. (In English). Available at: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.523.3465&rep=rep1&type=pdf>.

14. Galeev, A. S., Arslanov, R. I., Ermilov, P. P., & Kuzmin, I. A. (2012). Control of technical condition oil-well pumping unit under periodic operation conditions. Neftegazovoe delo, (1), pp. 24-29. (In Russian).

15. Galeev, A. S., Bikbulatova, G. I., Kuz'min, I. A., & Boltneva, Yu. A. (2016). Avtonomnaya sistema udalennogo monitoringa neftepromyslovogo oborudovaniya konferentsiya. Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoy otrasli: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, posvyashchennoy 60-letiyu vysshego neftegazovogo obrazovaniya v Respublike Tatarstan. Tom 2. Al'met'evsk: Al'met'evskiy gosudarstvennyy neftyanoy institute Publ., pp. 326-329. (In Russian).

16. Shinyakov, Yu., Sukhorukov, M., Torgaeva, D., & Soldatov, A. (2018). Methods and facilities for monitoring the operation of a sucker rod pump. International Journal of Mechanical Engineering and Technology, 9(12 (December)), pp. 1224-1231.

17. Grigor'ev, V. M., Galeev, A. S., & Arslanov, R. I. Sposob peredachi informatsii po elektromagnitnomu kanalu svyazi pri ekspluatatsii skvazhiny i ustroystvo dlya ego osushchestvleniya. Pat. RF 2494250. No. 2012101923/03. Applied: 19.01.12. Published: 27.07.13. Bulletin No. 27. 3 p. (In Russian).

18. Bubnov, M. V., & Zyuzev, A. M. (2016). Sucker-rod pumping units equipment diagnosing facilities. Trudy pervoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii molodykh uchenykh Ural'skogo energeticheskogo institute (Ekaterinburg, May 16-20, 2016). Ekaterinburg, pp. 175-178. (In Russian).

19. Kovshov, V. D., Sidorov, M. E., & Svetlakova, S. V. (2003). Diagnostirovanie neispravnostey v rabote stanka-kachalki po rezul'tatam dinamometrirovaniya. Informatsionnye tekhnologii i sistemy: novye informatsionnye tekhnologii v nauke, obrazovanii, ekonomike (NITNOE-2003): materialy tret'ey Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Vladikavkaz, pp. 17-20. (In Russian).

20. Khakimyanov, M. I., Shafikov, I. N., Khusainov, F. F., Semisynov, R. A., & Bezryadnova, E. A. (2017). Monitoring of sucker-rod pump units as a result of the analysis wattmeter cards. Journal of Physics: Conference Series, 803(1). (In English). DOI: 10.1088/1742-6596/803/1/012066

21. Standart OAO "Tatneft". (2004). "Kontrol' tekhnicheskogo sostoyaniya i sistema remonta neftepromyslovogo oborudovaniya po fakticheskomu tekhnicheskomu sostoyaniyu". Al'met'evsk, Tatneft' JSC Publ., 68 p. (In Russian).

22. Galeev, A. S., Suleimanov, R. N., Filimonov, O. V., & Ermilov, P. A. (2017). Development of automated system of control and registration of technical, technological and diagnostic parameters of the pumping unit. Opyt, problemy i perspektivy razvitiya nerazrushayushchikh metodov kontrolya i diagnostiki mashin, i agregatov. Sbornik nauchnykh trudov mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii, posvyashchennoy 60-letnemu yubileyu filiala UGNTU v g. Oktyabr'skom i 20-letiyu laboratorii "Vibrodiagnostika mashin i agregatov neftyanoy promyshlennosti". Ufa, UGNTU Publ., pp. 79-93. (In Russian).

Сведения об авторах

Галеев Ахметсалим Сабирович, д. т. н., профессор кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Бикбулатова Голия Ильдусовна, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Сулейманов Раис Насибович, к. т. н., доцент кафедры информационных технологий, математики и естественных наук, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский

Филимонов Олег Владимирович, к. т. н., доцент кафедры информационных технологий, математики и естественных наук, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский

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

Болтнева Юлия Анатольевна, старший преподаватель кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, e-mail: agni-ngo@mail.ru

Information about the authors

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

Golia I. Bikbulatova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almeteyevsk State Oil Institute

Rais N. Suleymanov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Information Technology, Mathematics and Natural Sciences, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University

Oleg V. Filimonov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Information Technology, Mathematics and Natural Sciences, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technical University

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

Yulia A. Boltneva, Senior Lecturer at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almeteyevsk State Oil Institute, e-mail: agni-ngo@mail.ru

УДК 622.279.23

Обоснование оптимальных условий проведения промысловых исследований на газоконденсатность низкопродуктивных скважин ачимовских отложений Уренгойского месторождения

В. В. Инякин^{1*}, С. Ф. Мулявин¹, И. А. Усачев²

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²НАО «Сибирский научно-аналитический центр», г. Тюмень, Россия

*e-mail: injakinvv@tyuiu.ru

Аннотация. Газоконденсатные исследования направлены на изучение состава добываемого и пластового флюида и их динамики в процессе разработки залежи, фазового состояния газоконденсатной смеси, физико-химических свойств углеводородов. Результаты исследований на газоконденсатность используются для подсчета запасов газа и конденсата, составления проекта разработки и проекта обустройства промысла, а также с целью контроля и регулирования эксплуатации месторождения. Соблюдение условий, рекомендуемых в ходе проведения исследований, таких как длительная стабилизация режима работы, депрессия на пласт, вынос жидкой фазы потоком газа, условия сепарации и отбора проб и т. д., позволит повысить точность прогноза основных показателей и увеличить эффективность разработки залежей. Минимизация влияния вышеперечисленных факторов является приоритетной задачей с целью получения достоверной исходной информации о пластовых газоконденсатных системах.

Ключевые слова: газоконденсатные исследования; депрессия на пласт; скорость потока в скважине; газоконденсатная характеристика; газ сепарации; нестабильный конденсат

The substantiation of the optimum conditions of carrying out field research on the gas-condensate of low permeability wells of Achimov deposits at the Urengoy oil and gas condensate field

Vladislav V. Inyakin^{1*}, Semen F. Mulyavin¹, Igor A. Usachev²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Siberian scientific-analytical centre NJSC, Tyumen, Russia

*e-mail: injakinvv@tyuiu.ru

Abstract. The gas dynamic studies are targeting at study of structure production and reservoir fluid, also their dynamics during the development processes reservoir, phase state of gas-condensate mixture, physical-chemical properties of hydrocarbons. Research results on the gas-condensate are using for estimation of gas and condensate reserves, development program scheduling and field facilities construction project, as well as to monitor and control the operation of the field. Observance of terms are recommending in the course of research, such as longstanding stabilization of the production conditions, differential pressure drawdown, carry over fluid phase with a gas current, conditions of separating and sampling, will improve accuracy prognosis main aspects and increase the efficiency of reservoir development.

Key words: gas dynamic studies; differential pressure drawdown; rate of flow in a well; gas-condensate characteristics; separator gas; unstable condensate

Введение

Прогнозирование газоконденсатной характеристики в процессе промышленной эксплуатации залежей является одной из первоочередных задач, точность определения которой во многом предопределяет многие проектные решения, связанные с эффективностью освоения запасов газа и газового конденсата (рис. 1).

Корректность исходной информации, такой как характеристика пластового флюида, — одно из условий создания качественной гидродинамической модели [1]. Осуществление контроля за данным параметром производится комплексными исследованиями, включающими: газодинамические исследования на установившихся и неуставившихся режимах, промысловые исследования на газоконденсатность и лабораторные экспериментальные исследования пластового флюида.

Основные задачи газоконденсатных исследований (ГКИ):

- обоснование и оптимизация технологического режима эксплуатации скважин;
- изучение компонентного состава газа в процессе разработки;
- оценка фазового состояния углеводородной системы;
- уточнение запасов газа и газового конденсата и обоснование коэффициентов извлечения конденсата [2].

Объект и предмет исследования

Объект исследования — ачимовские залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Представлены терригенными коллекторами (рис. 2), глубина залегания которых составляет 3 500–4 100 м. Пластовое давление на уровне — 57,0–62,5 МПа, (превышение гидростатического на 40–50 %, что говорит об аномально высоком пластовом давлении); пластовая температура — 370–385 К. В геологическом разрезе выделяются 6 крупных линз — $Aч_1^2$ – $Aч_6^1$. Основные запасы газа и газового конденсата сосредоточены в пластах $Aч_{3-4}$ и $Aч_5^{2-3}$. По типу залежи $Aч_{3-4}$ — пластовая сводовая, $Aч_5^{2-3}$ представляет собой пластовую залежь, обе тектонически экранированные и литологически ограниченные. Фоновая открытая пористость варьирует в диапазоне 11–17 %, проницаемость, как правило, менее 0,001 мкм² [3, 4].

При исследовании скважин, эксплуатирующих ачимовские залежи, использовалось следующее промысловое оборудование:

- передвижной комплекс для исследования и освоения скважин;
- малая термостатируемая сепарационная установка (МТСУ) [5];
- многофазный расходомер PhaseTester Vx* [6];
- передвижной комплекс для замера дебита скважин (ПКДС) [7];
- промысловый сепаратор (типа ГС) [8].

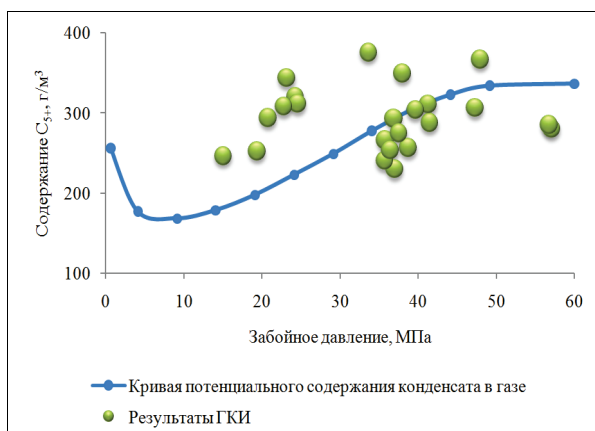


Рис. 1. Зависимость потенциального содержания конденсата от забойного давления

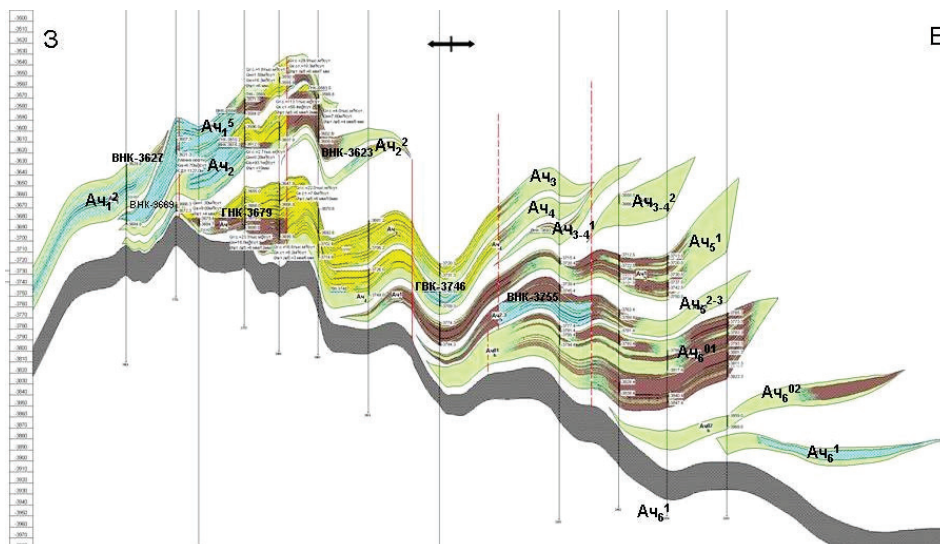


Рис. 2. Геологический разрез пластов $Aч_1^2$ – $Aч_6^1$

Результаты

Статистическая обработка промысловых данных, представленная на рисунке 3, позволяет произвести распределение результатов ГКИ от количества исследований. Наибольшее количество значений потенциального содержания конденсата в пластовом газе варьирует в диапазоне от 250 до 475 г/м³.

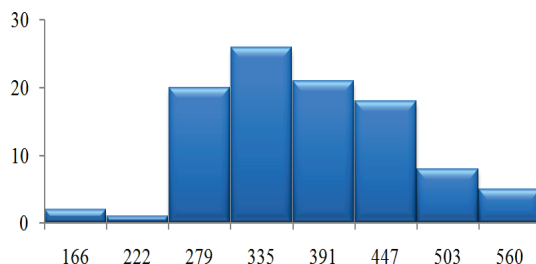


Рис. 3. Гистограмма распределения потенциального содержания конденсата по результатам исследований на газоконденсатность

Для получения достоверной информации о пластовой газоконденсатной системе, при промысловых газоконденсатных исследованиях, необходимо соблюдение следующих условий:

- поступление в скважину газоконденсатной смеси, идентичной пластовой, то есть создание незначительных депрессий;
- полный вынос жидкой фазы (конденсата) с забоя и из ствола скважины или соблюдение условия минимально необходимой скорости (МНС);
- установившийся режим работы скважины;
- отсутствие гидрато- и парафинообразования на режимах работы скважины;
- условия сепарации и отбора проб;
- история эксплуатации скважины до проведения исследования скважины на газоконденсатность.

Оптимальными условиями проведения промысловых исследований для приближенного определения характеристик пластового флюида являются от-

раничения депрессии на пласт (не более 20 %) и скорость восходящего газожидкостного потока у «башмака» насосно-компрессорных труб (НКТ) (не менее 2,5 м/с), которые рекомендованы в Инструкции¹. На рисунке 4 представлены результаты распределения депрессии на пласт от скорости потока в скважине. Как видно из рисунка, всего в 9 % исследований были соблюдены условия оптимальности. Данный факт, несомненно, повлиял на достоверность определения газоконденсатной характеристики (ГКХ).

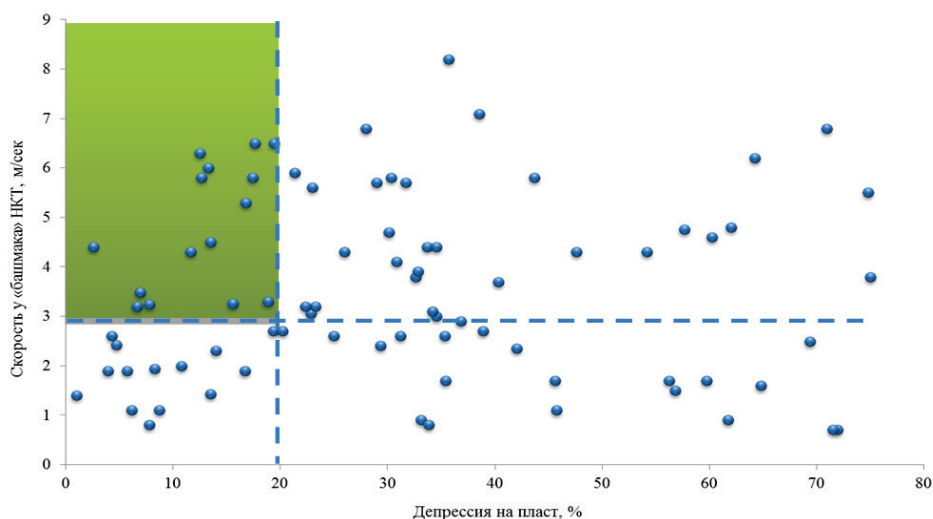


Рис. 4. Распределение скорости потока от депрессии на пласт

Столь низкий процент кондиционных значений объясняется тем, что ачимовские залежи характеризуется как низкопроницаемые коллектора и вывод скважины на оптимальный режим для проведения исследования — крайне сложная задача. Проведение гидравлического разрыва (ГРП) позволяет увеличить долю кондиционных результатов путем создания меньшей депрессии на пласт, и при этом поддерживая скорость (МНС), необходимую для полного и равномерного выноса конденсата с забоя добывающей скважины.

В таблице приведен состав добываемого пластового газа, полученный по результатам промысловых газоконденсатных и лабораторных химико-аналитических исследований [9].

Компонентный состав пластового газа

Компоненты, (% моль/г/м ³)									
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	C _{5+В}	CO ₂	N ₂	He	H ₂
79,000	7,759	3,908	2,152	6,242	0,657	0,275	0,005	0,003	—

¹Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. — М.: ГАЗПРОМ ЭКСПО, 2011. — Ч. I. — 234 с.

Основным компонентом пластового газа является метан. Его содержание составляет 79,0 %. Суммарное содержание этана, пропана, бутанов составляет 20,06 %, компонентов $C_{5+В}$ — 6,24 %. Суммарная концентрация неуглеводородных компонентов (CO_2 , N_2 , He , H_2) составляет 0,28.

Обсуждение

В работах по исследованиям скважин и пластов [10–13] говорится, что рекомендуемая скорость восходящего потока газа у «башмака» НКТ должна составлять не менее 2,5 м/с. Однако в исследованиях [12,14–20] рекомендуются эмпирические формулы для определения минимальной скорости газа, в которых диапазон скоростей лежит в пределах 0,5–2,9 м/с.

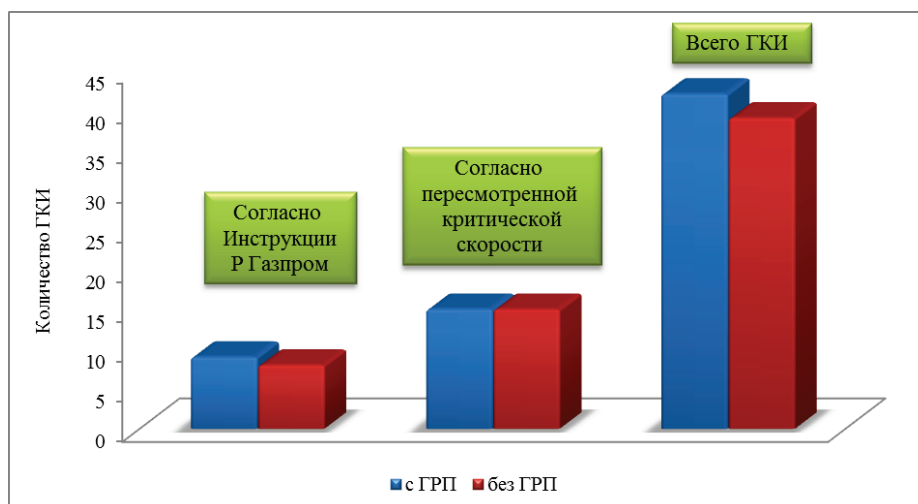


Рис. 5. Сравнение ГКИ с проведением ГРП и без использования

В Инструкции² рекомендовано придерживаться депрессии не более 20 %. Скорость потока и депрессия являются взаимозависимыми величинами, однако для рассмотренной группы скважин существует узкий диапазон, при котором бы соблюдались оба этих условия (рис. 5). Такая ситуация наблюдается и на других скважинах, что не позволяет выполнить все необходимые условия при газоконденсатных исследованиях. В научной работе [4] для ачимовских залежей Уренгойского месторождения на начальной стадии разработки расчетная МНС в зависимости от пластового давления и наличия воды в продукции скважины варьирует в диапазоне 0,2–0,5 м/с.

