

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

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

3 (141)
Май — июнь 2020

3 (141)
May — June 2020

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

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

Учредители журнала

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

Редакция

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

The Journal Founders

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

Editorial office

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

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

© Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет», 2020

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)

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Редактор — **А. С. Коленикова**

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

Тираж 500 экз. Заказ № 1895. Подписано в печать 07.07.20. Формат 70х108/16. Уч.-изд. л. 7,49. Усл. печ. л. 11,47.

Центр развития публикационной активности федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Тюменский индустриальный университет». 625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса. 625027, Тюмень, ул. Киевская, 52.

Подписной индекс в каталоге агентства «Роспечать» — 73837.

Свободная цена.

OIL AND GAS STUDIES — 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)

EDITORIAL BOARD

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Editor — **Anastasia S. Kolennikova**

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

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

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

Free price.

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Милей Е. С., Бембель С. Р.

Тектоно-структурный анализ залежей в отложениях контакта осадочного чехла и кристаллического фундамента 8

Сабанина И. Г., Семенова Т. В.

Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна Среднего Приобья (на примере Усть-Балыкского месторождения) 20

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Апасов Т. К., Апасов Г. Т., Левитина Е. Е., Мамчистова Е. И., Назарова Н. В., Новоселов М. М., Хайруллин А. А.

Особенности и мероприятия по повышению эффективности разработки перспективного мелкого нефтяного месторождения 31

Парфирьев В. А., Ваганов Ю. В., Закиров Н. Н.

Инвертно-эмульсионные растворы для вскрытия хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения 44

Тулубаев А. Б., Паникаровский Е. В.

Научно-технологические аспекты и перспективы применения технологии криогенного бурения скважин 54

Фурсов А. Ю.

О работе конусной обечайки опорных стоек блоков морских стальных стационарных платформ при ледовом воздействии 63

Шлеин Г. А., Клещенко И. И., Балуев А. А., Семененко А. Ф.

Перспективы развития струйной техники и технологии в нефтегазовой отрасли 75

ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Дерюгина О. П., Мечик С. В., Трапезников Е. А.

Процессы каталитического риформинга и компаундирования как способы повышения октанового числа в бензинах, применяемые в промышленных масштабах 89

МАШИНЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО ПРОМЫСЛОВ

Бикбулатова Г. И., Исаев А. А., Галеев А. С., Болтнева Ю. А., Шипилова О. А., Ганиев Т. А. Результаты внедрения технологии по удалению газа из затрубного пространства скважины созданием вакуума на Заречном месторождении	100
Хабибуллин М. Я., Гилаев Г. Г., Сулейманов Р. И. Сепарационное оборудование с повышенным эффектом разделения продукции скважин	109

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, АВТОМАТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Овсянников В. Е., Ширяева А. Н., Джинджолава Д. Г., Мустафин И. М., Теплоухов О. Ю. Совершенствование управления рисками в сфере перевозки нефтепродуктов	120
--	------------

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)	128
Правила подготовки рукописи (на английском языке)	130

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Milei E. S., Bembel S. R. Tectonic-structural analysis of deposits in sediments of contact between sedimentary cover and basement	8
Sabanina I. G., Semenova T. V. Groundwater in the Mesozoic hydrogeological basin of the Middle Ob (a case study of the Ust-Balykskoye oil field)	20

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Apasov T. K., Apasov G. T., Levitina E. E., Mamchistova E. I., Nazarova N. V., Novoselov M. M., Khayrullin A. A. Features and measures to improve the efficiency of development of a perspective small oil field	31
Parfiryev V. A., Vaganov Yu. V., Zakirov N. N. Invert-emulsion drilling fluids for exposing Hamakin horizon of the Vostochno-Alinskoye oil and gas condensate field	44
Tulubaev A. B., Panikarovskii E. V. Scientific and technological aspects and prospects for application of cryogenic drilling technology	54
Fursov A. Yu. The operation of the cone shell blocks of offshore structures under ice impact	63
Schlein G. A., Kleshchenko I. I., Baluev A. A., Semenenko A. F. Development potential of jet pumps and technology in the oil and gas industry	75

CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

Deryugina O. P., Mechik S. V., Trapeznikov E. A. Catalytic reforming and compounding processes as methods for increasing the octane number in gasoline, used on an industrial scale	89
---	----

MACHINERY, EQUIPMENT AND FIELD CONSTRUCTION

Bikbulatova G. I., Isaev A. A., Galeev A. S., Boltneva Yu. A., Shipilova O. A.,
Ganiev T. A.

