

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 (148)
Июль — август 2021

4 (148)
July — August 2021

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

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

Учредители журнала

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

Редакция

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

The Journal Founders

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

Editorial office

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

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

© Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет», 2021

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

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

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

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

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

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

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

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

EDITORIAL BOARD

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

- Васильев Ю. В., Мимеев М. С., Мисюрёв Д. А.
**Прогнозные оценки оседания земной поверхности
при разработке Ямбургского нефтегазоконденсатного
месторождения** 9
- Гладышева Я. И.
**Основные направления поисков углеводородов
в Надым-Пурской нефтегазоносной области** 23
- Загоровский Ю. А.
**Тектонический режим района Сухоложской геологической
практики в среднем девоне и вулканические дуги
в фундаменте Западной Сибири** 32
- Мулявин С. Ф., Бяков А. В., Нещадимов Р. А.
**Особенности геологического строения нефтегазоконденсатного
месторождения Томской области** 48
- Сабанина И. Г., Семенова Т. В., Большаков Ю. Я., Воробьева С. В.
**Использование данных о капиллярных давлениях
при разработке месторождений Среднего Приобья** 61

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Квасов И. Н., Фетисов К. Ю., Александров М. А., Гладенко А. А.
**Повышение продуктивности скважин и нефтеотдачи пластов
при использовании технологии виброволнового воздействия** 73
- Шакиров Е. Р., Конушина Н. Н., Леонтьев С. А.
**Проблемы при эксплуатации дожимных насосных станций
в процессе разработки Имилорского месторождения** 84

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

Коленчуков О. А., Петровский Э. А., Смирнов Н. А. Технология получения углеродных наноматериалов методом пиролиза	95
---	----

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)	109
Правила подготовки рукописи (на английском языке)	112

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

- Vasiliev Yu. V., Mimeev M. S., Misyurev D. A.
**Predictive estimates of subsidence of the earth's surface
during the development of the Yamburgskoye oil and gas
condensate field** 9
- Gladysheva Ya. I.
**Main directions of searching for hydrocarbons
in Nadym-Pursk oil and gas region** 23
- Zagorovsky Yu. A.
**Tectonic regime of the area of the Sukhoi Log geological practice
in the Middle Devonian and volcanic arcs in the basement
of Western Siberia** 32
- Mulyavin S. F., Byakov A. V., Neschadimov R. A.
**Features of the geological structure of an oil and gas condensate
field in Tomsk region** 48
- Sabanina I. G., Semenova T. V., Bolshakov Yu. Ya., Vorobjeva S. V.
**The use of data on capillary pressures in the development
of deposits in the Middle Ob region** 61

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

- Kvasov I. N., Fetisov K. Yu., Aleksandrov M. A., Gladenko A. A.
**Well productivity and reservoir recovery enhancement with using
vibration wave impact technology** 73
- Shakirov E. R., Konushina N. N., Leontiev S. A.
**Operation problems of booster pumping stations during
the development of the Imilorskoye oil field** 84

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

Kolenchukov O. A., Petrovsky E. A., Smirnov N. A.

**Technology for the production of carbon
nanomaterials by pyrolysis**

95

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)

109

Manuscripts presentation requirements (In English)

112

УДК 551.2;539.3

**Прогнозные оценки оседания земной поверхности при разработке
Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения**

Ю. В. Васильев, М. С. Мимеев*, Д. А. Мисюрёв

*Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики
им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, Россия*

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

Аннотация. Добыча углеводородного сырья сопряжена с изменением физико-механических свойств коллекторов нефти и газа под влиянием горного и пластового давлений. Деформирование коллектора вследствие падения пластового давления приводит к формированию различных природно-техногенных геодинамических и геомеханических явлений, одним из которых является образование мульды оседания земной поверхности, что приводит к нарушению устойчивости промысловых технологических объектов.

С целью обеспечения геодинамической безопасности используется комплекс работ, который включает в себя анализ геолого-промысловых показателей и геолого-тектонических моделей месторождения, дешифрирование космоснимков, выделение активных разломов, построение прогнозной модели оседания земной поверхности месторождения с выделением зон геодинамического риска.

Данная работа выполнена для оценки прогнозных параметров процессов сдвижения горных пород при отработке месторождения, так как даже несущественные нарушения в работе технологического оборудования, вызванные деформационными процессами, могут нанести значительный ущерб.

Прогноз сдвижений горных пород возможен только на основе модели деформирования коллектора, адекватно отражающей геомеханические и геодинамические процессы, происходящие в недрах. В работе представлена модель деформирования коллектора при падении пластового давления, описана ее численная реализация и выполнены расчеты схем для типовых условий разработки.

Ключевые слова: современная геодинамика; деформационные процессы; напряженно-деформированное состояние недр; геодинамическая безопасность

**Predictive estimates of subsidence of the earth's surface during
the development of the Yamburgskoye oil and gas condensate field**

Yuri V. Vasiliev, Mikhail S. Mimeev*, Denis A. Misyurev

*West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics
of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russia*

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

Abstract. The production of hydrocarbons is associated with a change in the physical and mechanical properties of oil and gas reservoirs under the influence of rock and reservoir pressures. Deformation of the reservoir due to a drop in reservoir pressure leads to the formation of various natural and man-made geodynamic and geomechanical phenomena, one of which is the formation of a subsidence trough of the earth's surface, which leads to a violation of the stability of field technological objects.

In order to ensure geodynamic safety, a set of works is used, which includes analysis of geological and field indicators and geological and tectonic models of the field, interpretation of aerospace photographs, identification of active faults, construction of a predictive model of subsidence of the earth's surface of the field with identification of zones of geodynamic risk.

This work was carried out to assess the predicted parameters of rock displacement processes during field development; even insignificant disturbances in the operation of technological equipment caused by deformation processes can cause significant damage.

Prediction of rock displacements is possible only on the basis of a reservoir deformation model that adequately reflects the geomechanical and geodynamic processes occurring in the subsoil. The article presents a model of reservoir deformation with a drop in reservoir pressure, describes its numerical implementation, and performs calculations of schemes for typical development conditions.

Key words: modern geodynamics; deformation processes; stress-strain state of the bowels; geodynamic safety

Введение

В соответствии с законом Российской Федерации «О недрах»¹ работы, связанные с добычей углеводородов, должны быть безопасными и обеспечивать бесперебойный технологический цикл производства с минимально возможными рисками для окружающей среды.

Чтобы оценить устойчивость горных пород, в связи с корректировкой проекта разработки продуктивных нижнемеловых залежей в 2021 году, у недропользователя Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНГКМ) возникла необходимость в построении прогнозной модели оседания земной поверхности месторождения.

Объект и методы исследования

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1969 году, в разработку введено в 1984 году. Территория ЯНГКМ расположена на севере Тазовского полуострова в заполярной части Западной Сибири (рис. 1).

В геологическом плане разрез ЯНГКМ состоит из песчано-глинистых пород осадочного чехла и палеозойского фундамента [1, 2].

Ямбургский лицензионный участок согласно нефтегазогеологическому районированию [3] расположен в Надымском нефтегазоносном районе Надым-Пурской нефтегазоносной области. В пределах этого лицензионного участка расположены Ямбургское нефтегазоконденсатное, Восточно-Харвутинское газовое и Харвутинское нефтяное месторождения.

¹ Закон Российской Федерации «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1 (с изменениями на 11.06.2021) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/9003403>.



Рис. 1. Обзорная карта района работ

Сеноманская залежь Ямбургского месторождения имеет общий контур газоносности с залежью Харвутинского месторождения — Харвутинский участок. По неокотским отложениям Харвутинское месторождение на балансе Российской Федерации числится как самостоятельный объект.

В неотектоническом отношении ЯНГКМ находится в северной части крупной Надым-Тазовской впадины, наследующей Колтогорско-Уренгойскую палеорифтовую систему (желоб) [4]. Непосредственно для района ЯНГКМ по разным источникам и методикам за неотектонический этап амплитуда поднятий интегрально (без учета колебательных движений) принимается не менее чем +120 м. На макроуровне для района ЯНГКМ также характерны унаследованное развитие и дифференциация восходящих движений, с активизацией большинства разрывов. Однако в целом тип деформаций можно охарактеризовать как пликативный. Что касается упомянутой активизации разрывных структур, то разрывы могут быть и сквозными, и затухающими [5].

Территория месторождения дренируется реками, многочисленными малыми реками (основные — Пойлово-Яха и Хадуттэ, они текут в северо-

восточном направлении в Тазовскую губу). На водоразделах и в долинах крупных рек располагаются многочисленные озера.

Рассматриваемое месторождение находится на участке плосковолнистой, заболоченной, заозеренной Ямальской морской равнины, расположенной на правобережье Обской губы. В инженерно-геологическом отношении территория района изысканий покрыта сплошным чехлом четвертичных отложений, которые местами перекрыты болотными отложениями. В составе отложений четвертичной системы выделяют среднечетвертичные, верхнечетвертичные отложения, голоценовые аллювиальные и болотные отложения. Суммарная мощность четвертичных отложений составляет 200–300 м.

По результатам инженерно-геологических работ на территории месторождения развиты сплошные многолетнемерзлые грунты (ММГ) толщиной 50–400 м, что значительно превышает глубину влияния инженерных сооружений. Области развития ММГ приурочены к территории заболоченной тундры, присутствуют погребенные и повторно-жильные льды.

Инженерно-геологический разрез Ямальской морской равнины до глубины 30 м представлен верхнечетвертичными морскими отложениями казанцевского горизонта (mQ_3^1kz), среднечетвертичными морскими и ледниково-морскими отложениями бахтинского надгоризонта ($m, mglQ_2^{2-4}b$). В поймах рек находятся современные аллювиальные отложения (alQ_4). Все отложения перекрыты сверху современными озерно-болотными образованиями (lbQ_4). В целом отложения сложены песками, супесями и суглинками. Отложения содержат включения органических веществ и линзы торфа. Голоценовые отложения представлены болотными (bQ_4), аллювиальными (alQ_4) отложениями и техногенными грунтами (tQ_4).

Техногенные грунты (tQ_4) представлены насыпными песками различного гранулометрического состава мощностью до 3,0 м.

Для данной территории наиболее типичными экзогенными процессами являются пучение грунтов, термокарст, термоэрозия и солифлюкция.

Добыча углеводородов является нарушением природных физических и химических равновесий, и в недрах в ходе добычи неизбежно происходят разнообразные газо- и гидродинамические процессы, которые могут привести и к перемещениям твердого вещества. Основных видов данных процессов два: пликативные и дизъюнктивные. Они приводят к формированию различных природно-техногенных геодинамических и геомеханических явлений, одним из которых является формирование мульды оседания на земной поверхности.

Пликативные процессы в преобладающем большинстве случаев отрицательные и сводятся к образованию воронки оседания в недрах, сопровождаемому вертикальными и горизонтальными смещениями на поверхности. Дизъюнктивные процессы — это образование новых и активизация природных разрывных нарушений, тектонических нарушений (разломов), повышенной трещиноватости и проницаемости.

В приповерхностных слоях литосферы (в грунтовом слое) могут происходить и активизироваться под техногенным влиянием разнообразные процессы, как правило, объединяемые понятием «экзогенные геодинамические процессы». Они очень сложны, многообразны и часто приводят к

нарушению устойчивости и эксплуатационной надежности оснований технологических зданий и сооружений.

Для оценки геодинамической безопасности месторождения используется комплекс работ, включающий в себя следующее:

- анализ основных геолого-промысловых показателей и геолого-тектонических моделей месторождения;
- линеаментный анализ топографического материала и космоснимков;
- определение проявляющих активность геологических разломов;
- построение прогнозной модели осадки месторождения;
- составление карты современной геодинамической обстановки с выделением зон геодинамического риска.

Для оценки возможных величин осадок земной поверхности необходимо построить объемную модель месторождения. Для этого анализируются структурные карты, литологические и временные сейсмические разрезы.

Прогноз осадки земной поверхности выполняется с учетом текущих и проектных падений пластового давления при эксплуатации, а также с учетом использования систем поддержания пластового давления. Это позволяет учесть возможные негативные влияния оседания земной поверхности на инфраструктуру промысла и разработать необходимые меры контроля.

С этой целью из многих математических моделей деформации массива горных пород выбирается оптимальная модель для обеспечения безопасного производства работ.

Для прогнозных оценок существует ряд математических моделей, которые характеризуют напряженно-деформированное состояние горных пород: М. Био, Дж. Гиртсма, Р. М. Нигматулина, С. А. Христиановича, Г. И. Баренблатта, Ю. А. Кашникова, С. Г. Ашихмина [5–12].

В настоящее время модель Дж. Гиртсма [7] стала классической при изучении напряженно-деформированного состояния горных пород. Данная модель основана на гипотезе, что при значительном превышении горизонтальных размеров пласта над его толщинами происходит равномерное одноосное сжатие пород-коллекторов.

Сжатие пород можно выразить через одноосный коэффициент сжатия — произведения величины относительного сжатия на единицу изменения порового давления:

$$C_m = \frac{dZ}{Z} dp. \quad (1)$$

Общая величина сжатия пласта выражается следующим образом:

$$\Delta H = \int_0^H \int_{P_{нач}}^{P_{кон}} C_m(p, z) dp dz, \quad (2)$$

где H — высота продуктивного пласта; $P_{нач}$, $P_{кон}$ — начальное и конечное пластовые давления.

В результатах исследований Дж. Гиртсма и других ученых [5, 7, 11] указывается, что при типичном падении давления для эксплуатации угле-

водородных месторождений Западной Сибири одноосный коэффициент сжатия можно принять за константу, а формулу 2 привести к виду:

$$\Delta H = \int_0^H C_m(z) \Delta p(z) dz. \quad (3)$$

Из чего следует, что величина оседания кровли продуктивного пласта зависит от толщины пласта, деформационных свойств пород, его слагающих, и величины падения пластового давления, при его разработке.

В работах [13–15] указано, что величина падения пластового давления, при добыче углеводородов, будет неравномерно изменяться по площади месторождения в зависимости от физико-механических свойств пород-коллекторов и флюида.

Коэффициент сжимаемости также будет изменяться в зависимости от петрологического состава пород, их пористости и глубины залегания [16, 17].

В работе М. Био [6] обобщены значительные объемы экспериментальных данных, указывающих, на то, что модель оседания пород-коллекторов можно упростить, сделав предположение об однородном строении пласта коллектора и приняв значение падения давления за равномерную величину [18]:

$$\Delta H = C_m \cdot \Delta p \cdot H. \quad (4)$$

Для расчета прогнозных значений оседания земной поверхности используются теория пороупругости и модель конечных элементов:

$$\Delta h(r) = -\frac{1}{\pi} C_m (1-\nu) \frac{D}{(r^2 + D^2)^{3/2}} \Delta p V, \quad (5)$$

где r — радиальное расстояние до точки поверхности, для которой вычисляется смещение; D — глубина залегания залежи; ν — коэффициент Пуассона; V — объем пороупругой среды; Δp — величина падения пластового давления.

Для расчета прогнозных оценок взяты основные продуктивные пласты, оказывающие максимальное влияние на возможное оседание земной поверхности ЯНГКМ: ПК-1, БУ₃¹, БУ₈¹, БУ₈², БУ₈³, БУ₉¹ (рис. 2) с общим этажом нефтегазоносности от 954 до 3 250 м (таблица). Контуры прогнозных мульд оседания приняты в виде эллипса, с учетом усредненного продольного и поперечного простирания продуктивных пластов (рис. 3).

Результаты

Основными объектами ЯНГКМ, на которых ведется добыча, являются пласты ПК-1, БУ₃¹, БУ₈¹, БУ₈², БУ₈³, БУ₉¹. Их обобщенные расчетные параметры указаны в таблице.

Предположение об однородном строении пластов коллектора позволяет нам проинтегрировать формулу 5 и получить численные значения оседания земной поверхности при заданных параметрах падения пластового давления (рис. 4–6).

Обобщенные расчетные параметры продуктивных пластов

Пласт	Абсолютная отметка кровли, м	Площадь газоносности	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	Коэффициент пористости	Начальное пластовое давление
ПК-1	-954	5 308 842	36,4	0,3	11,54
БУ ₃ ¹	-2571	500 270	9,9	0,18	27
БУ ₈ ¹	-3015	1 755 185	6,5	0,15	31,7
БУ ₈ ²	-3049	910 465	6	0,15	32
БУ ₈ ³	-3054	1 159 867	7,7	0,16	32,1
БУ ₉ ¹	-3163	361 156	4,9	0,16	33,2

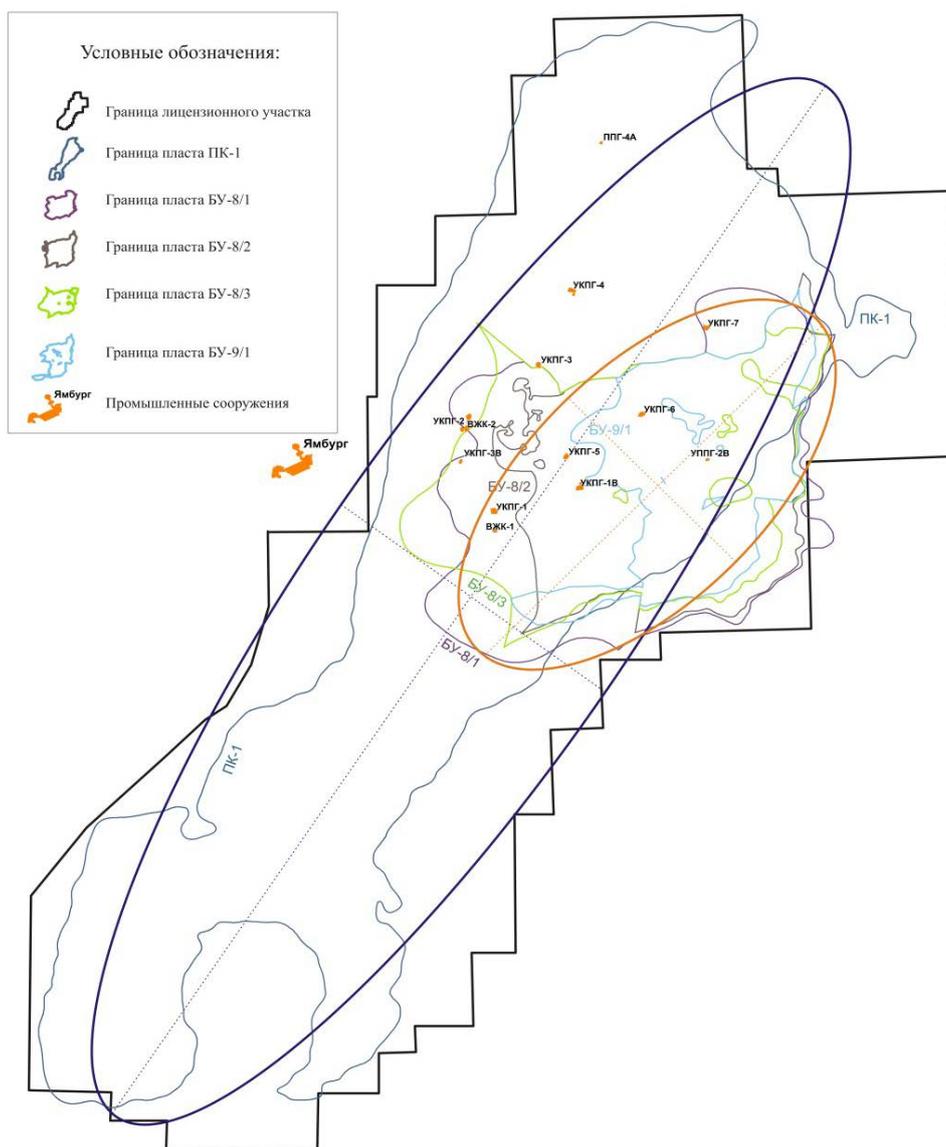


Рис. 2. Схема продуктивных пластов Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

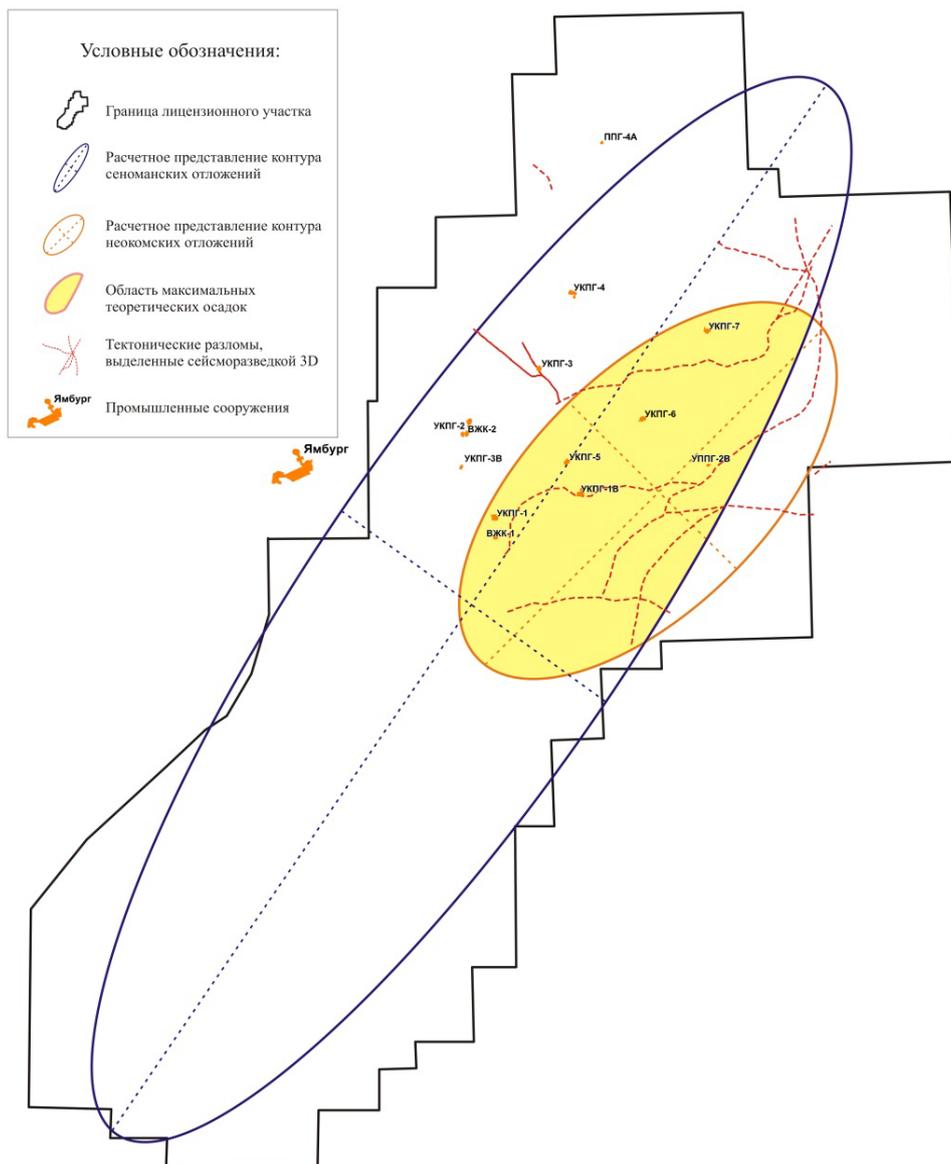


Рис. 3. Схема прогнозной мульды оседания земной поверхности Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Максимально возможная осадка земной поверхности для сеноманских отложений при падении давления на 11,4 МПа составит 73 мм. Это соответствует осадке в 6 мм на каждые 1 МПа.

Максимально возможная осадка земной поверхности для неокомских отложений при падении давления на 25 МПа составит 63 мм. Это соответствует осадке в 3 мм на каждые 1 МПа.

Суммарная максимальная возможная осадка земной поверхности в результате совместной разработки неокомских и сеноманских отложений составит 141 мм.

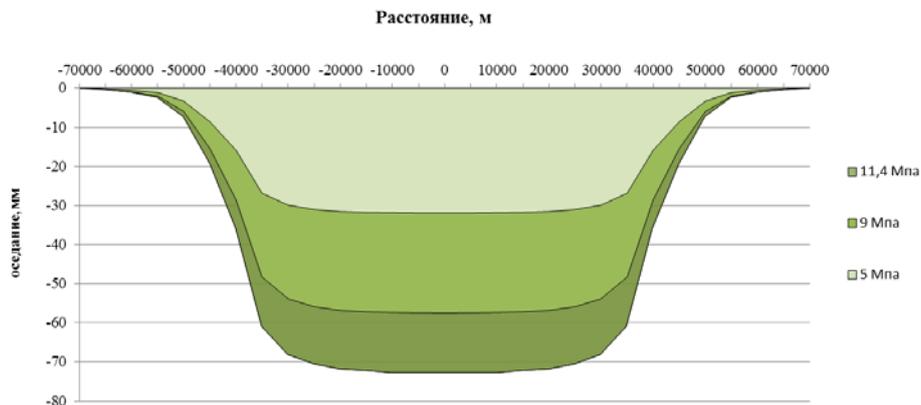


Рис. 4. Мульда оседания земной поверхности сеноманских отложений (пласт ПК-1) Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

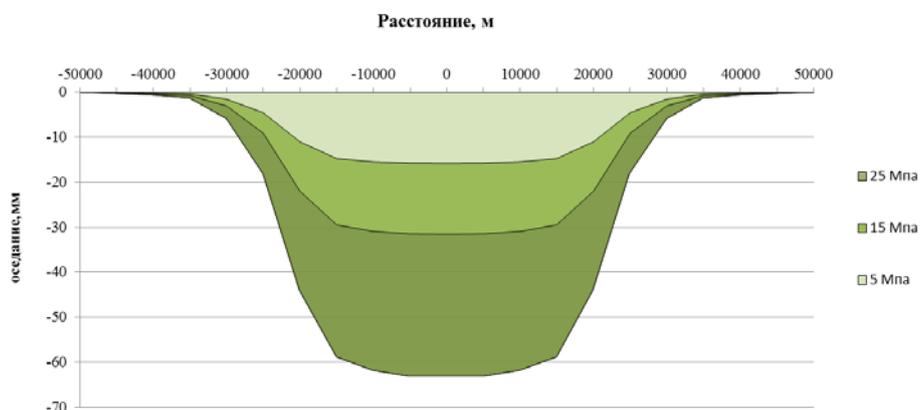


Рис. 5. Мульда оседания земной поверхности неокомских отложений (пласты $БУ_3^1$, $БУ_8^1$, $БУ_8^2$, $БУ_8^3$, $БУ_9^1$) Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

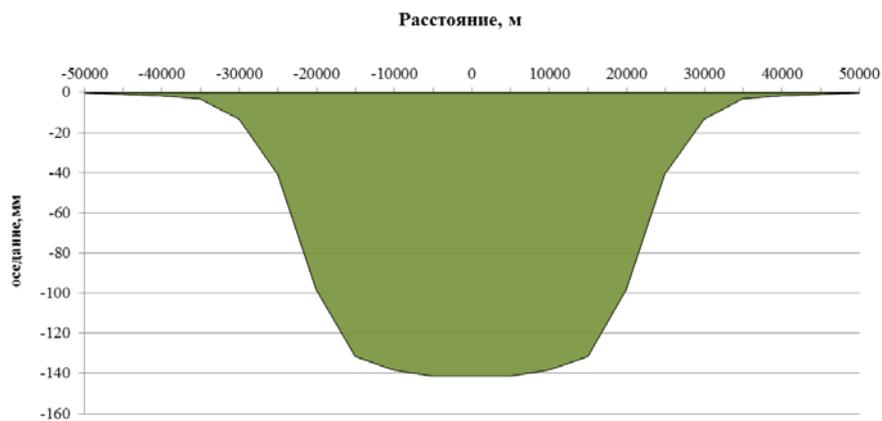


Рис. 6. Суммарная максимальная мульда оседания земной поверхности Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Обсуждение

В основу современных представлений о геодинамике недр и земной поверхности, при добыче полезных ископаемых, положена концепция блочной структуры горного массива, широко развитая в работах [12, 19].

Она опирается на гипотезу о том, что в такой системе постоянно существуют неравномерно распределенные напряжения, концентрирующиеся на границах таких блоков и которые могут проявлять себя различными сейсмическими явлениями. Добыча полезных ископаемых способна значительно ускорить данные процессы, увеличить их интенсивность и вызвать аварии на объектах промысла.

Исследования авторов [12, 19–21] указывают на то, что часть техногенных аварий на площадных и линейных объектах промысла происходит из-за оседания земной поверхности при добыче углеводородов. Некоторые авторы [22, 23] выявляют взаимосвязь нарушения целостности стволов скважин с деформациями горного массива при разработке месторождения.

Согласно нормативной документации², при оценке потенциального геодинамического риска следует различать три уровня современного геодинамического состояния недр: допустимый, условно допустимый и аномальный. Для этого необходимо рассчитать относительную величину деформаций

$$\varepsilon = \frac{2\Delta h_{MAX}}{L}, \quad (6)$$

где L — протяженность продуктивного пласта.

Максимальные значения относительной деформации ЯНГКМ для сеноманских отложений составят $1,8 \cdot 10^{-6}$, для неокомских отложений — $2,7 \cdot 10^{-6}$ и останутся в допустимых пределах согласно критериям³.

Суммарная максимальная относительная деформация в результате совместной разработки неокомских и сеноманских отложений Ямбургского НГКМ составит $0,6 \cdot 10^{-5}$. Согласно критериям [24], величина относительной суммарной прогнозной деформации Ямбургского НГКМ находится в условно допустимых пределах.

При выбранном нами подходе следует учитывать, что мульда оседания земной поверхности образуется преимущественно за счет деформации пород-коллекторов. Осадочные породы, расположенные «между» и «над» продуктивными пластами, за счет своих внутренних прочностных свойств, сглаживают проявление деформационных процессов, растягивая их по времени и уменьшая величину осадки земной поверхности.

Центр суммарной максимальной мульды оседания совпадает с зонами максимальных отборов и падений пластового давления. Вместе с тем возле каждого отдельного куста газовых скважин могут формироваться самостоятельные воронки оседания, которые могут накладываться друг на друга и

² РД 51-1-96. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих (утв. Минтопэнерго России 25.01.1996, Минприроды России 10.08.1996) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_256301.

³ Там же.

создавать сложную топографическую поверхность оседания земной поверхности.

Выводы

- Результаты прогнозной оценки оседания на ЯНГКМ свидетельствуют о том, что максимально возможная осадка земной поверхности для сеноманских отложений при падении давления на 11,4 МПа составит 73 мм, максимально возможная осадка земной поверхности для неокомских отложений при падении давления на 25 МПа составит 63 мм.
- Максимальные оседания земной поверхности, полученные при выполнении прогноза для Ямбургского месторождения, как в случае отработки основного объекта, так и в случае отработки всех продуктивных объектов составят 141 мм.
- Центр прогнозной суммарной максимальной мульды оседания совпадает с зонами максимальных отборов и падений пластового давления.
- Полученные величины расчетных относительных деформаций на порядок ниже предельных деформаций по действующим нормативным документам. Однако, как показывает многолетний опыт деформационного мониторинга, при долговременной и интенсивной разработке месторождений углеводородов могут возникать неравномерные оседания земной поверхности на границах разломно-блоковых структур, которые могут приводить к технологическим авариям на площадных и линейных объектах промысла.
- На деформации земной поверхности от добычи углеводородного сырья накладываются вертикальные сдвиги от современных физико-геологических процессов при сезонном промерзании — оттаивании грунтов. В этой связи надежным способом обеспечения геодинамической безопасности является инструментальный маркшейдерско-геодезический мониторинг деформирования земной поверхности и состояния ответственных сооружений.

Библиографический список

1. Сурков, В. С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, О. Г. Жеро. — Москва : Недра, 1991. — 143 с. — Текст : непосредственный.
2. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов [и др.]. — Москва : Недра, 1975. — 680 с. — Текст : непосредственный.
3. Нефтегазгеологическое районирование Сибирской платформы / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, В. И. Вальчак [и др.]. — Текст : непосредственный // Интерэкспо Гео-Сибирь. — 2017. — № 1. — С. 57–64.
4. Шульц, С. С. Тектоника земной коры (на основе анализа новейших движений) / С. С. Шульц ; под редакцией В. Д. Наливкина. — Ленинград : Недра, 1979. — 272 с. — Текст : непосредственный.
5. Кузьмин, Ю. О. Геодинамический мониторинг объектов нефтегазового комплекса / Ю. О. Кузьмин, А. И. Никонов. — Текст : непосредственный // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности : сборник статей. — Москва : ГЕОС, 2002. — С. 427–433.
6. Biot, M. A. General Solution of the Equations of Elasticity and Consolidations for a Porous Medium / M. A. Biot. — DOI 10.1115/1.4011213. — Direct text // Journal of Applied Mechanics. — 1956. — Vol. 23, Issue 1. — P. 91–96.

7. Geertsma, J. Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs / J. Geertsma. – DOI 10.2118/3730-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1973. – Vol. 25, Issue 06. – P. 734–744.
8. Нигматулин, Р. И. Основы механики гетерогенных сред / Р. И. Нигматулин. – Москва : Наука, 1978. – 336 с. – Текст : непосредственный.
9. Христианович, С. А. Механика сплошной среды / С. А. Христианович. – Москва : Наука, 1981. – 483 с. – Текст : непосредственный.
10. Хайн, В. Е. Геотектоника с основами геодинамики : учебник / В. Е. Хайн, М. Г. Ломидзе. – 2-е изд. – Москва, 2005. – 560 с. – Текст : непосредственный.
11. Mathematical model of the non-equilibrium water-oil displacement in porous strata / G. I. Barenblatt, J. Garcia-Azorero, A. De Pablo, J. L. Vázquez. – DOI 10.1080/00036819708840547. – Direct text. – Applicable Analysis. – 1997. – Vol. 65, Issue 1–2. – P. 19–45.
12. Кашников, Ю. А. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья / Ю. А. Кашников, С. Г. Ашихмин. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2019. – 552 с. – Текст : непосредственный.
13. Britto, A. M. Critical state soil mechanics via finite elements / A. M. Britto, M. J. Gunn. – Direct text. – New York : John Wiley & Sons, 1987. – 488 p.
14. Charlez, F. P. Rock Mechanics. Volume 1, 2. Petroleum applications / F. P. Charlez. – 1997. – 657 p.
15. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти : [сборник статей] / Под редакцией В. Мори, Д. Фурментро ; перевод с французского и английского Н. М. Проскурякова. – Москва : Мир ; Эльф Акитен, 1994. – 416 с. – Текст : непосредственный.
16. Антипов, В. И. Современные методы расчета деформации горных пород в процессе эксплуатации нефтегазовых скважин / В. И. Антипов, А. С. Кулькин, С. Г. Серебряков. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1991. – 37 с. – Текст : непосредственный.
17. Прочность и деформируемость горных пород / Ю. М. Карташов, Б. В. Матвеев, Г. В. Михеев, А. Б. Фадеев ; под редакцией А. Б. Фадеева. – Москва : Недра, 1979. – 269 с. – Текст : непосредственный.
18. Васильев, Ю. В. Горно-геологическое обоснование необходимости создания геодинамического полигона на Поселковом месторождении ООО «РусНефть» / Ю. В. Васильев, М. С. Мимеев, Д. А. Мисюрёв. – Текст : непосредственный // Нефть и газ : опыт и инновации. – 2020. – Т. 4, № 1. – С. 15–23.
19. Кузьмин, Ю. О. Современная аномальная геодинамика недр, индуцированная разработкой месторождений нефти и газа / Ю. О. Кузьмин. – Текст : непосредственный // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности : сборник статей. – Москва : ГЕОС, 2002. – С. 418–427.
20. Сидоров, В. А. Концепция «Геодинамическая безопасность освоения углеводородного потенциала недр России» / В. А. Сидоров, Ю. О. Кузьмин, А. М. Хитров. – Москва : 2000. – 56 с. – Текст : непосредственный.
21. Мазницкий, А. С. Прогнозирование и оценка деформаций коллектора и вмещающих его пород при разработке месторождений нефти и газа / А. С. Мазницкий, Л. М. Середницкий. – Текст : непосредственный // Геодинамическая и экологическая безопасность при освоении месторождений газа, его транспортировке и хранении. Материалы III Международного рабочего совещания. – Санкт-Петербург : ВНИМИ, 2001. – С. 210–214.
22. Гриценко, А. И. Научно-прикладные геодинамические проблемы разработки месторождений природного газа / А. И. Гриценко, Г. А. Зотов. – Текст : непосредственный // Проблемы геодинамической безопасности. – 1997. – С. 186–193.
23. Кашников, Ю. А. Допустимые и предельные деформации конструкции скважины на нефть, строящейся на территории ВКМКС / Ю. А. Кашников, С. В. Гладышев. – Текст : непосредственный // Маркшейдерский вестник. – 2002. – № 1. – С. 11–17.

References

1. Surkov, V. S., & Gero, O. G. (1991). Foundation and development of the platform cover of the West Siberian plate. Moscow, Nedra Publ., 143 p. (In Russian).