Выводы

- В процессе комплексных исследований газоконденсатных скважин на режимах со значительной депрессией на пласт, превышающей 20 %, получены недостоверные данные о потенциальном содержании конденсата в пластовом газе в связи с высоким содержанием (более 300 г/м³) высококипящих компонентов $C_{5+В}$ ачимовских залежей.
- О полноте выноса жидкой фазы необходимо судить по результатам непрерывных измерений содержания конденсата в газе. Кроме того, о выносе

²Р Газпром 086-2010.

конденсата, выделившегося в пласте, можно судить по изменению свойств стабильной жидкой фазы в течение всего времени исследования на режиме.

- Объем исходной информации, полученной по результатам проведенных исследований, не позволяет сделать достоверный прогноз ГКХ при разработке Уренгойского НГКМ, так как даже с учетом пересмотра критической скорости доля кондиционных значений не превышает 15 % от общего числа ГКИ. В дальнейшем в процессе эксплуатации газоконденсатных залежей при расхождении в значениях прогнозных и фактических показателей ГКХ необходимо производить корректировку режима эксплуатации, учитывая факторы, связанные с особенностями пластовых углеводородных систем, подготовкой и транспортом добываемой продукции.

- Если условия, необходимые для получения достоверных данных о газоконденсатной системе залежи, не могут быть обеспечены в полной мере, то проводить промысловые газоконденсатные исследования скважины не рекомендуется.

Библиографический список

1. Рейтблат Е. А. Особенности создания флюидалной модели для нефтегазоконденсатной залежи // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 4. – С. 34–37.
2. Ли Г. С., Шигидин О. А., Голованов А. С. Опыт газоконденсатных исследований скважин Ачимовской толщи Уренгойского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 5 (58). – С. 60–62.
3. Лапшин В. И., Волков А. Н., Константинов А. А. Газоконденсатные характеристики углеводородных флюидов нефтегазоконденсатных залежей (начальное определение и корректировки в процессе разработки) // Вести газовой науки. – 2014. – № 4. – С. 119–126.
4. Инякин В. В., Усачев И. А., Леонтьев С. А. Особенности газоконденсатных исследований пласта $Aч_5^{2-3}$ Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Горные ведомости. – 2016. – № 3–4 (142–143). – С. 174–179.
5. Обоснование оптимального метода изучения газоконденсатной характеристики ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / А. Ю. Корякин [и др.] // Сборник научных трудов ООО «ТюменьНИИгазпрогаз». – Тюмень, 2017. – С. 46–54.
6. Рымаренко К. В. Гидродинамические исследования и многофазная расходометрия: новые возможности и принципы работы (на примере технологии Vx) // Недропользование XXI век. – 2010. – № 6. – С. 30–37.
7. Герасименко С. А. Проведение газоконденсатных исследований с использованием передвижного комплекса для исследования газоконденсатных скважин без выпуска газа в атмосферу // Научный журнал Российского газового общества. – 2016. – № 2. – С. 18–21.
8. Заночуев С. А. Промысловые факторы, влияющие на достоверность определения характеристик пластового газа // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 4 (33). – С. 46–53.
9. Еламская К. С. Уточнение газоконденсатных характеристик залежи в процессе разработки месторождений на истощение // Наука вчера, сегодня, завтра. – 2016. – № 7 (29). – С. 34–43.
10. Зотов Г. А., Алиев З. С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
11. Руководство по исследованию скважин / А. И. Гриценко [и др.] – М.: Наука, 1995. – 523 с.
12. Исследование природных газоконденсатных систем / Н. В. Долгушин [и др.]. – Ухта, 1997. – 178 с.
13. Сохошко С. К., Марегатти М. Процедура оценки достоверности образцов газоконденсатных скважин на основе иерархии критериев представительности проб // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 4. – С. 48–51.
14. Юшкин В. В. Основные методы исследования залежей на газоконденсатность // Газовая промышленность. – 1984. – № 2. – С. 25–26.

15. Эмануилов Р. Б. Оценка минимально допустимого дебита газоконденсатной скважины // Газовое дело. – 1972. – № 9. – С. 32–36.
16. Чашкин Ю. Г. Об определении минимально допустимого дебита газоконденсатных скважин // Газовое дело. – 1968. – № 10. – С. 7–10.
17. Островская Т. Д., Барташевич О. В., Ермакова В. И. Определение оптимальных условий отбора представительных проб конденсата при опробовании разведочных скважин // Геология нефти и газа. – 1986. – № 6. – С. 42–44.
18. Тер-Саркисов Р. М., Долгушин Н. В., Подюк В. Г. Современное состояние и пути совершенствования газоконденсатных исследований в ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. – 2004. – № 4. – С. 12–15.
19. Дурицкий Н. Н., Кучеров Г. Г. Роль поверхностного натяжения насыщенного конденсата в формировании механизма течения газоконденсатных смесей в скважинах и выбор режима их работы при газоконденсатных исследованиях // Строительство разведочных скважин на ачимовские отложения Восточно-Уренгойской зоны: материалы геологического совещания. – 1999. – С. 90–109.
20. Изюмченко Д. В., Николаев О. В., Шулепин С. А. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики // Вести газовой науки. – 2013. – № 4 (15). – С. 36–45.

References

1. Reitblat, E. A. (2013). PVT-model creation for oil and gas condensate deposit. Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO «NK «Rosneft'», (4), pp. 34-37. (In Russian).
2. Li, G. S., Shigidin, O. A., & Golovanov, A. S. (2017). Gas condensate tests of wells in the Achimovskaya strata of the Urengoyskoe field. Exposition Oil & Gas, (5(58)), pp. 60-62. (In Russian).
3. Lapshin, V. I., Volkov, A. N., & Konstantinov, A. A. (2014). Gas condensate parameters of hydrocarbon fluids of oil/gas/condensate deposits (initial determination and corrections in the process of development). Vesti Gazovoy Nauki, (4), pp. 119-126. (In Russian).
4. Inyakin, V. V., Usachev, I. A., & Leontev, S. A. (2016). Osobennosti gazokondensatnykh issledovaniy plasta Ach₅²⁻³ Urengoyskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya. Gornye vedomosti, 3-4 (142-143), pp.174-179. (In Russian).
5. Koryakin, A. Yu., Zharikov, M. G., Zav'yalov, N. A., Nesterenko, A. N., Tyurin, V. P., & Fateyev, D. G. (2017). Obosnovaniye optimal'nogo metoda izucheniya gazokondensatnoy kharakteristiki achimovskikh otlozheniy Urengoyskogo NGKM. Sbornik nauchnykh trudov OOO "TyumenNIIgiprogaz". Tyumen, pp. 46-54. (In Russian).
6. Rymarenko, K. V. (2010). Hydrodynamical investigations and multiphase metering: new facility and principle of operation on the example of technology Vx. Nedropol'zovaniye XXI vek, (6), pp. 30-37. (In Russian).
7. Gerasimenko, S. A. (2016). Gas Condensate Studies using the Mobile Unit without Gas Popping. Scientific Journal of the Russian Gas Society, (2), pp. 18-21. (In Russian).
8. Zanochev, S. A. (2013). Field factors of reliable determination of gas condensate characteristic of reservoir. Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft' ", (4(33)), pp. 46-53. (In Russian).
9. Elamskaya, K. S. (2016). The refining of gas condensate characteristics deposits in the process of field development attrition. Nauka vchera, segodnya, zavtra, (7(29)), pp. 34-43. (In Russian).
10. Zotov, G. A., & Aliyev, Z. S. (1980). Instruksiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin, Moscow, Nedra Publ., 301 p. (In Russian).
11. Gritsenko, A. I., Aliyev, Z. S., Yermilov, O. M., Remizov, V. V., & Zotov, G. A. (1995). Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin, Moscow, Nauka Publ., 523 p. (In Russian).
12. Dolgushin, N. V., Korchazhkin, Yu. M., Podyuk, V. G., & Sagitova, D. Z. (1997). Issledovaniye prirodnnykh gazokondensatnykh sistem, Ukhta, 178 p. (In Russian).
13. Sokhoshko, S. K., & Maregatti, M. (2013). Protседura otsenki dostovernosti obraztsov gazokondensatnykh skvazhin na osnove iyerarkhii kriteriyev predstavitel'nosti prob. Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft' ", (4), pp. 48-51. (In Russian).
14. Yushkin, V. V. (1984). Osnovnyye metody issledovaniya zalezhey na gazokondensatnost'. GAS Industry of Russia, (2), pp. 25-26. (In Russian).

15. Emanuilov, R. B. (1972). Otsenka minimal'no dopustimogo debita gazokondensatnoy skvazhiny. *Gazovoye delo*, (9), pp. 32-36. (In Russian).
16. Chashkin, Yu. G. Ob opredelenii minimal'no debita gazokondensatnykh skvazhin (1968). *Gazovoye delo*, (10), pp. 7-10. (In Russian).
17. Ostrovskaya, T. D., Bartashevich, O. V., & Ermakova, V. I. (1986). Opredeleniye optimal'nykh usloviy otbora predstavitel'nykh prob kondensata pri oprobovanii razvedochnykh skvazhin. *Oil and gas geology*, (6), pp. 42-44. (In Russian).
18. Ter-Sarkisov, R. M., Dolgushin, N. V., & Podyuk, V. G. (2004). Sovremennoye sostoyaniye i puti sovershenstvovaniya gazokondensatnykh issledovaniy v OAO "Gazprom". *GAS Industry of Russia*, (4), pp. 12-15. (In Russian).
19. Duritskiy, N. N., & Kucherov, G. G. (1999). Rol' poverkhnostnogo natyazheniya nasyshchennogo kondensata v formirovaniye mekhanizma techeniya gazokondensatnykh smesey v skvazhinakh i vybor rezhima ikh raboty pri gazokondensatnykh issledovaniyakh. *Stroitel'stvo razvedochnykh skvazhin na achimovskie otlozheniya Vostochno-Urengoyskoy zony: materialy geologo-tekhnicheskogo soveshchaniya*, pp. 90-109. (In Russian).
20. Izyumchenko, D. V., Nikolayev, O. V., & Shulepin, S. A. (2013). Gazozhidkostnye potoki v vertikal'nykh trubakh: paradoksy gidrodinamiki. *Vesti gazovoy nauki*, 4 (15), pp. 36-45. (In Russian).

Сведения об авторах

Инякин Владислав Витальевич, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: injakinvv@tyuiu.ru

Мулявин Семен Федорович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Усачев Игорь Анатольевич, заместитель начальника отдела испытания скважин департамента проектирования разработки месторождений нефти и газа, НАО «Сибирский научно-аналитический центр», г. Тюмень

Information about the authors

Vladislav V. Inyakin, Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: injakinvv@tyuiu.ru

Semen F. Mulyavin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Igor A. Usachev, Assistant Head of Department Wellbore Testing, Design of an Oil and Gas Field Development, Siberian scientific-analytical centre NJSC, Tyumen

УДК 622.24

Исследование методов повышения точности измерения параметров процесса бурения глубоких скважин

В. А. Кузнецов, С. А. Михеев*

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

*e-mail: mixs817@yandex.ru

Аннотация. Предложены алгоритмические методы повышения точности измерения веса бурильного инструмента и осевой нагрузки на долото, в частности метод образцовых мер и тестовые методы. Описаны методы измерения перемещения бурильной колонны по углу поворота талевого блока. Рассмотрены принципиально новый метод измерения положения верхнего конца буровой колонны по гидростатическому давлению и метод измерения механической скорости бурения. Представлена схема автоматической следящей системы, реализующей интегральный способ измерения скорости бурения, отличающийся высокой помехоустойчивостью.

Ключевые слова: вес бурильного инструмента; перемещение бурильной колонны; механическая скорость бурения

Studying of methods to improve the accuracy of process parameters in deep-well drilling

Vladimir A. Kuznetsov, Sergey A. Mikheev*

Samara State Technical University, Samara, Russia

*e-mail: mixs817@yandex.ru

Abstract. The article deals with the studying of methods to improve the accuracy of process parameters in deep-well drilling. The algorithmic methods of increasing the accuracy of measuring the weight of drilling tool and the axial load on the bit, in particular, the method of standard measures and test methods are proposed. Methods are described for measuring the displacement of the drill string by the rotation angle of the pulley-block unit. A fundamentally new method of measuring the position of the upper end of the drill string by hydrostatic pressure and the method of measuring the mechanical speed of drilling are considered. The scheme of the automatic tracking system, which implements an integral method for measuring the drilling speed, characterized by high noise immunity, is presented.

Key words: weight of drilling tool; moving the drill string; mechanical drilling speed

Введение

Прогресс и высокие показатели при сооружении скважин во многом зависят от оперативного контроля и организации, применения высокоточной контрольно-измерительной аппаратуры, внедрения средств автоматизации. Применение аппаратуры и средств автоматизации обеспечивает безаварийность работ,

улучшает технико-экономические показатели, требует повышения технической грамотности обслуживающего персонала, влечет за собой повышение культуры производства.

Повысить точность аппаратуры возможно, используя алгоритмы, включающие несколько косвенных измерений для определения действительного значения нужного параметра.

Методы повышения точности измерения веса бурильного инструмента и осевой нагрузки на долото

Существующие гидравлические и электрические измерительные устройства (ИУ) позволяют определять значение веса бурильного инструмента Q и осевой нагрузки на долото P в лучшем случае с погрешностью 2,5 %, причем погрешность измерения увеличивается на 1 % при изменении окружающей температуры на каждые 10 °С.

Разработка точных и стабильных ИУ для измерения Q и P представляет собой сложную техническую задачу, которая связана еще и с удорожанием средств измерения. Развитие микровычислительной техники и применение ее в целях управления технологическими процессами обеспечат точность измерения Q и P алгоритмическими методами с использованием существующих с невысокой точностью, но дешевых и надежных ИУ.

В настоящее время вес бурильного инструмента определяется по натяжению неподвижного конца талевого каната. Если статическая характеристика ИУ является линейной, то модель измерительной цепи в этом случае можно представить в виде

$$Y = \frac{K_{\text{и}}}{K_0} \cdot (Q \pm T_{\text{с}} \pm T_{\text{к}}) + a, \quad (1)$$

где Y — результат измерения веса бурильного инструмента; $K_{\text{и}}$ — коэффициент преобразования ИУ; K_0 — коэффициент оснастки талевого системы; $T_{\text{с}}$ — сила трения колонны бурильных труб о стенки скважины; $T_{\text{к}}$ — сила трения в талевого системе; a — аддитивная помеха, действующая на ИУ.

Цель исследования — коррекция погрешностей измерения веса бурильного инструмента.

Источниками погрешностей измерения являются нестабильность коэффициента $K_{\text{и}}$, силы трения $T_{\text{с}}$, $T_{\text{к}}$, знак которых определяется направлением движения бурильной колонны, и аддитивная помеха a .

Алгоритмические методы повышения точности измерения основаны на получении дополнительной измерительной информации и соответствующих алгоритмах обработки этой информации. Из существующих методов повышения точности измерения при измерении Q и P наиболее просто реализуемыми являются метод образцовых мер и тестовые методы.

Метод образцовых мер основан на подключении к входу ИУ образцовой меры, однородной с измеряемой величиной. При измерении веса бурильного инструмента удобно в качестве одной образцовой меры использовать нулевой сигнал на входе ИУ, например, во время «холостых рейсов» талевого системы, когда талевый блок не нагружен. В качестве второй меры можно использовать заранее определенный с высокой точностью вес турбобура или первой «свечи», составленной из утяжеленных бурильных труб.

Алгоритм коррекции погрешностей заключается в следующем.

Проводится первое измерение при ненагруженном талевом блоке ($Q = 0$, $T_{\text{с}} = 0$). Чтобы силы трения были одного знака, измерительные операции вы-

полняются при одном и том же направлении движения талевого блока. Согласно выражению (1) результат первого измерения выразится в виде

$$Y_1 = \frac{K_{\text{и}}}{K_0} \cdot (-T_{\text{к}}) + a.$$

Второе измерение проводится при спуске первой «свечи» или турбобура, вес которых $Q_{\text{эт}}$ известен заранее,

$$Y_2 = \frac{K_{\text{и}}}{K_0} \cdot (Q_{\text{эт}} - T_{\text{к}}) + a.$$

Третье измерение выполняется при необходимости определения веса бурильного инструмента

$$Y_3 = \frac{K_{\text{и}}}{K_0} \cdot (Q - T_{\text{с}} - T_{\text{к}}) + a.$$

Решая систему этих трех уравнений относительно Q , получим

$$K_{\text{и}} = \frac{K_0(Y_2 - Y_1)}{Q_{\text{эт}}}, \quad (2)$$

$$Q = \frac{Y_3 - Y_1}{Y_2 - Y_1} \cdot Q_{\text{эт}} + T_{\text{с}}. \quad (3)$$

Таким образом, результат измерения веса бурильного инструмента, определенный по алгоритму (3), не зависит от параметров ИУ ($K_{\text{и}}$, a). Остался только один источник погрешностей измерения — силы трения колонны о стенки скважины. Для уменьшения и стабилизации этих сил трения колонну рекомендуется медленно проворачивать при проведении измерительных операций.

Осевая нагрузка на долото P создается частью веса колонны бурильных труб и определяется как разность веса бурильного инструмента Q_0 до начала бурения, когда долото не касается забоя скважины, и веса бурильного инструмента Q_t в процессе бурения

$$P = Q_0 - Q_t.$$

Для определения осевой нагрузки на долото проводятся еще два измерения:

$$Y_4 = \frac{K_{\text{и}}}{K_0} \cdot (Q_0 - T_{\text{с}} - T_{\text{к}}) + a,$$

$$Y_5 = \frac{K_{\text{и}}}{K_0} \cdot (Q_t - T_{\text{с}} - T_{\text{к}}) + a.$$

С учетом выражения (2) получим

$$P = \frac{Y_4 - Y_5}{Y_2 - Y_1} Q_{\text{эт}}. \quad (4)$$

Точность определения осевой нагрузки по алгоритму (4) не зависит от параметров ИУ и определяется точностью образцовой меры $Q_{\text{эт}}$ и вычислительных операций.

Тестовые методы. Сущность тестовых методов повышения точности измерения заключается в периодическом подключении к ИУ теста, представ-

ляющего собой образцовое приращение измеряемой величины. Преимуществом тестовых методов является то, что они не требуют отключения измеряемой величины от входа ИУ, что, например, важно при измерении осевой нагрузки на долото. В процессе бурения к талевому блоку постоянно приложен вес бурильного инструмента, отключить который от входа ИУ невозможно.

Одной из удобных точек подключения теста является неподвижный конец талевого каната, на котором устанавливается датчик веса бурильного инструмента. При подключении, например, с помощью электромагнита к неподвижному концу талевого каната груза с заранее известной массой в талевом канате создается дополнительное тестовое усилие q_t , которое, минуя преобразование в талевой системе, приложено непосредственно к входу ИУ. Однако этот метод формирования теста вызывает появление дополнительного тягового усилия Q_d на крюке талевого блока

$$Q_d = K_0 \cdot q_t.$$

Поэтому практически этот метод повышения точности измерения можно применить, например, при определении места прихвата бурильного инструмента по величине деформации бурильной колонны под действием эталонного усилия.