**The results of introducing technology to remove gas from the annulus
of a well by creating vacuum at the Zarechnoye field** **100**

Khabibullin M. Ya., Gilaev G. G., Suleymanov R. I.

Separation equipment with increased well fluids separation capacity **109**

INFORMATION TECHNOLOGIES, AUTOMATION AND MANAGEMENT IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Ovsiyannikov V. E., Shiryaeva A. N., Dzhindzholava D. G., Mustafin I. M.,
Teplouhov O. Yu.

Improving risk management in the transport of petroleum product **120**

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian) **128**

Manuscripts presentation requirements (In English) **130**

Е. С. Милей¹, С. Р. Бембель^{2*}

¹ООО «НТЦ НИС-Нафtagас», г. Нови-Сад, Республика Сербия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: bembel_gsr@mail.ru

Аннотация. Работа посвящена комплексному анализу геологического строения сложнопостроенной залежи нефти, расположенной в юго-восточной части Паннонского бассейна. В основе представлений о формировании ловушек углеводородов лежит связь с глубинными процессами нефтегазообразования и механизмами, сопровождающимися образованием трещин, разломов, локальных положительных структур в интервале от фундамента до верхней части осадочного чехла. Показано значение глубинных разломов в фундаменте при формировании структур осадочного чехла. Результатом таких процессов является широкий диапазон нефтегазоносности открытых залежей и месторождений Паннонского бассейна.

При изучении специфики тектонических движений и особенностей гравиационных отложений (конглобрекчий) разработан тектоно-седиментационный подход, который позволяет снизить ряд методологических сложностей при создании геологических моделей и концепций. Даны рекомендации по доизучению смежных структур в целях обнаружения залежей углеводородов на склонах при выступах кристаллического фундамента. Характерными чертами геологического строения являются локальные размеры выявленных залежей нефти и газа, малоразмерные очаги повышенной продуктивности и улучшенных фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов. Подобные особенности неравномерного распределения участков различной продуктивности оказывают значительное влияние на успешность поиска и разведки, эффективность вовлечения и разработку залежей нефти и газа.

Ключевые слова: сложнопостроенные залежи; конглобрекции; глубинные разломы; зоны дезинтеграции пород; правосторонний горизонтальный сдвиг; ротационные элементы; трещины скола; серпентизированные сланцы; детритовые известняки

**Tectonic-structural analysis of deposits in sediments of contact between
sedimentary cover and basement**

Evgeniia S. Milei¹, Sergey R. Bembel^{2*}

¹STC NIS-Naftagas LLC, Novi Sad, Serbia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: bembel_gsr@mail.ru

Abstract. The article is devoted to a comprehensive analysis of the geological structure of a complex oil reservoir located in the southeastern part of the Pannonian basin. The concept of the hydrocarbon traps formation is based on the connection with the deep processes of oil and gas formation and phenomena, which lead to the formation of cracks, faults, local positive structures in the interval from the foundation to the upper part of the sedimentary cover. The article shows the significance of deep faults in the basement during the formation of sedimentary cover structures. These processes result in a wide range of oil and gas potential of the Pannonian basin deposits.

In studying the specifics of tectonic movements and the features of gravitational deposits (conglobreccia), a tectono-sedimentary approach has been developed that can reduce a number of methodological difficulties in creating geological models and concepts. Recommendations are given on the additional study of adjacent structures in order to detect hydrocarbon deposits on the slopes with protrusions of the crystalline basement. Characteristic features of the geological structure are the local volume of the identified oil and gas deposits, small foci of increased productivity and improved filtration properties of reservoirs. Such features of the uneven distribution of sites of different productivity have a significant impact on the success of prospecting and exploration, the effectiveness of development of oil and gas deposits.