2. Kontorovich, A. E., Nesterov, I. I., Salmanov, F. K., Surkov, V. S., Trofimuk, A. A., & Erv'e, Yu. G. (1975). Moscow, Nedra Publ., 680 p. (In Russian).
3. Kontorovich, A. E., Burshtein, L. M., Valchak, V. I., Gubin, I. A., Gordeeva, A. O., Kuznetsova, E. N.,... Fomin, A. M. (2017). Petroleum-geological regionalization of the Siberian platform. *Interesko Geo-Sibir'*, (1), pp. 57-64. (In Russian).
4. Shultz, S. S. (1979). *Tektonika zemnoy kory (na osnove analiza noveyshikh dvizheniy)*. Leningrad, Nedra Publ., 272 p. (In Russian).
5. Kuz'min, Yu. O., & Nikonov, A. I. (2002). Geodinamicheskiy monitoring ob'ektov neftegazovogo kompleksa. *Fundamental'nyy bazis novykh tekhnologiy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti*. Moscow, GEOS Publ., pp. 427-433. (In Russian).
6. Biot, M. A. (1956). General Solution of the Equations of Elasticity and Consolidations for a Porous Medium. *Journal of Applied Mechanics*, 23(1), pp. 91-96. (In English). DOI: 10.1115/1.4011213
7. Geertsma, J. (1973). Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 25(06), pp. 734-744. (In English). DOI: 10.2118/3730-PA
8. Nigmatulin, R. I. (1978). *Osnovy mekhaniki geterogennykh sred*. Moscow, Nauka Publ., 336 p. (In Russian).
9. Khristianovich, S. A. (1981). *Mekhanika sploshnoy sredy*. Moscow, Nauka Publ., 483 p. (In Russian).
10. Khayn, V. E., & Lomidze, M. G. (2005). *Geotektonika s osnovami geodinamiki*. Moscow, 560 p. (In Russian).
11. Barenblatt, G. I., Garcia-Azorero, J., De Pablo, A., & Vázquez, J. L. (1997). Mathematical model of the non-equilibrium water-oil displacement in porous strata. *Applicable Analysis*, 65(1-2), pp. 19-45. (In English). DOI: 10.1080/00036819708840547
12. Kashnikov, Yu. A., & Ashikhmin, S. G. (2019). *Mekhanika gornykh porod pri razrabotke mestorozhdeniy uglevo-dorodnogo syr'ya*. Moscow, Nedra-Biznessentr LLC Publ., 552 p. (In Russian).
13. Britto, A. M., & Gunn, M. J. (1987). *Critical state soil mechanics via finite elements*. New York, John Wiley & Sons, 488 p. (In English).
14. Charlez, F. P. (1997). *Rock Mechanics. Volume 1, 2. Petroleum applications*. 657 p. (In English).
15. Mori, V., & Furmentro, D. (1994). *Rock mechanics as applied to the problems of oil exploration and production*. Moscow, Mir, Elf Akiten Publ., 416 p. (In English).
16. Antipov, V. I., Kul'kin, A. S., & Serebryakov, S. G. (1991). *Sovremennye metody rascheta deformatsii gornykh porod v protsesse ekspluatatsii neftegazovykh skvazhin*. Moscow, VNIIOENG Publ., 37 p. (In Russian).
17. Kartashov, Yu. M., Matveev, B. V., & Mikheev, G. V. (1979). *Prochnost' i deformiruemost' gornykh porod*. Moscow, Nedra Publ., 269 p. (In Russian).
18. Vasiliev, Yu. V., Mimeev, M. S., & Misyurev, D. A. (2020). Mining-geological substantiation of the need to create a geodynamic polygon at the Poselkovoye field OOO "Russneft". *Petroleum and Gas: Experience and Innovation*, 4(1), pp. 15-23. (In Russian).
19. Kuz'min, Yu. O. (2002). *Sovremennaya anomal'naya geodinamika neдр, indutsirovannaya raz-rabotkoy mestorozhdeniy nefti i gaza*. *Fundamental'nyy bazis novykh tekhnologiy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti*. Moscow, GEOS Publ., pp. 418-427. (In Russian).
20. Sidorov, V. A., Kuz'min, Yu. O., & Khitrov, A. M. (2000). *Kontseptsiya "Geodinamicheskaya bezopasnost' osvoeniya uglevodород-nogo potentsiala neдр Rossii"*. Moscow, 56 p.
21. Maznitskiy, A. S., & Serednitskiy, L. M. (2001). *Prognozirovanie i otsenka deformatsiy kollektora i vmeshchayushchikh ego porod pri razrabotke mestorozhdeniy nefti i gaza*. *Geodinamicheskaya i ekologicheskaya bezopasnost' pri osvoenii mestorozhdeniy gaza, ego transportirovke i khranении*. *Materialy III Mezhdunarodnogo rabocheho soveshchaniya*. St. Petersburg, pp. 210-214. (In Russian).

22. Gritsenko, A. I., & Zotov, G. A. (1997). Scientific and applied geodynamic problems of natural gas field development. Problems of geodynamic safety, pp. 186-193. (In Russian).

23. Kashnikov, Yu. A., & Gladyshev, S. V. (2002). Dopustimye i predel'nye deformatsii konstruktssii skvazhiny na nefi', stroyashcheysya na territorii VKMKS. Mine Surveying Bulletin, (1), pp. 11-17. (In Russian).

Сведения об авторах

Васильев Юрий Владимирович, к. г.-м. н., старший научный сотрудник, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень

Мимеев Михаил Сергеевич, инженер, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, e-mail: mimeevms@ipgg.sbras.ru

Мисюрёв Денис Андреевич, инженер, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень

Information about the authors

Yuri V. Vasiliev, Candidate of Geology and Mineralogy, Senior Researcher, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen

Mikhail S. Mimeev, Engineer, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, e-mail: mimeevms@ipgg.sbras.ru

Denis A. Misyurev, Engineer, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen

УДК 553.98(571.12)+551.762

Основные направления поисков углеводородов в Надым-Пурской нефтегазоносной области

Я. И. Гладышева

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
e-mail: GladyshevaYI@gmail.com

Аннотация. Надым-Пурская нефтегазоносная область является одной из основных территорий добычи углеводородного сырья с 60-х гг. прошлого века. Значительная часть залежей углеводородов (УВ) находится на заключительной стадии разработки. Увеличение добычи газа и нефти возможно при условии открытий новых месторождений. Поиск новых залежей УВ необходимо проводить с учетом комплексного подхода исследований, прежде всего интерпретации сейсморазведочных работ, создания геологических моделей осадочных бассейнов, изучения геодинамических процессов и термобарических параметров. Статистический анализ геологических параметров нефтегазоносных комплексов выявил, что наиболее перспективным направлением поиска являются активные зоны — блоки, с максимальным осадочным разрезом и скоростью накопления. В этих зонах фиксируются аномальные пластовые давления и высокие пластовые температуры. Меловой нефтегазоносный мегакомплекс является одним из основных объектов перспективных поисков. Новые открытия залежей УВ связаны как с доразведкой старых месторождений, так и с поиском новых перспектив на шельфе севера. Важным направлением геолого-разведочных работ является продуктивный пласт нижнеберезовской подсвиты, где открыты газовые залежи в нетрадиционных коллекторах.

Ключевые слова: моделирование; осадочный бассейн; поисковые исследования; месторождения углеводородов

Main directions of searching for hydrocarbons in Nadym-Pursk oil and gas region

Yana I. Gladysheva

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
e-mail: GladyshevaYI@gmail.com

Abstract. Nadym-Pursk oil and gas region has been one of the main areas for the production of hydrocarbon raw materials since the sixties of the last century. A significant part of hydrocarbon deposits is at the final stage of field development. An increase in gas and oil production is possible subject to the discovery of new fields. The search for new hydrocarbon deposits must be carried out taking into account an integrated research approach, primarily the interpretation of seismic exploration, the creation of geological models of sedimentary basins, the study of geodynamic processes and thermobaric parameters. Statistical analysis of geological parameters of oil and gas bearing complexes revealed that the most promising direction of search are active zones — blocks with the maximum sedimentary section and accumulation rate. In these zones abnormal reservoir pressures and high

reservoir temperatures are recorded. The Cretaceous oil and gas megacomplex is one of the main prospecting targets. New discovery of hydrocarbon deposits are associated with both additional exploration of old fields and the search for new prospects on the shelf of the north. An important area of geological exploration is the productive layer of the Lower-Berezovskaya subformation, in which gas deposits were discovered in unconventional reservoirs.

Key words: modeling; sedimentary basin; prospecting researches; hydrocarbon deposits

Введение

Восполнение ресурсной базы углеводородов (УВ) страны является главной составляющей ее экономической стабильности. Поиск перспективных объектов УВ на севере Западной Сибири, в пределах Надым-Пурской нефтегазоносной области — это один из этапов геологоразведочных работ, направленных на приращение запасов УВ. Большая часть уникальных и крупных месторождений УВ на территории Надым-Пурского междуречья открыта в прошлом столетии. На современном этапе поисковые исследования связаны с более сложными объектами.

Объект и методы исследования

Все поисковые работы выполняются на основе данных интерпретации сейсморазведочных работ 2D, реже 3D [1–3]. Уровень точности сейсмических исследований зависит от многих факторов, таких как качество проводимых работ и их обработки [4]. Для повышения достоверности построенных геологических моделей перспективных объектов УВ необходим комплексный подход, использование различных методов изучения. Прогнозирование ловушек УВ прежде всего опирается на реконструкцию осадочных палеобассейнов в разные периоды их формирования. Бассейновое моделирование взаимосвязано с исследованием динамических и тепловых процессов на всех уровнях: от региональных до локальных.

На территории Надым-Пурского междуречья геологический разрез вскрыт до глубины 8,25 км доюрских отложений (скв. СГ-7 Ен-Яхинской) на северо-востоке исследуемой территории. Формирование отложений осадочных пород мезозойской эратемы как по разрезу, так и по площади происходило неравномерно. Изучение глубин кровли доюрских отложений выявило, что диапазон изменения находится в пределах от 4,0 до 6,0 км. Отмечается мозаичное строение зон глубин кровли доюрских пород, с тенденцией увеличения с юга на северо-восток (район Тазовской губы).

В пределах вскрытых отложений, на севере Западной Сибири, выделяют перспективные нефтегазоносные мегакомплексы: доюрский, юрский и меловой. Те, в свою очередь, подразделяются на ряд нефтегазоносных комплексов, которые кратко представлены ниже.

Доюрский (палеозой-триасовый) нефтегазоносный комплекс представлен двумя типами отложений: эффузивными и осадочными породами [5, 6]. Промышленная продуктивность доюрских отложений на изучаемой территории не выявлена. При испытании сверхглубоких скважин СГ-6 и СГ-7 были получены признаки УВ. Промышленная продуктивность доюрских отложений

была подтверждена на полуострове Ямал, на Бованенковском, Новопортовском и Восточно-Новопортовском месторождениях, в интервалах глубин от 2,5 (скв. 139 Новопортовская) до 3,7 км (скв. 201 Бованенковская) [7].

Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс (пласты Ю₁₀–Ю₁₇) в пределах Надым-Пурской нефтегазоносной области залегает на глубинах от 3,0 до 5,0 км, с тенденцией погружения на северо-восток. Литологически разрез нижнеюрских отложений представлен терригенными осадками, образовавшимися при периодических сменах морских и континентальных режимов осадконакопления, с преобладанием последних. Коллектора нижнеюрских отложений характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами: пористость в среднем около 12 %, проницаемость от $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $20 \cdot 10^{-3}$ мкм². Продуктивность нижнеюрских отложений выявлена на ряде площадей и по всему разрезу. Притоки газа получены на Юбилейной (пласт Ю₁₁), Медвежьей (пласт Ю₁₃), Восточно-Уренгойской (пласты Ю₁₅ и Ю₁₃), Уренгойской (пласт Ю₁₀) площадях. На полуострове Ямал в нижнеюрских отложениях выявлены газоконденсатные залежи на Бованенковском (пласт Ю₁₀) и Новопортовском (пласт Ю₁₁) месторождениях. Залежи УВ нижнеюрских пластов небольшие по размерам, различные по типу: пластово-сводовые, пластовые, литологически ограниченные, тектонически экранированные.

Среднеюрский нефтегазоносный комплекс (пласты Ю₂–Ю₉) соотносится с отложениями тюменской свиты. Кровля среднеюрских пород, в пределах Надым-Пурской нефтегазоносной области, фиксируется в диапазоне глубин от 3,0 до 4,3 км. Разрез среднеюрских отложений, также как и нижезалегавшие породы нижнеюрского комплекса, сложен неравномерным переслаиванием терригенных осадков. Продуктивность среднеюрских отложений доказана на многих площадях: Уренгойской, Ен-Яхинской, Песцовой, Западно-Песцовой, Южно-Песцовой, Юбилейной, Ево-Яхинской, Восточно-Медвежьей, Лензитской, Северо-Парусовой, Ямбургской, Харвутинской, Юрхаровской. Залежи по размерам мелкие, реже средние, по типу сложные, часто литологические. По составу флюида залежи – газоконденсатные, нефтегазоконденсатные, нефтяные. В поиске перспектив среднеюрских отложений важно изучение тектонических и литологических факторов [8–10]. Блочное строение изучаемой территории предполагает образование зон накопления песчаного материала вблизи палеоподнятий. Выделение палеорусел в среднеюрском разрезе, по данным интерпретации сейсморазведки 3D, не дает точной увязки их с конкретным пластом из-за сложного переслаивания пород. Статистический анализ геологических данных по среднеюрским отложениям позволил выделить ряд закономерностей, связанных с продуктивностью пород. Диапазон глубин залегания продуктивных залежей УВ изменяется от 3,2 до 4,6 км. Большая часть открытых залежей УВ приурочена к антиклинальным структурам (амплитуда структур более 80 м). Факторами, которые предопределяют промышленную продуктивность объекта УВ, по мнению автора, являются зоны повышенных толщин вблизи палеовыступов; значение коэффициента аномальности пластового давления более 1,8; наличие крупных тектонических разломов [10].

Верхнеюрский нефтегазоносный комплекс на большей части исследуемой территории соотносится с отложениями абалакской (аналоги — ва-

сюганская, георгиевская) и баженовской свит. Кровля верхнеюрских пород фиксируется в диапазоне глубин от 2,9 до 4,2 км. Верхнеюрские отложения были сформированы при трансгрессии палеоморя, образовав значительный по толщине (в среднем около 94 м) флюидоупор — региональную покрывку для нижезалегающего комплекса [11–13]. Промышленная продуктивность верхнеюрских отложений подтверждена только на Западно-Юбилейном месторождении (скв. 23, пласт Ю₀¹). Автор полагает, что промышленные перспективы верхнеюрского комплекса связаны прежде всего с аномальным, осложненным разрезом, в котором происходит опесчанивание, и увеличением общей толщины (более 30 %). Поиск таких сложных геологических тел возможен на основе интерпретации 3D-сейсморазведочных работ, позволяющих детализировать структурный план и картировать зоны аномального, опесчаненного разреза [14].

Нижнемеловой нефтегазоносный комплекс разделен на подкомплексы: ачимовский и шельфовый. Ачимовский нефтегазоносный подкомплекс соотносится в Надым-Пурской нефтегазоносной области с отложениями нижней части сортымской (аналог — ахская) свиты. Глубина кровли ачимовских отложений на изучаемой территории увеличивается с юга на северо-восток, от 3,0 (скв. 81 Ямсовейская) до 4,2 км (скв. 102 Северо-Самбургская). Формирование ачимовских отложений происходило в прибрежной части палеоморя, от кромки палеошельфа до подножия склона. Осадочный материал привносился различными потоками, формируя сложные клиноформные осадочные образования, в основном субмеридионального простирания [15–18]. Общая толщина ачимовского разреза на территории Надым-Пурского междуречья изменяется в широких пределах: от 42 (скв. 81 Ямсовейская) до 544 м (скв. 210 Песцовая). Промышленная нефтегазоносность ачимовских отложений выявлена на большей части месторождений. На Уренгойском месторождении открыто максимальное количество залежей УВ (девятнадцать). Больше количество залежей (двенадцать) являются газоконденсатными, четыре залежи — нефтяные, одна — газоконденсатнонефтяная, две — нефтегазоконденсатные. Залежи по типу пластовые, тектонически и литологически экранированы или ограничены. Для большей части ачимовских отложений промышленная продуктивность связана с антиклинальными поднятиями, где фиксируется пластовая температура более 100 °С и коэффициент аномальности пластового давления — более 1,2 (для газоконденсатных залежей) и более 1,4 (для нефтяных). Важной составляющей повышенной продуктивности ачимовских залежей УВ является литологическая изменчивость — в зонах улучшенных коллекторских свойств и больших толщин коллекторов.

Нижнемеловой (шельфовый) нефтегазоносный подкомплекс в Надым-Пурской нефтегазоносной области выделен в диапазоне берриас-валанжинготерив-барремского ярусов. Подкомплекс соотносится с отложениями сортымской (аналог — ахская) и тангаловской (частично аналог — танопчинская) свит. Отмечается следующая закономерность: вверх по разрезу улучшаются коллекторские свойства пород. Отложения разреза представлены неравномерным переслаиванием коллекторов (песчаники, алевролиты) и неколекторов (аргиллиты). Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов в среднем равны: пористость — 16,0 %, проницаемость —

около $15,0 \cdot 10^{-3}$ мкм². Самая высокая плотность запасов УВ в нижнемеловых отложениях, так же как и по нижезалегающим ачимовскому подкомплексу и юрскому нефтегазоносному комплексу, связана с Уренгойским месторождением. На Уренгойском месторождении в нижнемеловых отложениях открыты залежи УВ по всему разрезу (пласты БУ₁₆–АУ₁₀). Залежи по типу пластово-сводовые, массивные, тектонически экранированные (или ограничены), реже литологически экранированные; по размеру — средние и крупные. По насыщению залежи различны: газоконденсатные, газоконденсатнонефтяные, нефтегазоконденсатные, нефтяные. Вверх по разрезу, с глубин от 3,3 до 2,3 км, растет газовая составляющая. На Ямбургском месторождении в неокомских отложениях также открыты залежи УВ (пласты БУ₉²–БУ₃¹). Как отмечено выше, по продуктивности нижнемеловых отложений (шельфовых) наибольший этаж с максимальным количеством залежей УВ (более 50) на Уренгойском (интервал глубин 2,0–3,3 км) и Ямбургском (интервал глубин 2,5–3,6 км) месторождениях. На соседних площадях количество и размеры залежей УВ уменьшаются в несколько раз.

Апт-альб-сеноманский подкомплекс соотносится с отложениями покурской (аналоги — части танопчинской (пласты ТП₁₋₁₂), яронгская и маррессалинская) свиты. Продуктивность апт-альб-сеноманского подкомплекса на территории Надым-Пурского междуречья соотносится с уникальными залежами УВ отложений сеноманского яруса верхнего мела. В разреза апт-альбских ярусов максимальное количество залежей УВ открыто на Медвежьем месторождении (Ныдинское поднятие), где выявлены газовые залежи в двенадцати пластах (ТП₃–ТП₁, ХМ₆–ХМ₂, ПК₉–ПК₆). Уникальные газовые залежи сеномана открыты на трех месторождениях: Уренгойском, Ямбургском и Медвежьем. Коллекторские свойства сеноманских отложений высокие. Суммарные эффективные газовые толщины в продуктивном пласте изменяются от 30 до 60 м, открытая пористость в пределах до 39 %, проницаемость в среднем до $120 \cdot 10^{-3}$ мкм². Региональной покрывкой для сеноманских залежей газа являются вышезалегающие кузнецовские глины, общей толщиной около 50 м.

В пределах верхнемелового нефтегазоносного комплекса на исследуемой территории Надым-Пурской нефтегазоносной области промышленная продуктивность была доказана в разрезе нижеберезовской подсвиты (сенон). На Медвежьем месторождении поисково-оценочной скв. 1С была открыта газовая залежь пласта НБ. Предполагается, что газовая залежь пласта НБ превосходит по контуру газоносности нижезалегающую сеноманскую газовую залежь. Продуктивность нижеберезовских отложений была отмечена и на других площадях, где ранее были открыты сеноманские газовые залежи.

Результаты

В пределах исследуемого района Надым-Пурского междуречья нефтегазоносность подтверждена по всему мезозойскому разрезу от 0,9 до 6,6 км. Суммарная толщина продуктивного разреза около 3,0 км. Больше количество залежей УВ открыто в восточной части исследуемой территории — на Уренгойском месторождении. Здесь же самые большие по размерам залежи УВ, где сконцентрированы уникальные запасы УВ. Второе место по

количеству и размерам залежей УВ занимает Ямбургское месторождение, третьим является Медвежье месторождение, расположенное на западе Надым-Пурской нефтегазоносной области. По разрезу большая часть залежей УВ сосредоточена в нижнемеловых отложениях. Уникальные запасы газа открыты в сеноманских отложениях верхнего мела. Ресурсы газа нижнеберезовской подсвиты (сенон) имеют предварительно высокую оценку.

На исследуемой территории открыты три уникальных по запасам УВ месторождения: Уренгойское, Ямбургское и Медвежье. Крупных месторождений в два раза больше, и расположены они вблизи Уренгойского месторождения, на востоке исследуемой территории. Количество открытых средних месторождений в полтора раза больше количества крупных. Мелкие месторождения превышают средние почти в два раза (рисунок).

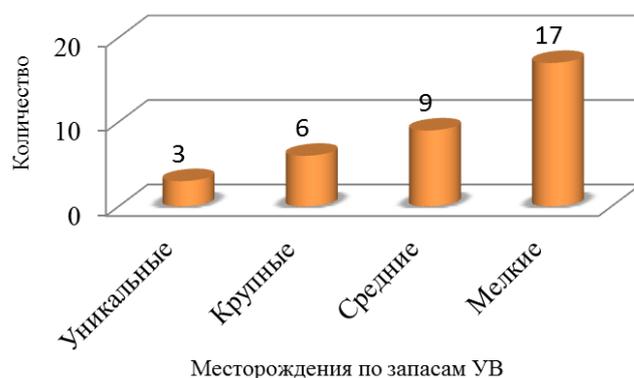


Рисунок. *Диаграмма распределения месторождений по размерам в пределах территории Надым-Пурского междуречья*

Обсуждение

С учетом выполненных автором исследований нефтегазоносных перспектив территории Надым-Пурского междуречья выявлено, что наибольшая концентрация запасов УВ сосредоточена в зонах активных геоблоков. К такому блоку относится Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт. В этих зонах был сформирован максимальный по толщине осадочный разрез, при высокой скорости осадконакопления (более 60 м/млн лет). Активные зоны также характеризуются максимальным тепловым потоком (более 50,0 мВт/м²) [19]. Все уникальные и крупные месторождения связаны с антиклинальными структурами (I и II порядка), формирование которых пришлось на неотектонический период. В пределах этих структур выделены тектонические разломы, которые и являлись проводниками для миграции УВ. Автор отмечает, что все многозалежные месторождения по продуктивности разреза можно подразделить на два типа: полностью заполненные (подтверждена промышленная продуктивность всех комплексов — от юрского до верхнемелового) и частично заполненные. К первому типу отнесены такие месторождения, как Уренгойское, Ямбургское, Ныдинский участок Медвежьего месторождения, Юбилейное, Ен-Яхинское, Песцовое, Юрхаровское, Харвутинское, Северо-Парусовое, Северо-Уренгойское. Остальные место-

рождения отнесены ко второму типу. Основная концентрация запасов УВ в изучаемом районе, как отмечено ранее, связана с нижнемеловыми отложениями. С учетом неравномерности бурения, как по площади, так и по разрезу, возможны открытия новых средних и мелких залежей УВ в пропущенных объектах на старых месторождениях. На территории Надым-Пурского междуречья поиски перспективных ловушек УВ должны концентрироваться, по мнению автора, в трех направлениях. Первое направление — это доразведка старых разрабатываемых месторождений и их периферийных участков. Автор считает, что открытие продуктивных пластов в нижней и верхней частях мезозойского разреза (в среднеюрских и сеноманских отложениях) предопределяет продуктивность всех комплексов. Второе направление — это поиск новых залежей УВ на структурах в северной и восточной частях изучаемой территории и выход на шельф Обской губы и Тазовской. Третье направление — это изучение нетрадиционного объекта — нижеберезовских глинистых отложений (пласт НБ) в пределах месторождений, где разрабатываются уникальные сеноманские газовые залежи.

Выводы

Исходя из проведенной статистики, автор предполагает, что на исследуемой территории большая часть открытий (до 70 %) будет связана с мелкими и средними залежами УВ, остальные — с крупными. Открытие уникальных залежей УВ возможно (около 5 %) с учетом вышеприведенных условий. Наиболее рентабельными [20] с экономической точки зрения являются ресурсы газа, количество которого растет в залежах УВ по направлению на север Надым-Пурской нефтегазоносной области.

Библиографический список

1. Weiss, E. Birth of the 'new geoscientist' / E. Weiss. – DOI 10.3997/1365-2397.29.1.46393. – Direct text // First break. – 2011. – Vol. 29, Issue 1. – P. 35–36.
2. Plessix, R. E. A parameterization study for surface seismic acoustic full waveform inversion in a vertical transverse isotropic medium / R. E. Plessix, C. Qin. – Direct text // Geophysical Journal International. – 2011. – Vol. 185. – P. 539–556.
3. Khromova, I. Y. Comparison of seismic-based methods for fracture permeability prediction / I. Y. Khromova, L. Brian, N. Marmeleviskyi. – Direct text // First break. – 2011. – Vol. 29, Issue 1. – P. 37–44.
4. Долгих, Ю. Н. Многоуровневая сейсморазведка и кинематическая инверсия данных МОВ-ОГТ в условиях неоднородной ВЧР / Ю. Н. Долгих. – Москва : ЕАГЕ Геомодель, 2014. – 212 с. – Текст : непосредственный.
5. Ехлаков, Ю. А. Расчленение осадочно-вулканогенной толщи триаса (красноселькупской серии) в Тюменской сверхглубокой скважине / Ю. А. Ехлаков, А. Н. Угрюмов, В. С. Бочкарев. – Текст : непосредственный // Труды СНИИГГиМИ. – Новосибирск, 2001. – С. 32–48.
6. Ехлаков, Ю. А. Новые данные о строении красноселькупской серии Западной Сибири / Ю. А. Ехлаков, А. Н. Угрюмов, С. С. Санфинова. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 7. – С. 16–25.
7. Гладышева, Я. И. Палеозой-триасовый нефтегазоносный комплекс и его перспективы на севере Западной Сибири / Я. И. Гладышева. – DOI 10.31087/0016-7894-2018-4-35-38. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 35–38.

8. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции : монография / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятов, В. И. Дёмин [и др.] ; под редакцией В. С. Суркова ; Министерство природных ресурсов Российской Федерации, Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья. – Новосибирск : Наука, 2005. – 197 с. – Текст : непосредственный.
9. Гладышева, Я. И. Анализ среднеюрских отложений севера Западной Сибири для оценки риска бурения глубоких скважин / Я. И. Гладышева. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 83 с. – Текст : непосредственный.
10. Гладышева, Я. И. Прогноз параметров зон промышленной нефтегазоносности юрских отложений севера Западной Сибири / Я. И. Гладышева. – DOI 10.31660/0445-0108-2018-6-9-15. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 6. – С. 9–15.
11. Нежданов, А. А. Аномальные разрезы баженовской свиты и их сейсмогеологическая характеристика / А. А. Нежданов, Н. Н. Туманов, В. А. Корнев. – Текст : непосредственный // Сейсморазведка для литологии и стратиграфии. Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень : Наука, 1985. – С. 64–71.
12. Баженовский горизонт Западной Сибири. Стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность : монография / Ю. В. Брэдучан, А. В. Гольберт, Ф. Г. Гурари [и др.] ; отв. ред. В. С. Вышмировский. – Новосибирск : Наука, 1986. – 216 с. – Текст : непосредственный.
13. Соколовский, А. П. Аномальные типы разрезов баженовской и тутлеймской свит в Западной Сибири / А. П. Соколовский, Р. А. Соколовский. – Текст : непосредственный // Вестник недропользователя. – 2002. – № 11. – С. 64–67.
14. Гладышева, Я. И. Продуктивность верхнеюрских отложений севера Западной Сибири / Я. И. Гладышева, А. С. Гаврильчук. – Текст : электронный // Материалы научно-практической конференции. – Тюмень, 2019. – URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900565>.
15. Бородкин, В. Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи севера Западной Сибири : [монография] / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков. – Новосибирск : СО РАН, 2010. – 138 с. – Текст : непосредственный.
16. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / С. А. Горбунов, А. А. Нежданов, В. А. Пономарев, Н. А. Туренков. – Москва : Академия горных наук, 2000. – 247 с. – Текст : непосредственный.
17. Большаков, Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления / Ю. Я. Большаков ; отв. ред. А. Э. Конторович ; Российская академия наук, Сибирское отделение, Институт проблем освоения Севера. – Новосибирск : Наука, 1995. – 180 с. – Текст : непосредственный.
18. Наумов, А. Л. Новый тип литологических ловушек в неокомских отложениях Западной Сибири / А. Л. Наумов, Ф. З. Хафизов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1986. – № 1. – С. 31–35.
19. Курчиков, А. Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности / А. Р. Курчиков. – Москва : Недра, 1992. – 230 с. – Текст : непосредственный.
20. Ivanhoe, L. F. Evaluating prospective basins. I. Oil/gas potential in basins estimated / L. F. Ivanhoe. – Text : electronic // Oil Gas Journal. – URL: <https://www.osti.gov/biblio/6726142>. – Published: December, 6, 1976.

References

1. Weiss, E. (2011). Birth of the 'new geoscientist', First break, 29(1), pp. 35-36. (In English). DOI: 10.3997/1365-2397.29.1.46393
2. Plessix, R. E., & Qin, C. (2011). A parameterization study for surface seismic acoustic full waveform inversion in a vertical transverse isotropic medium. Geophysical Journal International, 185, pp. 539-556. (In English).
3. Khromova, I. Y., Brian, L., & Marmelevskyi, N. (2011). Comparison of seismic-based methods for fracture permeability prediction, First break, 29(1), pp. 37-44. (In English).
4. Dolgikh, Yu. N. (2014). Mnogourovnevaya seysmorazvedka i kinematicheskaya inversiya dannykh MOV-OGT v usloviyakh neodnorodnoy VChR. Moscow, EAGE Geomodel' Publ., 212 p. (In Russian).

5. Ekhlakov, Yu. A., Ugryumov, A. N., & Bochkarev, V. S. (2001). Raschlenenie osadochno-vulkanogennoy tolshchi triasa (krasnosel'kupskoy serii) v Tyumenskoй sverkhglubokoy skvazhine. Trudy SNIIGGiMI. Novosibirsk, pp. 32-48. (In Russian).
6. Ekhlakov, Yu. A., Ugryumov, A. N., & Sanfirova, S. S. (2012). New data on Krasnosel'kupskaaya series structure of Western Siberia. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (7), pp. 16-25. (In Russian).
7. Gladysheva, Ya. I. (2018). Palaeozoic-Triassic play opportunities in the north of Western Siberia. Oil and gas geology, (4), pp. 35-38. (In Russian).
8. Gurari, F. G., Devyatov, V. P., Demin, V. I., Ekhanin, A. E., Kazakov, A. M., Kasatkina, G. V.,... Shiganova, O. V. (2005). Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' nizhney - sredney yury Zapadno-Sibirskoy provintsii. Novosibirsk, Nauka Publ., 197 p. (In Russian).
9. Gladysheva, Ya. I. (2012). Analiz sredneyurskikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri dlya otsenki riska bureniya glubokikh skvazhin. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 83 p. (In Russian).
10. Gladysheva, Ya. I. (2018). Prediction of parameters for commercial oil-and-gas content zones of Jurassic sediments in the north of Western Siberia. Oil and Gas Studies, (6), pp. 9-15. (In Russian).
11. Nezhdanov, A. A., Tumanov, N. N., & Kornev, V. A. (1985). Anomal'nye razrezy bazhenovskoy svity i ikh seysmogeologicheskaya kharakteristika. Seysmorazvedka dlya litologii i stratigrafii. Trudy ZapSibNIGNI. Tyumen, pp. 64-71. (In Russian).
12. Braduchan, Yu. V., Bulynnikova, S. P., Vyachkileva, N. P., Gol'bert, A. V., Gurari, F. G., Zakharov, V. A.,... Turbina, A. S. (1986). Bazhenovskiy gorizont Zapadnoy Sibiri. Stratigrafiya, paleogeografiya, ekosistema, neftenosnost'. Novosibirsk, Nauka Publ., 216 p. (In Russian).
13. Sokolovskiy, A. P., & Sokolovskiy, R. A. (2002). Anomal'nye tipy razrezov bazhenovskoy i tutleymskoy svit v Zapadnoy Sibiri. Vestnik nedropol'zovatelya, (11), pp. 64-67. (In Russian).
14. Gladysheva, Y. I., & Gavrilchuk, A. S. (2019). Productivity of the Upper Jurassic of the North of the Western Siberia. Conference Proceedings, Tyumen. (In Russian). Available at: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900565>
15. Borodkin, V. N., & Kurchikov, A. R. (2010). Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti achimovskoy tolshchi severa Zapadnoy Sibiri. Novosibirsk, SO Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences Publ., 138 p. (In Russian).
16. Gorbunov, S. A., Nezhdanov, A. A., Ponomarev, V. A., & Turenkov, N. A. (2000). Geologiya i neftegazonosnost' achimovskoy tolshchi Zapadnoy Sibiri. Moscow, Akademiya gornykh nauk Publ., 247 p. (In Russian).
17. Bol'shakov, Yu. Ya., & Kontorovich, A. E. (1995). Teoriya kapillyarnosti neftegazokopleniya. Novosibirsk, Nauka Publ., 180 p. (In Russian).
18. Naumov, A. L., & Khafizov, F. Z. (1986). Novyy tip litologicheskikh lovushek v neokomskikh otlozheniyakh Zapadnoy Sibiri. Oil and gas geology, (1), pp. 31-35. (In Russian).
19. Kurchikov, A. R. (1992). Hidrogeotermicheskie kriterii neftegazonosnosti. Moscow, Nedra Publ., 230 p. (In Russian).
20. Ivanhoe, L. F. (1976). Evaluating prospective basins. I. Oil/gas potential in basins estimated. Oil Gas Journal. (In English). Available at: <https://www.osti.gov/biblio/6726142>

Сведения об авторе

Гладышева Яна Игоревна, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: GladyshevaYI@gmail.com

Information about the author

Yana I. Gladysheva, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: GladyshevaYI@gmail.com

УДК 551.24

**Тектонический режим района Сухоложской геологической
практики в среднем девоне и вулканические дуги
в фундаменте Западной Сибири**

Ю. А. Загоровский

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
e-mail: zagorovskijja@tyuiu.ru*

Аннотация. В статье кратко описаны современные представления о тектоническом режиме района работ учебной практики студентов-геологов Тюменского индустриального университета в окрестностях города Сухой Лог Свердловской области. Актуальность работы обусловлена нуждами учебного процесса. Собраны сведения о геологическом строении девонских и каменноугольных образований района работ, описаны некоторые наиболее характерные обнажения горных пород палеозойского возраста. Приведены краткие современные сведения о генезисе Уральского горно-складчатого пояса. Объектом практики являются в том числе и рифогенные, и рифогенно-аккумулятивные известняки эйфельского возраста в районе водопада на реке Шата, а также фрагменты вулкана Шата. Согласно данным других исследователей, он входит в вулканическую дугу, возникшую в районе работ в среднем девоне над зоной субдукции ложа ордовикско-силурийского Палеоуральского океана под коллаж разновозрастных террейнов и палеоконтинентов (палеозойский фундамент современной Западно-Сибирской плиты). Приведена возможная схема зоны субдукции, существовавшей в районе работ в среднем девоне. Аналогичные объекты известны в доюрском основании Западной Сибири, с ними связаны залежи нефти и газа. В этом плане массивы известняков и вулканитов, обнажающиеся в районе Сухоложской практики тюменских студентов, являются хорошими натурными аналогами объектов поисковых работ на нефть и газ в Западной Сибири.

Ключевые слова: Сухой Лог; река Шата; вулканическая дуга; субдукция; девон; эйфель

**Tectonic regime of the area of the Sukhoi Log geological practice
in the Middle Devonian and volcanic arcs in the basement of Western Siberia**

Yuri A. Zagorovsky

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
e-mail: zagorovskijja@tyuiu.ru*

Abstract. The article briefly describes current understanding of the tectonic regime of study area. It is related to the field geological practice of students of Industrial University of Tyumen. Study area is located at the western edge of Sukhoi Log town, Sverdlovsk region. The relevance of the work is related to the educational process. Information about the geological structure of the Devonian and Carboniferous formations of study area is collected. Some of the most characteristic outcrops of Paleozoic are described. Actual information about the Ural mountain genesis is given. The list of studied objects includes the outcrop of Eifelian

reefal limestones near to the Shata waterfall and the ruins of a volcano. According to other researchers, it is a part of Middle Devonian volcanic arc, which was formed over the subduction zone. Here the Ordovician-Silurian Paleouralian Ocean were subducted under the collage of different-age terrains and paleocontinents (Paleozoic basement of the modern West Siberian Plate). A possible section across the Middle Devonian subduction zone of study area is presented. Similar objects associated with the oil and gas are known in the Pre-Jurassic basement of Western Siberia. The limestones and volcanic massifs exposed near the Sukhoi Log are good natural equivalents of the objects of oil and gas exploration in Western Siberia.

Key words: Sukhoi Log; Shata river; volcanic arc; subduction; Devonian; Eifelian

Введение

Вот уже более пятидесяти лет подряд в июне месяце оканчивающие первый курс обучения студенты геологических специальностей Тюменского индустриального университета организованной группой выезжают в город Сухой Лог Свердловской области. Вблизи западной окраины этого зауральского городка каждое лето проходит учебная полевая геологическая практика студентов-первокурсников. Студенты получают навыки полевых наблюдений, знакомятся с горными породами, встречающимися по ходу учебных геологических маршрутов, и формами их залегания. Ознакомление с геологическими обнажениями традиционно проходит успешно, однако общая, региональная картина истории тектонического развития района работ в среднем палеозое обычно не изучается. Необходимость краткого изложения ее для понимания студентом-первокурсником — давно назревшая задача учебного процесса. Это и предполагается сделать в данной статье. Поскольку наблюдаемые обнажения являются аналогами нефтегазопысковых объектов в доюрском основании Западной Сибири, их изучение интересно для геолога-нефтяника.

Объект исследования

Город Тюмень расположен в юго-западной части огромной Западно-Сибирской равнины. На поверхности этой гигантской по площади территории под почвенным слоем повсеместно залегает слой терригенных осадочных пород (пески, глины) четвертичного возраста. Их мы видим на поверхности в руслах рек, на склонах обрывов в поймах, на берегах озер, они используются в строительстве. Удивительно «плоский» рельеф унаследован Западно-Сибирской равниной из палеогенового периода, когда Западная Сибирь была дном огромного палеогенового моря. Его воды плескались от приподнятого Уральского берега до Салаирского кряжа (район города Новосибирска) и заливали полностью всю современную Западную Сибирь, на севере соединяясь с водами северных морей. На дне палеогенового моря откладывались слои тонкодисперсных глин. Это так называемые голубые глины (тавдинская свита), которые подстилают четвертичные отложения и вскрыты карьером «Тюменнеруд» у поселка Винзили [1]. Они добываются для производства огнеупорного кирпича и керамзита. В глинах встречаются конкреции, содержащие пирит, глауконит, гипс, раковины моллюсков, характерных для палеогенового периода [1].

Мы едем на запад, к берегу этого палеогенового моря, к хребту Уральских гор (рис. 1), который и в палеогене представлял собой возвышенную сушу. В соответствии с плейт-тектоническими представлениями Уральские горы — это сильно помятый, вздыбленный край Восточно-Европейской платформы (ее фундамент — докембрий, осадочный чехол — в основном палеозой), на большей части перекрытый обдуцировавшими («наехавшими») на него слоями палеозойского фундамента Западной Сибири (рис. 2) [2–5]. Здесь на поверхность выходят твердые консолидированные породы доюрского возраста — известняки, базальты и многие другие. Эти доюрские породы находятся и в Тюмени, только они перекрыты, вдобавок к палеогеновым, слоями меловых и юрских отложений, из которых на севере Западной Сибири добывают нефть и газ. В юре, мелу и кайнозое Западная Сибирь была депрессией — осадочным бассейном, заполнявшимся терригенными осадками, песками и глинами, продуктами разрушения окружавших его горных сооружений (Урал, древние горы Восточной Сибири и Северного Казахстана). На Сухоложской практике изучаются выходы доюрского основания Западной Сибири — толщи горных пород, сформировавшиеся на границе Западной Сибири и Восточно-Европейской платформы в палеозое.