При измерении осевой нагрузки на долото можно сформировать косвенный тест. Если верхний конец бурильной колонны опустить на величину Δl , то на основании закона Гука осевая нагрузка возрастет на величину

$$\Delta P = \frac{EF}{L} \cdot \Delta l,$$

где E — модуль упругости материала труб; F — площадь поперечного сечения труб; L — длина колонны бурильных труб.

При малых значениях Δl силы трения колонны о стенки скважины сохраняются неизменными, и образцовое приращение осевой нагрузки на долото ΔP , являющееся забойным параметром, может быть определено по перемещению верхнего конца бурильной колонны.

Тестовый алгоритм коррекции погрешностей заключается в следующем.

После спуска бурильной колонны проводится первое измерение ее полного веса

$$Y_1 = \frac{K_n}{K_0} \cdot (Q_0 - T_c - T_k) + a.$$

В процессе бурения устанавливается осевая нагрузка на долото P' , несколько меньшая заданного значения, и проводится второе измерение

$$Y_2 = \frac{K_n}{K_0} \cdot (Q_0 - P' - T_c - T_k) + a.$$

Затем осевая нагрузка доводится до заданного значения P , проводится третье измерение, одновременно измеряется величина перемещения верхнего конца бурильной колонны Δl

$$Y_3 = \frac{K_n}{K_0} \cdot (Q_0 - P - T_c - T_k) + a.$$

Система этих трех уравнений решается относительно P

$$P = \frac{Y_1 - Y_3}{Y_2 - Y_3} \Delta P = \frac{Y_1 - Y_3}{Y_2 - Y_3} \cdot \frac{EF}{L} \cdot \Delta l. \quad (5)$$

Результаты. Точность определения осевой нагрузки на долото по алгоритму (5) зависит от точности измерения перемещения верхнего конца бурильной колонны Δl , точности задания величин E, F, L и точности вычислительных операций.

Перемещение верхнего конца бурильной колонны, являющееся наземным параметром, без затруднений может быть измерено с погрешностью не выше 1 % во всем возможном диапазоне рабочих температур. Точность задания величин E и F не ограничена, так как эти величины могут быть измерены заранее с любой требуемой точностью. Длина бурильной колонны L даже в наихудшем случае может быть измерена с погрешностью ± 5 м, что на глубине 1 000 м составит 0,5 %. Погрешность определения осевой нагрузки по алгоритму (5) в этом случае не превосходит 1,5 % во всем диапазоне рабочих температур.

Рассмотренные методы повышения точности измерения позволяют повысить точность измерения Q и P , используя простые, нестабильные, а следовательно, недорогие ИУ. Наибольший эффект от реализации этих методов достигается применением микропроцессорной техники, но возможна и ручная обработка информации по приведенным алгоритмам.

Методы повышения точности измерения перемещения бурильной колонны по углу поворота талевого блока

Осевая нагрузка на долото, частота вращения долота, вес бурильного инструмента, механическая скорость бурения, проходка, перемещение и скорость движения верхнего конца буровой колонны относятся к важнейшим технологическим параметрам процесса бурения глубоких скважин.

В настоящее время все эти параметры определяются косвенными методами по наземной измерительной информации, получаемой с помощью измерительных преобразователей, устанавливаемых на буровые установки.

Целью исследования является разработка устройства измерения перемещения бурильной колонны.

Основными элементами грузоподъемного механизма являются лебедка 1, которая приводится в движение электродвигателем 2, кронблок 3 (система неподвижных блоков), талевый блок 4 (система подвижных блоков), грузоподъемный крюк 5, закрепленный на талевом блоке, и талевый канат 6. Неподвижный конец талевого каната 7 крепится к основанию буровой установки, а подвижный конец 6 закреплен на барабане буровой лебедки.

В процессе бурения и во время спускоподъемных операций колонна бурильных труб подвешена на крюке талевого блока и перемещается в вертикальном положении с помощью лебедки.

Измерение перемещения талевого блока и всех других параметров, связанных с этим перемещением, может производиться следующими методами [1]:

- 1) по углу поворота барабана лебедки 1;
- 2) по углу поворота шкива кронблока 3;
- 3) по углу поворота шкива талевого блока 4;
- 4) по перемещению талевого каната 6;
- 5) по перемещению мерного тросика, закрепленного на талевом блоке 4.

Каждый из этих методов имеет свои достоинства и недостатки.

Первый метод удобен при монтаже и обслуживании измерительного преобразователя, так как он будет находиться в доступной зоне буровой лебедки. Однако недостатком этого метода является большая погрешность измерения, связанная с изменением радиуса навивки талевого каната при переходе с одного слоя на другой, что приводит к изменению коэффициента преобразования.

Недостатком второго метода является сложность монтажа и обслуживания измерительного преобразователя, который в этом случае находится на самой высокой точке буровой установки.

Сложность реализации третьего метода связана с отсутствием электрических каналов связи с талевым блоком, а также с его подвижностью.

Четвертый метод отягощен низкой надежностью рабочего измерительного преобразователя, входящего в механический контакт с талевым канатом.

Пятый метод также не обеспечивает достаточную надежность устройства, так как существует большая вероятность обрыва мерного тросика при закручивании струн талевого блока.

В работе рассматривается способ реализации метода измерения перемещения талевого блока по углу поворота его шкива с передачей измерительной информации по радиоканалу.

При использовании этого метода минимизируется погрешность измерения, так как из измерительной цепи исключены промежуточные элементы, входящие в грузоподъемный механизм.

Для измерения нагрузки, приложенной к крюку талевого блока, применяются следующие методы (рис. 1):

- 1) с установкой первичного измерительного преобразователя на неподвижном конце талевого блока 7;
- 2) с установкой первичного измерительного преобразователя на кронблоке 3;
- 3) с установкой первичного измерительного преобразователя на талевом блоке 4.

Наиболее эффективным с точки зрения метрологии является третий метод, так как в этом случае так же исключаются все промежуточные элементы из измерительной цепи.

Для реализации выбранных методов измерения нагрузки и перемещения талевого блока разработаны специальные измерительные преобразователи, устанавливаемые на талевом блоке и питаемые от автономного источника энергии, также находящегося на талевом блоке.

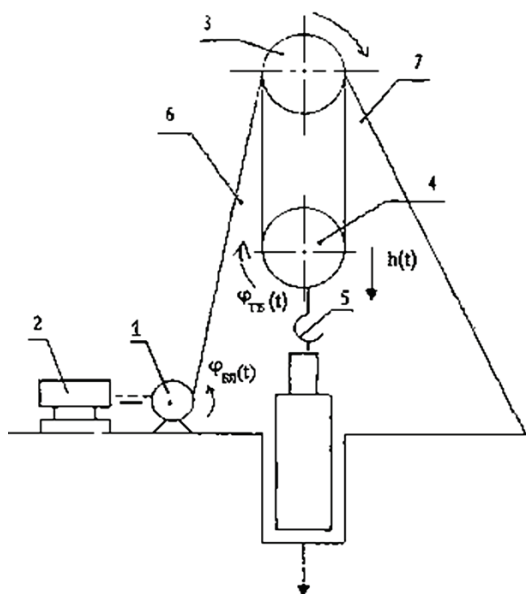


Рис. 1. Схема грузоподъемного механизма буровой установки

На буровой установке кроме самого процесса бурения и спускоподъемных операций имеют место вспомогательные работы большой продолжительности, при которых грузоподъемный механизм не используется. Для экономного расходования энергии автономного источника разработано специальное устройство, переводящее измерительные преобразователи в дежурный режим при отсутствии работ на буровой установке.

Устройство работает следующим образом: в исходном состоянии, когда талевый блок (крюкоблок) 1 неподвижен, ключ 4 закрыт, второй датчик 5, генератор 6, модулятор 7, передатчик 8 отключены от блока 9 питания, напряжение подается только на первый датчик 2 и таймер 3. Устройство находится в дежурном режиме, при котором от блока питания потребляется минимальное

количество энергии при отсутствии измерений.

Как только талевый блок начинает перемещаться, первый датчик 2 преобразует угол поворота шкива талевого блока в последовательность электрических импульсов. Первым импульсом преобразователя запускается таймер 3, который своим выходным сигналом открывает ключ 4, в результате чего подается напряжение питания на остальные блоки устройства. Устройство переходит в рабочий режим, и потребление энергии от блока питания возрастает.

Нагрузка на талевый блок преобразуется вторым датчиком 5 в электрический сигнал,

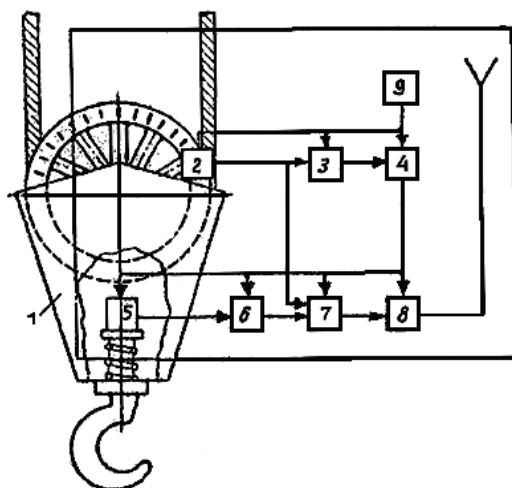


Рис. 2. Структурная схема устройства для передачи информации

который управляет частотой управляемого генератора 6, осуществляя частотную модуляцию сигнала генератора. Далее этот сигнал поступает на второй вход модулятора 7, где посредством амплитудной модуляции на этот сигнал наносится информация о перемещении талевого блока, поступающая на первый вход модулятора 7. Таким образом, на вход передатчика 8 поступает дважды модулированный сигнал, несущий информацию о нагрузке на талевый блок и о перемещении талевого блока. Передатчик с помощью антенны преобразует модулированный сигнал в электромагнитные волны (рис. 2).

В приемной части электромагнитные волны воспринимаются приемником и преобразуются в электрический сигнал, который поступает на вход демодулятора. В демодуляторе производится частотная и амплитудная демодуляция сигнала и разделение его по двум каналам. На первый выход подается сигнал, пропорциональный нагрузке на талевый блок, а на второй выход подаются импульсы, число которых пропорционально перемещению талевого блока, причем амплитуда импульсов несет информацию о направлении перемещения талевого блока.

Генерирование выходного импульса таймера 3, поддерживающего открытое состояние ключа 4, начинается с приходом каждого нового импульса от первого датчика 2. Длительность этого выходного импульса определяется параметрами таймера и устанавливается такой, чтобы при самых малых скоро-

стях бурения она была больше интервала времени между запускающими импульсами. В этом случае ключ 4 открыт, а устройство находится в рабочем режиме.

При остановке талевых блоков измерительное устройство продолжает работать в течение времени, определяемого длительностью выходного импульса таймера, после чего ключ 4 закрывается и основные блоки устройства отключаются от блока питания. Устройство автоматически переходит в дежурный режим с малым потреблением энергии от блока питания.

Результаты. Расчеты показали, что применение этого устройства обеспечивает экономию в расходовании энергии блока питания до 80 %, что повышает продолжительность срока его службы в 3–4 раза.

Передача измерительной информации непосредственно с талевых блоков уменьшает погрешности измерения перемещения и нагрузки на талевые блоки и повышает удобство эксплуатации устройства [2, 3].

Исследование методов измерения механической скорости бурения

Здесь рассматривается принципиально новый метод измерения положения верхнего конца буровой колонны по гидростатическому давлению.

Цель исследования — повышение точности измерения скорости бурения.

Верхняя часть буровой колонны заканчивается вертлюгом, через который с помощью гибкого высокопрочного бурового шланга подается промывочная жидкость. Для обеспечения свободного вертикального перемещения буровой колонны буровой шланг образует две петли, как показано на рисунке 3.

Для измерения перемещения верхнего конца буровой колонны вдоль бурового шланга прокладывается дополнительный измерительный шланг малого диаметра, заполненный под небольшим избыточным давлением антифризом. На концах измерительного шланга устанавливаются датчики давления.

Измерительный шланг прокладывается вплотную с буровым шлангом, что обеспечивает защиту измерительного шланга от механических повреждений.

На рисунке 3 представлена схема гидравлического измерительного устройства для определения положения вертлюга буровой установки.

Устройство состоит из гибкого измерительного шланга 1, заполненного под избыточным давлением незамерзающей жидкостью, двух преобразователей гидростатического давления в электрический сигнал 2 и 3, установленных на концах измерительных шлангов, и дифференциального усилителя 4.

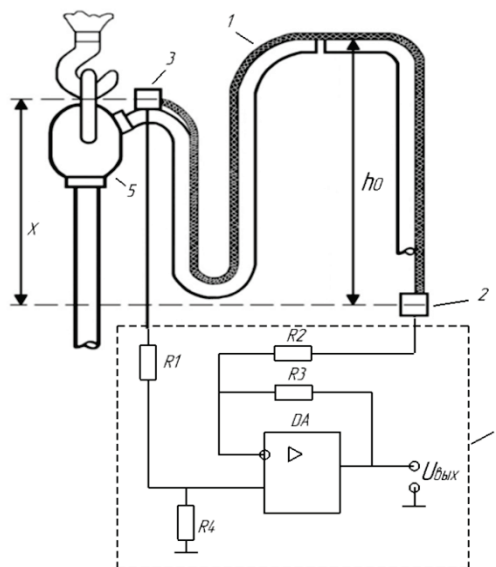


Рис. 3. Схема измерительного устройства для определения положения вертлюга буровой установки

Подвижный конец измерительного шлага 1 закрепляется на вертлюге 5, а неподвижный конец измерительного шланга с преобразователем 2 закрепляется на уровне нижнего начального положения вертлюга.

Сигналы с преобразователями 2 и 3 подаются на входы дифференциального усилителя, собранного на операционном усилителе ДА.

Выходной сигнал усилителя пропорционален разности давлений, приложенных к измерительным преобразователям 2 и 3

$$U_{\text{вых}} = K(P_2 - P_1),$$

где P_1 — давление, приложенное к подвижному измерительному преобразователю 3; P_2 — давление, приложенное к неподвижному измерительному преобразователю 2.

Гидростатическое давление, приложенное к измерительным преобразователям,

$$P = \rho gh + P_0,$$

где ρ — плотность рабочей жидкости в шланге; g — ускорение свободного падения; h — положение измерительного преобразователя относительно нижнего начального уровня; P_0 — начальное избыточное давление.

Когда вертлюг занимает крайнее нижнее положение, то оба преобразователя 2 и 3 находятся на одном уровне, и сигналы их равны друг другу, а сигнал на выходе дифференциального усилителя равен нулю

$$P_1 = \rho gh_0 + P_0; P_2 = \rho gh_0 + P_0; \Delta P = P_2 - P_1 = 0,$$

где h_0 — высота начальной петли бурового шланга.

При $h < h_0$

$$P_1 = \rho g(h_0 - h) + P_0; P_2 = \rho gh_0 + P_0; \Delta P = P_2 - P_1 = \rho gh,$$

При $h > h_0$

$$P_1 = P_0; P_2 = \rho gh + P_0; \Delta P = P_2 - P_1 = \rho gh.$$

На рисунке 4 показана схема возможных положений подвижного преобразователя.

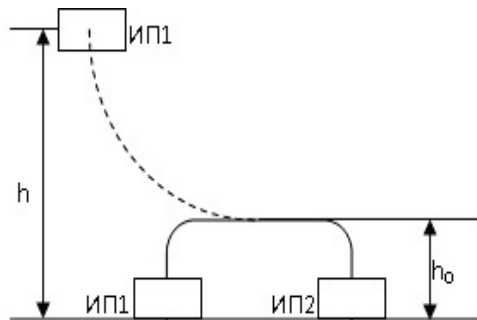


Рис. 4. Схема возможных положений подвижного измерительного преобразователя 3

Таким образом, при перемещении вертлюга от крайнего нижнего положения к крайнему верхнему положению разность гидравлических давлений P_2 и P_1 всегда остается пропорциональной положению вертлюга h .

Дифференциальное включение измерительных преобразователей позволяет компенсировать некоторые погрешности измерения. Так, изменение параметров измерительного шланга приводит к изменению избыточного давления жидкости, а

так как это давление в равной степени прилагалось к обоим преобразователям, то сигнал на выходе дифференциального усилителя не изменяется. Использование разностного выходного сигнала позволяет компенсировать погрешности измерения, связанные с влиянием температуры, атмосферного давления, влажности, колебания напряжения питания.

Выходной сигнал с дифференциального усилителя подается на вход микроконтроллера, с помощью которого производится калибровка этого сигнала и вычисляются перемещение и скорость движения верхнего конца колонны.

Вертлюг поднимается в крайнюю верхнюю точку, положение которой измеряется с высокой точностью h_{max} , при этом выходное напряжение на выходе дифференциального усилителя — U_{max} .

Калибровочный коэффициент

$$K = \frac{h_{max}}{U_{max}}.$$

Текущее положение вертлюга определяется

$$h = K \cdot U_{вых}.$$

Перемещение верхнего конца колонны

$$h(t) = h_2 - h_1 = K \cdot (U_{вых2} - U_{вых1}).$$

Скорость движение верхнего конца буровой колонны

$$V = \frac{\Delta h}{\Delta t} = \frac{h_2 - h_1}{\Delta t} = K \frac{U_{вых2} - U_{вых1}}{\Delta t}.$$

Измерение скорости движения нижнего конца буровой колонны и скорости механического бурения производится интегральным методом.

Скорость перемещения долота при бурении скважин, называемая механической скоростью бурения, является важнейшим технологическим параметром процесса бурения. Этот параметр определяет эффективность выбранного режима бурения и рациональность компоновки породоразрушающего инструмента.

Весом нижней части колонны бурильных труб создается осевая нагрузка на долото, которую оператор регулирует подачей бурильного инструмента.

Если Q_n — начальный вес бурильной колонны, а Q_1 — текущий вес колонны в процессе бурения, то осевая нагрузка на долото определяется их разностью

$$P = Q_n - Q_1.$$

Колонна бурильных труб представляет собой упругий стержень, поэтому связь между перемещением верхнего конца бурильной колонны и изменением ее веса выражается законом Гука

$$l_g = - \frac{\Delta Q_t \cdot L}{EF}, \quad (6)$$

где l_g — перемещение верхнего конца колонны труб; Q_t — изменение текущего веса колонны; L — длина колонны труб; E — модуль упругости материала труб; F — площадь поперечного сечения труб.

С учетом, что в процессе бурения перемещается и нижний конец колонны, выражение (6) принимает вид

$$l_g - l_n = \frac{\Delta Q_t \cdot L}{EF},$$

где l_n — перемещение нижнего конца колонны.

Дифференцируя левую и правую части этого выражения, получим

$$V_{\delta} = V_n + \frac{L}{EF} \cdot \frac{dQ_t}{dt}, \quad (7)$$

где V_{δ} — механическая скорость бурения или скорость перемещения нижнего конца колонны; V_n — скорость подачи бурильного инструмента или скорость перемещения верхнего конца колонны.

Зависимость (7) лежит в основе современных методов измерения мгновенной механической скорости бурения [4].

На рисунке 5 представлены графики измерения скорости бурения V_{δ} , скорости подачи бурильного инструмента V_n и текущего веса бурильной колонны Q_t при ручном регулировании осевой нагрузки на долото с помощью тормоза буровой лебедки. Как видно из рисунка, скорость подачи бурильного инструмента существенно отличается от скорости бурения.