Key words: complex deposits; conglobreccias; deep faults; rock disintegration zones; right-side horizontal shear; rotational elements; cleft cracks; serpentized schists; detrital limestones

Введение

С конца XX — начала XXI века при решении вопроса о расширении ресурсной базы нефтегазовые компании устремили свое внимание на изучение «глубоких» отложений, к которым относят баженовскую и ачимовскую свиты, доюрский комплекс, породы фундамента. В силу того, что традиционно используемые законы и принципы при анализе и моделировании геологических процессов не работают так же, как в «традиционных» отложениях, часто эти залежи считаются сложнопостроенными, требуются специальные методики для построения гипотез и изучения свойств пород-коллекторов. Проблема необходимости пересмотра фундаментальных представлений о формировании ловушек углеводородов (УВ) поднимается с середины прошлого века. Выдающимся российским ученым П. Н. Кропоткиным был обоснован ряд практически важных соображений о процессах и закономерностях нефтегазонакоплений, в том числе о связи месторождений нефти и газа с глубинными разломами и флексурно-сбросовыми разломами фундамента [1]. Структурные особенности строения залежей являются ключом к пониманию палеогеологических и палеотектонических процессов, повлиявших на геологические образования и ассоциируемых с залежами УВ.

Новые результаты глубинных сейсмических исследований подтвердили роль структур земной коры и верхов мантии в контроле пространственного размещения нефтегазовых месторождений [2, 3]. При изучении морфологии структур необходимо понимать, каким образом были сформированы структурные элементы, поскольку эти знания помогают локализовать перспективные районы для поиска и разведки УВ. Ю. И. Пиковский в своей работе утверждает, что приуроченность скоплений нефти и газа к крупным активизированным тектоническим структурам глубинного заложения следует исходя из глубинной концепции нефтегазообразования, которая дает для поисковой практики четкие ориентиры [4].

По нашему мнению, механизм реализации активных геодинамических проявлений и воздействий является фрактальным, как и большинство характерных свойств природных геологических объектов [5]. Следствием такого механизма, сопровождающегося образованием трещин, разломов, локальных положительных структур в интервале от фундамента до верхней части осадочного чехла, является широкий диапазон нефтегазоносности большинства известных регионов с открытыми залежами и месторождениями углеводородного сырья (УВС). Кроме того, к характерной черте проявления подобного фрактального механизма следует отнести локальные размеры выявленных залежей нефти и газа, малоразмерные очаги повышенной продуктивности и улучшенных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов. Подобные особенности неравномерного распределения участков различной продуктивности, подтвержденные на большинстве месторождений УВС как Западной Сибири [5], так и всего мира, оказывают значительное влияние на успешность поиска и разведки, эффективность вовлечения и разработку залежей нефти и газа [1, 3, 5].

Опыт разработки малоразмерных залежей нефти и газа в базальных отложениях Паннонского бассейна на территории Республики Сербии свидетельствует в пользу локализации залежей нефти и газа в приразломных зонах вблизи выступов блоков палеозойского фундамента [6]. Геолого-разведочные работы здесь начаты около 150 лет тому назад. Открыто несколько десятков небольших месторождений, разработка которых ведется начиная с 1940-х годов XX века. Поперечные размеры выявленных залежей составляют от нескольких десятков и первых сотен метров до 1–1,5 км, редко достигая 4–5 км. Месторождения многопластовые, в пределах отдельных месторождений выявлено до 30–40 и более продуктивных пластов, этаж нефтегазоносности — от первых сотен метров до 4 км.

Объект и методы исследования

Фактическими материалами для данной статьи послужили результаты анализа сложнопостроенной залежи в интервале контакта фундамента и осадочного чехла южной части Паннонского бассейна и прилегающих территорий, расположенных на территории Республики Сербии (северная территория, именуемая Северный Банат).

С точки зрения геотектоники территория Сербии является частью альпийской складчатости или альпийского орогена южной Европы [7]. Именно в этой части альпийский ороген демонстрирует типичное развитие, основанное на принципе двусторонней дивергентной классификации: северная ветвь Альп представлена в Карпатско-Балканской части Восточной Сербии; Западная Сербия вписывается в Динарские Альпы и занимает пространство с наиболее характерными представителями внутренних зон южной ветви орогена. Между этими ветвями находится межгорный массив, недавно названный сербско-македонским или македонским [8]. По А. Грубичу и И. Антониевичу эти территории имеют гибридные структуры (разломы и складки), что приводит к очень сложному геологическому строению толщ — большому количеству структурно-фациальных зон, разделенных продольными дислокациями [9].

Ю. М. Пуцаровский относит Паннонскую межгорную впадину к первой группе структур — позднегеосинклинальных. Впадины этого типа развивались на жестких внутренних (срединных) массивах и отличаются наиболее крупными размерами [10].