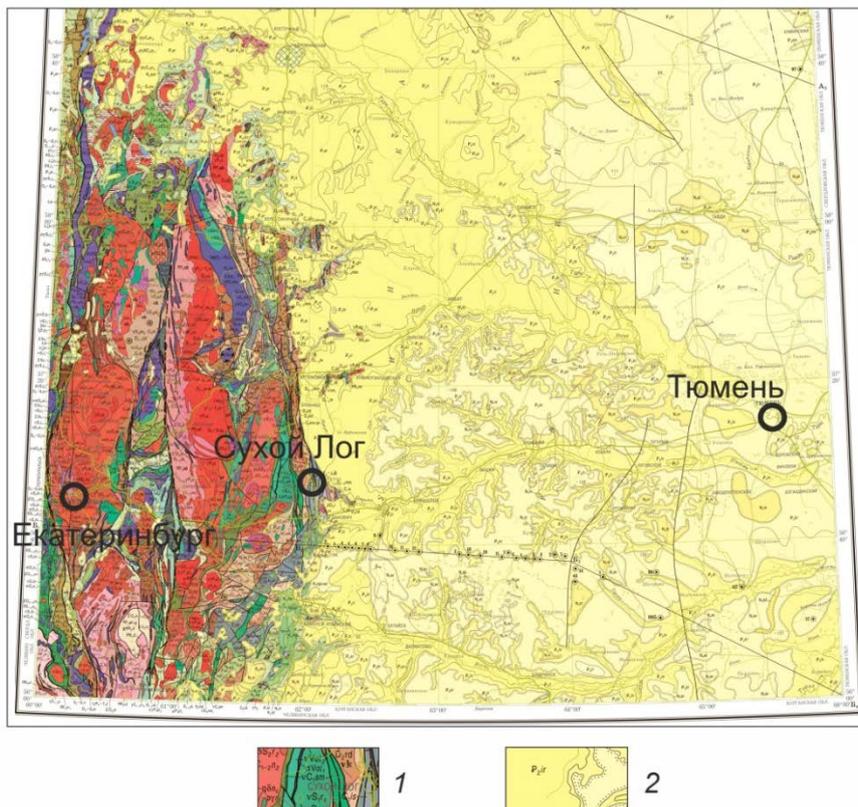


Рис. 1. Расположение района учебной геологической практики на государственной геологической карте доплиоценовых образований масштаба 1:1000000 [2]
(1 — палеозой Уральского складчатого пояса; 2 — кайнозойские осадочные толщи Западно-Сибирской плиты)

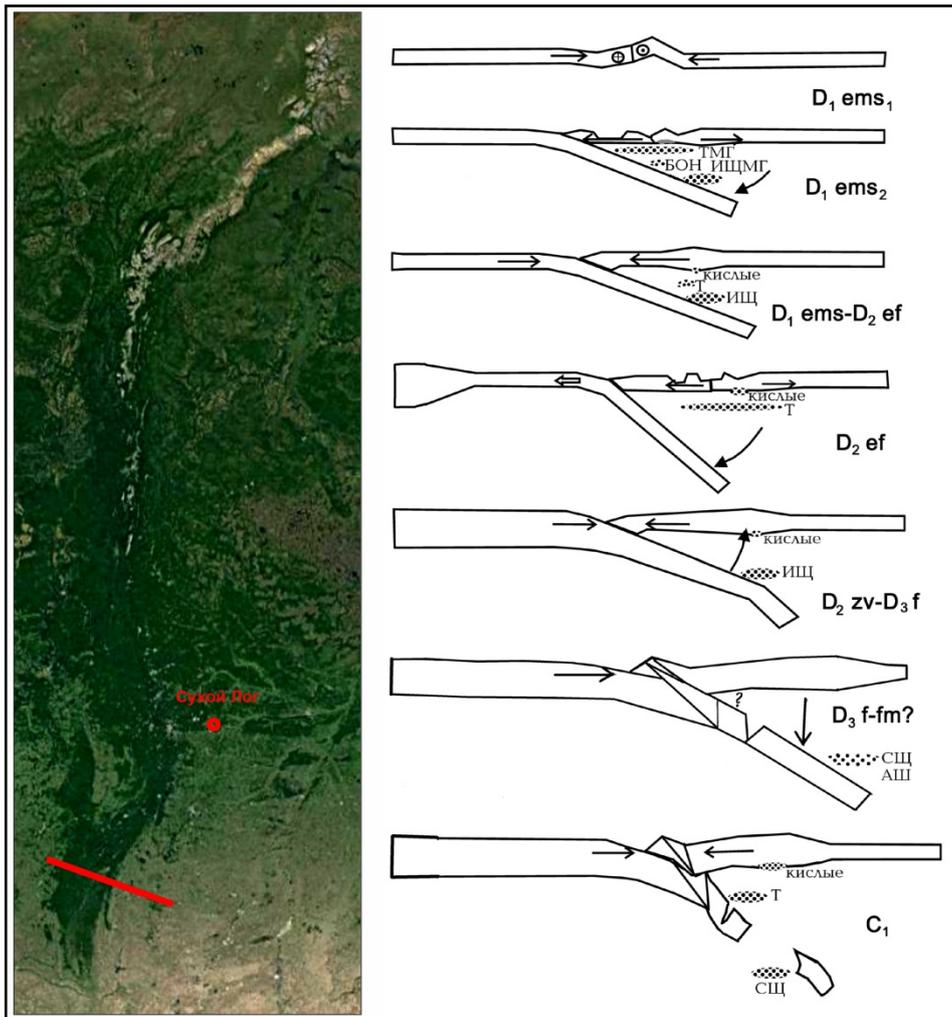


Рис. 2. Уральский горно-складчатый пояс на космоснимке Google Maps, схема зарождения и развития Магнитогорской островной дуги, зоны субдукции дна Палеоуральского океана под Казахстанский палеоконтинент (фундамент южной части современной Западно-Сибирской плиты) и последующей его коллизии с окраиной Восточно-Европейской платформы [5]

Город Сухой Лог расположен между Тюменью и Екатеринбургом, немало на север от трассы. В черте города на поверхность выходит большой массив крепких скальных пород — светло-серых известняков, относящихся к доюрскому фундаменту Западной Сибири [6] (рис. 3, 4). Известняк — органогенно-хемогенная осадочная горная порода, состоящая в основном из минерала кальцита, представляющего собой карбонат кальция. Он является важным полезным ископаемым, из него делают оксид кальция — один из главных компонентов цемента. Куски известняка дробятся, измельчаются и обжигаются в заводской печи при температуре около 1 000 °С. Под действием такой температуры карбонат кальция распадается на оксид кальция и углекислый газ. Так работает Сухоложский цементный завод, один из крупнейших в Уральском федеральном округе. В известняках

найлены останки организмов, живших в раннем карбоне. Современные четвертичные известняки образуются в современных мелководных теплых морях вблизи экватора. Исходный компонент почти всех известняков — скелеты и раковины организмов, извлекающих ионы кальция из морской воды и синтезирующих карбонат кальция. Логично думать, что в раннем карбоне, в эпоху накопления слоев сухоложских известняков на месте восточного склона современного Уральского хребта, вытянутого в субмеридиональном направлении, была прибрежная часть теплого моря, где жили рифостроящие организмы, похожие на современные: кораллы, губки, специфические водоросли, моллюски с толстыми раковинами. Море распространялось и на восток, в Западную Сибирь. Текстура залегающих в черте города известняков массивная, они состоят в основном из мелких частиц, неразличимых невооруженным глазом. Известняки, наблюдаемые в черте города, рассечены руслом реки Пышмы. Наблюдая разрез, вскрытый рекой, легко заметить, что слои известняков не горизонтальны, то есть находятся не в первичном залегании, они сильно наклонены (рис. 5). Падают слои известняков против направления течения реки. На западной окраине города течение реки почти перпендикулярно направлению падения слоев известняков, имеющих, таким образом, субмеридиональное простирание, сонаправленное с современными очертаниями Уральского хребта.

Система, Отдел	Ярус, Подъярус	Литология	Где можно наблюдать
Карбон, нижний C ₁	Средне- и Верхневизейский C _{1v2-3}	Известняки	Скала Зуб, и обнажения по берегам р. Пышма в черте г. Сухой Лог
	Нижневизейский C _{1v1} Турнейский C _{1t}	Алевриты, аргиллиты, песчаники, угли	Небольшое обнажение круто падающих пластов углей на северной окраине г. Сухой Лог
Девон, средний D ₂	Эйфельский D _{2ef}	Рифогенно-аккумулятивные известняки	Водопад на р. Шата, правый берег
		Рифогенные известняки	Водопад на р. Шата, левый берег
		Вулканыты (базальты, андезиты, туфы и др.)	Фрагменты вулкана на р. Шата

Рис. 3. Некоторые наиболее характерные обнажения горных пород палеозойского возраста в районе учебной геологической практики

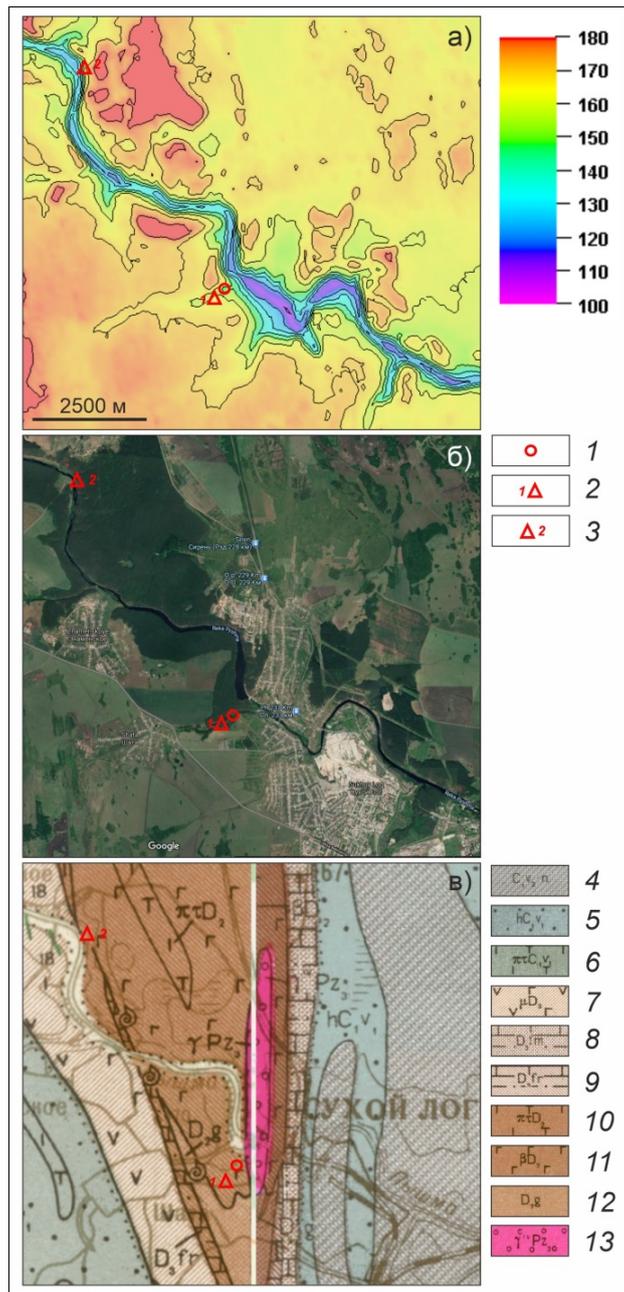


Рис. 4. Изогипсы рельефа дневной поверхности (а), космоснимок Google Maps (б) и фрагмент геологической карты [6] района работ (в)
 (1 — палаточный лагерь; 2 — вулкан Шата; 3 — вулкан Дивий Камень; 4 — средне- и верхневизейские известняки; 5 — нижневизейская угленосная толща; 6 — нижневизейские альбитофиры кварцевые; 7 — порфириты и туфы верхнего девона; 8 — известняки фаменского яруса верхнего девона; 9 — известняки франского яруса верхнего девона; 10 — альбитофиры кварцевые и бескварцевые, их туфы; 11 — диабазы, порфириты базальтовые, их туфы; 12 — известняки эйфельского и живетского ярусов; 13 — позднепалеозойские интрузии, гранит-порфиры и кварцевые порфиры)



Рис. 5. Выход известняков нижнего карбона (скала Зуб) на правом берегу реки Пышмы (вид с запада), положение объекта на космоснимке Google Maps

В северной части города можно наблюдать слои терригенных пород — алевролитов, вмещающих конкреции, и углей. Слои смяты в крутые складки, они падают почти вертикально.

Место для лагеря — поляна в лесу вблизи западной окраины города. Вблизи стоянки студентов можно наблюдать обширный ровный возвышенный участок, поверхность которого также состоит из известняков. На месте палаточного лагеря, на левом берегу реки Шаты, распространены уже не известняки, а темные и крепкие магматические породы, фрагменты которых можно наблюдать в устье этой небольшой речки, под мостиком. Судя по отсутствию видимых кристаллов (скрытокристаллическая структура пород), эти магматиты, скорее всего, когда-то изверглись на поверхность и быстро остыли, то есть наблюдаемые магматиты — эффузивные (вулканиты). Вулканические породы широко распространены по берегам реки Шаты. Пройдя выше по течению, западнее лагеря можно увидеть довольно крупное обнажение вулканитов основного и среднего состава — базальтов, андезитов (рис. 6). Кое-где заметны мелкие миндалины — следы дегазации лавы. В некоторых местах наблюдаемые формы вулканитов можно интерпретировать как остатки шаровых отдельностей. Детальные исследования данного объекта маршрута свердловскими геологами [7–13] показывают, что перед нами фрагмент вулкана центрального типа, извергавшего андезитовые и базальтовые лавы. В советские годы объект был изучен серией скважин, в их разрезе установлены прожилки и вкрапления с повышенным содержанием сульфидов меди, цинка. Западнее, ниже по течению Шаты расположен небольшой водопад, где река снова вскрывает

серые известняки. Текстура известняков по левому берегу Шаты отличается от известняков цементного завода. Здесь можно заметить следы древних рифостроителей, характерных для эйфельского яруса среднего девона, отпечатки раковин брахиопод, кораллов. На этом основании можно предположить, что и расположенная рядом вулканическая постройка образовалась в эйфеле. Обрамляющие вулкан известняки, возможно, накопились на ее склонах.



Рис. 6. Фрагменты среднедевонского вулкана на реке Шате

Наблюдаемые в среднем течении Шаты фрагменты среднедевонского вулкана входят в цепочку синхронных вулканических построек, которая тянется субмеридиональной полосой вдоль простирания современного Уральского хребта. Например, крупный палеовулкан, известный как Дивий Камень, мы можем наблюдать выше по течению реки Пышмы вблизи поселка Рудянское. Такое расположение палеовулканов, а также текстуры и химический состав слагающих их пород говорят том, что они имеют над-субдукционную природу [7–12]. Описываемая среднедевонская вулканическая дуга маркирует зону субдукции тяжелой плиты ордовикско-силурийского океана [14] под более легкий палеоконтинент (фундамент современной Западной Сибири) (рис. 7).

Четвертичные островодужные комплексы можно наблюдать в современных зонах субдукции, это — западный периметр Тихого океана (в том числе полуостров Камчатка и Курильские острова), Зондский архипелаг, Анtilьские острова и многие другие. Процессы субдукции исчезнувших ныне океанов традиционно рассматриваются ученым сообществом в качестве механизма образования горно-складчатых поясов [15–19].

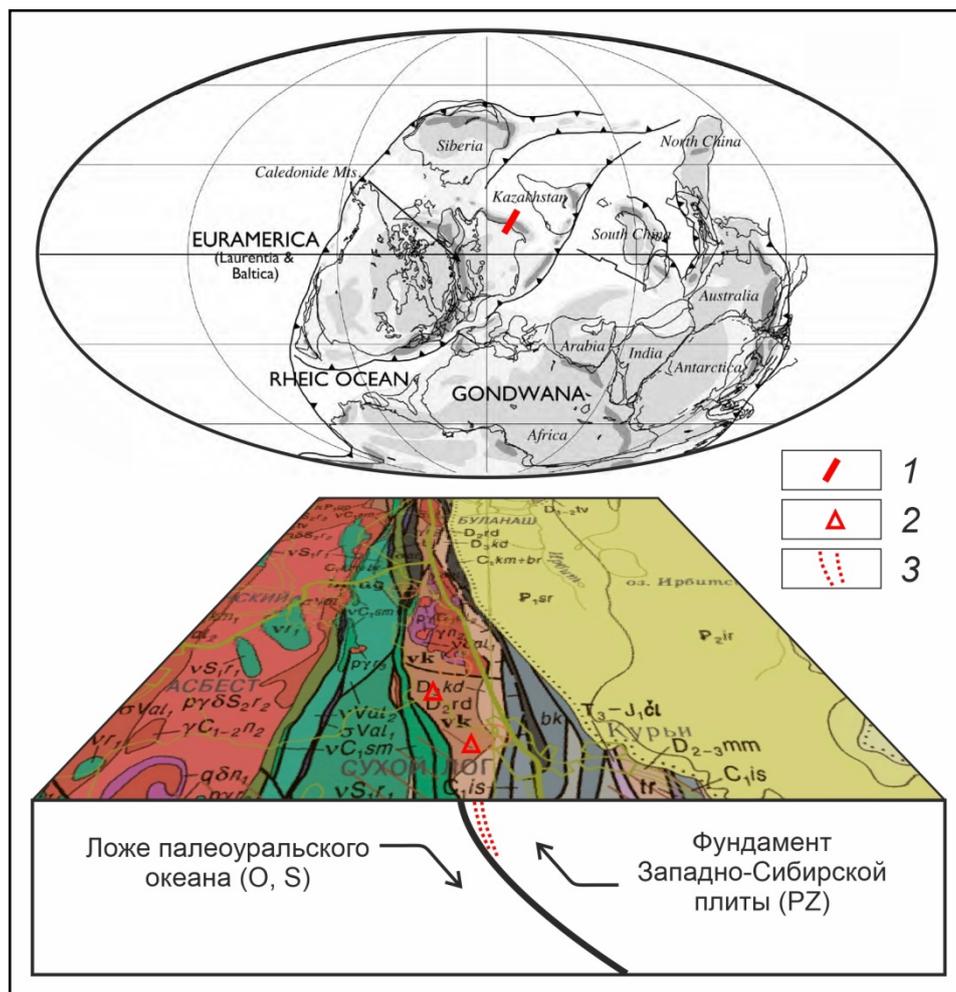


Рис. 7. Предполагаемое положение континентов в раннем девоне [14] и схематичный геологический разрез вкост современному уральскому простиранию через зону субдукции, существовавшую в районе работ в среднем девоне; использована геологическая карта [2] (1 — положение разреза через район учебной геологической практики; 2 — среднедевонские вулканы Шата и Дивий Камень; 3 — каналы поступления магмы к среднедевонской вулканической дуге)

Яркий пример хорошо сохранившейся вулканической дуги, возникшей при субдукции раннепалеозойского океана под Казахстанский палеоконтинент (фундамент южной части современной Западно-Сибирской плиты), мы можем наблюдать на южном Урале, в районе города Магнитогорска. Субдукция происходила в девоне. В силу стечения обстоятельств в отличие от многих других древних вулканических дуг Магнитогорская дуга относительно слабо деформирована, хорошо сохранилась (см. рис. 2). История ее развития была убедительно обоснована [4, 5, 16]. Наблюдаемая на Сухоложской практике раннедевонская вулканическая дуга синхронна Магнитогорской и, вероятно, является ее северным продолжением [20].

Элементы современных зон субдукции, а точнее, овестьствованные свидетелства их существования можно наблюдать и вблизи палеоуральных палеоостроводужных образований. В соответствии с плейт-тектоническими представлениями к западу от вулкана Шата в среднем девоне располагался глубоководный желоб, западный борт которого сложен раннепалеозойской океанической корой, состоящей из основных и ультраосновных горных пород — базальтов, перидотитов. При закрытии палеоокеанов в результате субдуцирования основной части океанической плиты и последующей коллизии континентальных окраин происходит обдукция — скучивание и воздымание избежавших субдукции остатков океанической коры на континентальную окраину. Такие фрагменты древней океанической коры часто состоят в основном из серпентина (змеевика) — продукта метаморфизма исходных ультраосновных магматитов, поэтому они получили название «офиолиты» («змея», по-латыни — *serpens*, по-гречески — *orphis*) [21]. Фрагменты древней коры изучаемого нами на практике океана (офиолиты) представлены довольно обширным субмеридионально вытянутым поясом массивов ультраосновных пород, из которых ближайший к месту Сухоложской практики — баженовский [22]. Здесь, вблизи города Асбеста, добывают образовавшийся в результате метаморфизации дна Палеоурального океана хризотил-асбест (минерал группы серпентина).

К востоку от вулкана Шата, между вулканической дугой и возвышенной частью континента, в соответствии с современными аналогами, в среднем-позднем девоне располагалось задуговое море (см. рис. 7). В нем, вероятно, и накопились слои средне- и позднедевонских известняков.

Закрытие Палеоурального океана, последующая коллизия окраины Восточно-Европейского палеоконтинента и скопления разновозрастных террейнов и палеоконтинентов (составляющих палеозойский фундамент современной Западно-Сибирской плиты) привели к субширотному (в современной ориентации) сжатию слоев накопившихся известняков и вулканических образований и их деформации жестким фрагментом земной коры, напиранием со стороны современных Западной Сибири и Северного Казахстана (см. рис. 7).

В доюрском основании Западно-Сибирского нефтегазозносного бассейна вулканогенные, вулканогенно-осадочные породы распространены довольно широко [23, 24]. Значительная их часть связана с наполняющими грабены базальтами и туфами туринской серии, излияние которых многие исследователи связывают с региональным плюмовым событием на рубеже перми и триаса [25]. Эффузивные породы вскрыты в разных районах Западной Сибири многочисленными глубокими скважинами [24]. Споры о принадлежности того или иного образца, о надежности датирования остаются актуальными [26–31], однако сложно утверждать, что все они непременно связаны с пермо-триасовым вулканизмом. Представляется, что вулканические дуги, маркирующие зоны субдукции палеозойских океанов, существовавших на территории Западной Сибири [32–35], также могут присутствовать и в доюрском основании Западно-Сибирского нефтегазозносного бассейна. Массивы известняков и доломитов доюрского основания Западной Сибири являются перспективными резервуарами для нефти и газа. С подобными массивами трещиноватых известняков и доломитов связаны залежи нефти и газа в Новосибирской и Томской областях [36], на

Новопортовском месторождении на юге полуострова Ямал [37]. Образование перечисленных рифовых массивов, ныне насыщенных нефтью и газом, происходило в том числе на склонах островодужных вулканитов и в задуговых мелководных морях [33–38], подобно тому, как это происходило на западной окраине города Сухой Лог в эйфеле. Известно, что парагенезис рифовых известняков и вулканитов характерен для районов современного карбонатообразования [39, 40]. В этом плане массивы известняков и вулканитов, обнажающиеся в районе Сухоложской практики тюменских студентов, являются хорошими натурными аналогами объектов поисковых работ на нефть и газ в Западной Сибири. Присутствуют в палеозойском фундаменте Западной Сибири и офиолитовые ассоциации. Некоторыми исследователями предполагается возможной их связь с газоносностью осадочного чехла [41].

Результаты

Итак, возможно предположить, что в позднем девоне район Сухоложской учебной практики был похож на район современной островной дуги (см. рис. 7), расположенной в тропическом экваториальном климате. Мы наблюдали остатки одного из вулканов центрального типа, входящих в состав девонской вулканической дуги. Вода была теплой, в ней жили моллюски с толстыми раковинами, кораллы, губки. Они сформировали у подножия вулкана барьерный риф. Вероятно, курорты побережья Палеоуральского океана в среднем девоне пользовались бы популярностью. Между цепочкой вулканов и берегом располагалось задуговое мелководное море, в котором накапливались слои известняков, а ближе к берегу, в лагунах — осадки алевритовой фракции и маломощные слои углей. В раннем карбоне площадь задугового бассейна расширилась, глубина моря увеличилась, в нем накапливались мощные равномерные слои известняков. В последующие периоды геологической истории позднедевонская вулканическая дуга и прилегающие геологические образования района Сухоложской практики были сильно деформированы.

Выводы

Осмысливая результаты полевых геологических наблюдений, рассматривая отобранные образцы горных пород из обнажений, мы в очередной раз убеждаемся, что реконструкция облика древних ландшафтов, обстановок осадконакопления и проявлений магматизма невозможна без понимания того, где и как в настоящее время происходит образование современных аналогичных горных пород четвертичного возраста. Принцип актуализма (униформизма) с XIX века и по сей день повсеместно применяется при реконструкции истории геологического развития разных регионов нашей планеты [42].

Геологическое строение домезозойского ложа Западной Сибири является объектом активного изучения, и восточный склон Урала — как раз то место, где оно выходит на поверхность. Сухоложская практика позволяет ознакомиться со слагающими его породами, задуматься о механизмах их формирования, попытаться мысленно воспроизвести палеозойские ландшафты. У студентов сформируются вопросы, к которым, как хотелось бы

верить, они вернутся позже, и о которых будут задумываться в профессиональной жизни, в том числе изучая месторождения нефти и газа Западной Сибири.

Благодарности

Автор статьи очень благодарен опытнейшему геологу, специалисту в области геологии Урала, кандидату геолого-минералогических наук Владимиру Сергеевичу Чупрову, с которым автору посчастливилось работать над изучением подтрапповых осадочных бассейнов полуострова Индостан, за критическую оценку рукописи, замечания, которые позволили улучшить данную статью, и поддержку.

Также автор выражает благодарность преподавателям кафедры геологии месторождений нефти и газа Тюменского индустриального университета Кириллу Александровичу Галинскому, Данилу Александровичу Кобылинскому, Андрею Александровичу Пономареву и Вере Михайловне Ивановой за их неоценимую помощь и поддержку.

Библиографический список

1. On the Taxonomic Composition of Mollusks from the Tavda Formation of Western Siberia / S. V. Popov, Y. S. Trubin, P. V. Smirnov [et al.]. – DOI 10.1134/S0031030119010076. – Text : electronic // Paleontological Journal. – 2019. – Vol. 53, Issue 1. – P. 20–29.
2. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:1 000 000. Третье поколение. Уральская серия. О-41 (Екатеринбург). Карта доплиоценовых образований / Под редакцией А. В. Жданова. – Санкт-Петербург : ВСЕГЕИ. – 2009. – Изображение : непосредственное.
3. Хаин, В. Е. Тектоника континентов и океанов (год 2000) / В. Е. Хаин. – Москва : Научный мир, 2001. – 606 с. – Текст : непосредственный.
4. Пучков, В. Н. Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении) / В. Н. Пучков ; Российская академия наук, Уфимский научный центр, Институт геологии. – Уфа : ДизайнПресс, 2010. – 280 с. – Текст : непосредственный.
5. Косарев, А. М. Петролого-геохимические особенности среднедевонско-раннекаменноугольных островодужных и коллизионных вулканитов Магнитогорской зоны в геодинамическом контексте / А. М. Косарев, В. Н. Пучков, И. Б. Серавкин. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2006. – № 1. – С. 3–21.
6. Государственная геологическая карта СССР масштаба 1:200 000. Листы О-41-XXVI, О-41-XXVII / Под редакцией И. Д. Соболева ; Главное управление геодезии и картографии Министерства геологии СССР. – 1966. – Изображение : непосредственное.
7. Огородников, В. Н. В краю потухших вулканов : учебное пособие / В. Н. Огородников, Е. А. Слободчиков, Ю. А. Поленов. – Екатеринбург : Изд-во УГГГА, 1997. – 228 с. – Текст : непосредственный.
8. Кузин, А. В. Геофизические исследования Сухоложского полигона в Зауралье : учебное пособие / А. В. Кузин. – Екатеринбург : Уральский государственный горный ун-т, 2004. – 94 с. – Текст : непосредственный.
9. Палеозойские вулканические постройки на Востоке среднего Урала и их петрогеохимия / Е. Н. Волчек, В. Н. Огородников, Е. А. Слободчиков, В. С. Червяковский. – Текст : непосредственный // Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П. Н. Чирвинского. – 2015. – № 18. – С. 185–191.
10. Волчек, Е. Н. Фрагменты палеовулканов восточного сегмента Среднего Урала и геохимическая характеристика вулканитов / Е. Н. Волчек, Е. А. Слободчиков, В. Н. Огородников. – Текст : непосредственный // Труды Института геологии и геохимии им. академика А. Н. Заварицкого. – 2014. – № 161. – С. 179–186.

11. Новые данные по петрогеохимии вулканических пород р. Пышмы (восточный склон среднего Урала) и их геодинамическая интерпретация / Е. Н. Волчек, В. С. Червяковский, Е. А. Слободчиков [и др.]. – DOI 10.21440/2307-2091-2017-1-7-13. – Текст : непосредственный // Известия Уральского государственного горного университета. – 2017. – № 1(45). – С. 7–13.
12. Душин, В. А. Учебная геологосъемочная практика. Сухоложский полигон : учебно-методическое пособие / В. А. Душин, В. А. Рыбалко, К. Б. Алёшин. – Екатеринбург : Изд-во УГГУ, 2012. – 240 с. – Текст : непосредственный.
13. Коротеев, В. А. Среднепалеозойский вулканизм Восточной зоны Урала / В. А. Коротеев, Т. В. Дианова, Л. Я. Кабанова. – Ленинград : Наука, 1979. – 129 с. – Текст : непосредственный.
14. Scotese, C. R. Atlas of Earth History. Volume 1, Paleogeography, PALEOMAP Project / C. R. Scotese. – Arlington, Texas, 2001. – 52 p. – Direct text.
15. Зоненшайн, Л. П. Тектоника внутриконтинентальных складчатых поясов / Л. П. Зоненшайн. – Текст : непосредственный // 27-й Международный геологический конгресс, Тектоника, Секция С.07. Доклады, Т. 7. – Москва : Наука, 1984. – С. 48–59.
16. Hamilton, W. The Uralides and the motion of the Russian and Siberian platforms / W. Hamilton. – Direct text // Geol. Soc. Am. Bull. – 1970. – Vol. 81. – P. 2553–2576.
17. Wilson, J. T. Did the Atlantic close and then re-open? / J. T. Wilson. – DOI 10.1038/211676a0. – Direct text // Nature. – 1966. – Vol. 211, Issue 5050. – P. 676–681.
18. Волчек, Е. Н. Особенности формирования Восточного сегмента Уральского палеозойского орогена в условиях аккреции и коллизии / Е. Н. Волчек, В. М. Нечехин. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2014. – № 6. – С. 45–52.
19. Пикулик, Е. А. Позднедевонский вулканизм Южного Урала как основа для геодинамического анализа зоны перехода океан – континент / Е. А. Пикулик, Н. В. Правикова, А. В. Тевелев. – Текст : непосредственный // Материалы IV Всероссийского симпозиума по вулканологии и палеовулканологии. – Петропавловск-Камчатский : ИВиС ДВО РАН, 2009. – С. 455–458.
20. Пучков, В. Н. О возрасте вулканогенных формаций и времени заложения островной дуги на востоке Среднего Урала / В. Н. Пучков, К. С. Иванов, А. В. Коровко. – Текст : непосредственный // ДАН СССР. – 1990. – Т. 315, № 5. – С. 1203–1205.
21. Coleman, R. G. Ophiolites: Ancient Oceanic Lithosphere? (Minerals, Rocks and Mountains, vol. 12) / R. G. Coleman. – DOI 10.1007/978-3-642-66673-5. – Berlin, Heidelberg, and New York : Springer-Verlag, 1977. – 229 p. – Direct text.
22. Берзин, С. В. Офиолитовые комплексы южной части Среднего Урала : специальность 25.00.04 «Петрология, вулканология» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Берзин Степан Васильевич. – Екатеринбург, 2014. – 216 с. – Текст : непосредственный.
23. Сурков, В. С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, О. Г. Жеро. – Москва : Недра, 1981. – 143 с. – Текст : непосредственный.
24. Брехунцов, А. М. Актуальность и значение изучения доюрских комплексов пород на современном этапе исследований Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А. М. Брехунцов. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2004. – № 7 (7). – С. 6–17.
25. $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ Dates from the West Siberian Basin : Siberian Flood Basalt Province doubled / M. K. Reichow, A. D. Saunders, R. V. White [et al.]. – DOI 10.1126/science.1071671. – Direct text // Science. – 2002. – Vol. 296, Issue 5574. – P. 1846–1849.
26. Бочкарев, В. С. О фундаментальных проблемах геологии Западно-Сибирской геосинеклизы / В. С. Бочкарев. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2017. – № 3(151). – С. 6–24.
27. Первые сведения по абсолютному возрасту пород фундамента Уренгойского нефтегазоносного района по цирконам u-Pb методом на shrimp II (Западная Сибирь) / В. С. Бочкарев, А. М. Брехунцов, С. А. Сергеев [и др.]. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2016. – № 3–4(142–143). – С. 8–27.
28. Бочкарев, В. С. Новый разрез палеозоя на севере Западной Сибири / В. С. Бочкарев, Б. И. Чувашов, К. Г. Лукомская. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2016. – № 7(146). – С. 6–13.
29. Изотопия (Pb, He, Sr, Nd), минералогия геохимия пермтриасовых базальтов Западно-Сибирского мегабассейна, вскрытых сверхглубокой скважиной Ен-Яхинской СГ-7 / С. В. Берзин, К. С. Иванов, В. С. Бочкарев, М. В. Зайцева. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2016. – № 3–4(142–143). – С. 28–43.

30. История геологического развития и строение фундамента Западной части Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна / К. С. Иванов, В. А. Коротеев, М. Ф. Печеркин [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 4. – С. 484–501.
31. Строение и стратификация триас-юрских образований севера Западной Сибири / А. А. Нежданов, В. В. Огибенин, М. В. Мельникова, А. С. Смирнов. – Текст : непосредственный // *ROGTEC*. – 2012. – № 31. – С. 62–69.
32. Филиппова, И. Б. Среднепалеозойские субдукционные пояса — ведущий фактор формирования структуры Центрально-Азиатского покровно-складчатого пояса / И. Б. Филиппова, В. А. Буш, А. Н. Диденко. – Текст : непосредственный // *Российский журнал наук о Земле*. – 2001. – Т. 3, № 6. – С. 405–426.
33. Исаев, Г. Д. Геологическая, палеогеографическая модели палеозоя Западно-Сибирской плиты и перспективы его нефтегазоносности / Г. Д. Исаев. – Текст : непосредственный // *Георесурсы*. – 2012. – № 6(48). – С. 24–30.
34. Палеозой Щучинского выступа: модель геологического строения островодужных комплексов в фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы / А. В. Каныгин, С. В. Сараев, Н. К. Бахарев [и др.]. – Текст : непосредственный // *Геология и геофизика*. – 2004. – Т. 45, № 1. – С. 59–78.
35. Выделение и картирование палеозойских рифовых массивов в Западной Сибири / Н. П. Запивалов, И. А. Пехтерева, З. Я. Сердюк, Г. Ф. Шматалюк. – Текст : непосредственный // *Геология нефти и газа*. – 1980. – № 11. – С. 5–12.
36. Запивалов, Н. П. Нефтегазовый потенциал палеозойского фундамента Западной Сибири (прогнозы и реальность) / Н. П. Запивалов. – Текст : непосредственный // *Нефтяное хозяйство*. – 2004. – № 7. – С. 76–80.
37. Воронов, В. Н. Палеозойские рифогенные постройки — новые нефтегазопоисковые объекты Ямала / В. Н. Воронов, В. К. Коркунов, Д. А. Ивашкеева. – Текст : непосредственный // *Геология нефти и газа*. – 1997. – № 6. – С. 4–9.
38. Дубатовов, В. Н. Палеогеография Западно-Сибирского моря в девонский период / В. Н. Дубатовов, В. И. Краснов. – Текст : непосредственный // *Геология и геофизика*. – 1993. – Т. 34, № 4. – С. 27–36.
39. Darwin, Ch. *Journal of researches into the natural history and geology of the countries visited during the voyage of H.M.S. Beagle round the world, under the command of Capt. Fitz Roy, R.N* / Ch. Darwin. – London : John Murray, 1845. – 519 p. – Direct text.
40. Martin, R. E. *Earth's Evolving Systems : The History of Planet Earth, 2nd edition* / R. E. Martin. – Newark, Delaware : Jones & Bartlett Learning, 2016. – 615 p. – Direct text.
41. Серпентинизация мантийных перидотитов как основной источник глубинных углеводородов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Ю. Н. Разницин, Г. Н. Гогоненков, Ю. А. Загоровский [и др.]. – DOI 10.31431/1816-5524-2020-1-45-66-88. – Текст : непосредственный // *Вестник Камчатской региональной организации Учебно-научный центр*. Серия: Науки о Земле. – 2020. – № 1(45). – С. 66–88.
42. Lyell, Ch. *Principles of Geology. An attempt to explain the former changes of the Earth's surface by reference to causes now in operation. Volume 1. The fifth edition* / Ch. Lyell. – London : John Murray, 1837. – 460 p. – Direct text.

References

1. Popov, S. V., Trubin, Y. S., Smirnov, P. V., Ordovsky, V. V., Goncharova, I. A., & Amitrov, O. V. (2019). On the Taxonomic Composition of Mollusks from the Tavda Formation of Western Siberia. *Paleontological Journal*, 53(1), pp. 20-29. (In English). DOI: 10.1134/s0031030119010076
2. Zhdanov, A. V. (Ed.) (2009). *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii masshtaba 1:1 000 000. Tret'e pokolenie. Ural'skaya seriya. O-41 (Ekaterinburg). Karta dopolnitelnykh obrazovaniy*. St. Petersburg, VSEGEI Publ. (In Russian).
3. Khain, V. E. (2001). *Tectonics of continents and oceans (year 2001)*. Moscow, Scientific World Publ., 606 p. (In Russian).
4. Puchkov, V. N. (2010). *Geology of the Urals and Cis-Urals (actual problems of stratigraphy, tectonics, geodynamics and metallogeny)*. Ufa, DesignPoligraphService Publ., 280 p. (In Russian).
5. Kosarev, A. M., Puchkov, V. N., & Seravkin, I. B. (2006). Petrological-geochemical peculiarities of Middle Devonian-Early Carboniferous island-arc and collision volcanites of Magnitogorsk zone in geodynamic context. *Lithosphere*, (1), pp. 3-21. (In Russian).