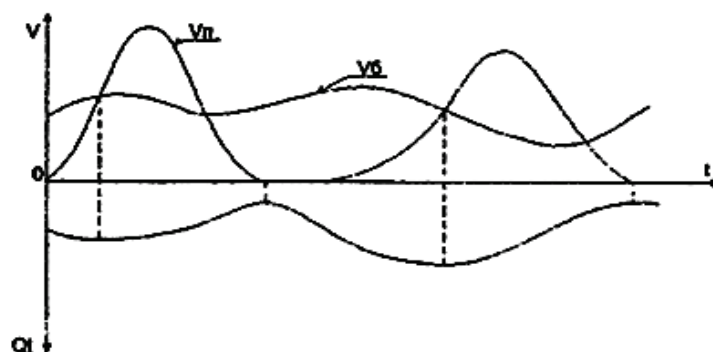


Рис. 5. Графики изменения скорости бурения V_{δ} , скорости подачи бурильного инструмента V_n и веса бурильной колонны Q_t при ручном регулировании процесса бурения

Обработка измерительной информации по алгоритму (7) позволяет получить значения мгновенной скорости бурения. Для реализации этого алгоритма необходимы датчик подачи и датчик веса бурильного инструмента. Обычно датчик подачи размещается или на кронблоке, или на валу лебедки буровой установки, а датчик веса устанавливается на неподвижном конце талевого каната грузоподъемного механизма.

Недостаток способа измерения скорости бурения по алгоритму (7) связан с наличием операции дифференцирования. Сигнал с датчика веса бурильного инструмента подвержен воздействию помех.

При дифференцировании этого сигнала высокочастотные помехи усиливаются, что приводит к погрешности измерения.

Интегрируя выражение (7), получим

$$Q_t = \frac{EF}{L} \int (V_n - V_{\delta}) dt. \quad (8)$$

Из этого выражения видно, что интеграл разности скоростей V_n и V_o соответствует весу бурильного инструмента, который измеряется на буровой установке. Это обстоятельство позволяет применить интегральный способ изменения скорости бурения, отличающийся высокой помехоустойчивостью [5].

В этом случае измерительное устройство представляет собой автоматическую следящую систему, в которой сравниваются сигнал веса бурильной колонны Q_t , получаемый с датчика веса, и сигнал веса, вычисляемый по алгоритму (8).

Разность этих сигналов

$$\Delta U = K[Q_t - Q_o].$$

Или с учетом (8)

$$\Delta U = K[Q_t - \frac{EF}{L} \int (V_n - V_o) dt].$$

Сигнал ΔU представляет собой статизм следящей системы, который должен быть минимизирован.

Данная схема автоматической следящей системы, реализующей интегральный способ измерения скорости бурения, представлена на рисунке 6.

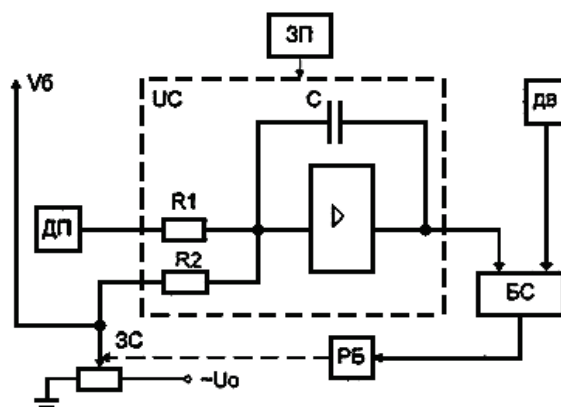


Рис. 6. Структурная схема устройства для измерения скорости бурения

Устройство содержит датчик скорости подачи бурильного инструмента (ДП), интегратор (ИС), датчик веса бурильной колонны (ДВ), блок сравнения сигналов (БС), регулирующий блок (РБ), задатчик сигнала скорости бурения (ЗС) и задатчик параметров бурильной колонны (ЗП).

На выходе интегратора формируется сигнал

$$U_n = K \int (U_n - U_o) dt,$$

где U_n — сигнал с датчика скорости подачи бурильного инструмента; U_o — сигнал задатчика скорости бурения; K — коэффициент, учитывающий параметры бурильной колонны и задаваемый элементами R_1, R_2 и C .

Сигнал U_n соответствует вычисляемому по алгоритму (8) значению веса бурильного инструмента. На выходе блока сравнения (БС) формируется разность сигналов

$$\Delta U = U_Q - U_n,$$

где U_Q — сигнал, получаемый с датчика веса бурильного инструмента.

Если применять астатическую следящую систему, для чего в регулятор (РБ) вводится интегрирующее устройство, то $\Delta U = 0$.

Результаты. Таким образом, предложенный способ измерения скорости бурения позволил заменить операцию дифференцирования измерительного сигнала, применяемую в классическом способе измерения по алгоритму (7), на операцию интегрирования, повышающую помехоустойчивость и точность измерительного устройства. Кроме того, интегрирующее устройство обладает фильтрующим свойством, освобождающим измерительный сигнал от высокочастотных помех.

Выводы

В данной работе были рассмотрены различные методы коррекции погрешностей, повышения эффективности и скорости бурения, а следовательно, совершенствования функциональных возможностей и снижения экономической стоимости всего процесса.

Библиографический список

1. Кузнецов В. А., Михеев С. А. Проблемы измерения параметров движения буровой колонны // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 5. – С. 66–71. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-5-66-71
2. Демихов В. И., Леонов А. И. Контрольно-измерительные приборы при бурении скважин. – М.: Недра, 1980. – С. 142–143.
3. А. С. 1416677 СССР, МКИЗ E21 B45/00. Устройство для передачи информации / В. А. Кузнецов, В. Н. Евдокимов, М. В. Фалеева. – № 3925995/22-03; заявл. 11.07.85.
4. Бражников В. А., Кузнецов В. А. Информационные устройства для определения эффективности управления процессом бурения. – М.: Недра, 1978. – 146 с.
5. А. С. 907226 СССР. Устройство для измерения механической скорости бурения / В. А. Кузнецов.

References

1. Kuznetsov, V. A., & Mikheev, S. A. (2017). Problems of measuring of motion parameters of the drill string. Oil and Gas Studies, (5), pp. 66-71. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-5-66-71
2. Demikhov, V. I., & Leonov, A. I. (1980). Kontrol'no-izmeritel'nye pribory pri burenii skvazhin. Moscow, Nedra Publ., pp. 142-143. (In Russian).
3. Kuznetsov, V. A., Evdokimov, V. N., & Faleeva, M. V. (1985). A. S. 1416677 SSSR, MKI3 E21 B45/00. Ustroystvo dlya peredachi informatsii. No. 3925995/22-03. Applied: 11.07.85. (In Russian).
4. Brazhnikov, V. A., & Kuznetsov, V. A. (1978). Informatsionnye ustroystva dlya opredeleniya effektivnosti upravleniya protsessom burenii. Moscow, Nedra Publ., 146 p. (In Russian).
5. Kuznetsov, V. A. A. S. 907226 SSSR. Ustroystvo dlya izmereniya mekhanicheskoy skorosti burenii. (In Russian).

Сведения об авторах

Кузнецов Владимир Андреевич, к. т. н., доцент кафедры информационно-измерительной техники, Самарский государственный технический университет, г. Самара

Михеев Сергей Андреевич, аспирант кафедры информационно-измерительной техники, Самарский государственный технический университет, e-mail: mixs817@yandex.ru

Information about the authors

Vladimir A. Kuznetsov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Information and Measuring Equipment, Samara State Technical University

Sergey A. Mikheev, Postgraduate at the Department of Information and Measuring Equipment, Samara State Technical University, e-mail: mixs817@yandex.ru

УДК 622.276

Экспериментальные исследования эффективности применения полимерных составов для увеличения нефтеотдачи пластов

Н. Г. Мусакаев^{1, 2*}, Д. М. Сахипов^{3, 4}, И. А. Круглов⁴

¹Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

³Филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск, Россия

⁴НПФ «Джамир», г. Нижневартовск, Россия

*e-mail: musakaev@ikz.ru

Аннотация. На опытной установке, моделирующей трещиновато-поровый коллектор, проведена серия экспериментов по изучению эффективности применения различных составов, используемых для закачки в продуктивные пропластки при проведении работ по повышению нефтеотдачи пластов: полимерный глинисто-кварцевый состав (ПГКС), модифицированный полимерно-глинистый состав (МПГС), модифицированная сшитая полимерная система (МСПС) и классический модифицированный полимерно-дисперсный состав (МПДС). Выделены критерии эффективности проведения работ по селективной изоляции, а именно: надежное заполнение составом канала высокой проводимости (трещины); отсутствие вытекания состава из трещины; прорыв воды через трещину, заполненную составом; непроникновение состава в поровую часть экспериментальной установки. С учетом данных критериев показано, что наиболее эффективным составом для надежного закупоривания каналов высокой проводимости оказался полимерный глинисто-кварцевый состав, не показал своей эффективности состав МСПС.

Ключевые слова: трещиновато-поровый пласт; полимерный состав; экспериментальное исследование

Experimental study of the efficiency of using polymer compositions for enhanced oil recovery

Nail G. Musakaev^{1, 2*}, Damir M. Sahipov^{3, 4}, Igor A. Kruglov⁴

¹Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

³Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen, Nizhnevartovsk, Russia

⁴Jahmir RPC, Nizhnevartovsk, Russia

*e-mail: musakaev@ikz.ru

Abstract. Experimental research work were carried out on a pilot plant simulating a fractured porous reservoir to study the efficiency of using various compositions, which are pumped into productive layers during the work on enhancing oil recovery: polymer clay-quartz composition (PCQC), modified polymer-clay composition (MPCC), a modified cross-linked polymer system (MCPS) and the classic modified polymer-dispersed composition (MPDC). There are marked criteria of

the effectiveness on selective insulation work, namely: a reliable filling of the high conductivity channel (cracks) with the composition; no leakage of the composition from the crack; breakthrough of water through the crack filled with the composition; no penetration of the composition into the pore volume of the pilot plant. Taking into account these criteria, it was shown that the polymer clay-quartz composition turned out to be the most effective composition for reliable clogging of high conductivity channels; the MCPS composition didn't show its effectiveness.

Key words: fractured porous reservoir; polymer composition; experimental research

Введение

Анализ существующей геолого-геофизической, тектонофизической, сейсмической и аэрокосмической информации свидетельствует о том, что в осадочном чехле и фундаменте Западно-Сибирской плиты присутствует природная (естественная) трещиноватость [1–3]. Кроме того, с помощью ГРП повсеместно были созданы искусственные трещины в продуктивных пластах, которые распространяются в коллекторах до сотни метров и более [4–6]. Как показывает большой накопленный опыт трассерных (индикаторных) исследований фильтрационных потоков на многих месторождениях, использование энергии закачиваемой воды через нагнетательные скважины как способа поддержания пластового давления и вытеснения нефти приводит к достаточно быстрому прорыву воды по трещинам к забоям добывающих скважин, и, как следствие, происходит быстрое обводнение продукции. Это сказывается на снижении энергетики работы пласта, уменьшается коэффициент охвата разработкой, конечная запроектированная нефтеотдача не достигается [2, 7–10].

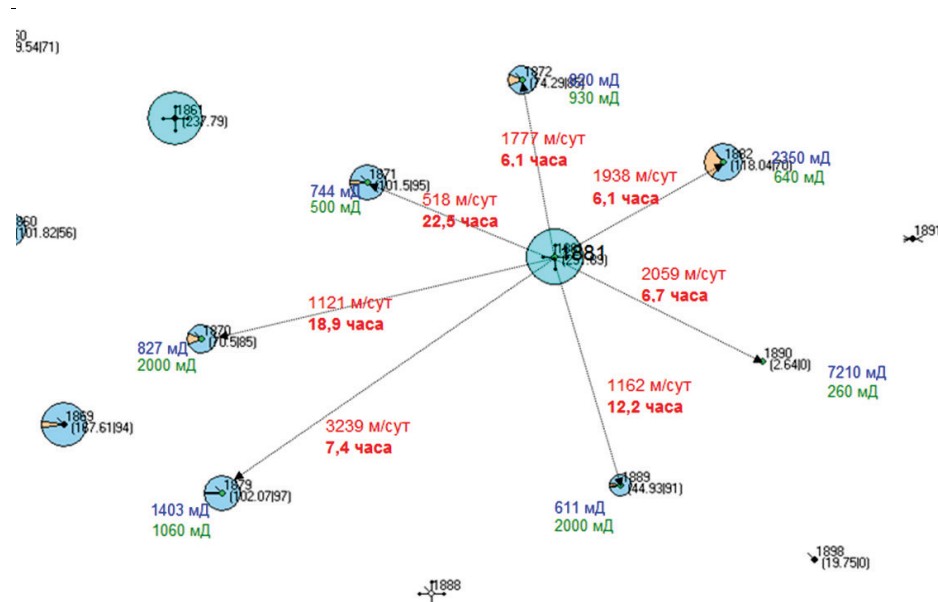


Рис. 1. Скорость движения меченной закачиваемой воды

Проблема заключается в том, что значение скорости фильтрации закачиваемой воды, меченной индикаторами, находится в интервале 10–3 000 м/час и более, что превышает характерные скорости фильтрации для терригенных поровых коллекторов на 2–6 порядков. Причем отмечается повышение скорости фильтрации по каналам НФС с увеличением неоднородности коллектора [9]. В качестве примера можно привести результаты трассерных исследований по пласту АВ₁₋₂ Северо-Покурского месторождения, которые представлены на рисунке 1.

В связи с этим все большую актуальность приобретают методы увеличения нефтеотдачи пластов, особенно с применением составов, позволяющих надежно закупоривать каналы высокой проводимости (трещины) и отбирать жидкость из поровой части пласта [10–14].

Экспериментальная часть

Для исследования эффективности закачки различных составов на полимерной основе, применяемых для повышения нефтеотдачи пластов, была создана опытная насыпная модель трещиновато-порового пласта. Схема экспериментальной установки и ее фотография приведены на рисунке 2.

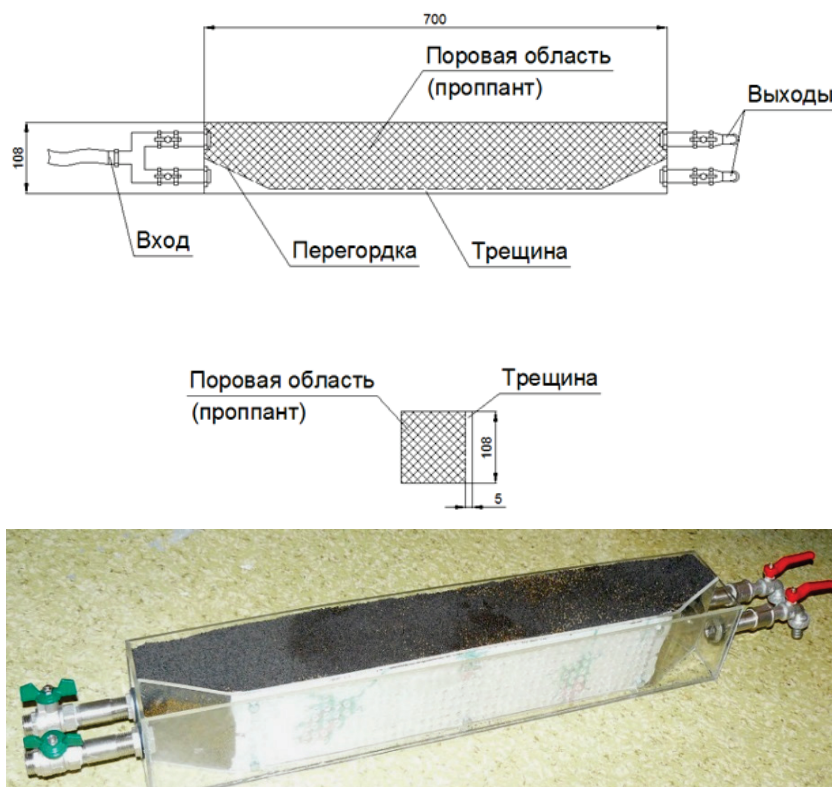


Рис. 2. Схема и фотография экспериментальной установки

Экспериментальная установка представляет собой емкость из органического стекла с размерами 108×108×700 мм. Внутри емкости была перегородка из оргстекла с отверстиями, которая разделяла конструкцию на две части, имити-

руя трещину и поровую область пласта-коллектора. К перегородке по всей ее длине прикрепили пористую мембрану из фибerglassа (см. рис. 2). В часть емкости, имитирующую поровый объем пласта, был засыпан проппант (40/70), в трещину ничего не засыпалось, то есть получилась насыпная модель трещино-порового пласта-коллектора. Объемная доля поровой части установки составляет 88,5 %, трещины — 11,5 %.

Воду перед экспериментом и готовые составы подавали по одной трубке с разводом на трещину и поровую часть модели. Выход из трещины и поровой части модели реализован по не сообщающимся между собой патрубкам.

Основным назначением установки является изучение работы составов на полимерной основе в трещине пласта и их влияния на гидродинамические свойства поровой части коллектора при проведении ряда экспериментов по закачке растворов, применяемых для повышения нефтеотдачи пластов.

Результаты и обсуждение

На опытной модели была проведена серия экспериментов по прокачке через экспериментальную установку пресной воды и растворов: полимерный глинисто-кварцевый состав (ПГКС), модифицированный полимерно-глинистый состав (МПГС), модифицированная сшитая полимерная система (МСПС) и классический модифицированный полимерно-дисперсный состав (МПДС).

Исследуемые составы имеют следующие композиции:

1. ПГКС [15]: песок (1 %) + бентонитовая глина (4 %) + полимер (0,1 %) + сшиватель (0,1 %) + вода (94,8 %);
2. МПГС: бентонитовая глина (5 %) + полимер (0,1 %) + сшиватель (0,1 %) + вода (94,8 %);
3. МСПС: полимер (0,1 %) + сшиватель (0,1 %) + вода (99,8 %);
4. классический МПДС: а) бентонитовая глина (5 %) + вода (95 %); б) полимер (0,1 %) + сшиватель (0,1 %) + вода (99,8 %).

Сшивателем являлся бихромат натрия + хлористый кальций — по 50 % каждого. В качестве полимера использовался полиакриламид (ПАА).

Эксперименты проводились по следующей схеме. Все компоненты смешивались в сухом виде, затем разводились в пресной воде. Температура воды составляла 40 °С. Перед каждым экспериментом через модель прокачивали один и тот же объем воды — 4 литра. После закачки каждого состава также прокачивали одинаковый объем воды — 4 литра. В течение закачки измеряли время полного заполнения трещины составами, время прокачки объема воды через модель.

Перед первым экспериментом через установку прокачали чистую пресную воду (без приготовления составов). Наблюдалась притоки воды и с трещины, и с поровой области, но приток воды с трещины значительно превышал приток с поровой области модели. Через установку за 126 с был прокачан общий объем воды, равный 4 литрам.