Объектом нашего исследования являются залежи нефти и газа, которые расположены на глубинах –2 200–2 300 м (а.о.) в терригенных отложениях среднемиоценового возраста [11], залегающих непосредственно на отложениях коры выветривания и породах метаморфизованного фундамента, и залежи газа непосредственно в породах фундамента на глубинах –2 300–2 380 м (а.о.). При описании подобных отложений в венгерской части Паннонского бассейна отмечается эрозионный контакт по всему

бассейну — перерыв в осадконакоплении между средним и верхним миоценом [12]. Данная особенность присуща для описываемых отложений рассматриваемого Северного Баната, которая выражается в локальных зонах отсутствия пород-покрышек.

В процессе всестороннего изучения базальных отложений применялся комплексный анализ на основе классических подходов, таких как линеаментный анализ [13], седиментологический анализ керна, тектоно-структурный подход, а также разработан авторский тектоно-седиментационный подход, применимый к залежам со сложной структурой.

Суть тектоно-седиментационного подхода заключается в определенном последовательном анализе скважинных, геофизических и керновых данных с поиском причинно-следственных связей тектонических и седиментационных процессов и поэтапном формировании представлений о механизмах формирования отложений и залежей УВ. Подобный интегрированный подход позволит сократить число методологических сложностей построения локальных геологических моделей, в ряду которых отмечается низкий уровень комплексирования различных направлений наук о Земле [14].

Экспериментальная часть

Обратившись к региональным данным, необходимо отметить наличие глобальной сдвиговой зоны вблизи сформированных локальных выступов фундамента. Горизонтальный правосторонний сдвиг зафиксирован на сейсмогеологических материалах. Д. Радивоевич с коллегами [15] при исследовании локальной структуры Чока обращает внимание на присутствие регионального правостороннего горизонтального движения блоков фундамента на территории Северного Баната и наличие пояса дислокации («Trans-Banat-Bačka Dislocation belt»).

Последствия активной сдвиговой тектоники проявлены в локальном масштабе и на изучаемом нами участке. В процессе сейсмогеологической интерпретации района разведочных скважин выявлены множественные тектонические нарушения, которые отражены и в одномерном масштабе скважин — в керне (рис. 1).



Рис. 1. Фотографии керна разведочных скважин в интервале метаморфизованных пород фундамента, глубина залегания –2 300–2 350 м

Трещины, обнаруженные на керновом материале, являются трещинами сколов, они характерны для сдвиговых деформаций, что доказывает сдвиговую природу тектонических нарушений. Как показано в исследовании [16], трещины скалывания представлены правильными геометрическими плоскостями с ровными сгла-

женными стенками. В редких случаях в местах переслаивания пород с различной плотностью могут развиваться дуговидные трещины с первичной кривизной.

При пространственном анализе структурно-морфологических особенностей отражающего горизонта (ОГ), ассоциируемого с кровлей метаморфизованных пород фундамента, на участке обнаружено определенное расположение локальных положительных структур, характеризующихся взаимно перпендикулярным простиранием (рис. 2).

Приведенная карта по ОГ, приуроченному к кровле фундамента, отражает его рельеф, характеризующийся локальными положительными структурами размером до 1 км в юго-западной части исследуемого участка. В авторском варианте интерпретации разломов выделены два основных азимутальных направления тектонических деформаций — северо-восточное и юго-западное. Первое направление соосно с региональным направлением горизонтального сдвига, отделяющего рассматриваемые положительные структуры от депрессии на севере участка. Второе, юго-западное азимутальное направление тектонических нарушений мы связываем с ротационной компонентой, присутствующей при горизонтальном сдвиге.