6. Sobolev, I. D. (Ed.) (1966). Gosudarstvennaya geologicheskaya karta SSSR masshtaba 1:200 000. Listy O-41-XXVI, O-41-XXVII. Glavnoe upravlenie geodezii i kartografii Ministerstva geologii SSSR. (In Russian).
7. Ogorodnikov, V. N., Slobodchikov, E. A., & Polenov, Yu. A. (1997). V krayu potukhshikh vulkanov. Ekaterinburg, UGGGA Publ., 228 p. (In Russian).
8. Kuzin, A. V. (2004). Geofizicheskie issledovaniya Sukholozhskogo poligona v Zaural'e. Ekaterinburg, UGGGA Publ., 94 p. (In Russian).
9. Volchek, E. N., Ogorodnikov, V. N., Slobodchikov, E. A., & Chervjakovskii, V. S. (2015). Paleozoic volcanic structures in the east of Middle Ural and geochemistry of their rocks. Problemy mineralogii, petrografii i metallogenii. Nauchnye chteniya pamyati P. N. Chirvinskogo, (18), pp. 185-191. (In Russian).
10. Volchek, E. N., Slobodchikov, E. A., & Ogorodnikov, V. N. (2013). Fragmenty paleovulkanov vostochnogo segmenta Srednego Urala i geokhimicheskaya kharakteristika vulkanitov. Trudy Instituta geologii i geohimii, (161), pp. 179-186. (In Russian).
11. Volchek, E. N., Slobodchikov, E. A., Ogorodnikov, V. N., Polenov, Yu. A., & Chervjakovskiy, V. S. (2017). New data on petrogeochemistry of volcanic rocks of Sukholozhsky area of the east slope of the Middle Urals and their geodynamic interpretation. News of the Ural State Mining University, (1), pp. 7-13. (In Russian). DOI: 10.21440/2307-2091-2017-1-7-13
12. Dushin, V. A., Rybalko, V. A., & Aljoshin, K. B. (2012). Uchebnaya geologos'emoch'naya praktika. Sukholozhskiy poligon. Ekaterinburg, UGGU Publ., 240 p. (In Russian).
13. Koroteev, V. A., Dianova, T. V., & Kabanova, L. Ya. (1979). Srednepaleozoyskiy vulkanizm Vostochnoy zony Urala. Leningrad, Nauka Publ., 129 p. (In Russian).
14. Scotese, C. R. (2001). Atlas of Earth History. Volume 1, Paleogeography, PALEOMAP Project. Arlington, Texas, 52 p. (In English).
15. Zonenshain, L. P. (1984). Tektonika vnutrikontinental'nykh skladchatykh pojasov. 27th Mezhdunarodny geologicheskii kongress, Tektonika, Sektsiya S.07. Doklady, Vol. 7, Moscow, Nauka Publ., pp. 48-59. (In Russian).
16. Hamilton, W. (1970). The Uralides and the motion of the Russian and Siberian plateforms. Geol. Soc. Am. Bull., (81), pp. 2553-2576. (In English).
17. Wilson, J. T. (1966). Did the Atlantic close and then re-open? Nature, 211(5050), pp. 676-681. (In English). DOI: 10.1038/211676a0
18. Volchek E. N., & Necheuhin, V. M. (2014). Features of formation of eastern segment Urals Paleozoic orogen under accretion and collision. Lithosphere, (6), pp. 45-52. (In Russian).
19. Pikulik, E. A., Pravikova, N. V., & Tevelev, A. V. (2009). Pozdnedevonskiy vulkanizm Yuzhnogo Urala kak osnova dlya geodinamicheskogo analiza zony perekhoda okean-kontinent. Materialy IV Vserossiyskogo simpoziuma po vulkanologii i paleovulkanologii, Petropavlovsk-Kamchatskiy, IViS DVO RAN Publ., pp. 455-458. (In Russian).
20. Puchkov, V. N., Ivanov, K. S., & Korovko, A. V. (1990). O vozraste vulkanogennykh formatsiy i vremeni zalozheniya ostrovnogo dugi na vostoche Srednego Urala. DAN SSSR, 315(5), pp. 1203-1205. (In Russian).
21. Coleman, R. G. (1977). Ophiolites: Ancient Oceanic Lithosphere? (Minerals, Rocks and Mountains, vol. 12). Berlin, Heidelberg, and New York, Springer-Verlag, 229 p. (In English). DOI: 10.1007/978-3-642-66673-5
22. Berzin, S. V. (2014). Ofiolitovye komplekсы juzhnoj chasti Srednego Urala. Diss. ... kand. geol.-min. nauk. Ekaterinburg, 216 p. (In Russian).
23. Surkov, V. S., & Zhero, O. G. (1981). Fundament i razvitie platformennogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity. Moscow, Nedra Publ., 143 p. (In Russian).
24. Brekhuntsov, A. M. (2004). Aktual'nost' i znachenie izucheniya doyruskikh kompleksov porod na sovremennom etape issledovaniy Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsiyi. Gornye vedomosti, (7(7)), pp. 6-17. (In Russian).
25. Reichow, M. K., Saunders, A. D., White, R. V., Pringle, M. S., Al'mukhamedov, A. I., Medvedev, A. I., & Kirda, N. P. (2002). 40Ar/39Ar Dates from the West Siberian Basin: Siberian Flood Basalt Province doubled. Science, 296(5574), pp. 1846-1849. (In English). DOI: 10.1126/science.1071671
26. Bochkarev, V. S. (2017). O fundamental'nykh problemakh geologii Zapadno-sibirskoy geosineklizy. Gornye vedomosti, (3(151)), pp. 6-24. (In Russian).
27. Bochkarev, V. S., Brekhuntsov, A. M., Sergeev, S. A., Shokalsky, S. P., & Ugryumov, A. N. (2016). Pervye svedeniya po absoljutnomu vozrastu porod fundamenta Urengoijskogo neftegazonosnogo rajona po cirkonam u-Pb metodom na shrimp II (Zapadnaya Sibir'). Gornye vedomosti, (3-4(142-143)), pp. 8-27. (In Russian).

28. Bochkarev, V. S., Chuvashov, B. I., & Lukomskaya, K. G. (2016). Novyj razrez paleozoja na Severe Zapadnoj Sibiri. Gornye vedomosti, (7(146)), pp. 6-13. (In Russian).
29. Berzin, S. V., Ivanov, K. S., Bochkarev, V. S., & Zaitseva, M. V. (2016). Izotopija (Pb, He, Sr, Nd), mineralogijai geohimija permotriasovyh bazal'tov Zapadno-Sibirskogo megabassejna, vskrytyh sverhglubokoj skvazhinoj En-Jahinskoj SG-7. Gornye vedomosti, (3-4(142-143)), pp. 28-43. (In Russian).
30. Ivanov, K. S., Koroteev, V. A., Pecherkin, M. F., Fedorov, Yu. N., & Erokhin, Yu. V. (2009). The western part of the West Siberian petroleum megabasin: geologic history and structure of the basement. Russian Geology and Geophysics, 50(4), pp. 484-501. (In Russian).
31. Nezhdanov, A. A., Ogibenin, V. V., Melnikova, M. V., & Smirnov, A. S. (2012). Structure and stratification of Triassic-Jurassic formations in the northern part of Western Siberia. ROGTEC, (31), pp. 62-69. (In English).
32. Filippova, I. B., Bush, V. A., & Didenko, A. N. (2001). Middle Paleozoic subduction belts: The leading factor in the formation of the Central Asian fold-and-thrust belt. Russian journal of Earth sciences, 3(6), pp. 405-426. (In Russian).
33. Isaev, G. D. (2012). Geological and paleogeographic models and prospects of oil-and-gas bearing capacity of the Paleozoic of the Western Siberian Plate. Geosursury, (6(48)), pp. 24-30. (In Russian).
34. Kanygin, A. V., Saraev, S. V., Bakharev, N. K., Belyaev, S. Yu., Brekhuntsov, A. M., Deshchenya, N. P.,... & Fomin, A. N. (2004). The Paleozoic of the Shchuch'ya inlier: a model of geologic structure of island arc complexes in the basement of the West-Siberian geosyncline. Russian Geology and Geophysics, 45(1), pp. 59-78. (In Russian).
35. Zapivalov, N. P., Pekhtereva, I. A., Serdyuk, Z. Ya., & Shmatalyuk, G. F. (1980). Vydelenie i kartirovanie paleozojskih rifovyh massivov v Zapadnoj Sibiri. Oil and gas geology, (11), pp. 5-12. (In Russian).
36. Zapivalov, N. P. (2004). Oil-and-gas potential of paleozoic "basement" of Western Siberia (forecasts and reality). Oil Industry, (7), pp. 76-80. (In Russian).
37. Voronov, V. N., Korkunov, V. K., & Ivashkeeva, D. A. (1997). Paleozojskie rifogennye postrojki - novye neftegazoposkovye ob'ekty Yamala. Oil and gas geology, (6), pp. 4-9. (In Russian).
38. Dubatolov, V. N., & Krasnov, V. I. (1993). Paleogeografija Zapadno-Sibirskogo morja v devonskij period. Russian Geology and Geophysics, 34(4), pp. 27-36. (In Russian).
39. Darwin, Ch. (1845). Journal of researches into the natural history and geology of the countries visited during the voyage of H.M.S. Beagle round the world, under the command of Capt. Fitz Roy, R.N. London, John Murray, 519 p. (In English).
40. Martin, R. E. (2016). Earth's Evolving Systems: The History of Planet Earth, 2nd edition. Newark, Delaware, Jones & Bartlett Learning, 615 p. (In English).
41. Raznitsin, Yu. N., Gogonenkov, G. N., Zagorovsky, Y. A., Trofimov, V. A., & Fedonkin M. A. (2020). Serpentinization of mantle peridotites as fundamental source of deep-seating hydrocarbons in the West Siberian basin. Bulletin of Kamchatka Regional Association "Educational-Scientific Center". Earth Sciences, (1), pp. 66-88. (In Russian). DOI: 10.31431/1816-5524-2020-1-45-66-88
42. Lyell, Ch. (1837). Principles of Geology. An attempt to explain the former changes of the Earth's surface by reference to causes now in operation. Volume 1. The fifth edition. London, John Murray, 460 p. (In English).

Сведения об авторе

Загоровский Юрий Алексеевич, к. г.-м. н., доцент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: zagorovskijja@tyuiu.ru

Information about the author

Yuri A. Zagorovsky, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geophysics, Industrial University of Tyumen, e-mail: zagorovskijja@tyuiu.ru

Особенности геологического строения нефтегазоконденсатного месторождения Томской области

С. Ф. Мулявин^{1*}, А. В. Бяков², Р. А. Нещадимов¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²ООО «МНП «ГЕОДАТА», г. Тюмень, Россия

*e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

Аннотация. Нефтегазоконденсатное месторождение X располагается в Парабельском районе Томской области, является крупным по количеству извлекаемых запасов. Нефтегазоносность приурочена к юрским отложениям тюменской и васюганской свит. Коллектора васюганской свиты представляют собой морские и прибрежно-морские отложения, характеризующиеся чередованием песчаников, аргиллитов, алевролитов, глин, и обладают сложным внутренним строением. Продуктивные отложения тюменской свиты имеют континентальный генезис, отличаются значительной литологической изменчивостью. В продуктивных пластах выделена одна нефтяная (пласт Ю₁¹), одна газонефтяная (пласт Ю₁²) и три газоконденсатных (пласты Ю₁³⁻⁴, Ю₃, Ю₄₋₅) залежи. В статье проанализированы особенности геологического строения и условий осадконакопления продуктивных пластов. Флюид залежи Ю₁¹ по своему фазовому состоянию и физико-химическим свойствам является «летучей нефтью», фазовое состояние которой близко к окологкритическому. Коллекторы продуктивных пластов терригенного типа, поровые, низкопроницаемые, при этом продуктивность пластов по нефти высокая ввиду сверхнизкой вязкости нефти.

Ключевые слова: геология; геолого-физическая характеристика; нефтегазоконденсатное месторождение; геологическое строение

Features of the geological structure of an oil and gas condensate field in Tomsk region

Semen F. Mulyavin^{1*}, Aleksandr V. Byakov², Roman A. Neschadimov¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²MNP GEODATA LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

Abstract. The X oil and gas condensate field is located in Parabel district of Tomsk region; the field is large in terms of recoverable reserves. Oil and gas content is confined to Jurassic sediments of Tyumen suite and Vasyugan suite. The reservoirs of the Vasyugan suite are marine and coastal-marine sediments, characterized by alternating sandstones, mudstones, siltstones, clays and exhibit complex internal aging. The productive deposits of the Tyumen suite are of continental origin and are distinguished by significant lithological variability. One oil deposit (J₁¹ stratum), one gas and oil deposit (J₁² stratum) and three gas condensate deposits (J₁³⁻⁴, J₃, J₄₋₅ strata) were identified in the productive formations. The article analyzes the features of the geological structure and conditions of sedimentation of productive strata. In terms of its phase state and physicochemical proper-

ties, the fluid of the J_1^1 deposit is a "volatile oil", phase state of which is close to the near-critical. Reservoirs of productive formations are of terrigenous type, porous, low-permeability, while the oil productivity of the formations is high due to the ultra-low oil viscosity.

Key words: geology; geological and physical characteristics; oil and gas condensate field; geological structure

Введение

Открытое в 1967 году нефтегазоконденсатное месторождение X находится в Парабельском районе Томской области, северо-западнее города Томска, и относится к Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Промышленная нефтегазоносность приурочена к юрским отложениям тюменской и васюганской свит. В разрезе месторождения выделены 5 продуктивных пластов: $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^{3-4}$, $Ю_3$ и $Ю_{4-5}$.

По объему извлекаемых запасов углеводородов месторождение относится к категории крупных.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются продуктивные пласты $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^{3-4}$, $Ю_3$ и $Ю_{4-5}$ нефтегазоконденсатного месторождения X, расположенного в Парабельском районе Томской области.

В статье приводятся результаты выполненного анализа особенностей геологического строения пластов, приуроченных к юрским отложениям тюменской и васюганской свит, определены условия осадконакопления пород-коллекторов, проведена оценка их геолого-физической характеристики.

Результаты

Васюганская свита на месторождении X представлена продуктивными пластами $Ю_1^1$, $Ю_1^2$ и $Ю_1^{3-4}$, образованными морскими и прибрежно-морскими отложениями, для которых характерно чередование песчаников, аргиллитов, алевролитов и глин. Внутреннее строение васюганской свиты в связи с наличием размывов и замещением в отдельных объектах коллекторов глинистыми непроницаемыми породами является достаточно сложным [1, 2]. В каждом из продуктивных пластов верхнеюрских отложений выделено по одной залежи. Фрагмент сводного геологического разреза приведен на рисунке 1.

Залежь пласта $Ю_1^1$ пластово-сводового стратиграфически экранированного типа, на западе и юге выявлены зоны размыва пласта, ограничивающие залежь, на севере и востоке залежь ограничена внешним контуром нефтеносности, через центральную часть месторождения протягивается узкая зона отсутствия пласта [3].

Пласт $Ю_1^1$ сверху перекрыт регионально выдержанной покрывкой, представленной породами георгиевской свиты. Георгиевская свита состоит из аргиллитов с многочисленными останками ростров белемнитов. Мощность пород георгиевской свиты составляет 5–10 м.

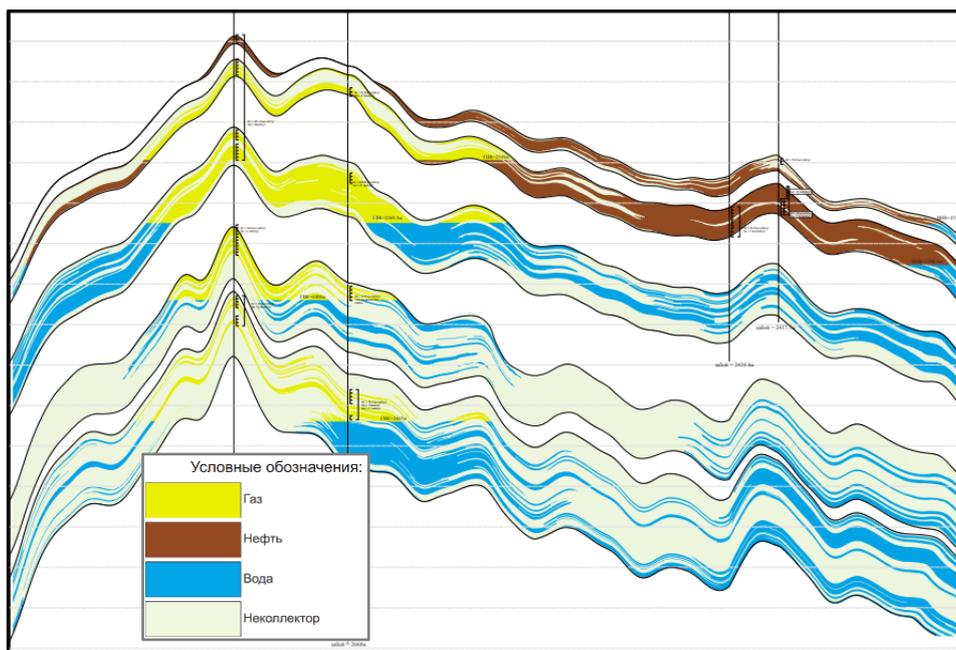


Рис. 1. Фрагмент сводного геологического разреза

Породы пласта сложены алевролитами с прослоями аргиллитов, песчаниками, встречаются доломитистые песчаники и аргиллиты, доломитизированные аргиллиты преобладают в покрывке. Песчаники характеризуются значительными площадями распространения и высокой выдержанностью. Коллекторами являются песчаники и песчаные алевролиты.

При испытаниях скважин пласта Ю₁¹ был получен приток газа и конденсата без обводненности. По результатам более поздних исследований глубинных проб представления о пластовой системе изменились, и она была классифицирована как нефтяная [4, 5].

Высота залежи Ю₁¹ — 92,5 м. Наивысшая отметка кровли коллектора составляет 2 278 м. По данным, полученным в результате опробования скважин и интерпретации геофизических исследований, уровень водонефтяного контакта установлен в интервале — 2 370–2 371,1 м. Протяженность залежи с севера на юг — 18 км, с запада на восток — 12,3 км, площадь нефтеносности — 171 482 тыс. м².

Значение коэффициента пористости по скважинам изменяется в интервале от 0,143 до 0,19, среднее по залежи составляет 0,172.

Значение коэффициента нефтенасыщенности по скважинам изменяется в интервале от 0,545 до 0,885, среднее по залежи составляет 0,736.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам варьируются от 0,5 до 6,5, среднее по залежи составляет 3,1 м. Максимальными эффективными и эффективными нефтенасыщенными толщинами характеризуется пониженный участок палеоструктуры в северной и северо-западной части залежи пласта Ю₁¹, в данной зоне наблюдается скопление песчаного материала (рис. 2).

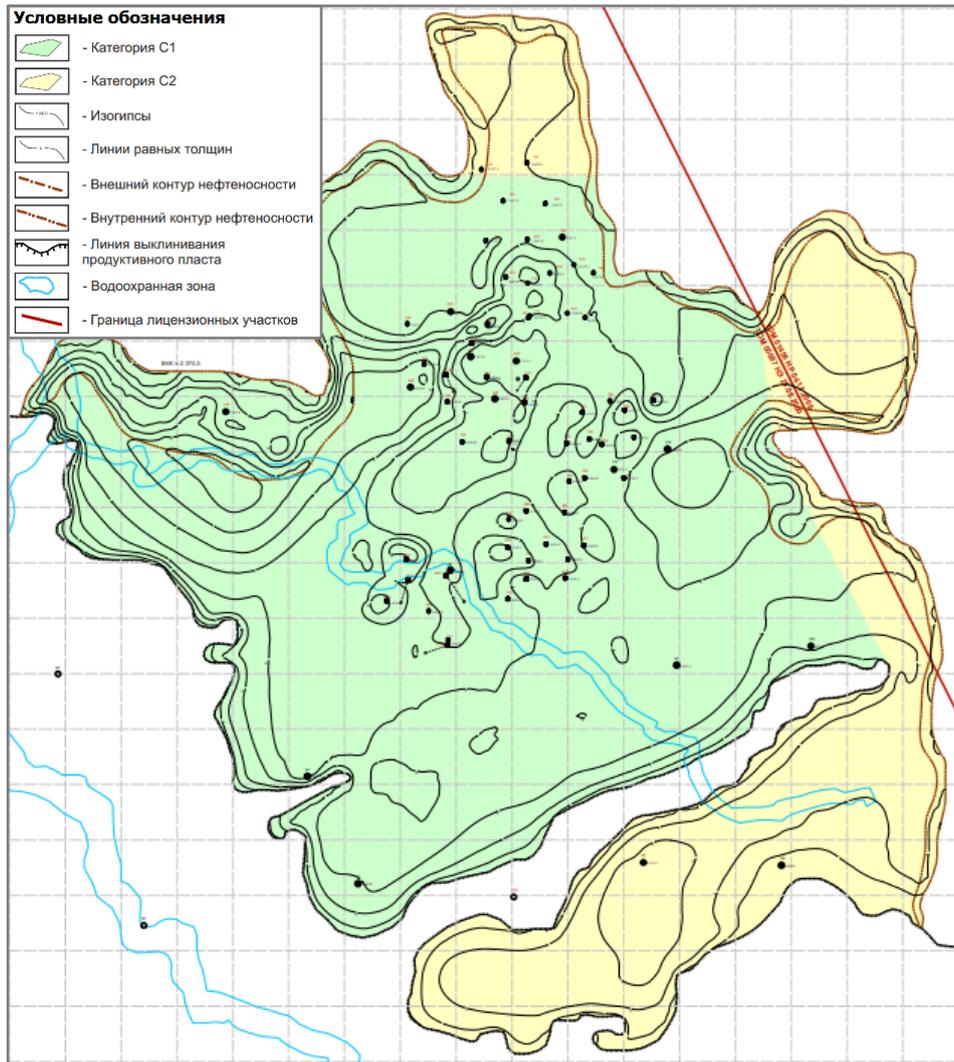


Рис. 2. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Ю₁¹

Пласт Ю₁² распространен на всей площади структуры и является основным объектом разработки. В составе объекта выявлена пластово-сводовая нефтяная залежь, имеющая газовую шапку.

Глинистая перемычка, разделяющая пласты Ю₁¹ и Ю₁², образована алеврито-глинистыми породами, среди которых преобладают глинистые алевролиты, значительно реже отмечаются более грубые песчано-алевритовые разности и аргиллиты. Толщина покрывки над пластом Ю₁² составляет 8–10 м.

Породы пласта Ю₁² представлены алевролитами, песчаниками с прослоями аргиллитов, углей. Присутствуют также доломитистые и известковистые крепко сцементированные песчаники и алевролиты. Коллекторами являются средне-мелкозернистые песчаники и песчаные алевролиты.

Наивысшая отметка кровли коллектора определена на глубине 2 291 м в газовой шапке. Высота газовой части пласта — 48,0 м, нефтяной — 51,5 м. Газонефтяной контакт установлен на глубине 2 339 м, водонефтяной контакт — 2 390,5 м. Размеры нефтяной площади оторочки с запада

на восток — 21 км, с севера на юг — 22 км, размеры газовой шапки с запада на восток — 9 км, с севера на юг — 7 км.

Среднее значение коэффициента пористости по нефтяной части залежи — 0,157, по скважинам изменяется от 0,131 до 0,177. Среднее значение коэффициента пористости по газонасыщенной части пласта — 0,157, по скважинам изменяется от 0,149 до 0,162.

Среднее значение коэффициента нефтенасыщенности по залежи — 0,542, газонасыщенности — 0,650, по скважинам коэффициент нефтенасыщенности изменяется от 0,375 до 0,704, коэффициент газонасыщенности — от 0,631 до 0,693.

Значение нефтенасыщенных толщин по скважинам находится в диапазоне от 2,4 м до 17,5 м. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин по залежи — 6,6 м. Наибольшие нефтенасыщенные толщины приурочены к северной части залежи.

Среднее значение газонасыщенных толщин по залежи составляет 3,4 м, по скважинам изменяется от 3,2 м до 4,3 м (рис. 3 и 4).

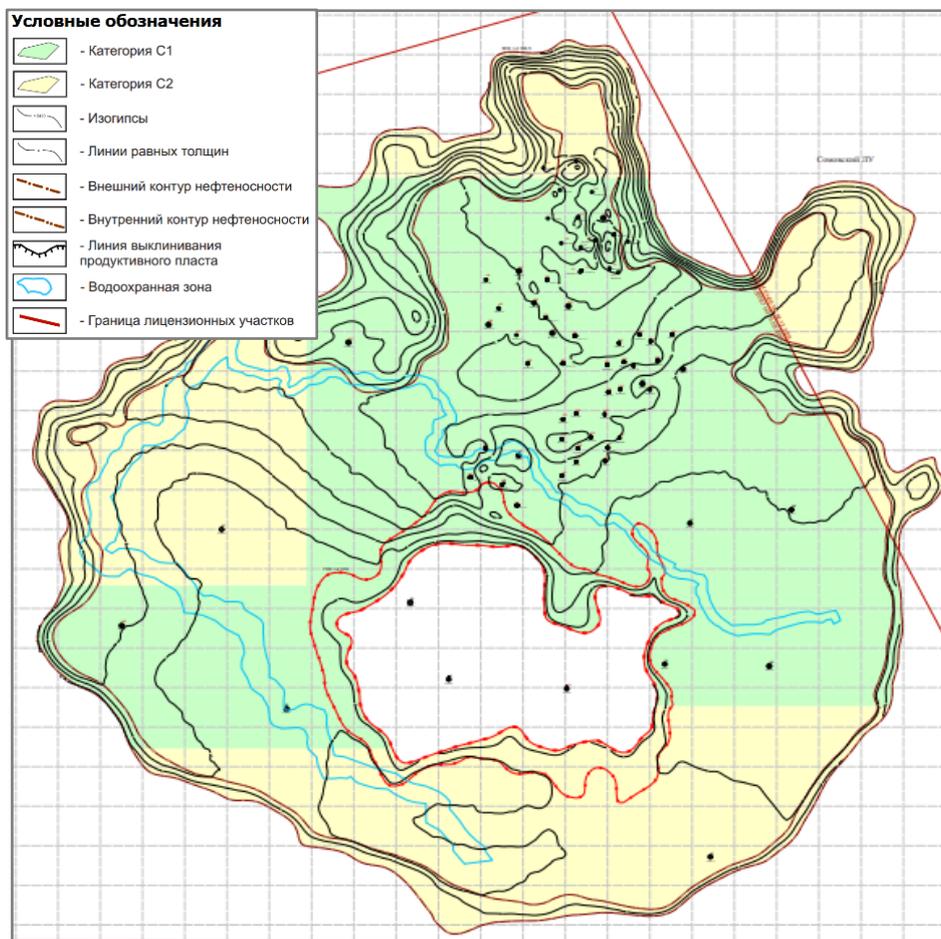


Рис. 3. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Ю₁²

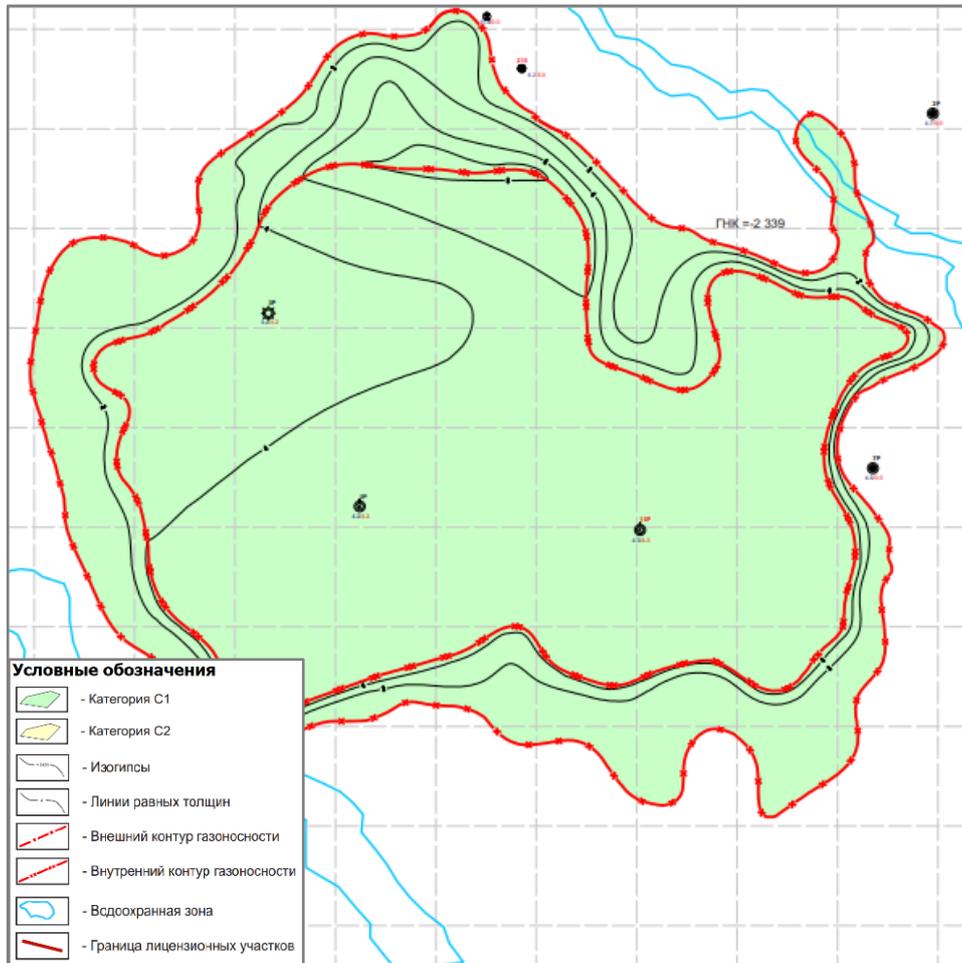


Рис. 4. Карта эффективных газонасыщенных толщин пласта Ю₁²

Пласт Ю₁³⁻⁴ содержит одну газоконденсатную залежь пластового типа. Коллектор экранируется пачкой аргиллитов с переслоениями угля, аргиллиты часто карбонатизированы. Толщина пачки варьируется от 15 до 20 м. Породы коллектора представлены песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов, углей. В водоносной части встречаются известковистые и доломитистые крепко сцементированные песчаники и алевролиты. В подошве газонасыщенного пласта имеется переслаивание аргиллита сидеритизированного с песчаником мелкозернистым крепко сцементированным.

Высота залежи Ю₁³⁻⁴ — 44,8 м. Наивысшая отметка кровли коллектора составляет 2 324,7 м. Размеры залежи с севера на юг — 5,1 км, с запада на восток — 8,1 км. Газоводяной контакт пласта Ю₁³⁻⁴ в залежи установлен на глубине 2 369,5 м.

Значение коэффициента пористости по скважинам изменяется в интервале от 0,166 до 0,19, среднее по залежи составляет 0,173.

Значение коэффициента газонасыщенности по скважинам изменяется в интервале от 0,511 до 0,690, среднее по залежи составляет 0,629.

Значение эффективных газонасыщенных толщин по скважинам изменяется в интервале от 9,8 до 18,1, среднее по залежи составляет 8,75 (рис. 5).

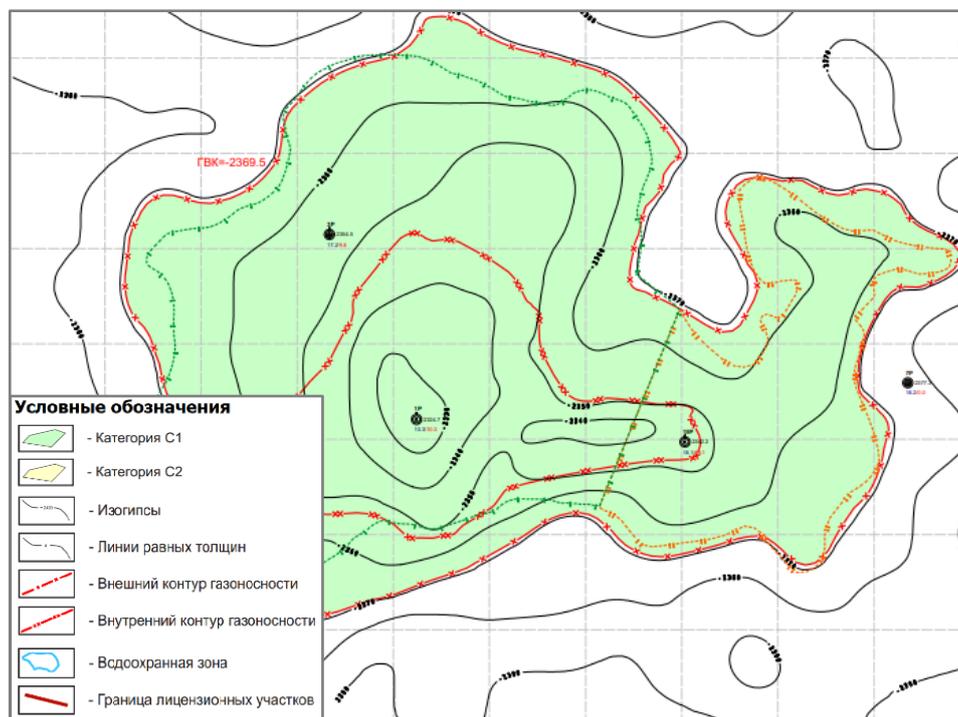


Рис. 5. Карта эффективных газонасыщенных толщин пласта Ю₁³⁻⁴

Продуктивные отложения тюменской свиты представлены пластами Ю₃ и Ю₄₋₅, имеющими континентальный генезис и характеризующимися значительной литологической изменчивостью [6].

Пласт Ю₃ перекрывается мощной толщей аргиллитов нижневасюганской подсвиты и пачкой аргиллитов тюменской свиты толщиной от 17 до 20 метров. Пласт Ю₄₋₅ экранируется пачкой аргиллитов до 30 метров толщиной с прослоями углей и алевролитов.

Пласты Ю₃ и Ю₄₋₅ представлены переслаиванием крепко сцементированных мелкозернистых песчаников, алевролитов различной степени глинизации и аргиллитов. Они характеризуются частым изменением толщин песчано-глинистого материала, связанного с континентальными условиями осадконакопления и приуроченного к русловым типам коллекторов.

В обоих продуктивных пластах тюменской свиты выделено по одной газоконденсатной залежи пластового типа, имеющих схожее строение и совпадающих в плане.

Наивысшая отметка залежи Ю₃ определена на глубине 2 369,9 м, высота залежи составляет 38,1 м. Протяженность залежи с севера на юг — 3,2 км, с запада на восток — 5,4 км. Глубина газоводяного контакта в среднем — 2 408 м.

Значение коэффициента пористости по скважинам изменяется в интервале от 0,151 до 0,19, среднее по залежи составляет 0,17.

Значение коэффициента газонасыщенности по скважинам изменяется в интервале от 0,636 до 0,77, среднее по залежи составляет 0,676.

Значение эффективных газонасыщенных толщин по скважинам изменяется в интервале от 2,7 до 9,7, среднее по залежи составляет 4,22.

Наивысшая отметка залежи Ю₄₋₅ — 2 407 м, высота залежи составляет 59,6 м. Протяженность залежи с севера на юг — 4,9 км, с запада на восток — 7,2 км.

Значение коэффициента пористости по скважинам изменяется в интервале от 0,143 до 0,158, среднее по залежи составляет 0,151.

Значение коэффициента газонасыщенности по скважинам изменяется в интервале от 0,511 до 0,69, среднее по залежи составляет 0,627.

Значение эффективных газонасыщенных толщин по скважинам изменяется в интервале от 5,5 до 7,1 м, среднее по залежи составляет 4,08 (рис. 6).

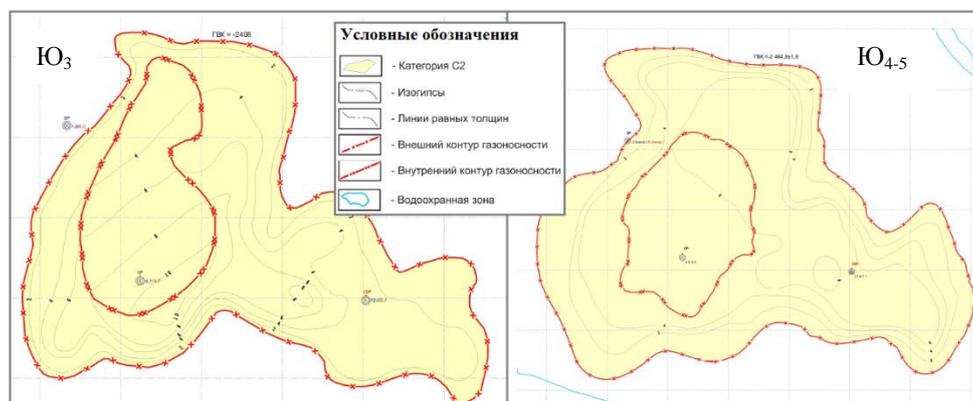


Рис. 6. Карта эффективных газонасыщенных толщин пластов Ю₃ и Ю₄₋₅

Обсуждение

В пределах месторождения установлена одна нефтяная (пласт Ю₁¹), одна газонефтяная (пласт Ю₁²) и три газоконденсатных (пласты Ю₁³⁻⁴, Ю₃, Ю₄₋₅) залежи.

Состав и свойства пластовой смеси углеводородов пласта Ю₁¹ являются уникальной особенностью месторождения. По результатам исследований флюид залежи Ю₁¹ по своему фазовому состоянию и физико-химическим свойствам является «летучей нефтью» [7–10], фазовое состояние которой близко к окологримальскому. Нефть обладает сверхнизкой вязкостью и очень высоким газосодержанием. Давление насыщения для пласта Ю₁¹ близко к давлению насыщения нефти газом [11–15].

Нефть залежи пласта Ю₁² оценена как очень легкая (плотность при 20 °С соответствует 766,7 кг/м³), аналогично нефти пласта Ю₁¹ имеет низкую вязкость и высокое газосодержание [16, 17].

Для пластов анализируемого месторождения характерно малое значение нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин: Ю₁¹ — 3,1 м, нефтенасыщенная толщина Ю₁² — 6,6 м и газонасыщенная — 6,6 м. Газонасыщенные толщины для пластов Ю₁³⁻⁴, Ю₃, Ю₄₋₅ составляют 8,75, 4,22 и 4,08 м соответственно.