Для первого эксперимента был приготовлен состав ПГКС: 1 % — песок, 4 % — глина, 0,1 % — полимер (ПАА), 0,1 % — сшиватель (равная пропорция — бихромат натрия и хлористый кальций) и 94,8 % — пресная вода. Все компоненты смешивались в сухом виде, затем разводились в воде. Температура воды составляла 40 °С. При прокачке состава началось заполнение трещины. Через 221 с после начала эксперимента произошло полное заполнение трещины, и приток воды из нее прекратился. После закачки состава ПГКС через поровую и трещинную области прокачали воду. Наблюдался приток воды только с поровой области. При этом за 270 с через пористую модель прошло 4 л воды.

Как показал эксперимент, ПГКС надежно затампонировал трещинную область емкости, при дальнейшей прокачке воды через модель весь объем состава находился в неподвижном состоянии и препятствовал течению воды.

Перед вторым экспериментом через установку прокачали чистую пресную воду (без приготовления составов). Наблюдалась приток воды и с трещины, и с поровой области, но приток воды с трещины значительно превышал приток с поровой области модели. Через установку за 111 с был прокачан общий объем воды, равный 4 литрам.

Для того чтобы понять необходимость применения кварцевого песка в составе ПГКС, был проведен эксперимент, когда в запатентованном составе отсутствует это вещество, то есть для приготовления раствора смешали в сухом виде ПАА + сшиватель + бентонитовую глину без кварцевого песка и растворили в пресной воде.

Для второго эксперимента был приготовлен состав МПГС: 5 % — глина, 0,1 % — полимер (ПАА), 0,1 % — сшиватель (равная пропорция — бихромат натрия и хлористый кальций) и 94,8 % — вода. Все компоненты смешивались в сухом виде, затем разводились в воде. Температура воды составляла 40 °С.

При прокачке состава началось заполнение трещины. Через 267 с после начала эксперимента трещина почти была заполнена составом, и приток воды из трещины прекратился, но полностью она заполнилась через 300 с.

В процессе закачки состава наблюдалось его просачивание через мембрану на выходе из трещины. Фиксировалось активное и постоянное движение состава в верхней области трещины (162÷260 с), то есть надежное и полное ее заполнение в течение 300 с не наблюдалось. Через 345 с после начала эксперимента произошло повторное активное движение состава в нижней части трещины, которое продолжалось до конца эксперимента (531 с). Через 425 с был зафиксирован прорыв состава через выходной вентиль, продолжавшийся до конца эксперимента.

После заполнения составом МПГС трещины в экспериментах осуществлялось нагнетание воды в установку. Вначале наблюдался весьма незначительный приток воды с поровой области. После увеличения на 151 с скорости закачки воды через экспериментальную установку произошли просачивание изучаемого состава через тканевую мембрану и прорыв воды в трещине. Закачиваемая вода промыла в составе канал. С этого момента и до конца эксперимента наблюдались примерно одинаковые притоки воды с трещины и с поровой области. При этом через модель через оба слива за 415 с прошло 4 л воды.

Визуально было отмечено, что в трещине образовался промытый водой канал, по которому происходило движение флюида. Данное обстоятельство указывает, на наш взгляд, на слабое тампонирование изучаемым составом области высокой пропускной способности, на его значительную подвижность и на весьма быстрое разрушение (слабая жесткость системы).

После дозакачки состава МПГС промытую область трещины еще раз прокачали водой. Наблюдался весьма малый приток воды с поровой области, с трещины притока не было. Во время эксперимента наблюдалось небольшое движение состава МПГС в трещине, но прорыва воды не произошло. При этом за 18 мин 30 с прошло 4 л воды.

Для третьего эксперимента был приготовлен состав МСПС: 0,1 % — полимер (ПАА), 0,1 % — сшиватель (равная пропорция — бихромат натрия и хлористый кальций) и 99,8 % — вода. Все компоненты смешивались в сухом виде, затем разводились в воде. Температура воды составляла 40 °С. Эксперимент по прокачке МСПС не дал положительных результатов, главное условие кото-

рых — надежное заполнение трещины, отсутствие попадания и фильтрации через поровую область и незасорение пор мембраны. При закачке состава произошли кольтматация части поровой области модели и просачивание раствора через входной патрубок, то есть состав не прошел даже частично в модель. Таким образом, оказалось невозможным движение изучаемого состава даже по трещине.

Перед четвертым экспериментом через установку прокачали чистую пресную воду (без приготовления составов). Наблюдалась притоки воды и с трещины, и с поровой области, но приток воды с трещины значительно превышал приток с поровой области модели. Через экспериментальную установку за 162 с был прокачан общий объем воды, равный 4 литрам.

Для четвертого эксперимента был приготовлен классический МПДС, который готовился следующим образом: глина разводилась в воде, полимер со сшивателем смешивались в сухом виде и отдельно разводились в воде, затем оба раствора перемешивались, и производилась их закачка в трещину. Температура воды составляла 40 °С.

В ходе эксперимента было отмечено, что состав имеет мутный цвет. Через 50 с после начала эксперимента произошло заполнение трещины наполовину, и приток воды из нее прекратился. Через 100 с после начала эксперимента трещина была полностью заполнена составом. Через 230 с были отмечены небольшое просачивание состава через тканевую мембрану и его выход наружу. Через промежуток времени, равный 275 с, приток воды с поровой области значительно уменьшился. Затем, через 292 с после начала эксперимента, произошел прорыв состава из-под крышки модели, эксперимент был остановлен. Запланированный объем в 4 л не был полностью прокачан через модель.

После закачки изучаемого состава в трещину в экспериментах осуществлялось нагнетание воды в установку. На выходе из модели притока воды отмечено не было, произошел прорыв воды из-под крышки модели. Был сделан вывод о том, что состав МПДС закупорил поры и тканевые мембраны, в результате чего произошел прорыв состава из-под крышки модели. При последующем промыве трещины путем обратной прокачки было отмечено, что состав легко вышел, не задерживаясь в трещине (с другими составами наблюдался только частичный выход). Был сделан вывод о высокой подвижности состава в трещине.

Результаты всех проведенных экспериментов сведены в таблицу.

Обобщенные результаты экспериментов по исследованию составов

Условие эксперимента	Эксперимент по прокачке состава			
	ПГКС	МПГС	Классический МПДС	МСПС
Время прокачки 4 л воды до закачки состава, мин	2,1	1,85	2,7	0
Время полного заполнения трещины, мин.	3,68	5	1,3	0
Время прокачки 4 л воды после закачки состава, мин	4,5	6,92	Не реализовано — остановка эксперимента	—
Эффективность, %	100	40	60	0

За 100 % эффективности состава были приняты следующие критерии, имеющие равноправное значение: 1) полное заполнение трещины и отсутствие движения в трещине после закачки; 2) отсутствие притока воды по трещине после закачки; 3) просачивание состава и воды через выходной вентиль во время и после закачки в трещину; 4) необходимость дозакачки состава.

Выводы

Экспериментальное исследование на опытной модели трещиновато-порового пласта по закачке различных полимерных составов в продуктивные пласты при проведении работ по повышению их нефтеотдачи показало, что добавка кварцевого песка является армирующим компонентом и позволяет увеличить жесткость состава, препятствует проникновению изучаемого состава в поровую часть модели (заполняет только трещину), не дает прорваться воде через трещину, при этом состав остается в трещине неподвижным. С учетом выделенных в работе критериев эффективности среди изученных составов на полимерной основе был определен наиболее успешный, который надежным образом и ограничивает приток жидкости через трещину, и позволяет отбирать ее из поровой части пласта. Для дальнейшего подтверждения эффективности работы выделенного состава необходимо проведение экспериментального исследования на керновой модели пласта.

Библиографический список

1. Никонов А. И. Проблемы сейсмогеофизических методов при создании геологических моделей нефтегазовых месторождений // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2016. – № 3 (15). – С. 8–24. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2016-15.art8
2. Совершенствование систем разработки месторождений на основе комплексного анализа информации о малоамплитудных тектонических нарушениях / О. Н. Пичугин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 11. – С. 5–15.
3. Прогноз зон природной трещиноватости в продуктивных отложениях Западно-Урьевской площади по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования / П. М. Бондаренко [и др.] // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2004. – № 14. – С. 25–35.
4. Марков П. В., Родионов С. П. Метод ускорения серийных численных расчетов уравнений многофазной фильтрации в пористой среде с помощью непрерывных групп симметрий // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2015. – № 12. – С. 23–30.
5. Бондаренко П. М., Зубков М. Ю. Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования // Геология нефти и газа. – 1999. – № 11–12. – С. 31–40.
6. Nelson R. A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. – 2nd ed. – Houston: Gulf Professional Publishing, 2001. – 332 p.
7. Трофимов А. С., Ибрагимов Л. Х., Ситников А. А. Ограничение водопритокков нефтяных скважин по каналам низкого фильтрационного сопротивления // Нефтепромысловое дело. – 1996. – № 6. – С. 13–18.
8. Сучков Б. М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 688 с.
9. Обобщение индикаторных (трассерных) исследований на месторождениях Западной Сибири / А. С. Трофимов [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2006. – № 12. – С. 72–77.
10. Сравнительный анализ прогнозной эффективности осадкогелеобразующих технологий увеличения нефтеотдачи в условиях месторождений ООО «ЛУКОЙЛ — ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ» / Д. А. Баталов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14, № 3. – С. 40–46.

11. Daccord G., Touboul E., Lenormand R. Carbonate acidizing. Toward a quantitative model of the wormholing phenomena // SPE Production Engineering. – 1989. – Vol. 4, Issue 1. – P. 63–68. DOI: 10.2118/16887-PA
12. Метод расчета размеров и состава оторочки термореактивных полимеров, закачиваемой в пласт с целью изоляции водопритока / К. М. Федоров [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 1998. – № 8–10. – С. 82–84.
13. Смирнов А. С., Федоров К. М., Шевелев А. П. О моделировании кислотного воздействия на карбонатный пласт // Известия РАН. Механика жидкости и газа. – 2010. – № 5. – С. 114–122.
14. Han G., Dusseault M. B. Description of fluid flow around a wellbore with stress-dependent porosity and permeability // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2003. – Vol. 40, Issue 1–2. – P. 1–16. DOI: 10.1016/S0920-4105(03)00047-0
15. Пат. РФ 2398102 С1. Способ повышения нефтеотдачи трещиноватых и пористых пластов с искусственно созданными трещинами после гидравлического разрыва пласта – ГРП / Сахипов Д. М., Апасов Т. К., Сахипов Э. М.; заявл. 08.10.2009; опубл. 27.08.2010.

References

1. Nikonov, A. I. (2016). Problems of seismogeophysical methods during elaboration of geological models of oil and gas fields. Actual Problems of Oil and Gas, (3(15)), pp. 8-24. (In Russian). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2016-15.art8
2. Pichugin, O. N., Solyanoy, P. N., Gavris, A. S., Kosyakov, V. P., & Kosheverov, G. G. (2015). Updating of fields development systems on the basis of complex analysis of the information about low-amplitude tectonic faults. Oilfield Engineering, (11), pp. 5-15. (In Russian).
3. Bondarenko, P. M., Zakharov, V. V., Zubkov, M. Yu., Pormeyster, Ya. A., Mordvintsev, M. V., & Sadykov, M. R. (2014). Prognoz zon prirodnoy treshchinovosti v produktivnykh otlozheniyakh Zapadno-Ur'evskoy ploshchadi po dannym seysmorazvedki i tektonofizicheskogo modelirovaniya. Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga, (14), pp. 25-35. (In Russian).
4. Markov, P. V., & Rodionov, S. P. (2015). The method of accelerations of serial numerical calculations for multiphase flow equations in porous media using continuous groups of symmetries. Automation, telemechanization and communication in the oil industry, (12), pp. 23-30. (In Russian).
5. Bondarenko, P. M., & Zubkov, M. Yu. (1999). Prognoz zon vtorichnoy treshchinovosti na osnove dannyyh seysmorazvedki i tektonofizicheskogo modelirovaniya. Oil and gas geology, (11-12), pp. 31-40. (In Russian).
6. Nelson, R. A. (2001). Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Houston, USA, Gulf Professional Publishing, 332 p. (In English).
7. Trofimov, A. S., Ibragimov, L. Kh., & Sitnikov, A. A. (1996). Ogranichenie vodopritokov neftyanykh skvazhin po kanalam nizkogo fil'tratsionnogo soprotivleniya. Oilfield Engineering, (6), pp. 13-18. (In Russian).
8. Suchkov, B. M. (2005). Dobycha nefti iz karbonatnykh kollektorov. Moscow-Izhevsk, Regul'yarnaya i khaoticheskaya dinamika NITS, 688 p. (In Russian).
9. Trofimov, A. S., Berdnikov, S. V., Krivova, N. R., Alpatov, A. A., Davitashvili, G. I., & Garipov, O. M. (2006). Obobshchenie indikatornykh (trassernykh) issledovaniy na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Oil and Gas Territory, (12), pp. 72-77. (In Russian).
10. Batalov, D. A., Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E., Dubinsky, G. S., & Fedorov, K. M. (2016). Comparative analysis of the predictive efficiency of sediment-gel-forming oil recovery improvement technologies in fields of LLC "LUKOIL - WESTERN SIBERIA". Neftegazovoe delo, 14(3), pp. 40-46. (In Russian).
11. Daccord, G., Touboul, E., & Lenormand, R. (1989). Carbonate acidizing. Toward a quantitative model of the wormholing phenomena. SPE Production Engineering, 4(1), pp. 63-68. (In English). DOI: 10.2118/16887-PA
12. Fedorov, K. M., Pichugin, O. N., Latypov, A. R., & Gavrilova, N. M. (1998). Metod rascheta raz-merov i sostava otorochki termoreaktivnykh polimerov, zakachivaemoy v plast s tsel'yu izo-lyatsii vodopritoka. Oilfield Engineering, (8-10), pp. 82-84. (In Russian).

13. Smirnov, A. S., Fedorov, K. M., & Shevelev, A. P. (2010). Modeling the acidizing of a carbonate formation. *Fluid Dynamics*, 45(5). pp. 779-786. (In English). DOI: 10.1134/S0015462810050108
14. Han, G., Dusseault, M. B. (2003). Description of fluid flow around a wellbore with stress-dependent porosity and permeability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 40(1-2), pp. 1-16. (In English). DOI: 10.1016/S0920-4105(03)00047-0
15. Sakhipov, D. M., Apasov, T. K., & Sakhipov, E. M. Sposob povysheniya nefteotdachi treshchinovatykh i poristyykh plastov s iskusstvenno sozdannymi treshchinami posle gidravlicheskogo razryva plasta - GRP. Pat. RF 2398102 S1. Applied: 08.10.09; Published: 27.08.10. (In Russian).

Сведения об авторах

Мусакаев Наиль Габсалимович, д. ф.-м. н., доцент, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, e-mail: musakaev@ikz.ru

Сахипов Дамир Мидхатович, генеральный директор НПФ «Джамир», старший преподаватель кафедры нефтегазового дела, филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск

Круглов Игорь Александрович, заместитель генерального директора по науке, НПФ «Джамир», г. Нижневартовск

Information about the authors

Nail G. Musakaev, Doctor of Physics and Mathematics, Associate Professor, Chief Researcher, Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: musakaev@ikz.ru

Damir M. Sahipov, General Director of Jahmir RPC, Senior Lecturer at the Department of Petroleum Engineering, Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen

Igor A. Kruglov, Deputy General Director for Science of Jahmir RPC, Nizhnevartovsk

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: 10.31660/0445-0108-2019-4-122-129

УДК 621.822.6

Обоснование эффективности использования декомпозиции вибрационного сигнала как метода диагностики подшипников качения нефтяных насосов

П. С. Кононов, Е. В. Огудова*

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: specular@mail.ru*

Аннотация. На сегодняшний день в условиях длительной эксплуатации и широкого диапазона режимов работы важнейшую роль играют задачи по предотвращению аварий, связанных с отказом отдельных узлов оборудования и насоса в целом. Перспективный метод технической диагностики, описанный в работе, предназначен для выявления подобных дефектов и является актуальным в рассмотрении данной проблематики. Полученные данные свидетельствуют о возможности не только выделения интересующего импульса из сигнала необработанной вибрации, но и идентификации типа повреждения на ранних этапах.

Ключевые слова: нефтяной насос; диагностика; вибрация; амплитуда; декомпозиция сигнала

Rationale for the use of vibration signal decomposition as a diagnostic method for rolling bearings of oil pumps

Pavel S. Kononov, Evgenia V. Ogudova*

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: specular@mail.ru*

Abstract. Today, the development of new technologies and their application in the oil industry is a key factor in improving the reliability of technological equipment. A promising method of technical diagnostics, described in the article, is intended to identify such defects and is relevant in the consideration of this issue. The data obtained indicate that it is possible not only to isolate the pulse of interest

from the signal of the untreated vibration, but also to identify the type of damage in the early stages.

Key words: oil pump; diagnostics; vibration; amplitude; signal decomposition

Введение

На сегодняшний день развитие новых технологий и применение их в нефтяной отрасли — ключевой фактор в вопросах улучшения показателей надежности технологического оборудования. В условиях длительной эксплуатации и широкого диапазона режимов работы важнейшую роль играют задачи по предотвращению аварий, связанных с отказом отдельных узлов оборудования и насоса в целом. Зачастую применяемые методы диагностики не способны прогнозировать дефекты отдельных узлов и деталей на ранней стадии, что влечет за собой внеплановые простои и внезапные аварии. Перспективный метод технической диагностики, описанный в работе, предназначен для выявления подобных дефектов и является актуальным в рассмотрении данной проблематики. Цель работы — выявление дефектов подшипниковых узлов нефтяного насоса посредством использования декомпозиции вибрационного сигнала на основе амплитудного уровня. При этом в рамках исследования был применен метод Отсу, который используется для автоматического определения порога амплитуды, а также простое и обратное преобразование Фурье для разложения сигнала на два компонента. Полученные данные свидетельствуют о возможности, не только выделения интересующего импульса из сигнала необработанной вибрации, но и идентифицирования типа повреждения на ранних этапах.

Объект и методы исследования

Объект исследования — промежуточная нефтеперекачивающая станция Западной Сибири с объемом годовой производительности 50 млн т/год.

Предмет исследования — магистральный нефтяной насос НМ 10000-210.

Метод исследования — анализ научных данных по теме исследования.

Диагностика подшипников качения с использованием декомпозиции вибрационного сигнала на основе амплитудного уровня

Данный диагностический подход позволяет обнаружить дефекты подшипников качения на ранних этапах их развития.

Одной из основных причин неэффективности многих диагностических подходов является тот факт, что в нефтяном насосе вибрационный сигнал подшипника качения может быть скрыт другим источником вибрации. Ключевым элементом этого подхода является полностью автоматический метод декомпозиции сигнала на основе уровня амплитуды, который позволяет извлекать информативный сигнал подшипника из сигнала вибрации машины. Для того чтобы выполнить извлечение функции, связанной с повреждением подшипника качения из низкоэнергетической составляющей вибрационного сигнала, используется спектральный анализ эмпирически определенной локальной амплитуды [1–3].

На рисунке 1 [4] представлена блок-схема рассматриваемого диагностического метода. Высокие значения индикаторов работоспособности: SSCF (Subband Spectral Crest Factor) — спектральный волновой поддиапазонный коэффициент и SSIF (Subband Spectral Impuls Factor) — спектральный импульсный

поддиапазонный коэффициент указывают на возникновение повреждений подшипника, но они не позволяют идентифицировать тип повреждения. Для идентификации требуется сравнение пикового значения спектра с характерными частотами дефектов подшипника [5–13].