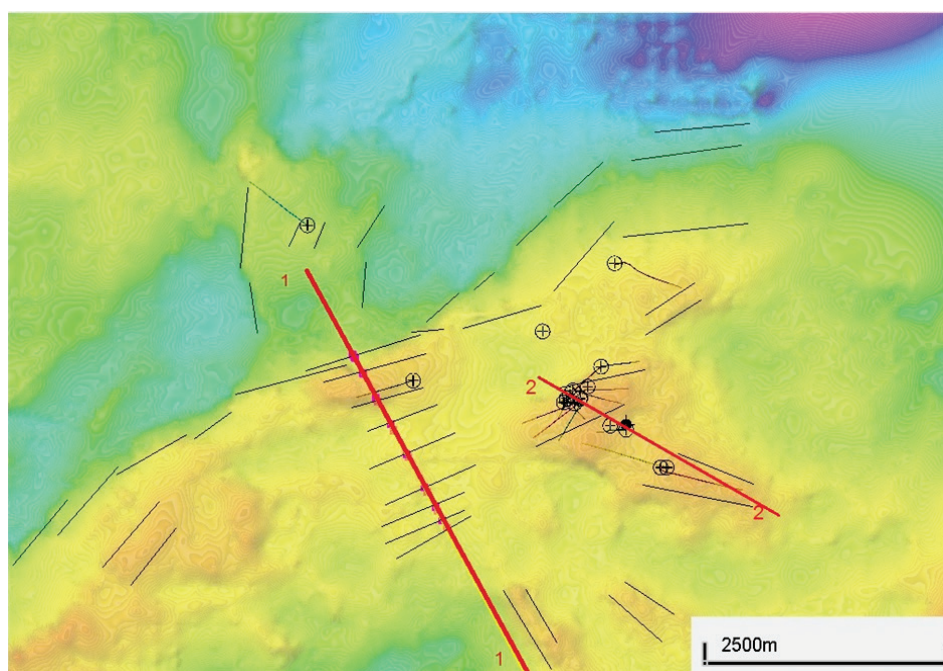


Рис. 2. Карта изохрон по ОГ по подошве донеогенного основания (условной кровле фундамента) с указанием положения пробуренных скважин, интерпретацией положения глубинных разломов.

Красным цветом показаны положения временных разрезов, приведенных далее

Возвращаясь к описываемой структуре, проанализируем материалы 3D-сейсморазведки. На временном разрезе по линии 1–1 (рис. 3) представлен локальный выступ фундамента, имеющий северо-восточный азимут простирания структуры.

Временной разрез характеризуется наличием многочисленных нарушений, проявляющихся в пропадании четких осей синфазности ОГ, ослаблением их амплитуды. Можно утверждать, что зона контакта пород фундамента и осадочного

чехла интенсивно деформирована глубинными разломами, что, вероятно, обеспечило поступление УВ в гипсометрически приподнятую область пород фундамента.

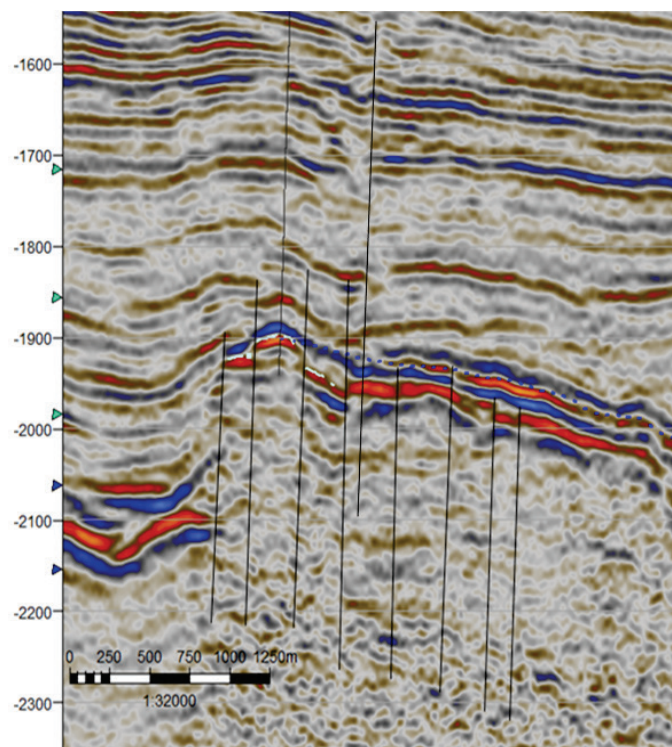


Рис. 3. Временной сейсмический разрез по линии 1–1' по амплитудному 3D-сейсмическому кубу через положительную структуру по фундаменту (интерпретация разломов (черные линии))

Структуры второго типа, юго-западного азимутального направления, по нашему мнению, образованы в результате сложной комбинации локального вертикального движения по глубинному разлому и ротационного движения.