Геолого-физическая характеристика пластов месторождения X

Параметр	Единица измерения	Пласт					
		Ю ₁ ¹	Ю ₁ ²		Ю ₁ ^{3,4}	Ю ₃	Ю _{4,5}
			Газ	Нефть			
Средняя глубина залегания	м	2 325	2 315	2 365	2 348	2 390	2 436
Тип залежи		Нефтяная	Нефтяная с газоконденсатной шапкой		Газоконденсатные		
Тип коллектора		Поровый					
Площадь нефтегазоносности	тыс.м ²	171 482	47 357	285 037	32 664	15 033	24 956
Средняя общая толщина	м	5,5	9,2	11,9/8,7	25,1	28,4	39,2
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	3,1	–	6,6	–	–	–
Средняя газонасыщенная толщина	м	–	3,44	–	8,75	4,22	4,08
Пористость	д.ед.	0,172	0,157	0,157	0,174	0,17	0,151
Средняя начальная насыщенность нефтью (газом)	д.ед.	0,74	(0,650)	0,54	(0,598)	(0,676)	(0,627)
Проницаемость	мкм ² ·10 ⁻³	43,9	6,5	18,7	18,8	14,1	3,8
Расчлененность	ед.	1,3	2,3	1,7	4,0	2,5	5,4
Коэффициент песчаности	д.ед.	0,61	0,43	0,81	0,44	0,13	0,38
Пластовая температура	°С	83,1	84,7	83	86,8	85,2	87
Пластовое давление	МПа	24,5	24,3	24,9	24,5	26	26,5
Вязкость нефти/воды в пластовых условиях	мПа·с	0,04/0,38	–/0,38	0,22/0,38	–/0,38	–/0,38	–/0,38
Давление насыщения нефти газом	МПа	22,7	–	20,3	–		
Подвижность нефти	мкм ² /МПа·с	1,10	–	0,085	–		
Газосодержание нефти	м ³ /т	883,8	–	348,2	–		
Доля запасов водонефтяная и газонефтяная / водонефтяная зона	%	10,6 / 6,8	–	19,0 / 7,8	–		
Содержание стабильного конденсата	г/м ³	–	111,8	–	75		
Коэффициент продуктивности	м ³ /(сут·МПа)	64,9	–	45,9	–		
Коэффициент вытеснения нефти водой/газом	д.ед.	0,573/0,394	–	0,559/0,241	–		
Геологические запасы нефти (свободного газа) / их доля в запасах месторождения (C ₁ +C ₂)	тыс. т (млн м ³) %	15 816 18,5	(3 490) 6,7	69 565 81,5	(10 454) 20,0		

Все пласты месторождения обладают низкими значениями проницаемости: от $43,9 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ ($Ю_1^1$) до $3,8 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ ($Ю_{4-5}$), но при этом коэффициенты продуктивности для нефтяных залежей являются высокими: $64,9 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ ($Ю_1^1$) и $45,9 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ ($Ю_1^2$), что объясняется низким значением вязкости нефти и ее высокой подвижностью. Коэффициент нефтенасыщенности $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$ достаточно высок, составляет 0,74 и 0,54 соответственно. Пласты месторождения X характеризуются в целом средними значениями коэффициентов расчлененности и песчаности, исключением является пласт $Ю_3$, коэффициент песчаности которого составляет 0,13. Коэффициенты вытеснения нефти водой высокие — 0,573 для $Ю_1^1$ и 0,559 для $Ю_1^2$ [18–22]. Начальное пластовое давление близко к гидростатическому [23].

Пластовые воды васюганской и тюменской свит хлоркальциевого типа с плотностью 1,018–1,052 г/см³, минерализация — 25–45,3 г/л. Из микрокомпонентов содержатся следующие (мг/л): йод — 4,08–6,6, бром — 28,26–103,9. Состав насыщающего воды горючего газа: содержание метана — 75,5–92,05 %, сумма тяжелых углеводородов — 1–5,73 %. Содержание углекислоты — до 1–31,5 %, содержание азота незначительно — до 1,17–2,45 %. Газовый фактор пластовых вод равен 1,33 м³/м³. По простирацию водонасыщенные горизонты не выдержанные со слабым напором, часто встречаются замещения непроницаемыми глинистыми породами.

Геолого-физическая характеристика пластов месторождения X приведена в таблице.

Выводы

На основании анализа имеющихся данных о геолого-физических характеристиках пластов одного из месторождений Томской области и информации об условиях осадконакопления можно сделать следующие выводы:

- промышленная нефтегазоносность нефтегазоконденсатного месторождения X, расположенного в Парабельском районе Томской области, приурочена к юрским отложениям тюменской и васюганской свит;
- по количеству извлекаемых запасов месторождение классифицируется как крупное;
- в продуктивных пластах выделена одна нефтяная (пласт $Ю_1^1$), одна газонефтяная (пласт $Ю_1^2$) и три газоконденсатных (пласты $Ю_1^{3-4}$, $Ю_3$, $Ю_{4-5}$) залежи;
- флюид залежи $Ю_1^1$ по своему фазовому состоянию и физико-химическим свойствам является «летучей нефтью», фазовое состояние которой близко к околокритическому;
- коллекторы продуктивных пластов терригенного типа, поровые, низкопроницаемые, при этом продуктивность пластов по нефти высокая ввиду сверхнизкой вязкости нефти.

Библиографический список

1. Конторович, В. А. Условия формирования и модель строения келловей-оксфордских отложений в зоне замещения морских отложений континентальными (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции) / В. А. Конторович, Л. М. Калинина. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2006. – № 5. – С. 2–13.

2. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. / Под редакцией Ф. Г. Гурари. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 2004. – 114 с. – Текст : непосредственный.
3. Житов, А. В. Отчет о результатах сейсморазведочных работ, приведенных на *** площади в Паробельском районе Томской области / А. В. Житов, А. П. Сысоев // Сейсм. партия № 10/04-05 ОАО «***», Новосибирск, 2006. – Текст : непосредственный.
4. Стасюк, М. Е. Совершенствование методов исследования свойств «летучих» нефтей Западной Сибири / М. Е. Стасюк, М. П. Бодрягина, В. Е. Мискевич. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1993. – № 12. – С. 4–9.
5. Фаниев, Р. Д. О критериях выделения залежей «переходного состояния» и принципах их разработки / Р. Д. Фаниев, В. П. Оноприенко. – Текст : непосредственный // Тр. УкрНИПИМП. – 1972. – № 8–9. – С. 3–10.
6. Букаатов, М. В. Особенности строения и нефтегазоносности верхнеюрских отложений в пределах Тазо-Хетской фациальной области / М. В. Букаатов, С. В. Михайлова. – Текст : непосредственный // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2017. – № 3(5). – С. 26–31.
7. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов : понятия, определения, термины : учебное пособие / Ю. И. Брагин, С. Б. Вагин, И. С. Гутман, И. П. Чоловский. – Москва : Недра, 2004. – 398 с. – Текст : непосредственный.
8. Брусиловский, А. И. Критерии определения типов пластовых углеводородных флюидов / А. И. Брусиловский, А. Н. Нугаева, И. Е. Хватова. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2009. – № S(633). – С. 4.
9. Гриценко, А. И. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа / А. И. Гриценко, Т. Д. Островская, В. В. Юшкин. – Москва : Недра, 1983. – 263 с. – Текст : непосредственный.
10. Коротаев, Ю. П. Классификация газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений по составу пластовой смеси / Ю. П. Коротаев, Г. С. Степанова, С. Л. Критская – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 1974. – № 9. – С. 23–24.
11. Брусиловский, А. И. Теория и практика обоснования свойств природных углеводородных систем / А. И. Брусиловский, А. Н. Нугаев. – Москва : ИРЦ Газпром, 2008. – 112 с. – Текст : непосредственный.
12. Брусиловский, А. И. Опыт оценки объемного коэффициента пластовой нефти и рациональный подход к получению зависимостей PVT-свойств от давления при ограниченной исходной информации / А. И. Брусиловский, И. Е. Хватова, А. Н. Нугаева. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 1. – С. 44–46.
13. Брусиловский, А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А. И. Брусиловский. – Москва : Грааль, 2002. – 575 с. – Текст : непосредственный.
14. Оценка фазового состояния залежи одного из месторождений углеводородов Томской области / И. В. Гончаров, Н. В. Обласов, А. В. Сметанин [и др.]. – Текст : непосредственный // Горный журнал. – 2012. – № S4. – С. 67–70.
15. Долгушин, Н. В. Методология изучения газоконденсатной характеристики нефтегазоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и большим этажом газоносности : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Долгушин Николай Васильевич. – Ухта, 2007. – 400 с. – Текст : непосредственный.
16. Кронквист, Ч. Оценка и разработка пластов с летучей нефтью / Ч. Кронквист – Текст : непосредственный // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1979. – № 4. – С. 21–32.
17. Островская, Т. Д. Фазовое состояние – зеркало типа залежи / Т. Д. Островская, И. А. Гриценко, В. И. Желтовский. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 1984. – № 2. – С. 23–24.
18. Мулявин, С. Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие / С. Ф. Мулявин. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 224 с. – Текст : непосредственный.
19. Мулявин, С. Ф. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири / С. Ф. Мулявин, В. Н. Маслов. – Тюмень : ТИУ, 2016. – Ч. 1. – 263 с. – Текст : непосредственный.
20. Мулявин, С. Ф. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири / С. Ф. Мулявин, В. Н. Маслов. – Тюмень : ТИУ, 2017. – Ч. 2. – 143 с. – Текст : непосредственный.

21. Мулявин, С. Ф. Научно-методическое обоснование разработки залежей углеводородного сырья с трудноизвлекаемыми запасами : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Мулявин Семен Федорович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2013. – 47 с. – Текст : непосредственный.

22. Мулявин, С. Ф. Научно-методическое обоснование разработки залежей углеводородного сырья с трудноизвлекаемыми запасами : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Мулявин Семен Федорович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет – Тюмень, 2013. – 381 с. – Текст : непосредственный.

23. Гиматудинов, Ш. К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений : проектирование разработки / Ш. К. Гиматудинов, Ю. П. Борисов, М. Д. Розенберг. – Москва : Недра, 1983. – 463 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Kontorovich, V. A., & Kalinina, L. M. (2006). Formation conditions and the model of structure of Callovian-Oxfordian deposits in replacement zone of marine deposits by continental (on the example of Chusik-Chizhap oil and gas accumulation zone). *Oil and gas geology*, (5), pp. 2-13. (In Russian).

2. Gurari, F. G. (Ed.) (2004). Reshenie 6-go Mezhdovedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniju i prinjatiju utochnennykh stratigraficheskikh shem mezozojskikh otlozhenij Zapadnoj Sibiri, Novosibirsk, 2003. Novosibirsk, SNIIGGiMS, 114 p. (In Russian).

3. Zhitov, A. V., & Sysoev, A. P. (2006). Otchet o rezul'tatah sejsmorazvedochnyh rabot, privedennyh na *** ploshhadi v Parobel'skom rajone Tomskoj oblasti. Sejsm. partija No. 10/04-05 PJSC “***”, Novosibirsk, 2006. (In Russian).

4. Stasyuk, M. E., Bodryagina, M. P., & Miskevich, V. E. (1993). Sovershenstvovanie metodov issledovaniya svoystv "letuchih" neftej Zapadnoj Sibiri. *Oil and gas geology*, (12), pp. 4-9. (In Russian).

5. Faniev, R. D., & Onoprienko, V. P. (1972). O kriterijah vydelenija zalezhej “perekhodnogo sostojaniya” i principah ih razrabotki. *Trudy UkrNIPINP*, (8-9), pp. 3-10. (In Russian).

6. Bukatov, M. V., & Mikhailova, S. V. (2017). Features of the upper Jurassic sediments in the Tazo-Hetskaya facial areas. *PRoneft. Professionals about oil*, 3(5), pp. 26-31. (In Russian).

7. Bragin, Yu. I., Vagin, S. B., Gutman, I. S., & Cholovskij, I. P. (2004). Neftegazopromyslovaja geologija i gidrogeologija zalezhej uglevodorodov: ponjatija, opredelenija, terminy. Moscow, Nedra Publ., 398 p. (In Russian).

8. Brusilovskiy, A. I., Nugaeva, A. N., & Khvatova, I. E. (2008). Kriterii opredelenija tipov plastovykh uglevodorodnykh fljuidov, *Gas Industry of Russia*, (S(633)), p. 4. (In Russian).

9. Gritsenko, A. I., Ostrovskaya, T. D., & Yushkin, V. V. (1983). Uglevodorodnye kondensaty mestorozhdenij prirodnogo gaza. Moscow, Nedra Publ., 263 p. (In Russian).

10. Korotaev, Yu. P., Stepanova, G. S., & Kritskaya, S. L. (1974). Klassifikacija gazovykh, gazokondensatnykh i nefjtjanykh mestorozhdenij po sostavu plastovoj smesi. *Gas industry of Russia*, (9), pp. 23-24. (In Russian).

11. Brusilovskiy, A. I., & Nugaeva, A. N. (2008). Teoriya i praktika obosnovaniya svoystv prirodnykh uglevodorodnykh system. Moscow, IAC Gazprom Publ., 112 p. (In Russian).

12. Brusilovsky, A. I., Khvatova, I. E., & Nugaeva, A. N. (2009). Oil formation volume factor estimation experience and efficient approach to forming of PVT-relation on pressure based on limited input information. *Oil industry*, (1), pp. 44-46. (In Russian).

13. Brusilovsky, A. I. (2002). Fazovye prevrashhenija pri razrabotke mestorozhdenij nefiti i gaza. Moscow, Graal Publ., 575 p. (In Russian).

14. Goncharov, I. V., Oblasov, N. V., Smetanin, A. V., Zhurova, E. L., & Voronkov, A. A. (2012). Phase state evaluation of one hydrocarbon accumulation in Tomsk region. *Gornyi Zhurnal*, (S4), pp. 67-70. (In Russian).

15. Dolgushin, N. V. (2007). Metodologija izuchenija gazokondensatnoj karakteristiki neftegazokondensatnyh mestorozhdenij s vysokim soderzhanijem kondensata i bol'shim jetazhom gazonosnosti. Diss. ... dokt. tekhn. nauk. Ukhta, SEVERNIPIGAZ, 400 p. (In Russian).
16. Cronquist, Ch. (1979). Ocenka i razrabotka plastov s letuchej neft'ju. Neft', gaz i neftekhimiya za rubezhom, (4). pp. 21-32. (In Russian).
17. Ostrovskaya, T. D., Gritsenko, I. A., & Zheltovskiy, V. I. (1984). Fazovoe sostojanie - zerkalo tipa zalezhi. Gas industry of Russia, (2), pp. 23-24. (In Russian).
18. Mulyavin, S. F. (2014). Osnovy proektirovaniya razrabotki neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 224 p. (In Russian).
19. Mulyavin, S. F., & Maslov, V. N. (2016). Geologiya i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Chast' 1. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 263 p. (In Russian).
20. Mulyavin, S. F., & Maslov, V. N. (2017). Geologiya i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Chast' 2. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 143 p. (In Russian).
21. Mulyavin, S. F. (2013). Nauchno-metodicheskoe obosnovanie razrabotki zalezhej uglevodorodnogo syr'ja s trudnoizvlekaemymi zapasami. Avtoref. diss. ... dokt. tekhn. nauk. Tyumen, 47 p. (In Russian).
22. Mulyavin, S. F. (2013). Nauchno-metodicheskoe obosnovanie razrabotki zalezhej uglevodorodnogo syr'ja s trudnoizvlekaemymi zapasami. Diss. ... dokt. tekhn. nauk. Tyumen, TGNGU, 381 p. (In Russian).
23. Gimatudinov, Sh. K., Borisov, Yu. P., & Rozenberg, M. D. (1983). Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i jekspluatacii neftyanykh mestorozhdenij: proektirovanie razrabotki. Moscow, Nedra Publ., 463 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Мулявин Семен Федорович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

Быков Александр Витальевич, начальник отдела разработки нефтяных и газовых месторождений, ООО «МНП «ГЕОДАТА», г. Тюмень

Нещадимов Роман Александрович, магистрант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Semen F. Mulyavin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

Aleksandr V. Byakov, Head of Oil and Gas Fields Development Department, MNP GEODATA LLC, Tyumen

Roman A. Neschadimov, Master's Student, Industrial University of Tyumen

УДК 556.38

Использование данных о капиллярных давлениях при разработке месторождений Среднего Приобья

И. Г. Сабанина^{1,2*}, Т. В. Семенова¹, Ю. Я. Большаков¹, 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: ir-gen@inbox.ru

Аннотация. В настоящее время большинство нефтяных месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции находятся на конечной стадии разработки. Происходит обводненность месторождений, снижение добычи нефти, ухудшается структура остаточных запасов. Поиск и применение наиболее успешных научных методов и технологий повышения нефтеотдачи пластов при разработке месторождений являются достаточно актуальной задачей.

На месторождениях Широкого Приобья, как и на многих месторождениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, имеют широкое распространение гидрофобные пласты-коллекторы, и при использовании метода заводнения нефтяных пластов (где распространены гидрофобные коллектора) необходимо учитывать этот факт и более детально подходить к изучению капиллярных сил для предотвращения их обводнения.

В статье предложены методы повышения нефтеотдачи пласта БС₁₀ Усть-Балыкского нефтяного месторождения на основе изучения капиллярных давлений в продуктивных пластах-коллекторах, даны рекомендации по размещению нагнетательных скважин. Изучение капиллярных свойств пород-коллекторов позволит существенно повысить эффективность геолого-разведочных и промысловых работ на нефтяных месторождениях.

Ключевые слова: капиллярные давления; гидрофобный пласт-коллектор; нефтеотдача; остаточные запасы нефти; система поддержания пластового давления; смачиваемость

The use of data on capillary pressures in the development of deposits in the Middle Ob region

Irina G. Sabanina^{1,2*}, Tatyana V. Semenova¹, Yuly Ya. Bolshakov¹, 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: ir-gen@inbox.ru

Abstract. Currently, most of the oil fields in the West Siberian oil and gas province are in the final stage of development. There is water-cut in production, a decrease in oil production, and the structure of residual reserves deteriorates. The

search and application of the most successful scientific methods and technologies for improving oil recovery in the development of fields is quite an urgent task.

It should be taken into account that hydrophobic reservoirs are common in the oil fields of Western Siberia, and when applying the method of reservoir flooding, this fact should be taken into account and a more detailed approach should be taken to the study of capillary forces to prevent flooding of productive objects. Despite the good knowledge of the West Siberian megabasin, some fundamental issues of its structure and oil and gas potential remain debatable.

The article proposes methods for improving oil recovery of the BS₁₀ formation of the Ust-Balykskoye oil field based on the study of capillary pressures in productive reservoir formations, and provides recommendations for the placement of injection wells. The study of the capillary properties of reservoir rocks will significantly improve the efficiency of exploration and field operations in oil fields.

Key words: capillary pressures; hydrophobic reservoir; oil recovery; residual oil reserves; reservoir pressure maintenance system; wettability

Введение

В настоящее время проблемы нефтегазовой гидрогеологии и геологии связаны с увеличением нефтеотдачи продуктивных пластов-коллекторов месторождений, находящихся на конечной стадии разработки. Месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции характеризуются сложным геологическим строением и структурой залежей, а также особенностями распределения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов продуктивных объектов.

Низкие объемы добычи нефти являются следствием обводнения добываемой продукции и опережающего освоения активных запасов нефти [1].

Объект и методы исследования

Основными источниками добычи нефти являются трудноизвлекаемые запасы. При использовании традиционных методов заводнения разработка этих пластов происходит с низкой скоростью (не более 20–40 %) конечной нефтеотдачи. Огромные потери нефти связаны с недоучетом капиллярных сил, препятствующих извлечению нефти из продуктивных коллекторов при разработке нефтяных месторождений классическим методом заводнения. Капиллярные силы воздействуют на нефтяные залежи, как при их формировании, так и при разработке. В ловушках распределение жидкостей происходит по капиллярно-гравитационному принципу, с образованием водонефтяных контактных поверхностей и капиллярных барьеров [2, 3].

Нефтегазоносные пласты являются многофазной системой, важнейшую роль также играет параметр смачиваемости, так как вода в этой системе является смачивающей фазой, а газ — несмачивающей [4].

Вопросу о смачиваемости коллекторов не уделяется должного внимания при проектировании разработки нефтяных месторождений из-за недостатка информации.

Гидрофильность либо гидрофобность коллектора определяется таким показателем, как краевой угол смачиваемости. Для гидрофильных пород он не превышает 90°, для гидрофобных составляет более 90°. От данной характеристики коллекторов напрямую зависит капиллярное давление. Капиллярное давление возникает при контакте нефти в поровом пространстве

с водой в связи с возникающей разностью давлений (межфазного натяжения). Направленность действия капиллярных сил определяется знаками капиллярных давлений (в гидрофильном коллекторе значения капиллярных давлений положительные, а в гидрофобном — отрицательные) [3].

Согласно законам физики, вода и углеводороды (нефть и газ) в пластовых условиях стремятся к положению и форме с минимальными значениями капиллярной энергии поверхности пор. Капиллярное давление (P_k), согласно уравнению Юнга — Лапласа, пропорционально произведению кривизны межфазной поверхности и поверхностного натяжения, при условии попадания в поровую среду двух несмешивающихся фаз

$$P_k = \pm \gamma \cdot 1/r ,$$

где γ — межфазное натяжение на контакте воды и нефти; r — радиус кривизны межфазной поверхности.

Из вышеприведенного уравнения можно сделать вывод, что в гидрофильном пласте-коллекторе нефти энергетически выгоднее занимать относительно крупные поры и трещины, а воде — более мелкие поры. Поэтому образование языков обводнения происходит вокруг крупнопоровых каналов, на участках, где вода вытесняет нефть из мелких пор [5–7].

В результате при составлении технологических схем разработки нефтяных месторождений с гидрофобными коллекторами возникает необходимость в разработке методов изучения пород-коллекторов, а именно их смачиваемости [8].

Результаты

При освоении месторождений с применением системы поддержания пластового давления (ППД), при близких значениях проницаемости, пористости и нефтенасыщенности пород-коллекторов, из гидрофильных коллекторов извлекается не более 45 % нефти, а из гидрофобных — не более 5 % [9].

На большинстве месторождений Среднего Приобья и Западной Сибири в целом, где происходили неотектонические движения и понижение пластовых температур, наблюдается сложная структура антиклинальных нефтяных ловушек. Вследствие этого процесса в районах первоначального нефтегазонакопления залежи нефти стабилизировались, а последующие неотектонические деформации не повлияли на потоки углеводородов (по принципу сообщающихся сосудов) [2].

В северных районах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (по И. П. Варламову), в период времени от палеогенового до четвертичного, неотектонические движения достигали более 100 метров. В районе Усть-Балыкского месторождения эта величина составила от 25 до 75 метров.

Пластовая температура в кровле тюменской свиты за этот же период времени понизилась более чем на 30 °С и в настоящее время составляет 60–70 °С [10, 11].

Неотектонические движения и понижение пластового давления оказали существенное влияние на повышение капиллярных давлений на водонефтяных контактах в пластах-коллекторах и стабилизацию залежей нефти. Как показывают исследования зависимостей проницаемости керна от ка-

пиллярного давления, наблюдается зависимость проницаемости фаций от капиллярного давления.

Многолетняя разработка месторождений Западной Сибири путем заводнения нефтяных залежей показала, что данный способ может привести к негативным последствиям, а в будущем даже могут произойти изменения природной среды. Так, на Усть-Балыкском, Самотлорском, Талинском нефтяных месторождениях в настоящее время обводнение целевых нефтяных объектов достигает 90 % и более.

Методы поддержания системы пластового давления на нефтяных месторождениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции были заимствованы из опыта разработки Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ). В отличие от кварцевых девонских песчаников Волго-Уральского НГБ продуктивные песчаники мезозойского возраста Западной Сибири представлены полимиктовыми разностями, основной компонент в их составе — полевые шпаты, степень гидрофильности которых существенно ниже, чем у кварца. В связи с этим конечная нефтеотдача продуктивных пластов на нефтяных месторождениях Западной Сибири при использовании метода заводнения наблюдается значительно ниже, так как на некоторых месторождениях продуктивные отложения неокотско-юрского возраста представлены гидрофобными разностями [12].

Исходя из вышеизложенного, при применении метода заводнения нефтяных пластов в Западной Сибири, где распространены гидрофобные коллекторы, необходимо учитывать этот факт и более детально подходить к изучению капиллярных сил в породах-коллекторах для предотвращения их обводнения [2].

Как указывалось выше, на нефтяных месторождениях Западно-Сибирского НГБ нефтеотдача характеризуется сравнительно невысокими значениями, от 70 до 90 % запасов нефти не извлекается из недр, а коэффициент извлечения нефти напрямую зависит от капиллярной характеристики продуктивных пластов-коллекторов.

Как показывают исследования, при разработке месторождений с применением системы ППД 60–90 % неизвлеченной нефти остается за фронтом вытеснения из-за действия капиллярных сил, при этом 10–40 % нефти не извлекается из-за неполного охвата заводнения эксплуатационного объекта [13].

По данным Н. А. Еременко, выделяют четыре типа нефти, не извлекаемой из недр из-за противодействия капиллярных сил [14]:

- 1) нефть, находящаяся в виде пленки или отдельных капель, обволакивающей зерна; она прочно удерживается поверхностно-молекулярными силами;
- 2) нефть, остающаяся на стыках разнопорových фаций в системе вытесняющего фронта «вода — нефть» из-за капиллярных барьеров различной противодействующей силы в неоднородных пластах;
- 3) нефть, остающаяся на участках с более медленным нефтеизвлечением, чем в основной массе пласта-коллектора;
- 4) нефть, неизвлеченная из-за неравномерного продвижения фронта вытеснения в гидрофильных неоднородных пластах-коллектора из-за перепадов капиллярных давлений на стыках разнопорových фаций.

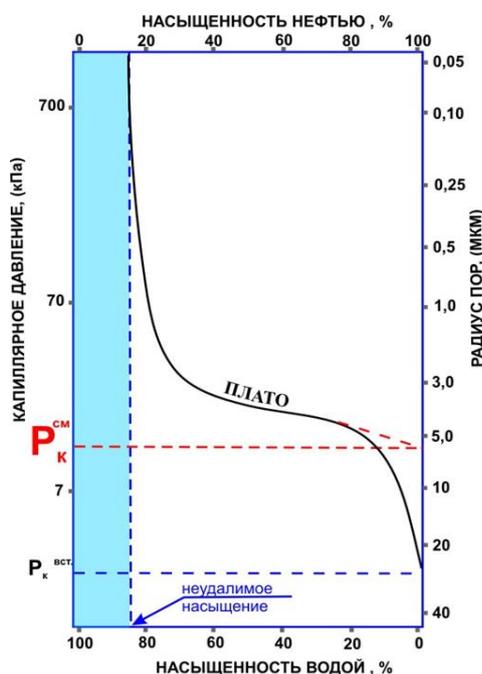
Неизвлеченная нефть четвертого типа может достигать больших размеров, до нескольких десятков метров, и содержать достаточно большие запасы нефти [15].

Для предотвращения потерь нефти четвертого типа следует избирательно подходить к применению системы ППД при разработке нефтяных месторождений. Это актуальная задача, которая может быть решена путем изучения капиллярных давлений в продуктивных пластах-коллекторах [16, 17].

Капиллярные давления можно изучить при проведении экспериментальных исследований на специальных приборах, где отслеживается процесс вытеснения одного флюида другим из образца породы. Также расчеты капиллярных давлений в пластах-коллекторах можно провести с помощью аналитических расчетов [8].

На рисунке 1 представлена типовая кривая вытеснения одного флюида другим для гидрофильных пород-коллекторов.

Рис. 1. Типовая кривая капиллярного давления для песчаных гидрофильных пород-коллекторов



Как видно из рисунка 1, кривую капиллярного давления можно разделить на характерные участки, а именно:

1) давление вступления вытесняющего флюида ($P_{в}$) — это давление, при котором вытесняющий флюид начинает поступать в поровую систему образца;

2) давление смещения или начала вытеснения определяют, продлив линейный участок вправо до пересечения его с вертикальной осью; точка пересечения с вертикальной осью — это начало вытеснения ($P_{см}$);

3) платообразный участок кривой капиллярного давления дает информацию о степени отсортированности пор.

На рисунке 2 приведена кривая капиллярного давления (P_c) пласта БС₁₀ Усть-Балыкского месторождения.

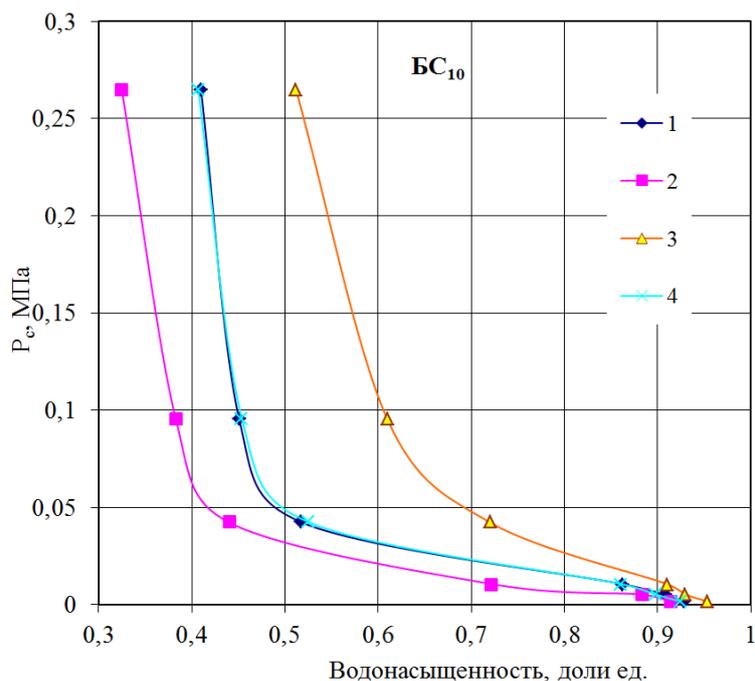


Рис. 2. Капиллярные кривые для ядра пласта БС₁₀ Усть-Балыкского нефтяного месторождения

Для построения кривых капиллярных давлений пласта БС₁₀ Усть-Балыкского нефтяного месторождения и приведения данных по зависимости капиллярного давления (P_c) от водонасыщенности для ядрового материала к безразмерному виду использовалась известная функция Леверетта

$$J = P_c r_{cp} / (2 \cos \alpha),$$

где P_c — капиллярное давление; r_{cp} — поверхностное натяжение на границе раздела фаз (средний радиус пор в материале с проницаемостью $K_{пр}$ и пористостью K_p);

$$r_{cp} = (K_{пр}/K_p)^{0,5},$$

α — краевой угол смачивания (для системы «воздух — вода» в лабораторных условиях используется эмпирическое значение $\cos = 72$).

Зависимость функции Леверетта J от водонасыщенности (K_w) аппроксимируется функцией вида

$$J = a (1/K_w - 1)^{(b-c K_w)},$$

с параметрами $a = 0,310$, $b = 2,609$ и $c = 1,431$.

Кривая капиллярного давления, (рис. 3), показывает, что продуктивный пласт-коллектор БС₁₀ Усть-Балыкского месторождения характеризуется средней отсортированностью порового пространства, так как платообразный участок имеет не горизонтальный вид.

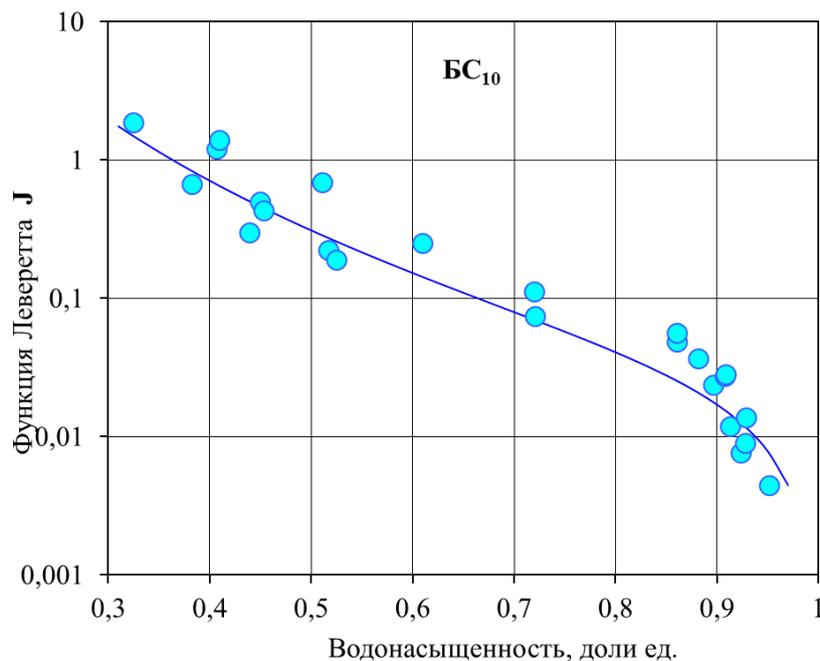


Рис. 3. Зависимость функции Лавретта от водонасыщенности для пласта БС₁₀ Усть-Балыкского нефтяного месторождения

Для предотвращения потерь нефти четвертого типа для гидрофильных пород-коллекторов рекомендуется построение карт давления капиллярного вытеснения (давления начала фильтрации), а также капиллярно-гравитационных карт для гидрофобных пород-коллекторов и пород-коллекторов со смешанной смачиваемостью. Капиллярно-гравитационные карты используются для уменьшения объема закачиваемой в пласт воды и повышения конечной нефтеотдачи пластов, эти карты могут быть применены на любом этапе разработки месторождения [13].

Обсуждение

В качестве примера вышесказанного можно привести историю освоения Усть-Балыкского нефтяного месторождения. Месторождение расположено в Сургутском нефтегазоносном районе (согласно принятому нефтегазовому районированию) на южной и юго-восточной периферии Усть-Балыкского поднятия. Структура месторождения — сложная клиновидная. Отмечаются высокая расчлененность отложений и неоднородная вертикальная проницаемость [18].

Усть-Балыкское нефтяное месторождение находится на последней стадии разработки, основным объектом разработки является горизонт БС₁₀, который эксплуатируется с 1966 года. С 1971 года для добычи нефти на месторождении применяется система ППД. Геологическое строение месторождения очень сложное, многослойное.

Продуктивные пласты-коллекторы характеризуются резкой изменчивостью литологических и фильтрационно-емкостных свойств, как в горизон-

тальном, так и в вертикальном направлениях, а также наличием наклонных водонефтяных контактов [18].

Пласт БС₁₀ сложен средне- и крупнозернистыми песчаниками с высоким содержанием глины, характеризуется средней сортировкой детритового материала и повышенным содержанием карбонатов. В кровле горизонта БС₁₀ залегают аргиллитно-алевритовые породы чеускинской пачки, изолирующие его от вышележащих пластов БС₉ и БС₈ [18].

По минеральному составу продуктивный пласт БС₁₀ относится к классу полимиктовых песчаников, с преобладанием в составе полевых шпатов, сцементированных глинистыми минералами (в основном гидрослюдами).

Открытая пористость колеблется от 18 до 28 % (в среднем 21 %). Средняя водоудерживающая способность по горизонту составляет 39 %, что характерно для аналогичных отложений месторождений Сургутского свода. Коэффициент проницаемости составляет 0,13 мкм². Средняя обводненность скважин превышает 80 %.

Особенностями разработки горизонта БС₁₀ являются сосредоточенность запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах и их значительная обводненность.

Давление капиллярного вытеснения рассматриваемого месторождения рассчитывалось аналитическим методом с использованием уравнения регрессии, когда известна проницаемость пород нефтяного пласта [7, 15],

$$P_k^{cm} = 36 \left(\frac{1}{K} \right)^{1,53},$$

где P_k^{cm} — капиллярное давление смещения, кПа; K — коэффициент проницаемости, мД.

На основе расчетов значений капиллярных давлений пласта БС₁₀ Усть-Балыкского месторождения нами построена карта давлений начала вытеснения. Значения капиллярных давлений начала вытеснения пласта БС₁₀ Усть-Балыкского месторождения изменяются от 3,79 (скв. 7 352) до 65,27 (скв. 3 000) кПа (рис. 4).

Участки, где могут сформироваться целики оставшейся нефти четвертого типа, характеризуются минимальными значениями капиллярных давлений, в районе вышеперечисленных скважин формируются языки обводнения.

В связи этим для пласта БС₁₀ рассматриваемого месторождения рекомендуется избирательное заводнение. Для закачки воды в пласт рекомендуется выбирать участки с низкими капиллярными давлениями, на которых сформируются необходимые градиенты давления для вытеснения нефти через капиллярные барьеры на стыках разнопористых фаций [4, 19].

Как видно из построенной карты капиллярных давлений смещения в пласте БС₁₀ Усть-Балыкского нефтяного месторождения (см. рис. 4), в ряд нагнетательных рекомендуется перевести разведочные скв. 7015, 7087, 3640, 7289, 7338, 3752, 7381, 7284.

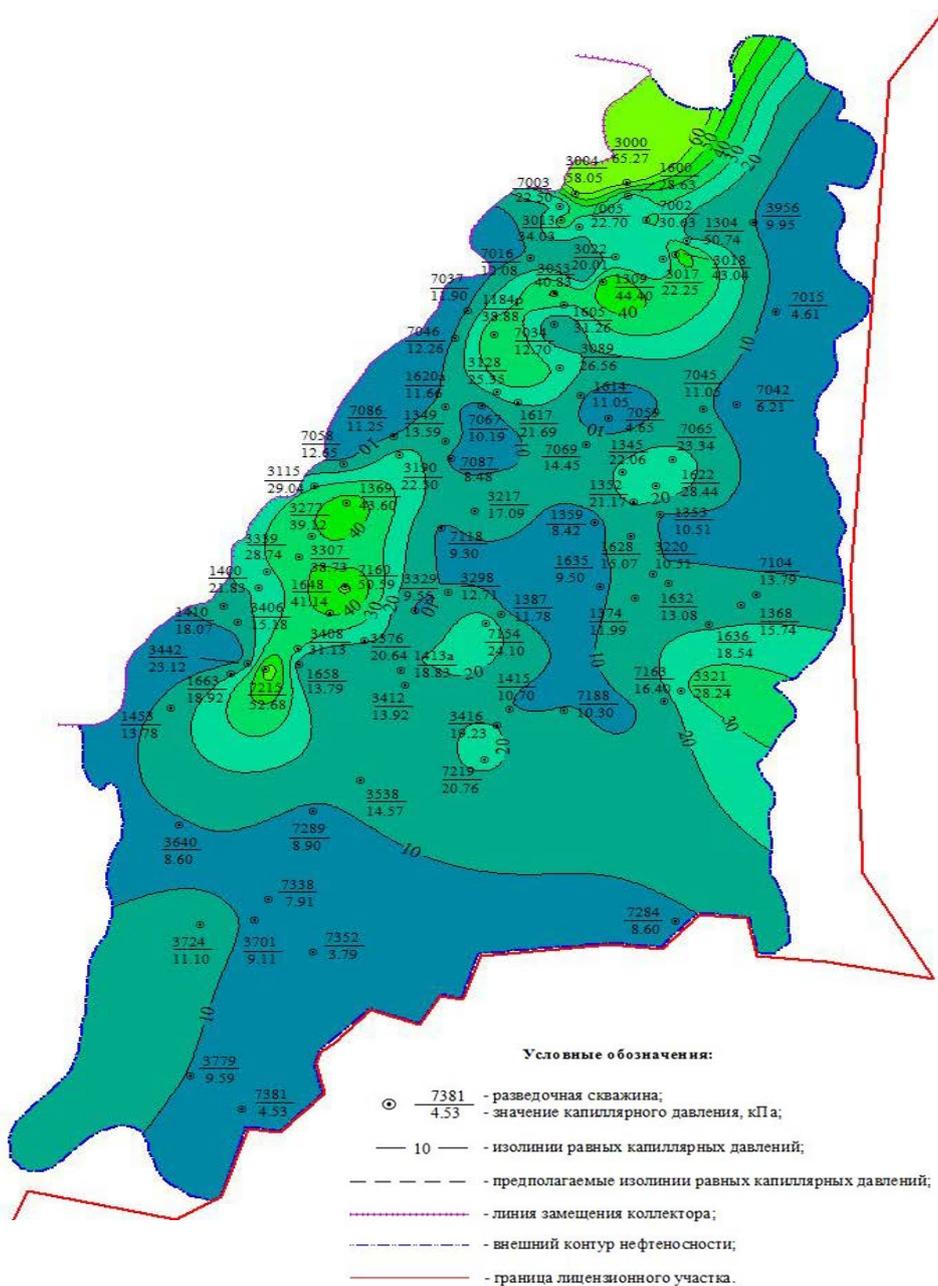


Рис. 4. Карта капиллярных давлений смещения в пласте BC₁₀ Усть-Балыкского нефтяного месторождения

Выводы

В настоящее время основной целью нефтепромысловой гидрогеологии и геологии является повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на завершающем этапе разработки. Это задача может быть решена специалистами-гидрогеологами.