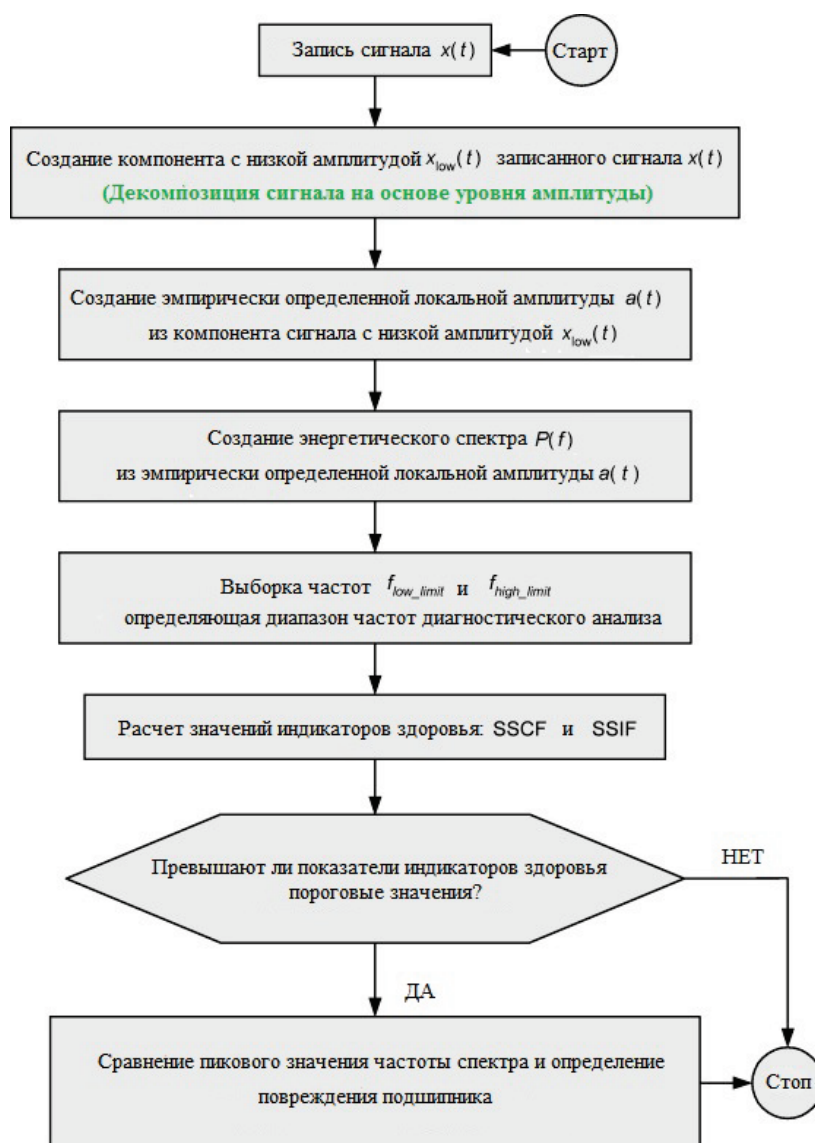


Рис. 1. Блок-схема рассматриваемого диагностического метода

Процедура декомпозиции сигнала на основе уровня амплитуды для разложения исходного сигнала на компоненты с высокой и низкой амплитудой может выглядеть следующим образом [14]:

- шаг 1: с помощью быстрого преобразования Фурье (FFT — Fast Fourier Transform) создается амплитудный спектр сигнала;
- шаг 2: с помощью обратного быстрого преобразования Фурье (IFFT) создается компонент высокой амплитуды сигнала, с использованием только

спектральных компонентов сигнала, которые имеют амплитуду, превышающую заданное пороговое значение амплитуды T_A ;

- шаг 3: с помощью обратного быстрого преобразования Фурье (IFFT) создается компонент с низкой амплитудой сигнала, с использованием только спектральных компонентов сигнала, которые имеют амплитуду, равную или меньше, чем заданное пороговое значение амплитуды T_A .

Несмотря на это одноэтапное разложение обычно недостаточно для извлечения интересующего импульса из сигнала необработанной вибрации. В этом случае сигнал разбивается на три части: компонент с высокой амплитудой сигнала, компонент сигнала средней амплитуды и компонент с низкой амплитудой сигнала. На рисунке 2 [4] представлена схема декомпозиции сигнала на три составляющие.

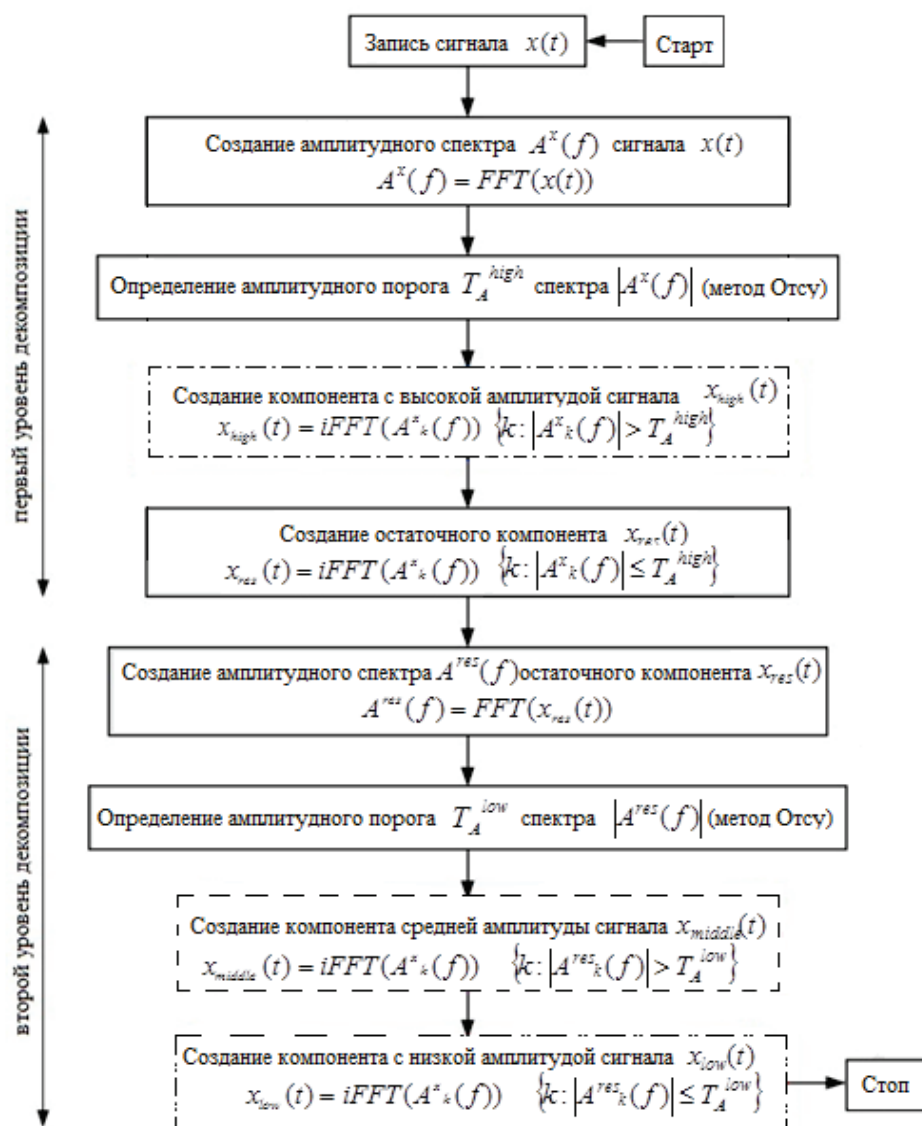


Рис. 2. Блок-схема двухэтапного разложения сигнала на основе уровня амплитуды

Результирующим элементом предлагаемого диагностического подхода является разложение сигнала основного уровня амплитуды. Низкоамплитудный компонент, рассмотренный на рисунке 3 [4], используется в качестве информационного сигнала подшипника качения.

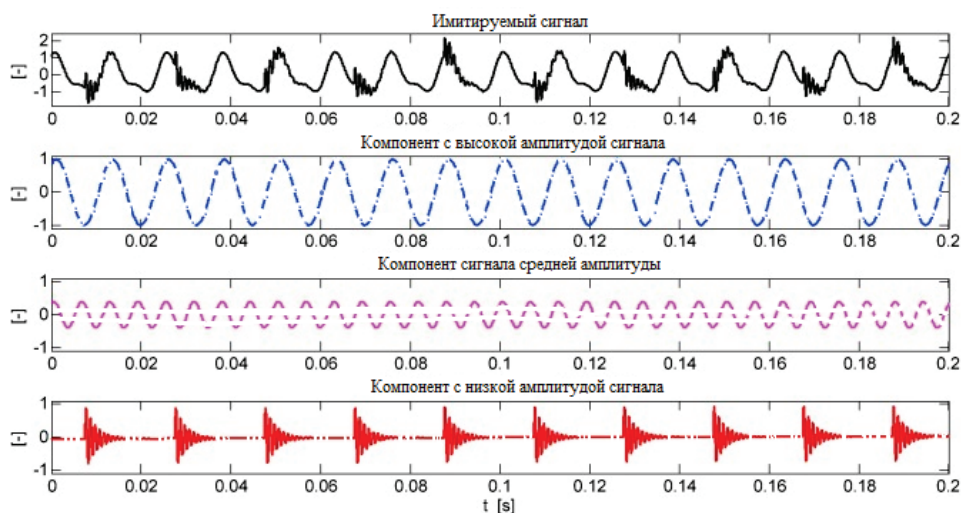


Рис. 3. Результаты декомпозиции сигнала на основе амплитудного уровня имитируемого сигнала

Чтобы выполнить извлечение функции, связанной с отказом подшипника от низкоамплитудной составляющей вибрационного сигнала, используется эмпирически определенная локальная амплитуда, которая рассчитывается следующим образом [4, 15]:

$$a(t) = \frac{|E_U(t) - E_L(t)|}{2},$$

где $E_U(t)$ — эмпирически определенная верхняя сигнальная огибающая конверта; $E_L(t)$ — эмпирически определенная нижняя сигнальная огибающая конверта.

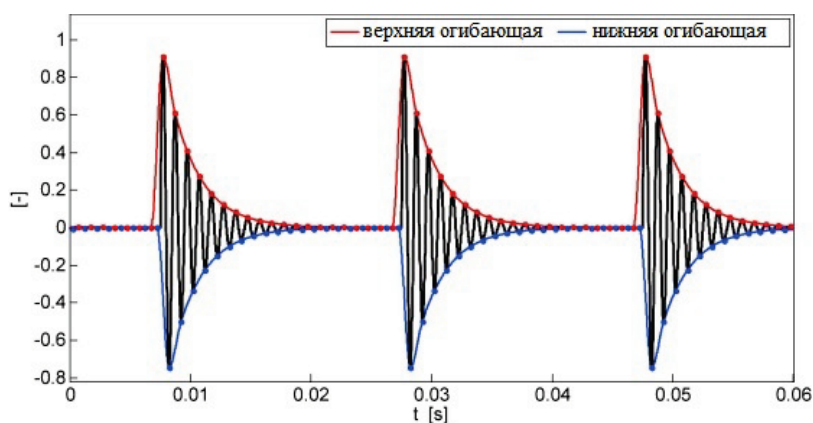


Рис. 4. Эмпирически определенные огибающие имитируемого сигнала

Процедура эмпирических определений «конвертов» — диапазона повреждения подшипника — представлена на рисунке 4 [4, 16] и состоит из следующей последовательности:

- шаг 1: определение всех локальных максимумов и минимумов сигнала;
- шаг 2: подключение линии всех локальных максимумов, образующих верхнюю огибающую конверта E_U . Следуя аналогичной процедуре, образуется нижняя огибающая конверта E_L . Локальные максимумы (минимумы) связаны линиями, с использованием кусочно-кубической интерполяции (кусочно-кубические многочлены Эрмита).

Выводы

В рассмотренном методе диагностики подшипниковых узлов магистрального нефтяного насоса ключевую роль играют прогнозирование и выявление дефектов на ранней стадии. Благодаря чему удастся обеспечить длительный эксплуатационный срок отдельных узлов технологического оборудования, снизить риски возникновения необратимых механических повреждений и увеличить эффективность эксплуатации оборудования с помощью технической диагностики [17–20].

Обоснование эффективности использования:

- полностью автоматический метод декомпозиции вибрационного сигнала на основе амплитудного уровня;
- выделение интересующего импульса из сигнала необработанной вибрации;
- возможность идентифицирования типа повреждения на ранних этапах развития.

Библиографический список

1. Karimi H., Nasab H. S. Diagnosis using acoustic emission // *World Pumps*. – 2012. – Vol. 2012, Issue 1. – P. 33–37. – Available at: [https://doi.org/10.1016/S0262-1762\(11\)70400-X](https://doi.org/10.1016/S0262-1762(11)70400-X).
2. Centrifugal compressor fault diagnosis based on qualitative simulation and thermal parameters / Y. Lu [et al.] // *Mechanical Systems and Signal Processing*. – 2016. – Vol. 81. – P. 259–273. – Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ymssp.2016.03.018>.
3. Wang J., He Q. B., Kong F. R. Multiscale envelope manifold for enhanced fault diagnosis of rotating machines // *Mechanical Systems and Signal Processing*. – 2015. – Vol. 52–53. – P. 376–392. – Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ymssp.2014.07.021>.
4. Dybala J. Diagnosing of rolling-element bearings using amplitude level-based decomposition of machine vibration signal // *Measurement*. – 2018. – Vol. 126. – P. 143–155. – Available at: <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2018.05.031>.
5. Rotating machine fault diagnosis using empirical mode decomposition / Q. Gao [et al.] // *Mechanical Systems and Signal Processing*. – 2008. – Vol. 22, Issue 5. – P. 1072–1081. – Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ymssp.2007.10.003>.
6. Heng R. B. W., Nor, M. J. M. Statistical analysis of sound and vibration signals for monitoring rolling element bearing condition // *Applied Acoustic*. – 1998. – Vol. 53, Issue 1–3. – P. 211–226. – Available at: [https://doi.org/10.1016/S0003-682X\(97\)00018-2](https://doi.org/10.1016/S0003-682X(97)00018-2).
7. Lin J., Zuo M. J. Gearbox fault diagnosis using adaptive wavelet filter // *Mechanical Systems and Signal Processing*. – 2003. – Vol. 17, Issue 6. – P. 1259–1269. – Available at: <https://doi.org/10.1006/mssp.2002.1507>.
8. Барков А. В., Баркова Н. А., Азовцев А. Ю. Мониторинг и диагностика роторных машин по вибрации: учеб. пособие. – СПб.: Издательский центр ГМТУ, 2000. – 158 с.
9. Чуи Ч. Введение в вэйвлеты / Пер. с англ. Я.М. Жилейкина. – М.: Мир, 2001. – 412 с.
10. Русов В. А. Спектральная вибродиагностика. – Пермь, 1996. – 176 с.

11. Добеши И. Десять лекций по вейвлетам. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. – 464 с.
12. Костюков В. Н. Ранговый метод виброакустической диагностики и оценки качества машин // Гидропривод и системы управления строительных, тяговых и дорожных машин: межвуз. сб. – Омск: ОмПИ, 1985. – С. 113–124.
13. Пат. № 1280961. РФ МПК H04B 51/0060/M13/02. № 823505038/06. Способ виброакустической диагностики машин периодического действия и устройство для его осуществления / Костюков В. Н.; заявл. 22.10.82; опубл. 20.08.98, Бюл. 16.
14. Barszcz T. Decomposition of Vibration Signals into Deterministic and Nondeterministic Components and its Capabilities of Fault Detection and Identification // *International Journal of Applied Mathematics and Computation Since*. – 2009. – Vol. 19, Issue 2. – P. 327–335. DOI: 10.2478/v10006-009-0028-0
15. Harish Chandra N., Sekhar A. S. Fault detection in rotor bearing systems using time frequency techniques // *Mechanical Systems and Signal Processing*. – 2016. – Vol. 72–73. – P. 105–133. – Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ymssp.2015.11.013>.
16. Lv Y., Yuan R., Song G. Multivariate empirical mode decomposition and its application to fault diagnosis of rolling bearing // *Mechanical Systems and Signal Processing*. – 2016. – Vol. 81. – P. 219–234. – Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ymssp.2016.03.010>.
17. Antoni J., Randall R. B. Unsupervised noise cancellation for vibration signals. Part I — evaluation of adaptive algorithms // *Mechanical Systems and Signal Processing*. – 2004. – Vol. 18, Issue 1. – P. 89–101. – Available at: [https://doi.org/10.1016/S0888-3270\(03\)00012-8](https://doi.org/10.1016/S0888-3270(03)00012-8).
18. Gear crack detection by adaptive amplitude and phase demodulation / D. Brie [et al.] // *Mechanical Systems and Signal Processing*. – 1997. – Vol. 11, Issue 1. – P. 327–335. – Available at: <https://doi.org/10.1006/mssp.1996.0068>.
19. Chaturvedi G. K., Thomas D. W. Adaptive noise cancelling and conditional monitoring // *Journal of Sound Vibration*. – 1981. – Vol. 76, Issue 3. – P. 391–405. – Available at: [https://doi.org/10.1016/0022-460X\(81\)90519-8](https://doi.org/10.1016/0022-460X(81)90519-8).
20. Dybala J., Zimroz R. Rolling bearing diagnosing method based on Empirical Mode Decomposition of machine vibration signal // *Applied Acoustic*. – 2014. – Vol. 77. – P. 195–203. – Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apacoust.2013.09.001>.

References

1. Karimi H., & Nasab, H. S. (2012). Diagnosis using acoustic emission. *World Pumps*, (1), pp. 33–37. (In English). Available at: [https://doi.org/10.1016/S0262-1762\(11\)70400-X](https://doi.org/10.1016/S0262-1762(11)70400-X).
2. Lu, Y., Wang, F., Jia, M., & Qi, Y. (2016). Centrifugal compressor fault diagnosis based on qualitative simulation and thermal parameters. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 81, pp. 259–273. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ymssp.2016.03.018>.
3. Wang, J., He, Q. B., & Kong, F. R. (2015). Multiscale envelope manifold for enhanced fault diagnosis of rotating machines. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 52–53, pp. 376–392. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ymssp.2014.07.021>.
4. Dybala, J. (2018). Diagnosing of rolling-element bearings using amplitude level-based decomposition of machine vibration signal. *Measurement*, 126, pp. 143–155. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2018.05.031>.
5. Gao, Q., Duan, C., Fan, H., & Meng, Q. (2008). Rotating machine fault diagnosis using empirical mode decomposition. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 22(5), pp. 1072–1081. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ymssp.2007.10.003>.
6. Heng, R. B. W., & Nor M. J. M. (1998). Statistical analysis of sound and vibration signals for monitoring rolling element bearing condition. *Applied Acoustic*, 53(1–3), pp. 211–226. (In English). Available at: [https://doi.org/10.1016/S0003-682X\(97\)00018-2](https://doi.org/10.1016/S0003-682X(97)00018-2).
7. Lin, J., & Zuo, M. J. (2003). Gearbox fault diagnosis using adaptive wavelet filter. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 17(6), pp. 1259–1269. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1006/mssp.2002.1507>.
8. Barkov, A. V., Barkova, N. A., & Azovtsev, A. Yu. (2000). Monitoring i diagnostika rotnykh mashin po vibratsii. Saint Petersburg, GMTU Publ., 158 p. (In Russian).
9. Chui, Ch. K. (1992). *An Introduction to Wavelets*. Texas, Academic Press. (In English). Available at: https://www.researchgate.net/publication/231222178_An_Introduction_to_Wavelets.
10. Rusov, V. A. (1996). *Spektral'naya vibrodiagnostika*. Perm, 176 p. (In Russian).

11. Dobeshi, I. Desyat' lektsiy po veyvletam. (2001). Izhevsk: Regul'yarnaya i khaoticheskaya dinamika NITS, 464 p. (In Russian).
12. Kostyukov, V. N. (1985). Rangovyy metod vibroakusticheskoy diagnostiki i otsenki kachestva mashin. Gidroprivod i sistemy upravleniya stroitel'nykh, tyagovykh i dorozhnykh mashin. Omsk: OmPI Publ., pp. 113-124. (In Russian).
13. Kostyukov, V. N. Sposob vibroakusticheskoy diagnostiki mashin periodicheskogo deystviya i ustroystvo dlya ego osushchestvleniya. Pat. № 1280961. RF MPK N04V 51/0060/M13/02. No 823505038/06. Applied. 22.10.82; Published: 20.08.98, Bull. 16. (In Russian).
14. Barszcz, T. (2009). Decomposition of vibration signals into deterministic and nondeterministic components and its capabilities of fault detection and identification. International Journal of Applied Mathematics and Computation Since, 19(2), pp. 327-335. (In English). DOI: 10.2478/v10006-009-0028-0
15. Harish Chandra, N., & Sekhar, A. S. (2016). Fault detection in rotor bearing systems using time frequency techniques. Mechanical Systems and Signal Processing, 72-73, pp. 105-133. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ymssp.2015.11.013>.
16. Lv, Y., Yuan, R., & Song, G. (2016). Multivariate empirical mode decomposition and its application to fault diagnosis of rolling bearing. Mechanical Systems and Signal Processing, 81, pp. 219-234. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ymssp.2016.03.010>.
17. Antoni, J., & Randall, R. B. (2004). Unsupervised noise cancellation for vibration signals. Part I - evaluation of adaptive algorithms // Mechanical Systems and Signal Processing, 18(1), pp. 89-101. (In English). Available at: [https://doi.org/10.1016/S0888-3270\(03\)00012-8](https://doi.org/10.1016/S0888-3270(03)00012-8).
18. Brie, D., Tomzak, M., Oehlmann, H., & Richard, A. (1997). Gear crack detection by adaptive amplitude and phase demodulation. Mechanical Systems and Signal Processing, 11(1), pp. 327-335. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1006/mssp.1996.0068>.
19. Chaturvedi, G. K., & Thomas, D. W. (1981). Adaptive noise cancelling and conditional monitoring. Journal of Sound Vibration, 76(3), pp. 391-405. (In English). Available at: [https://doi.org/10.1016/0022-460X\(81\)90519-8](https://doi.org/10.1016/0022-460X(81)90519-8).
20. Dybala, J., & Zimroz, R. (2014). Rolling bearing diagnosing method based on Empirical Mode Decomposition of machine vibration signal. Applied Acoustic, 77, pp. 195-203. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apacoust.2013.09.001>.

Сведения об авторах

Кононов Павел Сергеевич, студент,
Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень

Огудова Евгения Владимировна,
старший преподаватель кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский
индустриальный университет,
г. Тюмень, e-mail: specular@mail.ru

Information about the authors

Pavel S. Kononov, Student, Industrial University of Tyumen

Evgenia V. Ogudova, Senior Lecturer at
the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of
Tyumen, e-mail: specular@mail.ru

УДК 622.692.4

**Исследование условий опирания подземного трубопровода
и создаваемых усилий в защитном покрытии**

Р. А. Мацюк

*Российский государственный университет нефти и газа (национальный
исследовательский университет) им. И. М. Губкина, г. Москва, Россия
e-mail: romanmatsiuk@mail.ru*

Аннотация. При строительстве и эксплуатации подземных трубопроводов возникает необходимость разработки проектов инженерной защиты изоляционных покрытий от механического воздействия крупнообломочных грунтов. Задача наиболее актуальна при существенной изменчивости условий прокладки по протяженности трассы. В частности, к сложным условиям прокладки можно отнести прохождение трассы в районах распространения скальных, щебенистых и многолетнемерзлых грунтов.

Целесообразность применения методов инженерной защиты изоляционного покрытия от механических воздействий должна быть обоснована как экономически, так и по технико-эксплуатационным показателям. Поэтому задача исследования условий опирания подземного трубопровода и создаваемых усилий в опорной части трубопровода является весьма актуальной и характеризуется недостаточной изученностью.

В работе выполнен анализ влияния грунта подсыпки и засыпки на величину усилия, возникающего в защитном покрытии опорной части подземного трубопровода при наличии неравномерности основания и его гранулометрического состава.

Представлены результаты моделирования контактной задачи с использованием модели дискретной (зернистой) среды в основании трубопровода. Установлено, что при одинаковом размере диаметра и глубине заложения усилие будет меняться в зависимости от выбранной проектом толщины стенки трубы (для трубы 1420 мм максимальная разница составила 22 %). При наличии неравномерности основания усилие в опорной части может увеличиться в 3–5 раз.

Ключевые слова: подземный трубопровод; защитное покрытие; неравномерность основания; пенетрация

**Research of conditions of supporting underground pipeline
and loads on protective coating**

Roman A. Matsiuk

*Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University),
Moscow, Russia
e-mail: romanmatsiuk@mail.ru*

Abstract. During the construction and operation of underground pipelines, there is a need to develop projects for the engineering protection of insulation coatings from the mechanical effects of coarse soil. The task is most relevant with significant variability of the laying conditions along the length of the route. In particu-

lar, the difficult laying conditions include the passage of the route in the areas of distribution of rocky, gravelly and permafrost soils.

The appropriateness of applying the methods of engineering protection of the insulation coating from mechanical stress should be justified both economically and in terms of technical and operational indicators. Therefore, the task of analyzing the conditions of support of the underground pipeline and the study of the created forces in the supporting part of the pipeline is very relevant and characterized by insufficient knowledge.

The article analyzes the effect of bedding soil and backfill on the amount of force arising in the protective coating of the supporting part of the pipeline in the presence of unevenness of the base and its particle size distribution.

The results of modeling the contact problem using models of a discrete (granular) medium at the base of the pipeline are presented. The wall thickness of the pipes affects the change in created force in the supporting part of the pipeline (for pipes are 1 420 mm the maximum difference is 22 %). In the presence of unevenness of the base, the force in the supporting part can increase by 3–5 times.

Key words: underground pipelines; protective coating; uneven grounds; penetration

Введение

Надежность работы подземных магистральных трубопроводов в значительной мере зависит от состояния внешней защиты, в частности от состояния защитного покрытия, предохраняющего слой антикоррозионной защиты (изоляции). В связи с этим большое значение имеет изучение основных закономерностей взаимодействия внешних нагрузок и воздействия окружающей среды с защитным покрытием трубопровода.

На этапах погрузки и транспортирования, складирования, хранения, сварки, монтажа, испытаний и эксплуатации подземные трубопроводы испытывают целый комплекс неблагоприятных нагрузок и воздействий. Все эти операции влекут за собой поэтапное накопление дефектов покрытий. Предотвращение появлений дефектов обеспечивает защиту металла трубы от коррозионно-агрессивной окружающей среды, бесперебойную работу и уменьшает технологические и финансовые риски в процессе эксплуатации.

В настоящее время существуют покрытия для подземных магистральных трубопроводов на основе жидких термореактивных композиций, экструдированных полиолефинов, термоусаживающихся лент, эпоксидных порошковых красок, мастично-полимерных лент холодного нанесения, на основе липких полимерных лент холодного нанесения и битумных и битумоподобных мастик горячего нанесения. Задача оценки выбора покрытия под конкретные условия объекта строительства является актуальной, особенно при прохождении трассы в скальных, щебенистых и многолетнемерзлых грунтах в силу их высокой твердости.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются защитные покрытия подземных трубопроводов. Исследование выполнено с помощью теоретических методов на основе использования анализа технических требований к защитным покрытиям, теории и моделирования взаимодействия дискретной (зернистой) среды в основании подземного трубопровода с его защитным покрытием.

В результате многочисленных обследований магистральных трубопроводов большого диаметра (820–1 420 мм) установлено, что защитное покрытие трубопровода может получить сквозное повреждение, как на опорной его части, так и в верхней половине [1–3]. Характерные повреждения защитных покрытий продемонстрированы в работе [4] на примере многолетних диагностических исследований магистральных газопроводов Западного Казахстана.

При наличии нескольких сосредоточенных или распределенных сил, влияющих на усилие, которое создается в опорной части трубопровода, следует воспользоваться законом независимости действия сил. Напряженно-деформированное состояние трубопровода¹ будет определяться характеристиками воздействующих на него нагрузок [5].

Способ опирания трубопровода на дно траншеи в большей мере определяет величину напряжений сжатия в защитном покрытии опорной части трубопровода, возникающих при его укладке и эксплуатации.

Согласно нормативным документам^{2,3}, при прокладке трубопровода в скальных, гравийно-галечниковых, щебенистых и мерзлых грунтах необходимо производить подсыпку основания из мягких грунтов. В качестве средств инженерной защиты изоляционного слоя подземного магистрального трубопровода для подсыпки используют грунты с размером частиц до 5 см путем подсыпки на дно траншеи измельченного грунта слоем 10 см. Основным недостатком является трудоемкость достижения высокой степени уплотнения материала и достижения равномерности гранулометрического состава грунта подсыпки.

Кроме дробления скального грунта допускаются к использованию мешки или геоматрицы с песком, скальный лист, а в некоторых случаях применяют сплошное обетонирование трубы. На рисунке 1 представлены возможные варианты инженерной защиты изоляционного слоя от механических воздействий при прокладке в скальных, гравийно-галечниковых, щебенистых и мерзлых грунтах.

Во Всесоюзном научно-исследовательском институте по строительству, эксплуатации трубопроводов и объектов ТЭК [6] была исследована зависимость угла опирания трубопровода (зная который, нетрудно вычислить площадь опирания) от диаметра трубопровода и вертикальной нагрузки на различные постели. В результате исследований установлено, что угол опирания не зависит от диаметра труб. Результаты исследований представлены на рисунке 2 в виде функции угла опирания от линейной нагрузки.

Эта зависимость имеет асимптотический характер и результаты, полученные на трубах различного диаметра, могут быть описаны одной кривой, результаты опытов, проведенных в лессовом и глинистых грунтах, почти совпадают, что позволяет предположить справедливость установленной зависимости и для других грунтов (супесь, суглинок, чернозем) (см. рис. 2).

¹ ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – Введ. 1999-07-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 46 с.

² СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06–85*. – М., 2013. – 98 с.

³ СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы. СНиП III-42–80*. – Введ. 2014-06-01. – М.: Стандартинформ.

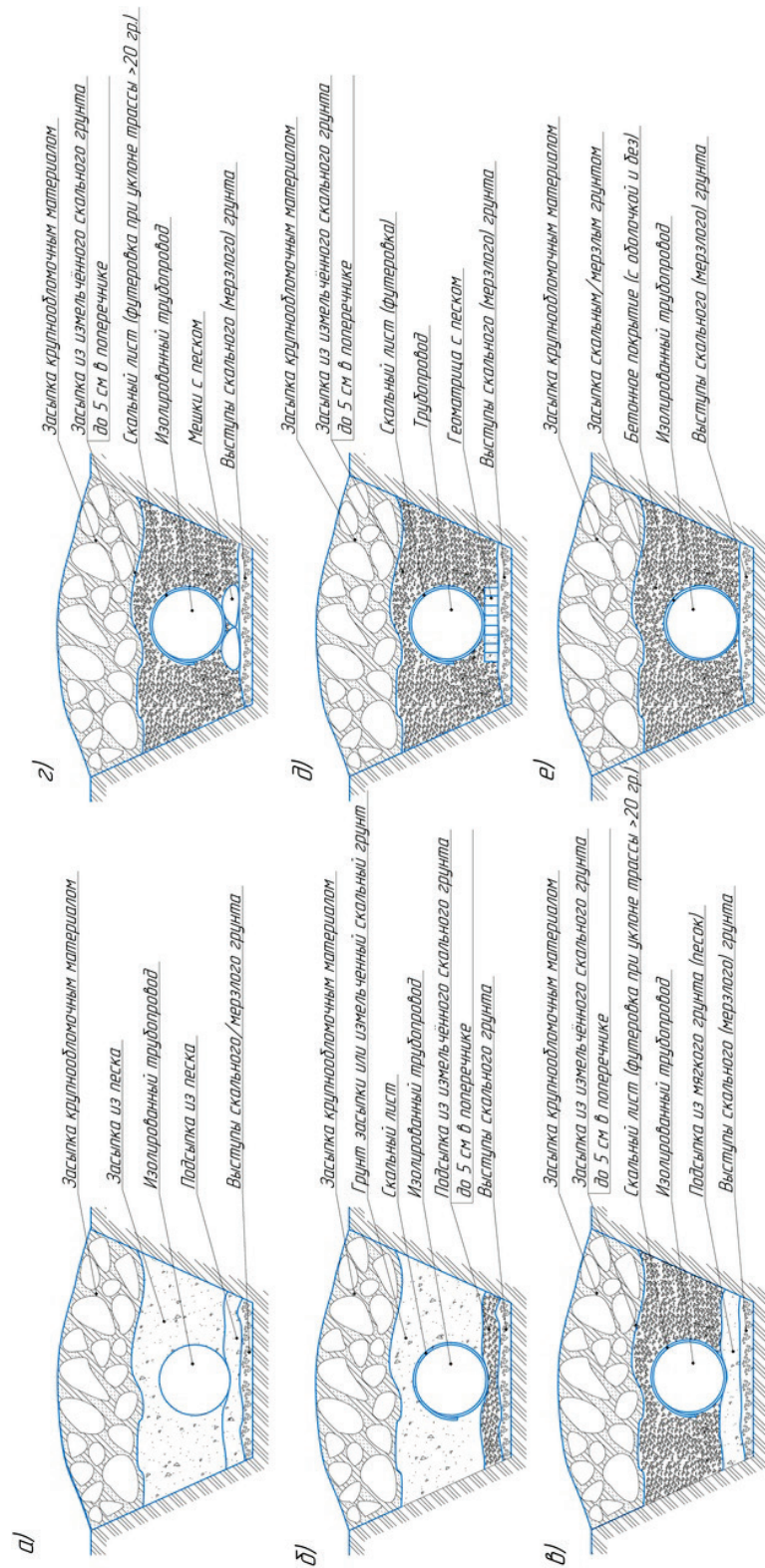


Рис. 1. Схемы устройства защиты изоляции подземного трубопровода в скальных грунтах

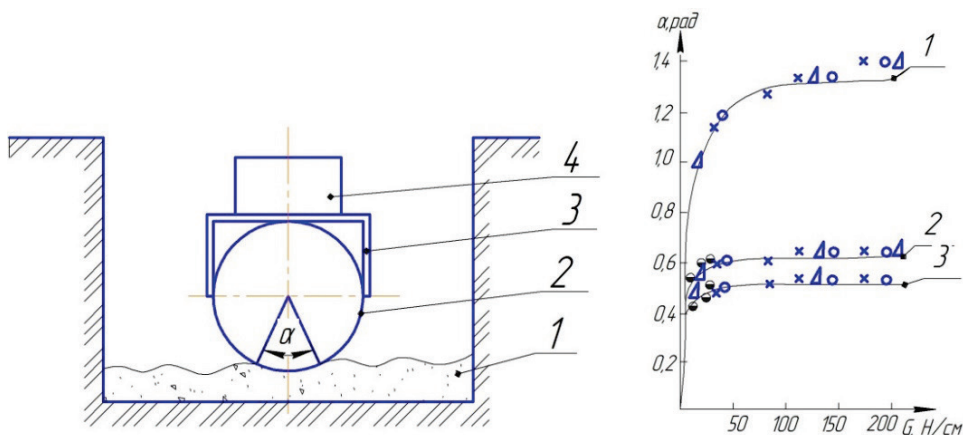


Рис. 2. Зависимость угла опирания трубопровода на различные грунты от линейной нагрузки: 1 — глинистое дно траншеи, залитое водой; 2 — разрыхленная глина, лесс; 3 — песок; диаметр труб, мм: x — 1 420; O — 1 220; Δ — 820; ● — 377

Характерной особенностью поведения оболочки в упругой среде является наличие обжимающего слоя среды, вовлекающегося в совместную работу с оболочкой [6–8]. Под действием вертикальной сжимающей силы в изоляционном покрытии возникают нормальные напряжения сжатия и касательные напряжения сдвига. В связи с этим расчет основывается на учете совместного контактно-механического взаимодействия оболочки защитного покрытия подземного трубопровода и окружающей среды [9–12].

Одним из направлений изучения распределения контактно-механического взаимодействия в зернистых грунтах является модель дискретных сред. Отличием модели дискретной среды является рассмотрение отдельных элементов ее структуры как механически взаимодействующих тел.

Элементами структуры являются частицы сыпучего материала, которые можно представить в виде сфер. Наиболее широко описанной работой, охватывающей и напряжения, и деформации в зернистых средах на основе вероятностных методов являются труды И. И. Кандаурова [13, 14]. Развитием теории

механики зернистых сред занимались Е. Литвинишен [15, 16], Р. А. Муллер [17], В. Бжонкала [18], С. Матысяк [19, 20] и др., но какого-либо серьезного развития теории зернистых сред они не достигли.

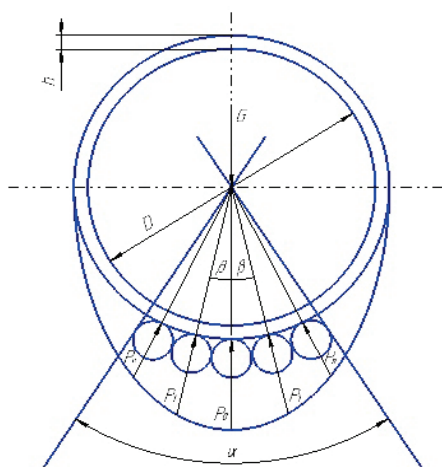


Рис. 3. Схема распределения нагрузки между грунтом подсыпки постели и покрытием подземного трубопровода

Рассмотрим схему распределения нагрузки между грунтом подсыпки постели и покрытием подземного трубопровода (рис. 3). В таком случае в качестве параметров, влияющих на сжимающую нагрузку в нижней части трубопровода, рассматриваются собственный вес трубопровода, сила вертикального давления грунта, вес транспортируемого продукта, вес изоляции и покрытия, а также сила воздействия транспорта с поверхности грунта на трубопровод. Ранее в работе [21] рассматривался вопрос об определении равнодействующей одноосного усилия сжатия G . В качестве параметров, влияющих на сжимающую нагрузку, были рассмотрены собственный вес трубопровода, сила вертикального давления грунта, вес транспортируемого продукта и вес изоляции.