Библиографический список

1. Матусевич, В. М. Гидрогеологические особенности конечных стадий разработки нефтяных месторождений Западной Сибири / В. М. Матусевич, И. Г. Сабанина. – Текст : непосредственный // *Фундаментальные исследования*. – 2014. – № 5–6. – С. 1242–1247.
2. Большаков, Ю. Я. Решение задач нефтегазопромысловой геологии на основе капиллярных моделей залежей / Ю. Я. Большаков, Е. Ю. Большакова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2008. – 140 с. – Текст : непосредственный.
3. Большаков, Ю. Я. Геологические основы эффективного использования нефтегазоносности недр на базе капиллярно-гравитационной концепции нефтегазоаккумуляции / Ю. Я. Большаков. – Тюмень : ТИУ, 2013. – 80 с. – Текст : непосредственный.
4. Большаков, Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазоаккумуляции / Ю. Я. Большаков. – Новосибирск : Наука, 1995. – 184 с. – Текст : непосредственный.
5. Большаков, Ю. Я. Электроосмос как возможный фактор миграции нефти и газа / Ю. Я. Большаков, Е. Ю. Неелова. – DOI 10.30713/2413-5011-2020-4(340)-65-69. – Текст : непосредственный // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2020. – № 4. – С. 65–69.
6. Forecast of capillary-screened oil and gas-condensate pools in the Jurassic and Neocomian deposits in the Nadym region / Y. Y. Bolshakov, N. N. Amerbaev, I. V. Pavlova, I. V. Trishechkina. – Direct text // *Geologiya i geofizika*. – 1997. – Vol. 38, Issue 11. – P. 1730–1736.
7. Большаков, Ю. Я. Молекулярная физика как путь к повышению эффективности поисково-разведочных и промысловых работ на нефть и газ / Ю. Я. Большаков, Е. Ю. Неелова. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-5(329)-38-41. – Текст : непосредственный // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2019. – № 5. – С. 38–41.
8. Большаков, Ю. Я. Особенности разработки залежей нефти, приуроченных к гидрофобным коллекторам в условиях водонапорного режима / Ю. Я. Большаков, Е. Ю. Неелова, К. В. Салова. – DOI 10.30713/2413-5011-2020-6(342)-53-55. – Текст : непосредственный // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2020. – № 6. – С. 53–55.
9. Jennings, J. B. Capillary Pressure Techniques: Application to Exploration and Development Geology. – DOI 10.1306/703C8047-1707-11D7-8645000102C1865D. – Direct text // *AAPG Bulletin*. – 1987. – Vol. 71. – P. 1196–1209.
10. Нестеров, И. И. Соотношения современных и максимальных палеотемператур в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты / И. И. Нестеров, А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. – Текст : непосредственный // *Известия академии наук СССР. Серия геология*. – 1982. – № 2. – С. 112–120.
11. Курчиков, А. Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. – Москва : Недра, 1987. – 134 с. – Текст : непосредственный.
12. Матусевич, В. М. Проблемы нефтегазопромысловой гидрогеологии в Западно-Сибирском мегабассейне (ЗСМБ) / В. М. Матусевич. – Текст : непосредственный // *Нефть и газ Западной Сибири : материалы Международной научно-технической конференции, Тюмень, 12–13 ноября 2003 года*. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2003. – С. 20–21.
13. Рудаков, Г. В. Вопросы физико-химии нефти и коллекторов / Г. В. Рудаков // *Труды Гипротюменьнефтегаз*. – Вып. 25. – Тюмень, 1971. – 141 с. – Текст : непосредственный.
14. Извлечение нефти из выработанных залежей после их перфорирования / Н. А. Еременко, Ю. В. Желтов, В. М. Рыжик [и др.]. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1978. – 59 с. – Текст : непосредственный.
15. Большаков, Ю. Я. Эффективность систем ППД с позиции капиллярных явлений в нефтегазовой гидрогеологии / Ю. Я. Большаков, В. М. Матусевич, Т. В. Семенова. – Текст : непосредственный // *Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна : тезисы докладов, Тюмень, 14–17 ноября 2000 года*. – Часть 3. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2000. – С. 84–87.
16. Большаков, Ю. Я. Использование данных о капиллярных давлениях для повышения нефтеотдачи при заводнении пластов на месторождениях Западной Сибири / Ю. Я. Большаков, В. М. Матусевич, Т. В. Семенова. – Текст : непосредственный // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 2002. – № 1. – С. 10–14.

17. Матусевич, В. М. Эффективность систем поддержания пластового давления с позиции капиллярных явлений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений Западной Сибири / В. М. Матусевич, И. Г. Сабанина. – Текст : непосредственный. // Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – Т. 12, № 3(64). – С. 37–40.
18. Сабанина, И. Г. Гидрогеологическая модель Усть-Балыкского месторождения нефти / И. Г. Сабанина. – Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 4. – С. 19–21.
19. Сабанина, И. Г. Гидрогеологические условия мезозойского гидрогеологического бассейна в районе Усть-Балыкского месторождения нефти / И. Г. Сабанина, Т. В. Семенова. – Текст : непосредственный. // Нефть и газ: технологии и инновации : материалы национальной научно-практической конференции, Тюмень, 07–08 ноября 2019 года. – Том 1. – Тюмень : ТИУ, 2019. – С. 17–19.

References

1. Matusevich, V. M., & Sabanina, I. G. (2014). Hydrogeological features of final stages of development oil fields of West Siberia. *Fundamental research*, (5(6)), pp. 1242-1247. (In Russian).
2. Bolshakov, Yu. Ya. & Bolshakova, E. Yu. (2008). Reshenie zadach neftegazopromyslovoj geologii na osnove kapilljarnyh modelej zalezhej. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 140 p. (In Russian).
3. Bolshakov, Yu. Ya. (2013). Geologicheskie osnovy effektivnogo ispol'zovanija neftegazonosnosti nedr na baze kapilljarno-gravitacionnoj koncepcii neftegazonakoplenija, Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 80 p. (In Russian).
4. Bolshakov, Yu. Ya. (1995). Teoriya kapillyarnosti neftegazonakopleniya. Novosibirsk, Nauka Publ., 184 p. (In Russian).
5. Bolshakov, Y. Y., & Neyolova, E. Y. (2020). Electrosmosis as a possible factor of oil and gas migration. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (4), pp. 65-69. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2020-4(340)-65-69
6. Bolshakov, Y. Y., Amerbaev, N. N., Pavlova, I. V., & Trishechkina, I. V. (1997). Forecast of capillary-screened oil and gas-condensate pools in the Jurassic and Neocomian deposits in the Nadym region. *Geologiya i geofizika*, 38(11), pp. 1730-1736. (In Russian).
7. Bolshakov, Y. Y., & Neelova, E. Y. (2019). Molecular physics as a way to improve the efficiency of exploration and field activities for oil and gas. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (5), pp. 38-41. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2019-5(329)-38-41
8. Bolshakov, Y. Y., Neelova, E. Y., & Salova, K. V. (2020). Some specific features of development of oil deposits confined to hydrophobic collectors under conditions of a water pressure mode. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (6), pp. 53-55. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2020-6(342)-53-55
9. Jennings, J. B. (1987). Capillary Pressure Techniques: Application to Exploration and Development *Geology. AAPG Bulletin*, 71, pp. 1196-1209. (In English). DOI: 10.1306/703C8047-1707-11D7-8645000102C1865D
10. Nesterov, I. I., Kurchikov, A. R., & Stavitskii, B. P. (1982). Ratio of recent and maximal paleotemperatures in the sedimentary cover of western-Siberian plate. *Izvestiya Akademii Nauk SSSR, Seriya Geologicheskaya*, 12, pp. 112-120. (In Russian).
11. Kurchikov, A. R., & Stavitskiy, B. P. (1987). Geotermiya neftegazonosnykh oblastey Zapadnoy Sibiri. Moscow, Nedra Publ., 134 p. (In Russian).
12. Matusevich, V. M. (2003). Problemy neftegazopromyslovoj gidrogeologii v Zapadno-Sibirskom megabassejne (ZSMB). *Neft' i gaz Zapadnoj Sibiri : materialy Mezhdunarodnoj nauchno-tehnicheskoy konferencii*, Tyumen, 12-13 November 2003. Tyumen, Tyumen State Oil Gas University Publ., pp. 20-21. (In Russian).
13. Rudakov, G. V. (1971). Voprosy fiziko-himii nefti i kollektorov. *Trudy Giprotjumen'neftegaz*, (25), Tyumen, 141 p. (In Russian).
14. Eremenko, N. A., Zheltov, Yu. V., Ryzhik, V. M., Martos, V. N., Kisilenko, B. E., & Sabaneeva, Z. M. (1978). Izvlechenie nefti iz vyrabotannyh zalezhej posle ih pereformirovaniya, Moscow, VNIIOENG Publ., 59 p. (In Russian).

15. Bolshakov, Yu. Ya., Matusevich, V. M., & Semenova, T. V. (2000). Effektivnost' sistem PPD s pozicii kapilljarnyh javlenij v neftegazovoj gidrogeologii. Geologija i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabassejna : tezisy dokladov, Tyumen, 14-17 November 2000. Part 3. Tyumen, Tyumen State Oil Gas University Publ., pp. 84-87. (In Russian).
16. Bolshakov, Yu. Ya., Matusevich, V. M., & Semenova, T. V. (2002). Ispol'zovanie dannyh o kapilljarnyh davlenijah dlja povyshenija nefteotdachi pri zavodnenii plastov na mestorozhdenijah Zapadnoj Sibiri. Oil and Gas Studies, (1), pp. 10-14. (In Russian).
17. Matusevich, V. M. & Sabanina, I. G. (2016). Effektivnost' sistem podderzhaniya plastovogo davlenija s pozicii kapilljarnyh javlenij na pozdnej stadii razrabotki neftnyh mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri. Academic Journal of West Siberia, (12(3(64))), pp. 37-40. (In Russian).
18. Sabanina, I. G. (2012). Hidrogeologicheskaya model' Ust'-Balykskogo mestorozhdeniya nefi. Academic Journal of West Siberia, (4), pp. 19-21. (In Russian).
19. Sabanina, I. G., & Semenova, T. V. (2019). Hidrogeologicheskie usloviya mezozojskogo gidrogeologicheskogo bassejna v rayone Ust'-Balykskogo mestorozhdeniya nefi. Neft' i gaz: tekhnologii i innovatsii: materialy nacional'noj nauchno-prakticheskoy konferencii, Tyumen, 07–08 November 2019. Tom 1. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 17-19. (In Russian).

Сведения об авторах

Сабанина Ирина Геннадьевна, аспирант, Тюменский индустриальный университет, старший научный сотрудник, Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, e-mail: ir-gen@inbox.ru

Семанова Татьяна Владимировна, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Большаков Юлий Яковлевич, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

Information about the authors

Irina G. Sabanina, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, Senior Researcher of the West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, e-mail: ir-gen@inbox.ru

Tatyana V. Semenova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Yuly Ya. Bolshakov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

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

Бурение скважин и разработка месторождений

Drilling of wells and fields development

25.00.15 Технология бурения и освоения скважин (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2021-4-73-83

УДК 622.24

Повышение продуктивности скважин и нефтеотдачи пластов при использовании технологии виброволнового воздействия

И. Н. Квасов¹, К. Ю. Фетисов², М. А. Александров^{3*}, А. А. Гладенко³

¹Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

²ПАО «ОНХП» (ОмскНефтеХимПроект), г. Омск, Россия

³Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: alexandrovma@tyuiu.ru

Аннотация. Представлено использование физических полей упругих колебаний в методах повышения продуктивности скважин и нефтеотдачи пластов. Наиболее предпочтительными для осуществления виброволновых работок призабойной зоны являются скважинные гидродинамические генераторы упругих колебаний. У многих конструкций генераторов отсутствуют обоснованные параметры генерируемых колебаний давления. В связи с этим необходимо проведение стендовых и промысловых исследований различных конструкций гидродинамических генераторов с объективной аппаратурной оценкой их рабочих параметров.

Ключевые слова: виброволновое воздействие; гидродинамические генераторы колебаний; скважинные генераторы колебаний; генераторы пружинно-клапанного и клапанно-ударного типа; гидравлические преобразователи; гидравлические роторные преобразователи

Well productivity and reservoir recovery enhancement with using vibration wave impact technology

Igor N. Kvasov¹, Kirill Yu. Fetisov², Michael A. Aleksandrov^{3*},
Aleksy A. Gladenko³

¹Omsk State Technical University, Omsk, Russia

²ONHP (OmskNefteHimProect) PJSC, Omsk, Russia

³Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: alexandrovma@tyuiu.ru

Abstract. The use of physical fields of elastic vibrations in methods of increasing well productivity and oil recovery is presented. Borehole hydrodynamic gener-

ators of elastic vibrations are the most preferable for performing vibration-wave treatments of the bottom-hole zone. Many generator designs lack reasonable parameters for the generated pressure fluctuations. In this regard, it is necessary a bench and oilfield research practice of hydrodynamic generators various designs with an objective hardware assessment of their operating parameters.

Key words: vibration wave impact; hydrodynamic oscillators; borehole oscillators; generators springvalve and valve-impact type; hydraulic converters; hydraulic rotary converters

Введение

Для более качественного моделирования физических полей упругих колебаний, применяемых в методах повышения нефтеотдачи пластов и повышения продуктивности скважин, чаще всего для виброволновой обработки призабойной зоны используют скважинные гидродинамические генераторы упругих колебаний. Но в большинстве конструкций оборудования подобного рода отсутствуют четкие и обоснованные параметры воспроизводимых колебаний.

Для решения данной задачи были проведены испытания различных вариантов гидродинамических генераторов для оценки их рабочих параметров. Испытания проводились с применением измерительной аппаратуры в стендовом режиме и непосредственно на промысле. По итогам исследований установлено, что три типа исследуемых генераторов не соответствуют требованиям энергоэффективности для виброволновой обработки скважин.

Необходимо рассмотреть возможность использования скважинного генератора упругих волн на базе двухступенчатой центробежной форсунки для реализации технологии вибросейсмического воздействия (ВСВ) на нефтяную залежь. По принципу действия, а также при учете конструктивных решений и результатов испытаний гидродинамический скважинный генератор на основе вихревых центробежных форсунок будет лучшим выбором и для использования в технологии ВСВ.

В данной работе основное внимание уделено вопросам регулирования частоты излучения такого генератора.

Объект и методы исследования

Для обработки призабойной зоны скважин наиболее часто используются скважинные гидродинамические генераторы упругих колебаний. Но вследствие отсутствия четких и обоснованных параметров воспроизводимых ими колебаний давления необходимо было провести стендовые испытания, а также верификацию непосредственно на промысле.

В работе были проанализированы результаты исследований [1–3] следующих типов генераторов:

- гидродинамические генераторы колебаний на основе вихревых центробежных форсунок;
- гидравлические преобразователи — «свистки»;
- генераторы пружинно-клапанного и клапанно-ударного типа;
- гидравлические роторные преобразователи — «сирены».

Из первых трех генераторов можно выделить широко распространенный гидравлический вибратор золотникового типа ГВЗ-108: работа генератора вызывает сравнительно небольшие потери напора при довольно высоком среднеквадратичном давлении, и после продолжительных испытаний существенных следов износа обнаружено не было.

Результаты исследований показали, что первые три из перечисленных видов генераторов не соответствуют требованиям энергоэффективности виброволновой обработки скважин, а именно:

- невысокий коэффициент надежности оборудования (колебания давления происходят непосредственно внутри прибора, создавая ударные нагрузки, превышающие пределы прочности материалов); также материалы корпуса контактируют с агрессивной абразивной средой;
- недостаточно высокие амплитуды колебаний давления при работе в стволе скважины;
- отсутствие регулирования частоты колебаний без существенного вмешательства в конструкцию прибора, что не позволяет осуществлять обработку отдельно взятого объекта скважины в оптимальном для него режиме.

Гидродинамические генераторы колебаний на основе вихревых центробежных форсунок [4, 5] удовлетворяют требованиям по сравнению с остальными генераторами.

Вихревые элементы данной установки закручивают поток жидкости, тем самым усиливая низкочастотные колебания параметров потока жидкости, в итоге достигаются колебания требуемых амплитудно-частотных характеристик, с ограничением энергоотдачи мощностью напорной линии питания.

Принципиальная схема истечения жидкости из двухступенчатой форсунки в соответствии с [6–10] приведена на рисунке 1.

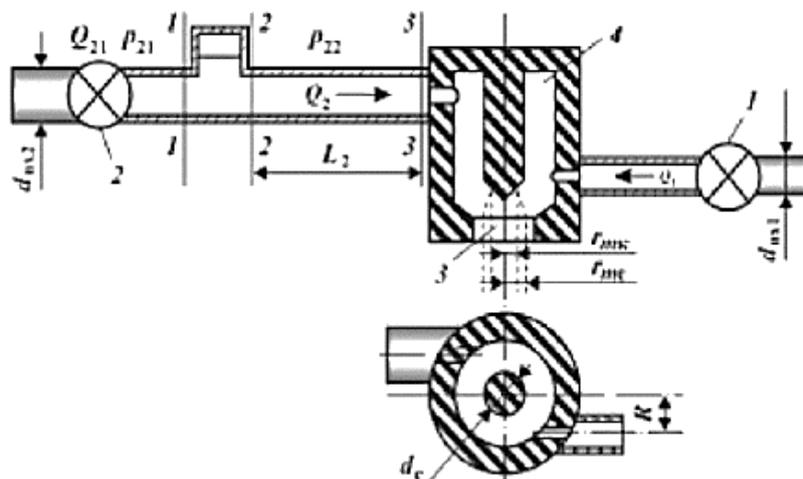


Рис. 1. Схема истечения жидкости из двухступенчатой форсунки

В большераходной магистрали с краном 2, присоединенным к нагнетательной линии с насосом постоянного давления, имеется гидравлический

элемент, представляющий собой емкость, заполненную газом объемом V отделенной от жидкости упругой мембраной. В малорасходной магистрали также поддерживается постоянное давление. Жидкость из малорасходной магистрали с расходом Q_1 через тангенциальные каналы поступает в камеру вихреобразования. В эту же камеру поступает жидкость из большерасходной магистрали.

В камере образуется вихрь из подаваемой жидкости, в его центре давление постепенно падает, и в процессе истечения образуется зона разрежения с геометрическими параметрами $r_{тк}$ и $r_{те}$.

Возможность возникновения автоколебаний обуславливается наличием на расходной характеристике участка с отрицательным гидравлическим сопротивлением.

Пример расходной характеристики из [11, 12] показан на рисунке 2, где $Q = Q_{\Sigma}/Q_{\min}$ — относительный расход; P_2 — давление во второй ступени; Q_{Σ} — суммарный расход через форсунки; Q_{\min} — расход жидкости через первую (малорасходную) линию при полностью закрытом кране 2.

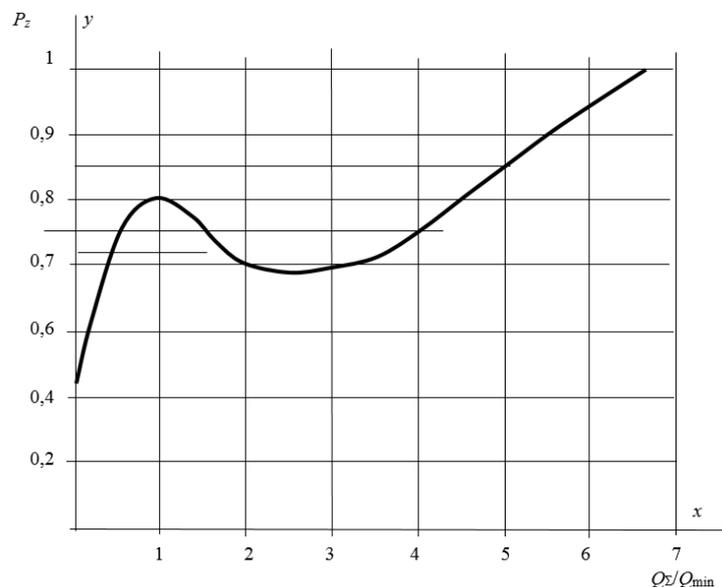


Рис. 2. Расходная характеристика

На участке 1–7 характеристика аппроксимирована следующим полиномом:

$$P_2 = c - aQ + bQ^3, \quad (1)$$

где $c = 0,94$; $a = 0,14$; $b = 0,0054$.

Записывая уравнения возмущенного движения жидкости для участка 1–2 и 2–3 и решая их совместно, получим уравнения нестационарного расхода жидкости в большерасходной магистрали в виде нелинейного уравнения Ван дер Поля [7, 8]

$$\tau_m \frac{d^2 Q_2}{dt^2} + (-a + 3bQ_2^2) \frac{dQ_2}{dt} + \frac{Q_2}{\tau_a} = 0, \quad (2)$$

где Q_2 — переменная составляющая расхода жидкости в большерасходной магистрали; $\tau_m = \frac{\rho \ell_2 Q_{20}}{P_2 F_2}$ — инерционная постоянная времени; P_2 — среднее давление в большерасходной магистрали; \overline{Q}_{20} — средний объемный расход в большерасходной магистрали; ℓ_2 — длина большерасходной магистрали; F_2 — площадь трубы большерасходной магистрали; $\tau_a = \frac{\rho V}{Q_2}$ — емкостная постоянная времени; V — объем газа в воздушной полости; ρ — плотность жидкости.

Уравнение Ван дер Поля, как известно, имеет предельный цикл устойчивых автоколебаний, при этом амплитуда колебаний расхода будет

$$|Q_2| = 2\sqrt{\frac{a}{3b}} Q, \quad (3)$$

а амплитуда колебаний давления перед форсункой [5]

$$|P_2| = 2a\sqrt{\frac{a}{3b}}. \quad (4)$$

Для целей использования подобного генератора давлений в ВСВ особый интерес представляет оценка частоты автоколебаний, которая зависит от параметров τ_m и τ_a .

Приведем уравнение (2) к следующему виду:

$$\ddot{Q}_2 = \left[\frac{a}{Q_{20}} \left(1 - \frac{3b}{a} Q_2^2 \right) \dot{Q}_2 - \frac{1}{V} Q_2 \right] P_2 \frac{F_2}{\rho L_2}, \quad (5)$$

учитывая, что $P_2 \frac{F_2}{\rho L_2} = const$, введем новую переменную $y = Q_2 \cdot P_2 \frac{F_2}{\rho L_2}$.

Тогда уравнение (5) примет вид

$$\ddot{y} = \left[\frac{a}{Q_{20}} \left(1 - \frac{3b}{a} y^2 \right) \dot{y} - \frac{1}{V} y \right]. \quad (6)$$

Зависимость частоты установившихся автоколебаний от среднего расхода Q_2 в нагнетательной магистрали при $V = 10^{-4} \text{ м}^3$ и значениях $a = 0,14$, $b = 0,0054$ показана на рисунке 3.

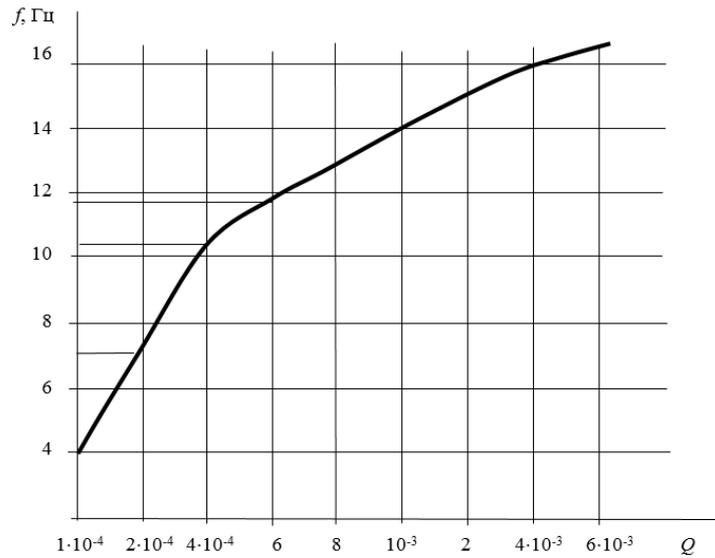


Рис. 3. Зависимость $f(Q)$

Представляет интерес исследование процесса развития автоколебаний. На рисунке 4 для примера приведен процесс установления автоколебаний от начального значения амплитуды 0,5 до 6 при $Q = 2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$.

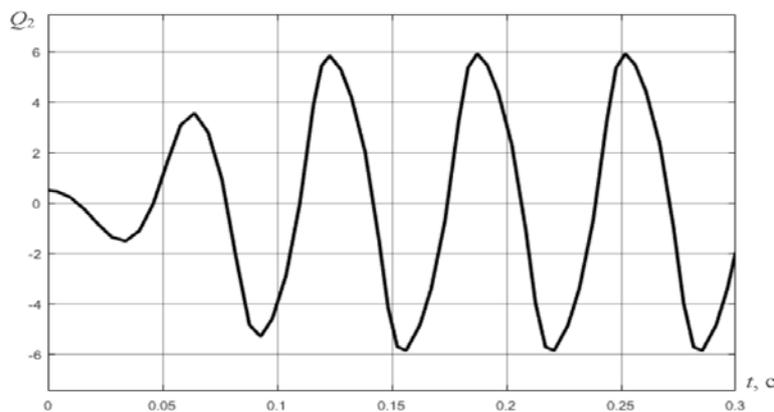


Рис. 4. Развитие автоколебаний

Исследование решений уравнения (6) показало, что время T установления автоколебаний нелинейно зависит от величины расхода Q и, следовательно, от частоты автоколебаний. Результат оценки времени T для различных значений Q показан на рисунке 5.

Для построения управления частотой генератора на базе двухступенчатой вихревой форсунки генератор можно представить в первом приближении как последовательное соединение аperiodического звена с постоянной времени $T(Q)$ (см. рис. 5) и безынерционного звена $f(Q)$ в соответствии с рисунком 3.

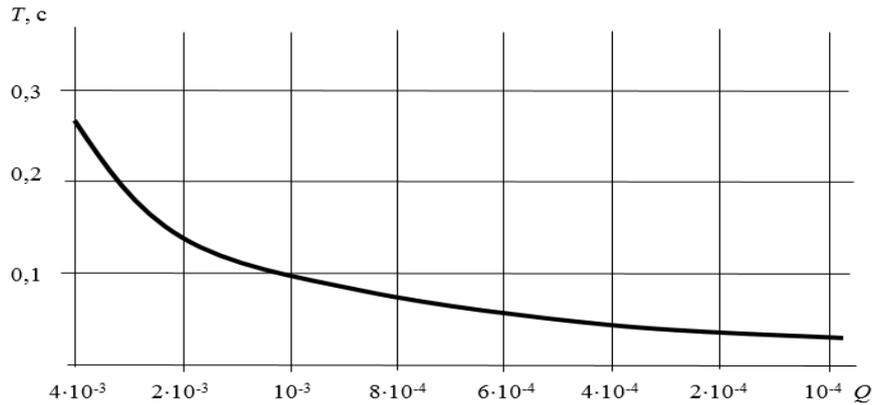


Рис. 5. Зависимость $T(Q)$

Принципиальная структурная схема в предположении об идеальной работе датчика динамического давления и измерителя частоты управления частотой генератора представлена на рисунке 6 [11], где Q_1 — расход на выходе насоса; Q_2 — расход у генератора; ΔP — перепад давления, создаваемый вибратором; f_3, f — заданная и измеренная частота; $W_1(p)$ — передаточная функция регулятора расхода с приводом золотника; $W_2(p)$ — передаточная функция гидравлической линии; $W_3(p)$ — передаточная функция генератора; $W_4(p)$ — передаточная функция измерителя частоты.

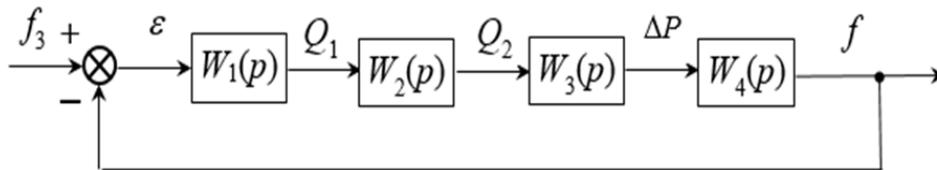


Рис. 6. Принципиальная структурная схема

На рисунке 7 приведена функциональная схема управления частотой генератора: 1 — погружной генератор; 2 — датчик динамического давления; 3 — обсадная труба; 4 — насосно-компрессорная труба; 5 — насос; 6 — регулятор расхода; 7 — привод золотника регулятора; 8 — измеритель частоты; 9 — бак.

Использование генератора упругих волн для целей ВСВ имеет следующую особенность — после определения геофизическими методами доминантной частоты пласта генератор должен быть настроен на эту частоту, и в течение 2–2,5 месяцев в режиме прерывистой работы должен поддерживать эту частоту с точностью 0,1 Гц.

Вследствие этого один из возможных вариантов последовательности настройки частоты может быть следующий — режим ручной настройки на доминантную частоту и автоматическая стабилизация частоты [13–16].

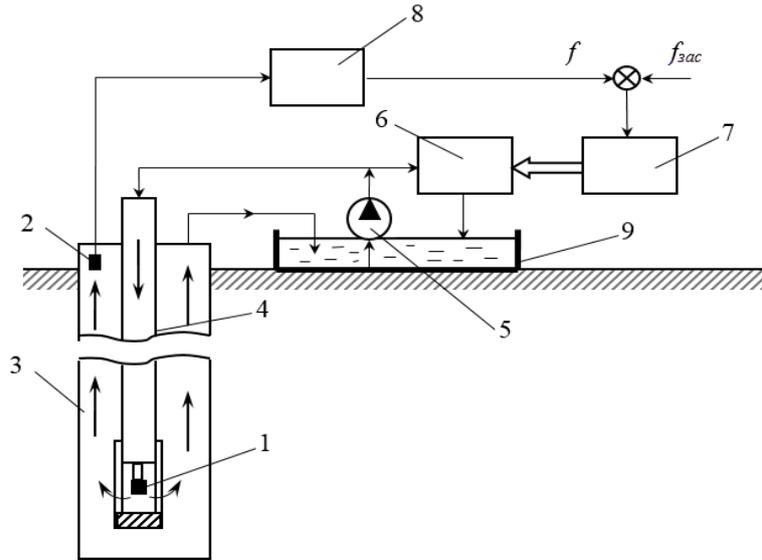


Рис. 7. Функциональная схема управления частотой генератора

С учетом вышеизложенного, структурная схема системы управления будет иметь вид, как показано на рисунке 8, при этом два звена чистой задержки объединены в одно звено задержки.

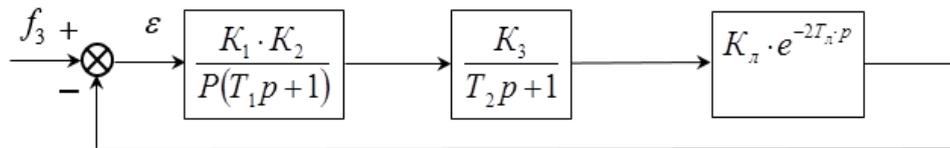


Рис. 8. Структурная схема

Результаты

Исследование уравнения (6) показало, что объем газовой полости V должен выбираться так, чтобы при максимально возможном для применяемого насоса расходе Q частота автоколебаний составляла 20 Гц.

Анализ устойчивой системы управления (см. рис. 8) показал, что при $H = 0$ величина $K = K_1 K_2 K_3$ должна составлять $K \leq 20$.

При установке источника упругих волн на глубине скважины в 150 м влияние линии задержки, как известно, уменьшает устойчивость системы, и величина составит $K \leq 4,75$.

Принимая во внимание, что система стабилизации частоты излучения астатическая, ошибка будет в основном определяться погрешностью измерения частоты на устье скважины, а при учете низкочастотного диапазона рабочих частот и точности современных систем измерения обеспечить погрешность частоты 0,1 Гц не представляет затруднений.

Выводы

Проведенное исследование показало, что для целей ВСВ в специально оборудованных скважинах на участке глубиной 50–200 м целесообразно использовать в качестве излучателей упругих волн генераторы на базе двухступенчатых вихревых форсунок. Анализ частоты излучения в зависимости от объема газовой полости и расхода в нагнетательной линии показал возможность построения устойчивой автоматической системы управления частотой.

При использовании разработанных гидродинамических генераторов типа ГЖ-2 и ГЖ-11 [17–20] необходимо внесение конструктивных изменений в части увеличения объема газовой полости для обеспечения требуемого диапазона частот.

Библиографический список

1. Уметбаев, В. Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин / В. Г. Уметбаев. – Москва : Недра, 1989. – 217 с. – Текст : непосредственный.
2. Активная сейсмология с мощными вибрационными источниками / Отв. ред. Г. М. Цибульчик. – Новосибирск, 2004. – 387 с. – Текст : непосредственный.
3. Тарануха, М. А. Исследование колебаний судовых стержневых конструкций с учетом сопротивления внешней среды различной плотности / М. А. Тарануха, О. В. Журбин, И. Н. Журбина. – Текст : непосредственный // Мореходство и морские науки — 2011 : избранные доклады третьей Сахалинской региональной морской научно-технической конференции, 15–16 февраля 2011 года / Сахалинский государственный ун-т, Сахалинское отделение Русского географического общества, Сахалинское отделение Российского научно-технического общества судостроителей им. акад. А. Н. Крылова. – Южно-Сахалинск : Изд-во Сахалинского гос. ун-та, 2011. – С. 82–93.
4. Оценка эффективности виброизоляции при использовании гидропневмопружины с инерционным преобразователем движения / Ю. А. Бурьян, Д. О. Бабичев, М. В. Силков [и др.]. – Текст : непосредственный // Омский научный вестник. Серия: Авиационно-ракетное и энергетическое машиностроение. – 2017. – Т. 1, № 1. – С. 35–38.
5. Бурьян, Ю. А. К вопросу о выборе скважинного генератора упругих волн для технологии вибросейсмического воздействия на нефтегазовые залежи / Ю. А. Бурьян, И. Н. Квасов, В. Н. Сорокин. – Текст : непосредственный // Проблемы машиноведения : материалы IV международной научно-технической конференции, Омск, 17–19 марта 2020 года / Под редакцией П. Д. Балакина. – Омск : Омский государственный технический университет, 2020. – С. 37–44.
6. Патент № 2144440 С1 Российская Федерация, МПК В06В 1/20. Способ возбуждения колебаний потока жидкости и гидродинамический генератор колебаний : № 98116022/28 : заявл. 24.08.1998 : опубл. 20.01.2000 / Дыбленко В. П., Марчуков Е. Ю., Жданов В. И. [и др.]. – Текст : непосредственный.
7. Повышение продуктивности и реанимации скважин с применением виброволнового воздействия / В. П. Дыбленко, Р. Н. Комалов, Р. Я. Шарифуллин, И. А. Туфанов. – Москва : Недра, 2000. – 381 с. – Текст : непосредственный.
8. Жданов, В. И. Автоколебания в жидкостных центробежных форсунках / В. И. Жданов. – Москва : Изд-во МАИ-Принт, 2007. – 203 с. – Текст : непосредственный.
9. Яковлев, А. Л. Технические средства для обработок скважин с использованием виброволнового воздействия. Скважинные генераторы колебаний / А. Л. Яковлев, Ю. А. Шамара, Е. Н. Даценко. – Текст : непосредственный // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 1. – С. 139–148.
10. Патент № 2015749 С1 Российская Федерация, МПК В06В 1/20, F15В 21/12. Гидродинамический генератор колебаний : № 5003508/29 : заявл. 04.10.1991 : опубл. 15.07.1994 / Авдеевский В. С., Ганиев Р. Ф., Калашников Г. А. [и др.]; заявитель Научно-производственная фирма «Волонтех». – Текст : непосредственный.

11. Справочное руководство по проектированию и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Под редакцией Ш. К. Гиматудинова. – Москва : Недра, 1983. – 455 с. – Текст : непосредственный.
12. Гадиев, С. М. Влияние вибрации на реологические свойства жидкостей / С. М. Гадиев, Е. З. Рабинович, В. М. Карандашева // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1981. – № 1. – С. 43–46.
13. Теория автоматического управления : учебное пособие : в 2 ч. / под редакцией А. А. Воронова. – Москва : Высшая школа, 1977. – Текст : непосредственный.
14. Греков, С. В. Исследование гидравлического канала связи телеметрической системы контроля забойных параметров в процессе бурения / С. В. Греков. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. – Текст : электронный. – 2005. – № 2. – С. 1. – URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Grekov/Grekov_2.pdf. – Дата публикации: 29 декабря 2005.
15. Технология виброволнового воздействия на призабойную зону скважин как эффективный способ повышения продуктивности пластов. – URL: http://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0b65625b2ad78a4d53a88421206d37_0.html. – Текст : электронный.
16. Кузнецов, О. Л. Применение ультразвука в нефтяной промышленности / О. Л. Кузнецов, С. А. Ефимова. – Москва : Недра, 1983. – 192 с. – Текст : непосредственный.
17. Уайт, Дж. Э. Возбуждение и распространение сейсмических волн. – Москва : Недра, 1986. – 262 с. – Перевод изд.: *Underground sound Application of Seismic Waves* / J. E. White, 1983. – Текст : непосредственный.
18. Чичинин, И. С. Свайный источник сейсмических волн / И. С. Чичинин. – Текст : непосредственный // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2015. – № 1. – С. 86–92.
19. Попов, А. А. Ударное воздействие на призабойную зону скважин / А. А. Попов. – Москва : Недра, 1990. – 157 с. – Текст : непосредственный.
20. Попов, Д. Н. Динамика и регулирование гидро- и пневмосистем / Д. Н. Попов. – Москва : Машиностроение, 1987. – 464 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Umetbaev, V. G. (1989). *Geologo-tehnicheskie meroprijatija pri jekspluatcii skvazhin*. Moscow, Nedra Publ., 217 p. (In Russian).
2. Tsibulchik, G. M. (Ed.) (2004). *Active seismology with powerful vibration sources*. Novosibirsk, 387 p. (In Russian).
3. Taranuha, M. A., Zhurbin, O. V., & Zhurbina, I. N. (2011). *Issledovanie kolebanij sudovyh sterzhnevyyh konstrukcij s uchjotom soprotivlenija vneshnej sredy razlichnoj plotnosti. Morehodstvo i morskije nauki - 2011 : izbrannye doklady tret'ej Sahalinskoj regional'noj morskoy nauchno-tehnicheskoy konferencii, February, 15-16, 2011. Juzhno-Sahalinsk, pp. 82-93.* (In Russian).
4. Burian, Yu. A., Babichev, D. O., Silkov, M. V., Belkov, V. N., & Kvasov, I. N. (2017). *Evaluating effectiveness of vibration isolation using hydro pneumatic spring with inertial motion converter. Omsk Scientific Bulletin. Series Aviation-Rocket and Power Engineering, (1(1)), pp. 35-38.* (In Russian).
5. Burian, Yu. A., Kvasov, I. N., & Sorokin, V. N. (2020). *K voprosu o vybore skvazhinogo generatora uprugih voln dlja tehnologii vybrosejsmicheskogo vozdejstvija na neftegazovye zalezhi. Problemy mashinovedenija: materialy IV mezhdunarodnoj nauchno-tehnicheskoy konferencii, March, 17-19, 2020. Omsk, OmGTU Publ., pp. 37-44.* (In Russian).
6. Dyblenko, V. P., Marchukov, E. Yu., Zhdanov, V. I., Kamalov, R. N., & Tufanov, I. A. *Sposob vozbuзhdenija kolebanij potoka zhidkosti i gidrodinamicheskij generator kolebanij. Pat. RF 2144440 C1. No. 98116022/28. Applied: 24.08.98. Published: 20.01.00.* (In Russian).
7. Dyblenko, V. P., Komalov, R. N., Sharifullin, R. Ya., & Tufanov, I. A. (2000). *Rise in Productivity and Well Reanimation by Implementation of Vibration Waves*. Moscow, Nedra Publ., 381 p. (In Russian).
8. Zhdanov, V. I. (2007). *Avtokolebanija v zhidkostnyh centrebeznyh forsunkah*. Moscow, MAI-Print Publ., 203 p. (In Russian).