Предполагается, что трубопровод засыпан грунтом и находится на глубине H . Составим условие равновесия системы

$$G = F_0 + 2F_1 \cos \beta + 2F_2 \cos 2\beta + 2F_3 \cos 3\beta \dots + 2F_n \cos n\beta,$$

$$F_1 = F_0 \cos^2 \beta, F_2 = F_0 \cos^2 2\beta, F_3 = F_0 \cos^2 3\beta \dots F_n = F_0 \cos^2 n\beta$$

$$\text{Тогда} \quad F_0 = \frac{G}{\left(1 + 2 \cos^2 \beta + 2 \cos^2 2\beta + 2 \cos^2 3\beta + \dots + 2 \cos^2 n\beta\right)};$$

$$\beta = 2 \arcsin \frac{d}{2\left(\frac{D}{2} + \frac{d}{2}\right)},$$

где G — вертикальная сжимающая сила, Н; D — диаметр трубопровода, м; d — диаметр частиц грунта, м; β — угол между точкой контакта частицы и вертикальной осью трубопровода, град.; $F_0, F_1, F_2, F_3, \dots F_n$ — силы реакции в контакте частиц грунта и покрытия, Н.

В уравнение входят только те члены, для которых угол $n\beta$ будет входить в предполагаемую зону опирания, сам же полный угол $\alpha = (n\beta + \beta)$ (порядка $27\text{--}32^\circ$ для труб большого диаметра), так как нас интересует именно реакция опорной части постели.

Результаты

На рисунке 4 приведены результаты анализа возможных видов неравномерности опирания в основании подземного трубопровода в траншее как в продольном, так и в поперечном направлении. Выявлено наиболее опасное сочетание.

К основным причинам образования неравномерностей оснований из дробленного скального, щебенистого или вечномёрзлого грунта можно отнести сложность достижения равномерности гранулометрического состава грунта (одного размера частиц); скалывание менее прочных частиц при укладке и засыпке; различие в поверхностной конфигурации частиц и их стремление принять наиболее устойчивое положение; стремление конструкции опереться на самые твердые и выступающие частицы; вынос грунта из основания поверхностными водами при значительном уклоне и т. д.

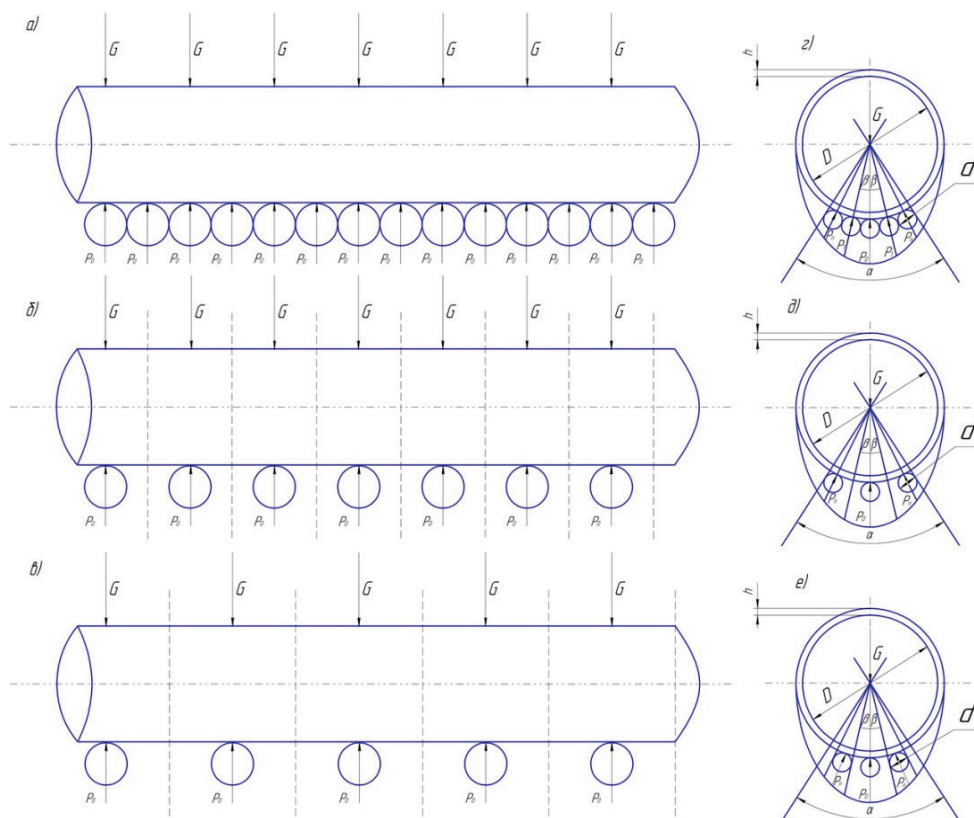


Рис. 4. Схемы неравномерности оснований подземных трубопроводов в траншее:

а) и з) — равномерное основание в продольном и поперечном направлении соответственно; б) и в) — варианты неравномерности в продольном направлении; д) и е) — варианты неравномерности в поперечном направлении

Рассматривая детальные схемы возможных неравномерностей в основании дна траншеи подземного трубопровода, можно прийти к выводу, что сочетание схем в) и д) будет самым опасным.

Можно сформулировать следующее условие устойчивости основания трубопровода при равномерности измельченной подсыпки: максимальный размер частиц грунта в подсыпке при заданном угле опирания должен обеспечивать минимум две точки контакта с покрытием. А это значит, что для труб малого диаметра (114–121 мм) максимальный размер частиц должен составлять 40–45 мм в поперечнике.

На рисунке 5 выведены результаты расчета усилия в защитном покрытии подземного трубопровода на глубине 1,2 м и при диаметре трубы 1 420 мм. Значения усилий указаны в зависимости от размера основных частиц в подсыпке и толщины стенки трубопровода.

При равных условиях, а именно глубине заложения трубопровода, размера частиц подсыпки, материала трубы, разница между создаваемыми усилиями между минимальной толщиной стенки и максимальной составила порядка 22 %.

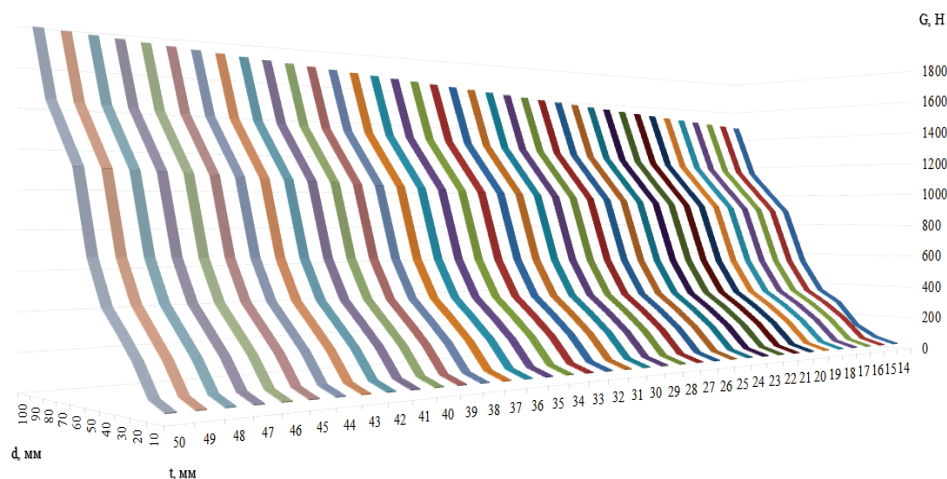


Рис. 5. Зависимость создаваемого усилия в защитном покрытии подземного трубопровода в зависимости от размера частиц грунта подсыпки d и толщины стенки трубы t (диаметр трубы = 1420 мм, $H = 1,2$ м)

Выводы

При оценке защитного покрытия или конструкции, необходимо учитывать изменение значения усилий сжатия в основании трубопровода в зависимости от его диаметра, толщины стенки, глубины заложения, а также гранулометрического состава грунта основания.

При наличии неравномерности в основании подземного трубопровода по схемам *в*) и *д*) (см. рис. 4) при прокладке в скальных, щебенистых и многолетнемерзлых грунтах усилие в покрытии может увеличиваться до 5 раз. В зависимости от выбора толщины стенки в трубах большого диаметра и при прочих равных условиях, разница в создаваемом усилии в основании может достигать 22 %.

Таким образом, можно сделать вывод, что при оценке применимости того или иного вида покрытия при отсутствии подсыпки из мягкого мелкодисперсного грунта в скальных, щебенистых и многолетнемерзлых грунтах, необходимо применять методы инженерной защиты или защитные конструкции. Выбор конструктивного решения должен учитывать воспринимаемые нагрузки со стороны основания.

Библиографический список

1. Воронин В. И., Воронина Т. С. Изоляционные покрытия подземных нефтепроводов. – М., ВНИИОЭНГ, 1990. – 200 с.
2. Гиззатуллин Р. Р. Усовершенствование метода защиты магистральных трубопроводов от коррозии в трассовых условиях на основе разработанных новых изоляционных материалов: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Уфа, 2004. – 40 с.
3. Попов В. А., Лукин Е. С., Истомина А. И. Методы и технические средства контроля качества защитных покрытий объектов нефтегазовой отрасли на разных стадиях их жизненного цикла // Коррозия территории нефтегаз. – 2013. – № 2 (25). – С. 42–44.
4. Хасанов Р. Р. Проблемы защитных покрытий трубопроводов на примере магистральных трубопроводов Западного Казахстана // Нефтегазовое дело. – 2014. – Т. 12, № 1 – С. 97–102.

5. Виноградов С. В. Расчет подземных трубопроводов на внешние нагрузки. – М.: Стройиздат, 1980. – 135 с.
6. Изоляция трубопроводов: сб. науч. тр. / ВНИИ по строительству магистральных трубопроводов; под ред. В. К. Семенченко. – М.: ВНИИСТ, 1982. – 154 с.
7. Велиюлин И. И., Хасанов Р. Р. Влияние разных типов изоляционных покрытий на устойчивость газопроводов к стресс-коррозионным процессам // Территория Нефтегаз. – 2019. – № 1–2. – С. 52–56.
8. Брыков Э. Е. Применение геосинтетических материалов для защиты наружного противокоррозионного покрытия трубопроводов от механических повреждений // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2008. – № 1 (11). – С. 38–45.
9. Мацюк Р. А. Оценка эффективности испытаний защитных покрытий трубопроводов методом пенетрации / Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: сб. тезисов IX Международ. науч.-техн. конф. (Новополоцк, 18–20 декабря 2018 г.); под общей ред. В. К. Липского. – Новополоцк, 2018. – С. 51–52.
10. Медведева М. Л., Мурадов А. В., Прыгаев А. К. Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров: учеб. пособие для вузов нефтегазового профиля. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2013. – 250 с.
11. Pouraria H., Sea J. K., Palk J. K. CFD Simulation of the Effect of Different Oils on Water Wetting and Internal Corrosion of Oil Pipelines // Proceedings of the ASME 2016 35th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. – 2016. – Vol. 5. – UNSP V005T04A023. DOI: 10.1115/OMAE2016-54755
12. Datta Sh., Sarkar Sh. A review on different pipeline fault detection methods // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. – 2016. – Vol. 41. – P. 97–106. DOI: 10.1016/j.jlp.2016.03.010
13. Кандауров И. И. Механика зернистых сред и ее применение в строительстве. – Л.: Стройиздат, 1966. – 320 с.
14. Кандауров И. И. Механика зернистых сред и ее применение в строительстве. – 2-е изд., испр. и перераб. – Л.: Стройиздат, 1988. – 280 с.
15. Литвинишн Е. Перемещения сыпучих сред как стохастический процесс // Бюллетень Польской академии наук. – 1955. – № 4. – 59 с.
16. Litwiniszyn J. Stochastic methods in mechanics of granular bodies. – Wien: Springer, 1974. – 113 p.
17. Муллер Р. А. К статистической теории распределения напряжений в зернистом грунтовом основании // Основания, фундаменты и механика грунтов. – 1962. – № 4. – С. 4–6.
18. Brzakala W. On propagation of shear stress in Kandaurov granular medium // Bulletin of the Polish Academy of sciences. Technical sciences. – 1988. – Vol. 36, Issue 7–9. – P. 407–413.
19. Matysiak S. J. Distribution of stresses in the Kandaurov granular solid due to a rigid punch // Studia geotechnical etmechanica. – 1984. – Vol. 6, Issue 4. – P. 3–9.
20. Matysiak S. J., Pusz P. Axisymmetric Boussinesq problem for granular half-space // Bulletin of the Polish Academy of sciences. Technical sciences. – 1985. – Vol. 33, Issue 7–8. – P. 351–358.
21. Мацюк Р. А. Оценка влияния неравномерности основания на защитное покрытие подземного трубопровода // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – № 6 (64). – С. 56–59.

References

1. Voronin, V. I., & Voronina, T. S. (1990) Izolyatsionnye pokrytiya podzemnykh nefteprovodov, Moscow, VNIIOENG Publ., 200 p. (In Russian).
2. Gizzatullin, R. R. (2003) Usovershenstvovanie metoda zashchity magistral'nykh truboprovodov ot korrozii v trassovykh usloviyakh na osnove razrabotannykh novykh izolyatsionnykh materialov. Avtoref. dis. ... dokt.tekhn. nauk. Ufa, 40 p. (In Russian).
3. Popov, V. A., Lukin, E. S., & Istomin, A. I. (2013). Metody i tekhnicheskie sredstva kontrolya kachestva zashchitnykh pokrytiy ob"ektov neftegazovoy otrasli na raznykh stadiyakh ikh zhiznennogo tsikla. Korroziya territorii neftegaz, 2(25)), pp. 42–44. (In Russian).
4. Khasanov, R. R. (2014) Problems of protective coatings of pipelines on the example of gas trunk pipelines of Western Kazakhstan. Neftegazovoe delo, 12(1), pp. 97–102 pp. (In Russian).

5. Vinogradov, S. V. (1980) Raschet podzemnykh truboprovodov na vneshnie nagruzki. Moscow, Stroyizdat Publ., 135 p. (In Russian).
6. Semenchko, V. K. (Ed.) (1982). Izolyatsiya truboprovodov. Moscow, VNIIST, 154 p. (In Russian).
7. Veliyulin, I. I., & Khasanov R. R. (2019). The Effect of Gas-Line Wrapping Alternatives on Stress-Corrosion Resistance. Oil and Gas Territory, (1-2), pp. 52-56. (In Russian).
8. Brykov, E. E. (2008) The application of geosynthetical materials for protection of pipelines corrosion-resistant coating from galling. Truboprovodnyy transport: teoriya i praktika, (1(11)). pp. 38-45. (In Russian).
9. Matsyuk, R. A. Otsenka effektivnosti icpytaniy zashchitnykh pokrytiy truboprovodov metodom penetratsii. (2018). Nadezhnost' i bezopasnost' magistral'nogo truboprovodnogo transporta. Sbornik tezisev IX Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii (Novopolotsk, December 18-20, 2018). Novopolotsk, pp. 51-52. (In Russian).
10. Medvedeva, M. L., Muradov, A. V., & Prygaev, A. K. (2013). Korroziya i zashchita magistral'nykh truboprovodov i rezervuarov Moscow, 250 p. (In Russian).
11. Pouraria, H., Sea, J. K., & Palk, J. K. (2016). CFD Simulation of the Effect of Different Oils on Water Wetting and Internal Corrosion of Oil Pipelines. Proceedings of the ASME 2016 35th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, 5. UNSP V005T04A023. (In English). DOI: 10.1115/OMAE2016-54755
12. Datta, Sh., & Sarkar, Sh. (2016). A review on different pipeline fault detection methods. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 41, pp. 97–106. (In English). DOI: 10.1016/j.jlp.2016.03.010
13. Kandaurov, I. I. (1966). Mekhanika zernistyykh sred i ee primeneniye v stroitel'stve. Leningrad, Stroyizdat Publ., 320 p. (In Russian).
14. Kandaurov, I. I. (1988). Mekhanika zernistyykh sred i ee primeneniye v stroitel'stve. 2nd edition, revised and supplemented. Leningrad, Stroyizdat, 280 p. (In Russian).
15. Litvinishen, E. (1955). Displacement of bulk media as a stochastic process. Bulletin of the Polish Academy of sciences. Technical sciences, (4). (In English).
16. Litwinskiy, J. (1974). Stochastic methods in mechanics of granular bodies. Wien, Springer, 113 p. (In English).
17. Muller, R. A. (1962). K statisticheskoy teorii raspredeleniya napryazheniy v zernistom gruntovom osnovanii. Soil Mechanics and Foundation Engineering, (4). (In Russian), pp. 4-6.
18. Brzakala, W. (1988). On propagation of shear stress in Kandaurov granular medium. Bulletin of the Polish Academy of sciences. Technical sciences, 36(7-9), pp. 407-413. (In English).
19. Matysiak, S. J. (1984). Distribution of stresses in the Kandaurov granular solid due to a rigid puuch. Studia geotechnical et mechanica, 6(4), pp. 3-9. (In English).
20. Matysiak, S. J., Pusz, P. (1985). Axisymmetric Boussinesq problem for granular half-space. Bulletin of the Polish Academy of sciences. Technical sciences, 33(7-8), pp. 351-358. (In English).
21. Matsyuk, R. A. (2017). Evaluation of the influence of the uneven base on a protective coating of underground pipeline. Truboprovodnyy transport: teoriya i praktika. (6(64)). pp. 56-59. (In Russian).

Сведения об авторе

Мацюк Роман Анатольевич, аспирант кафедры сооружения и ремонта газонефтепроводов и хранилищ, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина, г. Москва, e-mail: romanmatsiuk@mail.ru

Information about the author

Roman A. Matsiuk, Postgraduate at the Department of Construction and Repair of Gas and Oil Pipelines and Storage, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, e-mail: romanmatsiuk@mail.ru

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.** Рукопись предоставляется в редакцию в виде файла (записанного на отдельном электронном носителе либо отправленного документом через электронную почту), 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 pt (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 pt; крупный индекс — 8 pt; мелкий индекс — 7 pt; крупный символ — 12 pt; мелкий символ — 8 pt.

- Иллюстрации выполняются на компьютере и вставляются в файл статьи после указания на них в тексте. Рисунки должны быть четкими, контрастными, с хорошей проработкой деталей. 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. Материалы распечатываются в одном экземпляре. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены на отдельном электронном носителе, не содержащем посторонней информации.

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 статьи 5–10 страниц.

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

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

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

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

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

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

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

Библиографический список. Авторы несут ответственность за достоверность каждой ссылки. Все источники должны быть последовательно пронумерованы. Ссылки на литературу заключаются в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»). Библиографический список должен быть представлен на русском (*Библиографический список*, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.5 2008) 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 возможны
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.** The manuscript is submitted to the editorial staff as a file in Microsoft Word editor (on a data storage device or through e-mail).
 - 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. 15pt 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. Materials are printed in one copy. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented on a separate data storage device that doesn't contain outside information.
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 in 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 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 7.0.5 2008) 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 Education and Science 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!**