9. Yakovlev, A. L., Shamara, Yu. A., & Datsenko, E. N. (2016). Technical means for the treatment of wells with using vibration wave impact. Borehole oscillators. Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), (1), pp. 139-147. (In Russian).
10. Avduevskij, V. S., Ganiev, R. F., Kalashnikov, G. A., Kostrov, S. A., & Mufazalov, R. Sh. Gidrodinamicheskij generator kolebanij. Pat RF 2015749 C1. No. 5003508/29. Applied: 04.10.91. Published: 15.07.94. (In Russian).
11. Andriasov, R. S., Mischenko, I. T., Petrov, A. I., Molchanov, A. G., & Gimatudinov, Sh. K. (Eds.) (1983). Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniju razrabotki i jekspluatcii neftjanyh mestorozhdenij: Dobycha nefti. Moscow, Nedra Publ., 455 p. (In Russian).
12. Gadiev, S. M., Rabinovich, E. Z., & Karandasheva, V. M. (1981). Vlijanie vibracii na reologicheskie svojstva zhidkostej. Azerbaydzhanskoe neftyanoe khozyaystvo, (1), pp. 43-46. (In Russian).
13. Voronov, A. A. (ed.) (1977). Teoriya avtomaticheskogo upravlenija. Moscow, Vysshaya shkola Publ. (In Russian).
14. Grekov, S. V. (2005). Issledovanie gidravlicheskogo kanala svyazi teletricheskoj sistemy kontrolja zaboynih parametrov v processe burnenija. Oilfield Engineering, (1). (In Russian). Available at: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Grekov/Grekov_2.pdf
15. Tehnologija vibrovolnovogo vozdejstvija na prizabojnuju zonu skvazhin kak jeffektivnyj sposob povyshenija produktivnosti plastov. (In Russian). Available at: http://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0b65625b2ad78a4d53a88421206d37_0.html
16. Kuznetsov, O. L., & Efimova, S. A. (1983). Primenenie ul'trazvuka v neftjanoj promyshlennosti. Moscow, Nedra Publ., 192 p. (In Russian).
17. White, J. E. (1983). Underground sound: application of seismic waves. Amsterdam, Elsevier. (In English).
18. Chichinin, I. S. (2015). Pile-supported seismic-wave generator. Geology and mineral resources of Siberia, (1), pp. 86-92. (In Russian).
19. Popov, A. A. (1990). Udarnoe vozdejstvie na prizabojnuju zonu skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 157 p. (In Russian).
20. Popov, D. N. (1987). Dinamika i regulirovanie gidro- i pnevmosistem. Moscow, Mashinostroenie Publ., 464 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Квасов Игорь Николаевич, к. э. н., профессор кафедры нефтегазового дела, стандартизации и метрологии, Омский государственный технический университет, г. Омск

Фетисов Кирилл Юрьевич, инженер отдела комплексного проектирования ПАО «ОНХП», аспирант, Омский государственный технический университет, г. Омск

Александров Михаил Алексеевич, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: aleksandrovma@tyuiu.ru

Гладенко Алексей Анатольевич, д. т. н., профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Igor N. Kvasov, Candidate of Economics, Professor at the Department of Oil and Gas Engineering, Standardization and Metrology, Omsk State Technical University

Kirill Yu. Fetisov, Engineer of the Integrated Design Department, ONHP (OmskNefteHimProect) PJSC, Postgraduate, Omsk State Technical University

Michael A. Aleksandrov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: aleksandrovma@tyuiu.ru

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

УДК 622.276.58.054.2

Проблемы при эксплуатации дожимных насосных станций в процессе разработки Имилорского месторождения

Е. Р. Шакиров^{1*}, Н. Н. Конушина¹, С. А. Леонтьев²

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

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

Аннотация. В статье освещены проблемы эксплуатации дожимной насосной станции в процессе разработки нефтяного месторождения. В ходе эксплуатации обводненность продукции увеличивается, соответственно, возникает потребность в инженерных решениях, обеспечивающих сохранение пропускной способности участка, уменьшение доли воды в добываемой нефти, а также уменьшение загруженности функционирующего технологического оборудования. Практическая значимость статьи обусловлена решением вышеописанной проблемы путем проектирования дожимной насосной станции и установки предварительного сброса воды двумя независимыми этапами, что позволит ввести в работу сначала дожимную насосную станцию, затем, по мере роста добычи жидкости, установку предварительного сброса пластовой воды. Данное решение позволяет сохранять пропускную способность участка, подготавливать промысловую нефть к приему на центральные пункты приема и подготовки нефти. При проектировании и реализации первого этапа предусматриваются точки подключения, отвод земли, электропитание с учетом перспективного этапа. Ввод в работу установки предварительного сброса воды решает проблему сохранения пропускной способности участка трубопроводов до пункта приема и одновременно является источником воды для поддержания пластового давления.

Ключевые слова: дожимная насосная станция; сброс воды; реконструкция; установка предварительного сброса воды; промысловые системы сбора нефти и газа; подготовка подтоварной воды

Operation problems of booster pumping stations during the development of the Imilorskoye oil field

Evgeny R. Shakirov^{1*}, Natalia N. Konushina¹, Sergey A. Leontiev²

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

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

Abstract. The article is devoted to the problems of operating a booster pumping station in the process of developing an oil field. During operation, the water cut of the product increases, and accordingly there is a need for engineering solutions that ensure the preservation of the throughput of the site, a decrease in the proportion of water in the oil produced, and a decrease in the workload of the operating technological equipment. The practical significance of the article is due to the solution of

the above-described problem by designing a booster pumping station and installing a preliminary water discharge in two independent stages, which will make it possible to put into operation first a booster pumping station, then, as fluid production increases, a preliminary discharge of produced water. This solution allows you to maintain the throughput of the site, to prepare field oil for reception at the central points of reception and preparation of oil. When designing and implementing the first stage, connection points, land acquisition, power supply are provided, taking into account the promising stage. The commissioning of the preliminary water discharge unit solves the problem of maintaining the throughput of the pipeline section to the receiving point and, at the same time, is a source of water for maintaining reservoir pressure.

Key words: booster pumping station; water discharge; reconstruction; installation of preliminary water discharge; field oil and gas gathering systems; preparation of produced water

Введение

В течение разработки месторождения обводненность добываемой нефти растет, а свойства данной эмульсии постоянно изменяются. Для того чтобы осуществить транспорт эмульсии от скважин на пункты сбора по мере возрастания объема добываемой жидкости на промысловых трубопроводах необходимо применять меры поддержания их пропускной способности.

Это может быть либо реконструкция участка промыслового трубопровода, либо установка повысителей давления, таких как мультифазные насосные станции (МНС), дожимные насосные станции (ДНС).

Сброс воды при необходимости осуществляется на установках предварительного сброса воды (УПСВ). Как правило, они расположены на ДНС [1, 2].

На территории Западной Сибири применяется унифицированная схема системы сбора и подготовки продукции нефтяных скважин (рис. 1) (разработка институтов «Гипростокнефть» и «ВНИИСПТнефть»), главный принцип которой — совмещение в системе гидродинамических и физико-химических процессов предварительной подготовки добываемой нефти.

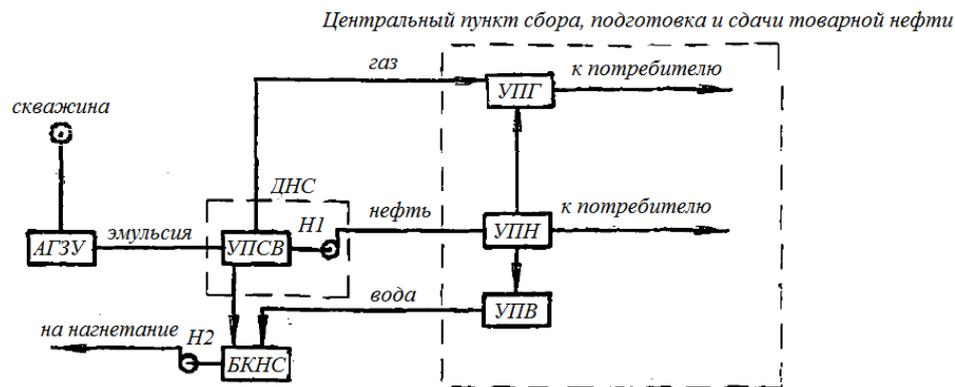


Рис. 1. Общая схема унифицированной напорной герметизированной системы сбора, подготовки нефти газа и воды

Недостатком данной системы является недостаточная «гибкость» в регулировании при повышении производительности добываемой продукции в ходе разработки месторождения, а именно повышение устьевого давления скважин и давления на насосных станциях при максимальном давлении трубопроводной сети 4,0 МПа [3].

Объект и методы исследования

Детальная проработка решений по объектам обустройства месторождения происходит на стадии проектирования.

Стадия проектирования — это решающая стадия. При проектировании еще не известны окончательные данные по разработке и эксплуатации месторождения. Поэтому очень важно учитывать все имеющиеся исходные данные и предусматривать резерв для возможных варьирований при изменении тех параметров, которые неизвестны. Построенные по проекту объекты трудно поддаются корректировке.

Основной задачей реального проектирования технологических объектов нефтедобычи является определение логической последовательности проведения процессов и соответствующих расчетов, обеспечивающих установление основных параметров процессов основных качественных и количественных характеристик потоков, участвующих в процессах; возможностей снижения массы аппаратов обвязки, строительных конструкций и прочего оборудования в целом [4].

Поскольку добываемая нефть сильно обводнена, то разумно сбрасывать попутно-добываемую воду. Сброс попутно-добываемой воды происходит на УПСВ (построенных на территории ДНС).

На рисунке 2 представлена схема ДНС Имилорского месторождения, на которой происходят сепарация (сброс газа производится на ДКС) и транспорт поступающей со скважин эмульсии.

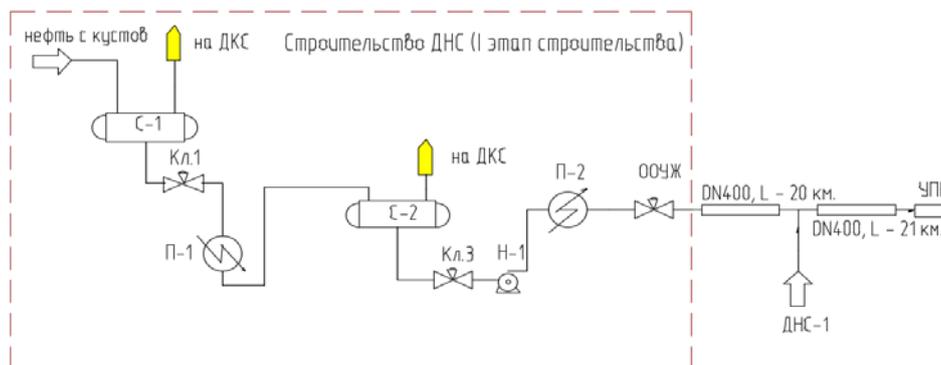


Рис. 2. Общая схема ДНС Имилорского месторождения

Согласно работе [5], ДНС должна обеспечивать транспорт дегазированной эмульсии на пункты приема других промышленных объектов; сепарацию газа и его транспорт на газоперерабатывающий завод после первой ступени сепарации.

Далее представлено описание данной схемы (см. рис. 2).

Газонасыщенная нефтяная эмульсия поступает на входную гребенку с избыточным давлением 0,7 МПа и температурой плюс 5–11 °С.

От узла запорной арматуры газожидкостная смесь (ГЖС) по двум усложнительным трубопроводам подается на площадку сепарационной установки.

ГЖС на площадке сепарации подается под слой жидкости в аппараты первой ступени сепарации С-1. Сепараторы имеют параллельную обвязку для обеспечения их равномерной загрузки и снижения пульсаций [6]. На выходе нефтяной эмульсии из каждого сепаратора установлен регулирующий клапан Кл.1, поддерживающий уровень раздела фаз в сепараторе «газ — нефть».

После первой ступени сепарации нефтяная эмульсия направляется в печи нагрева. Для создания оптимальных условий процесса сепарации эмульсия нагревается до +40 °С [7].

После сепарации нефтяная эмульсия поступает в насосную станцию внешней перекачки нефти Н-1. На выкидных линиях установлены обратный клапан, арматура с электроприводом.

С целью увеличения срока службы трубопроводов используется защитное покрытие совместно с ингибитором коррозии, понижающим коррозионную активность [8].

На рисунке 3 представлена динамика добычи жидкости Имилорского месторождения. Из графика можно увидеть, что за первые десять лет наблюдается резкий рост добычи жидкости до его пикового значения. Далее наблюдается снижение показателей, сопровождающееся резким падением добычи нефти и повышением количества попутно-добываемой пластовой воды.

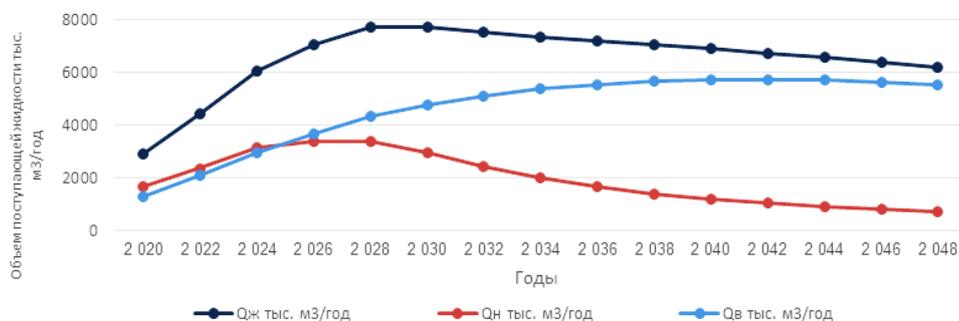


Рис. 3. Динамика добычи жидкости на Имилорском месторождении

По мере роста количества перекачиваемой жидкости растет нагрузка на оборудование. Помимо прочего, в системе «насос — гидравлическая система» растет и общее гидравлическое сопротивление, а значит необходимо создавать больший напор на насосной станции.

Максимальное давление гидравлической сети 4,0 МПа, и насосы не смогут «прокачать» добываемую жидкость уже на 5-й год функционирования ДНС (данные приведены в табл. 1). Следовательно, для функционирования сети необходимо применять специальные мероприятия.

Зависимость давления на насосной станции Н-1 от роста добываемой жидкости

Год	$Q_{ж}$ м ³ /сут	$Q_{н}$ т/сут	Давление на Н-1, МПа
2020	5 887	2 634	2,99
2021	7 659	3 480	3,26
2022	9 351	4 101	3,63
2023	11 593	5 004	3,88
2024	14 014	6 031	4,57

Обоснование, а также данные о добыче попутно-добываемой воды, ее свойствах, количестве закачки, рекомендации по технологическим решениям для системы поддержания пластового давления отображены в проектных документах по разработке месторождения¹. На Имилорском месторождении вода для поддержания пластового давления поступает как из водозаборных скважин, так и с ДНС УПСВ по принципу комбинирования источников водоснабжения [9].

УПСВ подключается между первой и второй ступенью сепарации². Схема показана на рисунке 4.

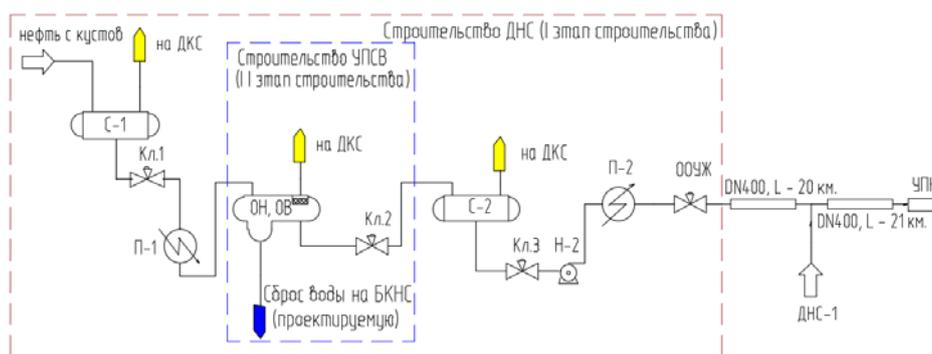


Рис. 4. Общая схема ДНС УПСВ Имилорского месторождения

Мощность ДНС должна рассчитываться по году максимальной добычи нефти и году максимальной добычи жидкости из скважин, подключенных к ДНС³.

При дальнейшем наращивании добычи объемов поступающей продукции на ДНС потребуется установка дополнительного оборудования.

Далее представлено описание данной схемы (см. рис. 4).

¹ Технологическая схема разработки Имилорского месторождения № 16С1707/16Т0304.

² РД 39-0004-90. Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования [Электронный ресурс]. – Введ. 1990-03-20. – Режим доступа: <https://ohranatruda.ru/upload/iblock/e9c/4293825153.pdf>.

³ ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений [Электронный ресурс]. – Введ. 1986-03-01. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200018989>.

После первой ступени сепарации нагретая в печах нефтяная эмульсия подается в проектируемые отстойники нефти. Отстойники нефти за счет особой конструкции входного узла, пакета коалесцирующих пластин обеспечивают достижение высокой глубины обезвоживания нефти и хорошего качества сбрасываемой из аппарата воды. Содержание воды в нефти на выходе не превышает 5 % [10].

Эмульсия в отстойник нефти поступает через распределитель в сепарационный отсек, где из нефти выделяется газ. Обезвоженная нефть всплывает вверх и попадает в сборник, а затем выводится из аппарата. Отделившаяся от нефти пластовая вода выводится из отстойника по уровню⁴.

Контроль качества нефти (обводненность до 5 %) обеспечивается влагомером, установленным на общем трубопроводе выхода нефти от отстойников.

Уровень нефти контролируется с помощью регуляторов Кл.2. Газ, выделившийся в отстойниках нефти, направляется в поток газа второй ступени сепарации.

В рабочем режиме частично обезвоженная нефтяная эмульсия после отстойников нефти направляется на площадку сепарации в сепараторы второй ступени С-2, где окончательно разгазируется, после чего нефтяная эмульсия направляется по промышленному трубопроводу на пункт подготовки нефти⁵.

Для обеспечения качества, заданного техническими условиями, вода, отделенная и дегазированная в отстойниках нефти, находящихся после первой ступени сепарации, направляется на доочистку в отстойники воды [11].

Следует отметить, что данная система очистки позволяет интенсифицировать процесс подготовки воды с применением отстоя и фильтрования под давлением, существенно снизить агрессивность воды путем исключения ее контакта с кислородом воздуха, использовать остаточное давление, существующее в системе подготовки нефти [12–14].

Отстойники воды запроектированы в горизонтальном исполнении и представляют собой цельносварную цилиндрическую емкость с эллиптическими днищами на опорах. Принцип работы отстойников воды основывается на действии гравитационных сил. За счет разной удельной массы частицы нефти и газа остаются на поверхности, очищенная вода собирается под гидрофобным слоем, образованным линией раздела сред. Механические примеси оседают в нижней части корпуса [15].

Уловленная нефть, унесенный газ сбрасываются из каждого аппарата по межфазному уровню в существующую емкость сбора конденсата.

Очищенная в отстойниках вода подается через блоки фильтров на насосную станцию внешней перекачки воды в капитальном или блочном исполнении⁶. Необходимо обеспечить фильтрацию подтоварной воды, поскольку содержание твердых взвешенных частиц в конечном итоге приводит к кольматации пор продуктивного пласта, что существенно снижает основные показатели разработки нефтяных месторождений. При этом воз-

⁴ Каталог сепарационного и колонного оборудования / ООО «Курганхиммаш». – 2015. – 194 с.

⁵ Строительство УПСВ Импурского месторождения 19С3974/19Т0546.

⁶ Каталог продукции «ОЗНА» / АК «ОЗНА». – 2010. – 116 с.

растает потребность в завышенном количестве нагнетательных скважин, поскольку их приемистость сокращается во времени [16, 17].

В случае строительства ДНС и УПСВ различными этапами с учетом роста сбрасываемой воды и резкого уменьшения добываемой нефти при расчете оборудования на ДНС сокращается число сепарационных аппаратов второй ступени (поскольку в перспективе часть жидкости будет сброшена на установку подготовки воды) [18]. График представлен на рисунке 5.



Рис. 5. Количество единиц сепарационного оборудования второй ступени по годам

В качестве насосной станции внешней перекачки для воды следует использовать насосную станцию Н-1, проектируемую на первом этапе (строительство ДНС). При строительстве УПСВ для перекачки нефти необходимо предусмотреть насосную станцию внешней перекачки нефти [19]. На ней будут установлены насосы меньшей производительности.

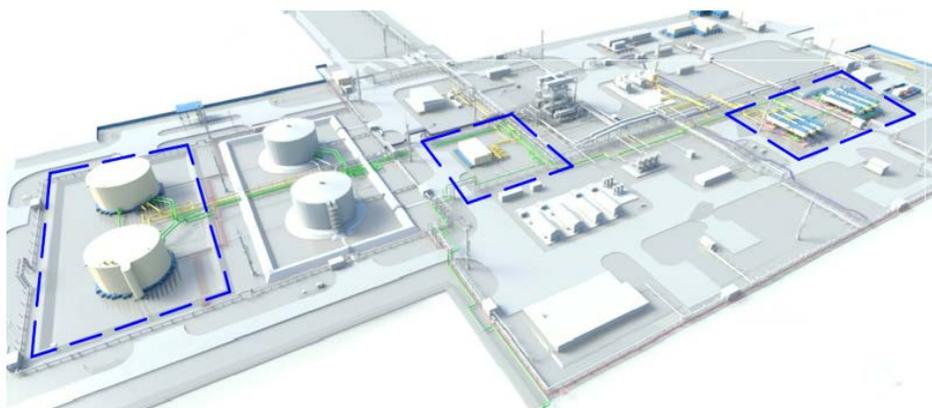


Рис. 6. 3D-модель проектной УПСВ на ДНС Имилорского месторождения

ДНС и УПСВ изображены на рисунке 6. Синим пунктиром обозначены блоки оборудования УПСВ, введенные в работу на уже построенной и функционирующей ДНС. Зеленым цветом выделены водоводы, желтым — технологические трубопроводы нефтегазоводяной смеси до и после сепарации.

Для осуществления перекачки воды существующая насосная станция Н-1 переоборудуется при строительстве УПСВ. Переоборудование насосной станции заключается в снятии с центробежных насосов рабочих колес, при этом происходит снижение напора, развиваемого насосом с сохранением характеристик по производительности [20].

В случае проектирования насосной станции внешней перекачки нефти Н-2 производительность рабочих насосных агрегатов определяют по максимальному количеству нефти, поступающей на насосную станцию. Для функционирования трубопроводной сети нужно подбирать оборудование с учетом необходимого давления нагнетания (данные приведены в табл. 2).

Таблица 2

Зависимость давления на насосной станции Н-2 от роста добываемой жидкости (после строительства УПСВ)

Годы	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{н}$, т/сут	Давление на Н-2, МПа
2020–2030	3 291–8 378	2 628–6 732	2,57–3,76
2030–2040	8 378–2 961	6 732–2 467	3,76–2,43
2040–2050	2 961–1 628	2 467–1 407	2,43–1,65

Суммарная производительность насосов принимается из расчета их работы в течение 23 часов в сутки.

В связи с падающей динамикой добычи нефти подбор производительности насосов из типового ряда выполнен с учетом максимальной производительности рабочих насосов ЦНС. Согласно характеристике насоса ЦНС 180, рабочий диапазон производительностей составляет от 130 до 220 м³/ч. К установке принято 2 рабочих насосных агрегата типа ЦНС 180. В насосной нефти предусмотрена установка одного резервного агрегата, в соответствии с ГОСТ Р 58367-2019⁷.

Насосная перекачка нефти предназначена для перекачки нефти с 5 %-й обводненностью. Схема обвязки насосных агрегатов — параллельная.

На рисунке 7 видно, что с уменьшением добычи нефти в 2040 году дебит нефти становится ниже минимальной производительности подобранных насосов. Для обеспечения стабильной работы насосной станции целесообразна замена насосов при снижении дебита нефти ниже пороговых значений рабочей характеристики. В качестве замены предусмотрены насосы типа ЦНСн-105. Насосное оборудование принято согласно каталогу⁸.

⁷ ГОСТ Р 58367-2019. Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование [Электронный ресурс]. – Введ. 2019-03-12. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200163249>.

⁸ Центробежные многосекционные насосные агрегаты типа ЦНС, ЦНСг, ЦНСн, ЦНСм, ЦНСк / АО «Русгидромашмаркет». – 2018. – 23 с.

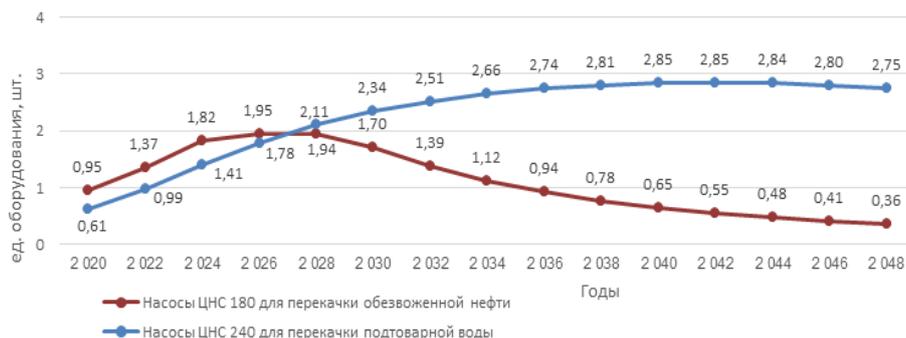


Рис. 7. Количество единиц действующего насосного оборудования в Н-1, Н-2 по годам

Выводы

При проектировании площадочных объектов системы сбора и подготовки нефти и газа необходимо учитывать изменение количества добываемой жидкости, а также гидравлические параметры транспортной сети (с учетом развития месторождения). Уже на этапе создания технологических схем следует учитывать перспективы реконструкций объектов капитального строительства, отвод земли под установку дополнительного оборудования и коммуникаций, перспективные точки подключения для оборудования, дополнительные секции в насосных станциях для регулирования гидравлической сети. Учет оборудования и диаметров труб необходимо предусматривать таким образом, чтобы можно было обеспечить их оптимальную загрузку. При проектировании электрических сетей необходимо предусматривать питание с учетом резерва, который сможет обеспечить функционирование всего объекта при максимальной его загруженности.

Библиографический список

1. Земенков, Ю. Д. Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа / Ю. Д. Земенков [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 160 с. – Текст : непосредственный.
2. Ситенков, В. Т. Технологическое проектирование обустройства нефтяных месторождений / В. Т. Ситенков. – Москва : ВНИИОЭНГ, 2007. – 456 с. – Текст : непосредственный.
3. Ишмурзин, А. А. Процессы и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды : учебное пособие / А. А. Ишмурзин, Р. А. Храмов. – Уфа : УГНТУ, 2003. – 145 с. – Текст : непосредственный.
4. Каспарьянц, К. С. Проектирование обустройства нефтяных месторождений / К. С. Каспарьянц. – Самара : САМВЕН, 1994. – 415 с. – Текст : непосредственный.
5. Тронов, В. П. Системы сбора скважинной продукции и первичная подготовка нефти / В. П. Тронов, Е. Ф. Захарова. – Альметьевск, 2003. – 59 с.
6. Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды / Г. С. Лутошкин. – Москва : Недра, 1979. – 320 с. – Текст : непосредственный.
7. Каспарьянц, К. С. Процессы и аппараты для объектов промышленной подготовки нефти и газа / К. С. Каспарьянц, В. И. Кузин, Л. Г. Григорян. – Москва : Недра, 1977. – 254 с. – Текст : непосредственный.
8. Каплан, Л. С. Технология и техника воздействия на нефтяной пласт / Л. С. Каплан. – Октябрьский, 2000. – 181 с. – Текст : непосредственный.

9. Королев, М. С. Оптимизация систем поддержания пластового давления / М. С. Королев. – Санкт-Петербург : Недра, 2013. – 175 с. – Текст : непосредственный.
10. Байков, Н. М. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды / Н. М. Байков, Г. Н. Позднышев, Р. И. Мансуров. – Москва : Недра, 1981. – 261 с. – Текст : непосредственный.
11. Сваровская, Н. А. Подготовка, транспорт и хранения скважинной продукции : учебное пособие / Н. А. Сваровская. – Томск : ТПУ, 2004. – 268 с. – Текст : непосредственный.
12. Ягафаров, А. К. Разработка нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие / А. К. Ягафаров, И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 396 с. – Текст : непосредственный.
13. Епонский, В. А. Эксплуатация систем заводнения пластов / В. А. Японский. – Москва : Недра, 1987. – 193 с. – Текст : непосредственный.
14. Еронин, В. А. Поддержание пластового давления на нефтяных месторождениях. – Москва : Недра, 1973. – 200 с. – Текст : непосредственный.
15. Леонтьев, С. А. Технологический расчет и подбор стандартного оборудования для установок систем сбора и подготовки скважинной продукции : учебное пособие / С. А. Леонтьев, Р. М. Галикеев, М. Ю. Тарасов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 123 с. – Текст : непосредственный.
16. Тронов, А. В. Научное обоснование и создание комплекса технологий очистки нефтепромысловых вод для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Тронов Анатолий Валентинович. – Бугульма : Недра, 2001. – 323 с. – Текст : непосредственный.
17. Зейгман, Ю. В. Эксплуатация систем ППД при разработке нефтяных месторождений : учебное пособие / Ю. В. Зейгман. – Уфа : Нефтегазовое дело, 2007. – 231 с. – Текст : непосредственный.
18. Крайнова, Э. А. Экономика и организация проектирования нефтегазовых объектов : учебное пособие / Э. А. Крайнова. – Москва : Нефть и газ, 2009. – 98 с. – Текст : непосредственный.
19. Гребнев, В. Д. Строительство нефтегазопромысловых объектов : учебное пособие / В. Д. Гребнев. – Пермь, 2012. – 115 с. – Текст : непосредственный.
20. Земенков, Ю. Д. Эксплуатация насосно-силового оборудования на объектах трубопроводного транспорта : учебное пособие / Ю. Д. Земенков, Ю. В. Богатенков, А. Н. Гульков [и др.] ; под общей редакцией Ю. Д. Земенкова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 504 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Zemenkov, Yu. D., Aleksandrov, M. A., Markova, L. M., Dudin, S. M., Podorozhnikov, S. Yu., & Nikitina, A. V. (2015). *Tekhnika i tekhnologii sbora i podgotovki nefiti i gaza*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 160 p. (In Russian).
2. Sitenkov, V. T. (2007). *Tekhnologicheskoe proektirovanie obustroystva nefityanykh mestorozhdeniy*. Moscow, VNIIOENG Publ., 456 p. (In Russian).
3. Ishmurzin, A. A., & Khramov, R. A. (2003). *Protssesy i oborudovanie sistemy sbora i podgotovki nefiti, gaza i vody*. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University Publ., 143 p. (In Russian).
4. Kasparyants, K. S. (1994). *Proektirovanie obustroystva nefityanykh mestorozhdeniy*. Samara, SAMVEN Publ., 415 p. (In Russian).
5. Tronov, V. P., & Zakharova, E. F. (2003). *Sistemy sbora skvazhinnoy produktsii i pervichnaya podgotovka nefiti*. Almeteyevsk, 59 p. (In Russian).
6. Lutoshkin, G. S. (1979). *Sbor i podgotovka nefiti, gaza i vody*. Moscow, Nedra Publ., 320 p. (In Russian).
7. Kasparyants, K. S., Kuzin, V. I., & Grigoryan, L. G. (1977). *Protssesy i apparaty dlya ob"ektov promyslovy podgotovki nefiti i gaza*. Moscow, Nedra Publ., 254 p. (In Russian).

8. Kaplan, L. S. (2000). *Tekhnologiya i tekhnika vozdeystviya na neftyanoy plast. Oktyabrskiy*, 181 p. (In Russian).
9. Korolev, M. S. (2013). *Optimizatsiya sistem podderzhaniya plastovogo davleniya*. St. Petersburg, Nedra Publ., 175 p. (In Russian).
10. Baykov, N. M., Pozdnyshev, G. N., & Mansurov, R. I. (1981). *Sbor i promyslovaya podgotovka nefti, gaza i vody*. Moscow, Nedra Publ., 261 p. (In Russian).
11. Svarovskaya, N. A. (2004). *Podgotovka, transport i khraneniya skvazhinnoy produktsii*. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 268 p. (In Russian).
12. Yagafarov, A. K., Kleshchenko, I. I., Zozulya, G. P., Zeigman, Yu. V., Rogachev, M. K., & Shlein, G. A. (2010). *Razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 396 p. (In Russian).
13. Eponskiy, V. A. (1987). *Ekspluatatsiya sistem zavodneniya plastov*. Moscow, Nedra Publ., 193 p. (In Russian).
14. Eronin, V. A. (1973). *Podderzhanie plastovogo davleniya na neftyanykh mestorozhdeniyakh*. Moscow, Nedra Publ., 200 p. (In Russian).
15. Leontiev, S. A., Galikeev, R. M., & Tarasov, M. Yu. (2015). *Tekhnologicheskiy raschet i podbor standartnogo oborudovaniya dlya ustanovok sistem sbora i podgotovki skvazhinnoy produktsii*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 123 p. (In Russian).
16. Tronov, A. V. (2001). *Nauchnoe obosnovanie i sozдание kompleksa tekhnologiy ochestki neftepromyslovykh vod dlya povysheniya effektivnosti razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy*. Diss. ... dokt. tekhn. nauk. Bugulma, Nedra Publ., 323 p. (In Russian).
17. Zeigman, Yu. V. (2007). *Ekspluatatsiya sistem PPD pri razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy*. Ufa, Neftegazovoe delo Publ., 231 p. (In Russian).
18. Krainova, E. A. (2009). *Ekonomika i organizatsiya proektirovaniya neftegazovykh ob'ektov*. Moscow, Neft' i gaz Publ., 98 p. (In Russian).
19. Grebnev, V. D. (2012). *Stroitel'stvo neftegazopromyslovykh ob'ektov*. Perm, 115 p. (In Russian).
20. Zemenkov, Yu. D., Bogatenkov, Yu. V., Gul'kov, A. N., Zemenkova, M. Yu., Tyrylgina, I. V., Dudin, S. M., ... Petryakov, V. A. (2010). *Ekspluatatsiya nasosno-silovogo oborudovaniya na ob'ektakh truboprovodnogo transporta*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 456 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Шакиров Евгений Робертович, инженер 1-й категории отдела разработки и экспертизы информационных моделей Управления по проектированию направления проектно-изыскательских работ, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, e-mail: ShakirovER@tmn.lukoil.com

Конущина Наталья Николаевна, главный специалист управления типизации и унификации проектов направления проектно-изыскательских работ, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Леонтьев Сергей Александрович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Evgeny R. Shakirov, Engineer of the 1st category of the Department for the Development and Examination of Information Models of the Design Department of the Design and Survey Work, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, e-mail: ShakirovER@tmn.lukoil.com

Natalia N. Konushina, Chief Specialist of the Department for Typification and Unification of Projects in the Direction of the Design and Survey Work, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Sergey A. Leontiev, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

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

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

05.02.22 Организация производства (по отраслям) (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2021-4-95-108

УДК 621;504.05

Технология получения углеродных наноматериалов методом пиролиза

О. А. Коленчуков^{1*}, Э. А. Петровский¹, Н. А. Смирнов²

¹Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

²Сибирский государственный университет науки и технологий имени академика
М. Ф. Решетнева, г. Красноярск, Россия

*e-mail: olegandrenalin.ru@mail.ru

Аннотация. Процессы добычи и подготовки нефти сопряжены с образованием смеси различных углеводородных газов, иначе называемых попутным нефтяным газом (ПНГ). Сегодня большая часть получаемого ПНГ сжигается, нанося ущерб окружающей природной среде, либо используется в качестве энергообеспечения технологического оборудования. В то же время ПНГ можно использовать в качестве ценного сырья с целью получения различных химических веществ. В статье рассмотрены существующие на сегодняшний день методы утилизации ПНГ, предложен относительно простой и экологичный пиролизный метод. Проведен сравнительный анализ способов перемешивания сырья, в результате которого выявлено, что наиболее рациональными считаются механический и вибрационный способы. Представлена экспериментальная установка переработки нефтяного попутного газа методом пиролиза. Приведены результаты экспериментальных исследований получения углеродных волокнистых наноматериалов и водорода. В качестве исходного сырья использовался газ (СН₄), полученный путем утилизации углеводородсодержащих отходов (нефтешламов). Средний выход целевых продуктов составил 81 л/ч — для водорода и 325,5 г/ч — для нановолокнистого углерода.

Ключевые слова: пиролиз; углеродный наноматериал; водород; попутный нефтяной газ; утилизация попутного нефтяного газа; технологическая реакторная линия; интенсификация теплообмена

Technology for the production of carbon nanomaterials by pyrolysis

Oleg A. Kolenchukov^{1*}, Eduard A. Petrovsky¹, Nikolay A. Smirnov²

¹Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia

²Reshetnev Siberian State University of Science and Technology, Krasnoyarsk, Russia

*e-mail: olegandrenalin.ru@mail.ru

Abstract. The processes of oil production and preparation involve the formation of a mixture of various hydrocarbon gases, otherwise called associated petroleum gas. Today most of associated petroleum gas produced is burned, causing damage to the natural environment, or used as an energy supply for technological equipment. At the same time, associated petroleum gas can be used as a valuable raw material to produce various chemicals. In the article, the existing methods of APG utilization are considered, and the relatively simplest and most environmentally friendly pyrolysis method is proposed. A comparative analysis of the methods of mixing raw materials was carried out, as a result of which it was revealed that the mechanical and vibration methods are considered the most rational. An experimental installation for processing petroleum associated gas by pyrolysis is presented. The results of experimental studies of the production of carbon fiber nanomaterials and hydrogen are presented. Gas (CH₄) obtained by utilization of hydrocarbon-containing waste (oil sludge) was used as a feedstock. The average yield of the target products was 81 l/h for hydrogen and 325.5 g/h for nanofiber carbon.

Key words: pyrolysis; carbon nanomaterial; hydrogen; associated petroleum gas; associated petroleum gas utilization; technological reactor line; heat transfer intensification

Введение

Россия является одной из крупнейших нефтедобывающих стран мира. В 2019 году в среднем в России добывалось 10,8 млн баррелей в сутки. Согласно данным Министерства энергетики РФ за прошлый год, можно сделать вывод, что добыча углеводородов возросла относительно 2018 года (рис. 1 и 2) [1]. Ввиду нестабильности рынка нефти в 2020 году добыча нефти сократилась на 9 %, по сравнению с предыдущим годом, и составила порядка 512 млн т. Добыча газообразных углеводородов снизилась на 6 % и составила около 692 млрд м³.

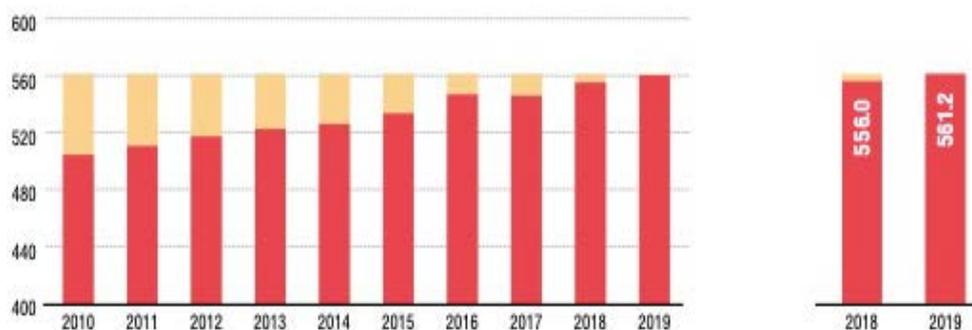


Рис. 1. Добыча нефти и газового конденсата в России в 2010–2019 гг., млн т¹

¹ Добыча нефтяного сырья. Основные показатели. Мониторинг и контроль [Электронный ресурс] / Министерство энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1209> (дата обращения: 01.02.2021).

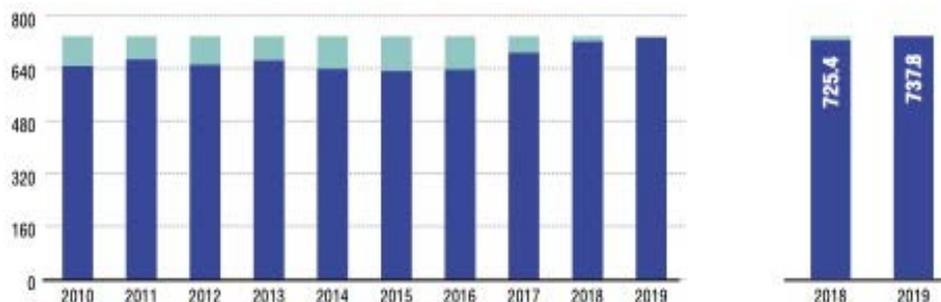


Рис. 2. Добыча газа в России в 2010-2019 гг., млрд м³ ²

Известно, что в процессе добычи и подготовки нефти также образуется попутный нефтяной газ (ПНГ). В зависимости от района добычи и месторождения на одну тонну товарной нефти получают от 25 до 800 м³ ПНГ, в результате переработки которого можно получить полезные продукты (топливо, химическое сырье и др.) [1–4].

ПНГ в основном состоит из смеси легких углеводородов. Это, прежде всего, метан — главный компонент природного газа, а также более тяжелые компоненты: этан, пропан, бутан, изобутан и растворенные в них высокомолекулярные жидкости (пентан и выше). В таблице 1 приведен пример молекулярного состава попутного газа Самотлорского месторождения [5].

Таблица 1

Молекулярный состав попутного нефтяного газа

Компонент газовой смеси		% масс.
Метан	CH ₄	60,64
Этан	C ₂ H ₆	4,13
Пропан	C ₃ H ₈	13,05
Изобутан	iC ₄ H ₁₀	4,04
Н-бутан	nC ₄ H ₁₀	8,6
Изопентан	iC ₅ H ₁₂	2,52
Н-пентан	nC ₅ H ₁₂	2,65
Азот	N ₂	1,48
Диоксид углерода	CO ₂	0,59

Во времена зарождения нефтяной отрасли попутный газ просто сжигался на факелах (рис. 3). Данная экологическая проблема в настоящее время является актуальной и наиболее значимой для российской нефтегазовой отрасли. Данный метод экономически нецелесообразен, так как ПНГ является ценным сырьем, а также приводит к возникновению ряда экологических проблем. В результате сжигания газа в факельных установках образуется около 100 млн т CO₂ в год. Опасность также представляют выбросы сажи: экологи утверждают, что мельчайшие частицы сажи могут переноситься на значительные расстояния и осаждаться на поверхности снега и льда [6–7].

² Добыча нефтяного сырья...

Одной из центральных причин крупномасштабного сжигания ПНГ является отсутствие общественного контроля. Начиная с весны 2009 года, Российская Федерация совместно с фондом дикой природы организовала компанию по контролю и снижению нецелесообразного применения ПНГ — сжиганию. Однако экономический кризис, бурно развивающийся на рубеже 2014–2015 гг. и длящийся по сегодняшний день, привел к снижению коэффициентов расчета штрафов за сверхнормативное сжигание ПНГ, что позволяет тем самым нефтяным компаниям временно приостановить контроль за сжиганием ПНГ [8].



Рис. 3. Сжигание попутного нефтяного газа

Хотя большинство ПНГ на сегодняшний день сжигается, существуют и другие методы с его обращением:

- переработка на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ);
- использование в газоперекачивающих станциях для выработки электроэнергии и тепла;
- подача в магистральный газопровод для транспортировки к потребителю;
- закачивание в пласт для увеличения пластового давления и повышения нефтеотдачи;
- газоразделение (криогенные, мембранные и адсорбционные технологии);
- химическая переработка в синтетическое топливо (технологии ГЖК/GTL и др.) и производство метанола [9].

В России наиболее распространенными из перечисленных технологий являются первые три. Каждый из перечисленных методов имеют свои сложности и недостатки, особенно если дело касается месторождений с плохо развитой инфраструктурой для сбора и транспортировки газа.

Среди методов газоразделения наиболее часто используется метод криогенной (низкотемпературной) сепарации. Метод низкотемпературной сепарации основан на том факте, что температура кипения диоксида углерода (CO_2) выше, чем у метана (CH_4) ($-78,2^\circ\text{C}$ у CO_2 и -161°C у CH_4). При осуществлении декарбонизации данным методом газообразное сырье

предварительно обезвоживается для предотвращения замерзания. Далее газ поступает в теплообменник для его охлаждения, после чего редуцируется до давления максимально возможной конденсации. Таким образом, CH_4 остается в газообразном состоянии, а CO_2 — в жидком, что позволяет очистить и/или отделить CH_4 . Среди недостатков данной технологии можно выделить высокие капитальные и энергетические затраты, а также необходимость отвода замерзающих соединений [10].

Газожидкостная конверсия (ГЖК/GTL) предназначена для преобразования ПНГ и прочих углеводородных газов в жидкое топливо. Выделяют следующие три этапа переработки:

1) получение синтез-газа ($\text{CO}+\text{H}_2$) из предварительно очищенного от серы ПНГ или природного газа (также возможно использование угля, биомассы и др.) путем каталитического риформинга, паровой конверсии или парциального окисления;

2) преобразование синтез-газа, с помощью реакции Фишера — Тропша, в *n*-алканы (жидкие углеводороды);

3) гидрокрекинг и гидрооблагораживание полученных веществ.

Конечными продуктами ГЖК являются автомобильные топлива, а также продукты химической и электротехнической продукции. Основные технологии ГЖК — это производство кислородсодержащих жидких компонентов (метанол, диметоксиэтан) и продуктов реакции Фишера — Тропша для производства высококачественных средних дистиллятов (реактивное и дизельное топливо, керосин и др.). В то же время с помощью реакций ГЖК синтез-газа можно получать многие другие ценные продукты, такие как линейные альфа-олефины, метан и водород [11]. Несмотря на широкие возможности применения метода ГЖК, у него есть существенные недостатки:

- высокая техническая сложность осуществления процесса ГЖК;
- высокие капитальные затраты (около 200 тысяч долларов для установки мощностью 1 баррель в день).

Таким образом, для осуществления перечисленных технологий необходимы дополнительная очистка и подготовка ПНГ, что ведет за собой возникновение сложностей технико-экономического обоснования проектов переработки попутного нефтяного газа непосредственно на самих месторождениях. Поэтому на промыслах преимущественно отдают предпочтение факельным установкам и сжиганию ПНГ в газозлектрогенераторах. Но при осуществлении данных методов происходит выброс вредных продуктов горения в атмосферу.

Одним из перспективных способов утилизации попутного нефтяного газа является пиролиз с использованием катализатора. Отличие данного метода от вышеперечисленных заключается в следующем: процесс происходит в закрытой системе без выбросов в атмосферу; получение ценных продуктов, таких как углеродные наноматериалы и водород. Углеродные наноматериалы представляют большой интерес для электроники, для применения в качестве адсорбционных и каталитических систем, химических источников тока и пластин для двухслойных конденсаторов [12–14].

Помимо попутного нефтяного газа, в качестве исходного сырья можно использовать легкие углеводороды, полученные при пиролизе нефтяных отходов, что позволяет разрабатывать целые технологические реакторные

линии для переработки отходов нефтяных производств. Но, как и в любой технологии, при получении углеродных наноматериалов возникает ряд технологических проблем, таких как необходимость в перемешивании подаваемого исходного сырья со слоем катализатора, а также необходимость в разработке эффективного и производительного оборудования и технологии его изготовления.

Для выбора рационального способа перемешивания был проведен сравнительный анализ, представленный в таблице 2. Из этого следует, что вибрационный метод перемешивания характеризуется меньшими недостатками по сравнению с другими методами, но остается актуальной задача по демпфированию вибраций с целью снижения вредного воздействия на организм человека и производственное оборудование [15, 16]. Еще одним перспективным методом перемешивания при пиролизе является механический, а именно с помощью мешалок, но в этом случае требуются разработка специальных перемешивающих устройств, а также подбор необходимого материала.

Таблица 2

Сравнительный анализ способов перемешивания

Вид перемешивания	Краткое описание	Недостаток
Электромагнитное	Представляет собой электромагнитное воздействие на среду. Электромагнитное поле создают внутри реактора путем наложения скрещенных электрического и магнитного полей	Низкая эффективность перемешивания. Ограниченное управление траекторией, что делает процесс непредсказуемым
Ультразвуковое	Представляет собой воздействие ультразвука на более мелкие частицы сырья или катализатора, уменьшение их до однородных, впоследствии эти части распределяются равномерно между собой	Низкая эффективность перемешивания. Вредное воздействие на окружающих
Пневматическое	Осуществляется за счет пропускания газа или пара через слой перемешиваемой жидкости	Область применения ограничена. Процесс осуществляется кратковременными периодами
Механическое	Осуществляется вращательным движением мешалок различного типа	Ограниченное применение в агрессивных средах. Необходимость подбора перемешивающего устройства под конкретный процесс
Вибрационное	Осуществляется при возвратно-поступательном движении мешалок различного типа	Негативное влияние вибраций на организм человека и технологическое оборудование

Объект и методы исследования

С целью изучения технологии пиролиза для получения водорода и нановолокнистого углерода была разработана экспериментальная установка, представленная на рисунке 4 [17]. Все работы производились на кафедре технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса Ин-

ститута нефти и газа Сибирского федерального университета. Экспериментальная установка содержит корпус реактора 1, разделенный внутри секциями; перемешивающее вибрационное устройство 2; обогревающий контур 3; люк с запорным механизмом 4 для выгрузки готового продукта; входной патрубок 5 для подачи теплового газа; выходной патрубок 6 для отвода теплового газа; входной патрубок 7, предназначенный для подачи углеводородных газов; парубок 8 для подачи катализатора; выходной патрубок 9 для отвода газообразных продуктов пиролиза и люк 10 для переноса экспериментальной установки.

Принцип работы экспериментальной установки можно описать следующим образом (см. рис. 4). Через патрубок для ввода катализатора 8 вводится необходимое количество катализатора для одного цикла работы реактора; далее, через входной патрубок 5 подают раскаленные тепловые газы для обогрева реакционной зоны реактора, через обогревающий контур 3, и отводят их через выходной патрубок 6, тем самым осуществляя непрерывное течение газа по обогреваемому контуру; затем в корпус реактора 1 подают необходимое количество углеводородного газа, который, приобретая дополнительное ускорение внутри реакционной зоны благодаря конструктивным особенностям вступает в реакцию с катализатором; перемешивание осуществляют с помощью вибрационного перемешивающего устройства 2. Образующиеся в ходе реакции водород и непрореагировавшие углеводороды отводятся через выходной патрубок 9. Все патрубки экспериментальной установки снабжены запорными клапанами (на рисунке не показаны). В начале работы реактора запорные клапаны патрубков 7, 8 и 9 закрыты, а клапаны патрубков 5 и 6 открыты. После достижения указанной температуры открывают патрубки 7 и 9 и осуществляют циклический ввод углеводородных газов через патрубок 7 и вывод продуктов пиролиза через патрубок 9, при этом клапан патрубка 8 открывают в начале работы реактора, когда необходим ввод катализатора. Люк 4 предназначен для выгрузки твердых продуктов пиролиза, а люк 10 — для переноса экспериментальной установки и для перемещения реакторной зоны вдоль перемешивающего устройства 2 с целью выбора более оптимальной позиции.

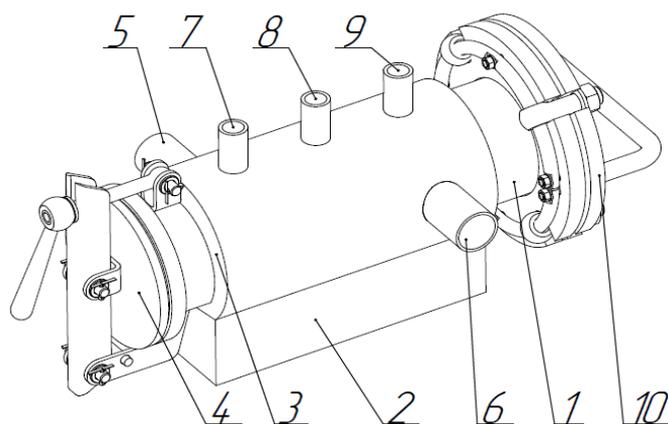


Рис. 4. Перспективное изображение экспериментальной установки для получения нановолокнистого углерода и водорода

Результаты и их обсуждение

Процентный состав катализатора, состав углеводородного газа и выход углеводородного материала, температура и время реакции представлены в таблице 3. В качестве исходного сырья применялись углеводородные газы, полученные в работах [18, 19] при пиролизе нефтешламов. В роли химического вещества, ускоряющего реакцию, было принято использовать оптимальный катализатор на основе Ni и/или Cu [20, 21], а носителя — оксид алюминия (Al_2O_3) и диоксид кремния (SiO_2). Полученные образцы измерялись с помощью аналитических весов AND HR-250 AG, объем водорода измерялся с помощью вихревого газового расходомера.

Таблица 3

Условия и результаты экспериментальных исследований

Состав катализатора, % масс.	Состав исходных углеводородов	Температура реакции, °С	Выход нановолокнистого углерода, г/ч	Выход водорода, л/ч
90 % Ni + 10 % Al_2O_3	CH_4 (метан)	550 ± 20	205	55
90 % Ni + 10 % Al_2O_3	CH_4 (метан)	650 ± 20	422	110
70 % Ni + 20 % Cu + 10 % Al_2O_3	CH_4 (метан)	550 ± 20	182	44
70 % Ni + 20 % Cu + 10 % Al_2O_3	CH_4 (метан)	650 ± 20	430	115
70 % Ni + 20 % Cu + 10 % SiO_2	CH_4 (метан)	550 ± 20	334	89
70 % Ni + 20 % Cu + 10 % SiO_2	CH_4 (метан)	650 ± 20	452	118

На рисунках 5 и 6 представлены внешний вид гранул получаемого нановолокнистого углерода, а также микрофотографии, полученные при помощи просвечивающего электронного микроскопа марки JEM-100сх.



Рис. 5. Внешний вид и средний размер гранул получаемого нановолокнистого углеродного материала

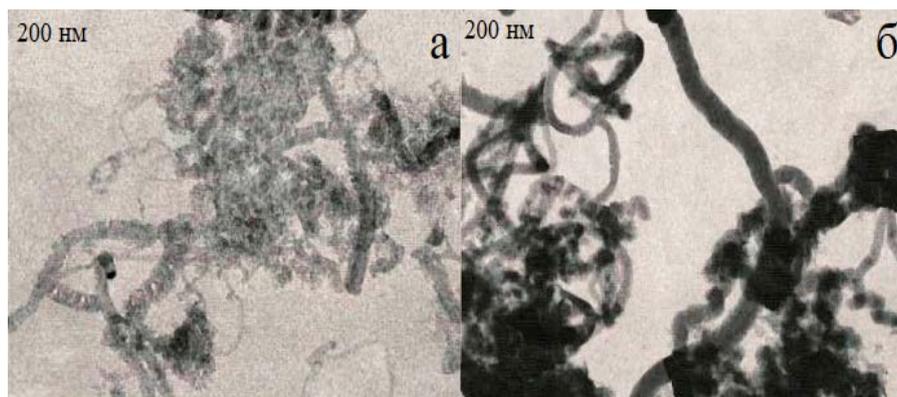


Рис. 6. Микрофотография углеродных нановолокон:

а) 70% Ni + 20 % Cu, $T = 550 \pm 20$ °C;

б) 70 % Ni + 20 % Cu, $T = 650 \pm 20$ °C

При детальном рассмотрении структуры наноматериала видны формирующиеся крупные волокна (до 100 нм) поверхности частиц катализатора. Помимо этого, наблюдалось расщепление крупных частиц катализатора на более мелкие, с образованием волокон меньших размеров (10÷60 нм). В нескольких случаях наблюдалось образование пучков диаметром от 200 до 500 нм с ответвляющимися тонкими волокнами. Таким образом, полученные углеродные волокнистые наноматериалы могут быть применены, например, в качестве адсорберов, полимерных композиционных материалов, а также носителей катализатора [22].

Технологическое исполнение реакторной линии

Технологическое оформление реакторной линии для комплексной переработки углеводородных материалов (отходов) можно представить следующим образом (рис. 7).

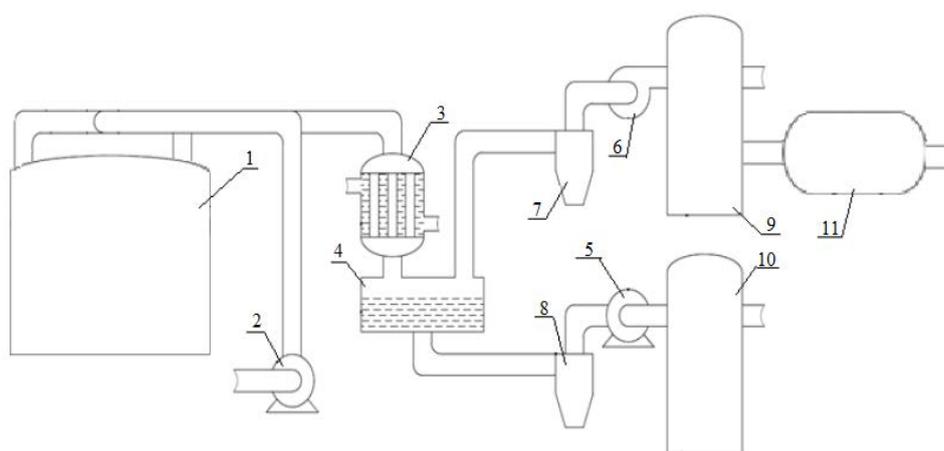


Рис. 7. Технологическое исполнение реакторной линии для комплексной утилизации углеводородных материалов

Реакторная линия содержит реактор пиролиза 1, предназначенный для утилизации углеводородных отходов; насос 2 для подачи исходного сырья; теплообменник 3; отстойник 4. Реакторная линия также содержит насос 5, предназначенный для вывода жидких продуктов пиролиза; вентилятор высокого давления 6 для вывода смеси газообразных продуктов; циклон 7 и гидроциклон 8. При этом в реакторной линии предусмотрен газгольдер 9, ресивер 10 для хранения продуктов пиролиза и реактор для получения углеродных наноматериалов и водорода 11.

Таким образом, переработка углеводородных материалов, непригодных для дальнейшего использования из-за различных причин (дороговизна, низкое качество сырья (в том числе отходы) и др.), состоит из двух технологических переделов.

На первом технологическом переделе происходит пиролиз углеводородных отходов с целью получения жидких (предельные, непредельные, циклические и ароматические углеводороды), твердых (полукокс, зольный остаток) и газообразных (метан, этилен, этан, пропан, бутилен) веществ. Данные вещества могут быть использованы в качестве топлива и сырья в химической промышленности и строительстве.

На втором технологическом переделе происходит получение нановолокнистого материала и водорода. На данном этапе может быть использован как образующийся газ с первого этапа, обеспечивая тем самым комплексный подход к утилизации углеводородных отходов, так и образующийся в ходе добычи и подготовки нефти ПНГ. Получаемый при этом наноматериал имеет широкую сферу применения (изготовление деталей в электронике, носителей катализаторов, композитов и др.), а водород используется в качестве экологически чистого топлива.

Выводы

- На данный момент вопрос переработки и утилизации попутного нефтяного газа является актуальной задачей как со стороны экологии, так и со стороны получения дополнительных источников топлива и материалов для химической, нефтехимической и других отраслей народного хозяйства. Реализация технологии пиролиза в данном направлении позволяет получать водород, используемый в качестве топлива и сырья в химическом синтезе, а также углеродные наноматериалы для производства различных продуктов с минимальным воздействием на окружающую среду (по сравнению со сжиганием).

- Технология изготовления конструкции реактора с интенсификаторами теплообмена позволяет повысить эффективность процесса, а использование вибрационных или механических перемешивающих устройств способствует повышению производительности пиролиза.

- Проведенные исследования показали, что полученный на экспериментальной установке углеродный наноматериал представляет собой гранулы со средним размером от 4 до 5 мм, состоящие в основном из переплетенных между собой волокон размером 10–100 нм (в некоторых случаях — от 200 до 500 нм). Выход целевых продуктов находится в диапазоне от 205 до 452 г/ч для нановолокнистого углерода в зависимости от катализатора за час работы реактора и от 44 до 118 л/ч для водорода.

Также при увеличении температуры наблюдалось увеличение выхода конечных продуктов.

- Пиролизный метод целесообразно применять на технологических реакторных линиях, он позволяет получать и перерабатывать углеводородсодержащие отходы (нефтяные шламы) на первом технологическом переделе и перерабатывать попутные нефтяные газы и/или углеродные газы, полученные на первом этапе, тем самым обеспечивая комплексный подход борьбы с данным видом отходов.

Данное исследование было частично профинансировано Стипендией Президента Российской Федерации для молодых ученых и аспирантов СП-3129.2019.1.

Библиографический список

1. Баскаев, К. Чемодан без ручки / К. Баскаев. – Текст : непосредственный // Нефть России. – 2011. – № 1. – С. 56–59.
2. Агауров, С. Ю. Нетрадиционная утилизация ПНГ. Переработка попутного газа в естественные компоненты нефти / С. Ю. Агауров, Ю. Л. Гунбин. – Текст : электронный // Деловой журнал «Neftegaz.ru». – 2018. – № 4. – URL: <https://magazine.neftgaz.ru/articles/pererabotka/521880-netraditsionnaya-utilizatsiya-png-pererabotka-poputnogo-gaza-v-estestvennye-komponenty-nefti/>.
3. Vorobev, A. Associated Petroleum Gas Flaring: The Problem and Possible Solution / A. Vorobev, E. Shchesnyak. – DOI 10.1007/978-3-030-22974-0_55. Direct text // 14th International Congress for Applied Mineralogy (ICAM2019). – 2019. – P. 227–230.
4. New Potentialities for Utilization of Associated Petroleum Gases in Power Generation and Chemicals Production / V. S. Arutyunov, V. I. Savchenko, I. Sedov [et al.]. – DOI 10.18321/ectj662. Direct text // Eurasian Chemico-Technological Journal. – 2017. – Issue 19(3). – P. 265–271.
5. Андрейкина, Л. В. Состав, свойства и переработка попутных газов нефтяных месторождений Западной Сибири : специальность 02.00.13 «Нефтехимия», 07.00.10 «История науки и техники» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Андрейкина Людмила Васильевна. – Уфа, 2005. – 21 с. – Текст : непосредственный.
6. Книжников, А. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России / А. Книжников, Н. Пусенкова. – Текст : непосредственный // Ежегодный обзор проблемы в рамках проекта «Экология и Энергетика. Международный контекст». – Москва, 2009. – Выпуск 1. – 28 с.
7. Загрязнение окружающей среды при сжигании попутного нефтяного газа на территории нефтедобывающих предприятий / Л. К. Алтунина, Л. И. Сваровская, И. Г. Ященко, М. Н. Алексеева. – Текст : непосредственный // Химия в интересах устойчивого развития. – 2014. – № 22. – С. 217–222.
8. Книжников, А. Ю. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России / А. Ю. Книжников, А. М. Ильин. — Москва : Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2017. – 32 с. – URL: <https://www.iprbookshop.ru/97448.html>. – Текст : электронный.
9. Федяева, И.М. Оценка эффективности способов переработки попутных нефтяных газов месторождений Западной Сибири / И. М. Федяева, А. А. Новиков. – Текст : непосредственный // Вестник Югорского государственного университета. 2010. – № 4(19). – С. 73–80.
10. Chapter Seven – Biogas upgrading / L. Xie, J. Xu, Y. Zhang, Y. He. – DOI 10.1016/bs.aibe.2020.04.006. – Direct text // Advances in Bioenergy. – 2020. – Vol. 5. – P. 309–344.

11. Bart, J. C. J. Evolution of biodiesel and alternative diesel fuels / J. C. J. Bart, N. Palmeri, S. Cavallaro. – DOI 10.1533/9781845697761.713. – Direct text // *Biodiesel Science and Technology*. – 2010. – P. 713–782.
12. Получение углеродных наноматериалов с использованием пористого оксида алюминия как темплата / О. К. Красильникова, А. С. Погосян, Н. В. Серебрякова [и др.]. – Текст : непосредственный // *Физикохимия поверхности и защита материалов*. – 2008. – Т. 44, № 4. – С. 389–394.
13. Sengupa, J. Application of carbon nanomaterials in the electronic industry. Handbook of Nanomaterials for Manufacturing Applications. Micro and Nano Technologies / J. Sengupa. – DOI: 10.1016/B978-0-12-821381-0.00017-X. – Direct text. – Elsevier. – 2020. – P. 421–450.
14. Zaytseva, O. Carbon nanomaterials : production, impact on plant development, agricultural and environmental applications / O. Zaytseva, G. Neunmann. – DOI 10.1186/s40538-016-0070-8. – Direct text // *Chemical and Biological Technologies in Agriculture*. – 2016. – Issue 17. – P. 26.
15. Богданов, Ю. В. Моделирование динамики ротора электрошпинделя на магнитных подшипниках / Ю. В. Богданов, А. М. Гуськов. – DOI 10.7463/0115.0753146. – Текст: непосредственный // *Наука и образование*. – 2015. – № 1. – С. 201–220.
16. Берлин, А. Я. Техника лабораторной работы в органической химии / А. Я. Берлин. – Москва – Ленинград, 1952. – 287 с. – Текст : непосредственный.
17. Патент на полезную модель № 185231 U1 Российская Федерация, МПК C01B 3/28, C01B 32/162, B82B 3/00. Реактор для переработки углеводов с получением водорода и нановолокнистого углерода : № 2018127269 : заявл. 24.07.2018 : опубл. 27.11.2018 / Корнеев А. Е., Соловьев Е. А., Петровский Э. А.; заявитель Сибирский федеральный университет. – 9 с. – Текст : непосредственный.
18. Petrovsky, E. A., Study of pyrolysis of oil sludge / E. A. Petrovsky, O. A. Kolenchukov, E. A. Solovyev. – Direct text // *IOP Conference Series : Materials Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 537. – P. [1–5].
19. Коленчуков, О. А. Разработка технологических энергосберегающих система на основе пиролизных реакторов / О. А. Коленчуков, Э. А. Петровский. – DOI 10.17122/ngdelo-2020-1-130-136. – Текст: непосредственный // *Нефтегазовое дело*. – 2020. – Т. 18, № 1. – С. 130–136.
20. Патент № 2312059 C1 Российская Федерация, МПК C01B 3/26, B01J 23/72, B01J 23/755. Способ получения водорода и нановолокнистого углерода : № 2006110780/15 : заявл. 03.04.2006 : опубл. 10.12.2007 / Соловьев Е. А., Кувшинов Д. Г., Ермаков Д. Ю., Кувшинов Г. Г.; заявитель Институт катализа им. Г. К. Борескова Сибирского отделения Российской академии наук, Новосибирский государственный технический университет. – 8 с. – Текст : непосредственный
21. Патент № 2462293 C1 Российская Федерация, МПК B01D 53/00, C01B 3/26, B82B 3/00. Способ получения нановолокнистого углеродного материала и водорода : № 2011100755/05 : заявл. 12.01.2011 : опубл. 27.09.2012 / Ананьев И. В., Варфоломеева А. С., Кувшинов Г. Г. [и др.]; заявитель Новосибирский государственный технический университет. – 9 с. – Текст : непосредственный.
22. Наноструктурированные углеродные материалы в катализе и адсорбции / В. А. Лихолобов, В. Ф. Сурувикин, М. С. Плаксин [и др.]. – Текст : непосредственный // *Катализ в промышленности*. – 2008. – С. 63–68.

References

1. Baskaev, K. (2011). Chemodan bez ruchki. *Neft' Rossii*, (1), pp. 56-59. (In Russian).
2. Agaurov, S. Yu. (2018). Netraditsionnaya utilizatsiya PNG. Pererabotka poputnogo gaza v estestvennye komponenty nefti. *Delovoy zhurnal "Neftegaz.ru"*, (4). (In Russian). Available at: <https://neftgaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/141459-poputnyy-neftyanoy-gaz-png/>
3. Vorobev, A., & Shchesnyak, E. (2019). Associated Petroleum Gas Flaring: The Problem and Possible Solution. 14th International Congress for Applied Mineralogy (ICAM2019). *Springer Proceedings in Earth and Environmental Sciences*, pp. 227-230. (In English). DOI: 10.1007/978-3-030-22974-0_55

4. Arutyunov, V. S., Savchenko, V. I., Sedov, I., Nikitin, A. V., Troshin, K. Y., Norisov A. A., & Strekova, L. N. (2017). New Potentialities for Utilization of Associated Petroleum Gases in Power Generation and Chemicals Production. *Eurasian Chemico-Technological Journal*, 19(3), pp. 265-271. (In English). DOI: 10.18321/ectj662
5. Andreykina, L. V. (2005). *Sostav, svoystva i pererabotka poputnykh gazov neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri*. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Ufa, 21 p. (In Russian).
6. Knizhnikov, A., & Pusenkova, N. (2009). Problemy i perspektivy ispol'zovaniya neftyanogo poputnogo gaza v Rossii. *Ezhegodny obzor problemy v ramkakh proekta "Ekologiya i Energetika Mezhdunarodnyy kontekst"*. Vypusk 1. Moscow, 28 p. (In Russian).
7. Altunina, L. K., Svarovskaya, L. I., Yashchenko, I. G., & Alekseeva, M. N. (2014). Zagryaznenie okruzhayushchey sredy pri szhiganiy poputnogo neftyanogo gaza na territorii neftedobyvayushchikh predpriyatiy. *Khimiya v interesakh ustoychivogo razvitiya*, (22), pp. 217-222. (In Russian).
8. Knizhnikov, A. Yu., & Il'in, A. M. (2017). Problemy i perspektivy ispol'zovaniya poputnogo neftyanogo gaza v Rossii. Moscow, 32 p. (In Russian). Available at: <https://www.iprbookshop.ru/97448.html>
9. Fedyaeva, I. M., & Novikov, A. A. (2010). Evaluation of the methods of processing following oil gases of the West Siberia layers. *Vestnik Yugorskogo gosudarstvennogo universiteta*, (4(19)), pp. 73-80. (In Russian).
10. Xie, L., Xu, J., Zhang, Y., & He, Y. (2020). Chapter Seven - Biogas upgrading. *Advances in Bioenergy*, (5), pp. 309-344. (In English). DOI: 10.1016/bs.aibe.2020.04.006
11. Bart, J. C. J., Palmeri, N., & Cavallaro, S. (2010). Evolution of biodiesel and alternative diesel fuels. *Biodiesel Science and Technology*, pp. 713-782. (In English). DOI: 10.1533/9781845697761.713
12. Krasil'nikova, O. K., Pogosyan, A. S., Serebryakova, N. V., Grankina, T. Yu., & Khodan, A. N. (2008). Poluchenie uglerodnykh nanomaterialov s ispol'zovaniem poristogo oksida alyuminiya kak templata. *Fizikokhimiya poverkhnosti i zashchita materialov*, 4(44), pp. 389-394. (In Russian).
13. Sengupta, J. (2020). Application of carbon nanomaterials in the electronic industry. *Handbook of Nanomaterials for Manufacturing Applications. Micro and Nano Technologies*, pp. 421-450. (In English). DOI: 10.1016/B978-0-12-821381-0.00017-X
14. Zaytseva, O., & Neumann, G. (2016). Carbon nanomaterials: production, impact on plant development, agricultural and environmental applications. *Chemical and Biological Technologies in Agriculture*, (17), p. 26. (In English). DOI: 10.1186/s40538-016-0070-8
15. Bogdanov, Yu. V., & Gus'kov, A. M. (2015). Modelirovanie dinamiki rotora elektroshtindelya na magnitnykh podshipnikakh. *Science & education*, (1), pp. 201-220. (In Russian). DOI: 10.7463/0115.0753146
16. Berlin, A. Ya. (1952). *Tekhnika laboratornoy raboty v organicheskoy khimii*. Moscow - Leningrad, 287 p. (In Russian).
17. Korneev, A. E., Solov'ev, E. A., & Petrovskiy, E. A. Reaktor dlya pererabotki uglevodorodov s polucheniem vodoroda i nanovoloknistogo ugleroda. Pat. RF 185231 U1. No 2018127269. Applied: 24.07.2018. Published: 27.11.2018. (In Russian).
18. Petrovsky, E. A., Kolenchukov, O. A., & Solovyev, E. A. (2019). Study of pyrolysis of oil sludge. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 537, pp. [1-5]. (In English). DOI: 10.1088/1757-899x/537/3/032082
19. Kolenchukov, O. A., & Petrovsky, E. A. (2020). Development of technological energy-saving systems based on pyrolysis reactors. *Petroleum Engineering*, 18(1), pp. 130-136. (In Russian). DOI: 10.17122/ngdelo-2020-1-130-136
20. Solov'ev, E. A., Kuvshinov, D. G., Ermakov, D. Yu., & Kuvshinov, G. G. Sposob polucheniya vodoroda i nanovoloknistogo ugleroda. Pat. RF 2312059 C1. No 2006110780/15. Applied: 03.04.2006. Published: 10.12.2007. (In Russian).
21. Anan'ev, I. V., Varfolomeeva, A. S., Kuvshinov, G. G., Kuvshinov, P. B., Solov'ev, E. A., Trachuk, A. V.,... Shinkarev, V. V. Pat. RF 2462293 C1. No 20111100755/05. Applied: 12.01.2011. Published: 27.09.2012. (In Russian).
22. Likhonobov, V. A., Surovikin, V. F., Plaksin, G. V., Tsekhanovich, M. S., Surovikin, Y. V., & Baklanova, O. N. (2008). Nanostructured carbon materials for catalysis and adsorption. *Catalysis in Industry*, pp. 63-68. (In Russian).

Сведения об авторах

Коленчуков Олег Александрович, аспирант кафедры технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса, Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, e-mail: olegandrenalin.ru@mail.ru

Петровский Эдуард Аркадьевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса, Сибирский федеральный университет, г. Красноярск

Смирнов Николай Анатольевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой технической механики, Сибирский государственный университет науки и технологий имени академика М. Ф. Решетнева, г. Красноярск

Information about the authors

Oleg A. Kolenchukov, Postgraduate at the Department of Technological Machines and Equipment of the Oil and Gas Complex, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, e-mail: olegandrenalin.ru@mail.ru

Eduard A. Petrovsky, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Technological Machines and Equipment of the Oil and Gas Complex, Siberian Federal University, Krasnoyarsk

Nikolay A. Smirnov, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Technical Mechanics, Reshetnev Siberian State University of Science and Technology, Krasnoyarsk

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

7. Предоставляемая рукопись включает в себя:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

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

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

Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:

- a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
- an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
- the author's statement about the publication of the work and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
- an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.

2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for matching content and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.

3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.

4. **Technical requirements.** Authors have to send manuscripts to the editorial staff through the journal's website (tumng.tyuiu.ru); they can also duplicate documents, which are submitted for publication, through e-mail (shuvaevanv@tyuiu.ru).

- Margins: top — 2,8 cm; bottom — 5,07 cm; left — 4,2 cm; right — 4,2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1,25 cm; bottom — 4,1 cm. 11 pt size (Times New Roman), interline interval — 1, paragraph indention — 0,5 cm.

- The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: regular — 12 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt; large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt.

- Figures are carried out on computer and are inserted into article file after the reference in the text. They must be clean, clear and accurate. Captions are necessary. It is advisable to send figures in a separate file. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words. The illustrative materials (tables and figures) should not exceed $\frac{1}{3}$ of the total volume of the manuscript.

5. To apply the physical quantities in accordance with CMEA 1052-78 (Construction standard 528-80). Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.

6. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented separately.

7. The presented manuscript contains:

- The UDC code, the title of the article (10–12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.
- Key words (no more than 10 words; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.

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

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

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

- **Introduction.** It contains the relevance of the research topic, a review of the literature on the topic, the formulation of the problem, the goal and objectives.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

На научно-технический журнал

«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»

(подписной индекс: 73837)

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

«Пресса России»:

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

а также можно подписаться через интернет-магазин

«Пресса по подписке»:

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

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

Тираж 500 экз. Заказ № 2212.
Подписано в печать 08.09.21. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 6,87. Усл. печ. л. 10,06.

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

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

Number of copies 500. Order No 2212.
Signed to print 08.09.21. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 6,87. Conventional printed sheets 10,06.
Center for the development of publication activity. Industrial University of Tyumen.
625000, Tyumen, 38 Volodarskogo St.
Printing house of the library and publishing complex.
625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.