А. И. Суворов в работе [17], описывая механизм горизонтального сдвига, объясняет механизм разворота систем трещин в зонах, ближайших к району сдвига. При конседиментационном развитии присдвиговые складки, а также участки пригибания или поднятий мигрируют в направлении движения и нередко дугообразно изгибаются, а системы трещин с их магматическим выполнением поворачиваются по часовой или против часовой стрелки. Этим можно объяснить разворот блоков фундамента, который привел к образованию второй группы азимутального простирания структур.

Южная структура имеет менее выраженную амплитуду вздымания пород фундамента, что гипотетически может быть объяснено разрушением части пород в процессе разворота структуры. Эти данные подтверждают сформулированный многими исследователями вывод о том, что литосфера (тектоносфера) — гидросфера — атмосфера представляют собой единую нелинейную систему, движение которой определяется вращательными движениями планеты [18, 19].

Округлая геометрическая форма основных элементов Паннонского бассейна на тектонической карте Европы, а также наличие отдельных импактных структур на площади бассейна приводит к мысли о вихревых и ротационных процессах в земной коре, о которых описано в работе А. В. Викулина [18].

На временном сейсмическом разрезе (рис. 4) северо-западная часть залежи, вскрытая разведочной скважиной, характеризуется слабой амплитудой ОГ по кровле фундамента и кровле базальных отложений. Характер амплитуд, куполообразная форма ОГ позволяют выделить так называемые субвертикальные зоны деструкции (СЗД) горных пород [5, 20], приуроченные к локальным выступам фундамента, которые являются одним из ярких проявлений геодинамической и тектонической активности земной коры. К характерным свойствам геологической среды в районе зон деструкции относятся участки повышенной трещиноватости, наличие разрывных нарушений [20], которым соответствует характерная волновая картина на сейсмических временных разрезах.

В левой части приведенного временного разреза (см. рис. 4) над ОГ, приуроченным к кровле фундамента в районе локального выступа и выделенного участка СЗД, прослеживается разрывное нарушение от фундамента, проникающее в выше-лежащие интервалы геологического разреза. В данном случае наличие сквозного разрывного нарушения вследствие проявлений субвертикальных движений может быть причиной разрушения ловушки УВ. Кроме этого, в районе участка зоны деструкции (см. рис. 4) наблюдается отсутствие покрывающих пород, ассоциируемых с ОГ по положительной оси синфазности, выделенной зеленым цветом, что может быть связано также и с отсутствием потенциально продуктивных осадочных толщ в нижней части чехла.

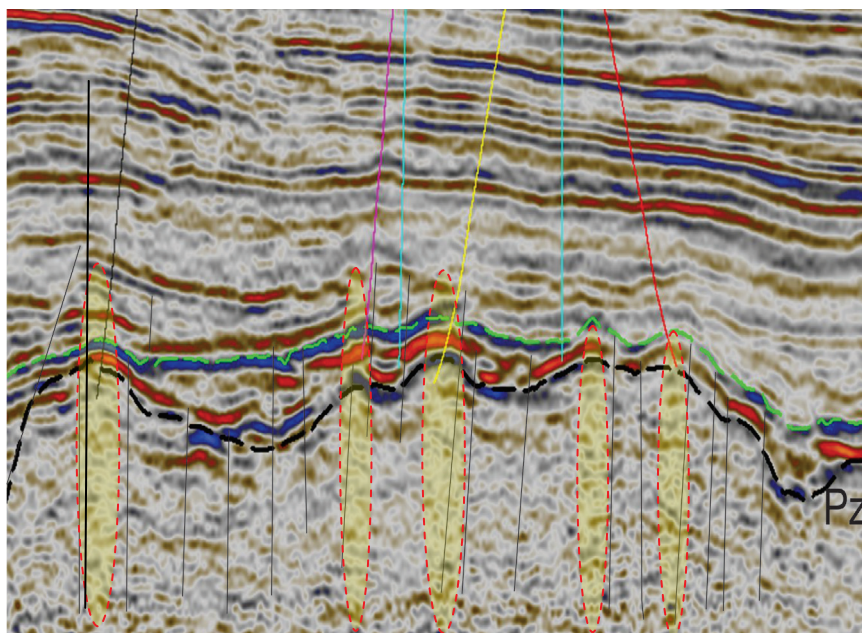


Рис. 4. Временной сейсмический разрез по линии 2-2' по амплитудному 3D-сейсмическому кубу в северо-западном направлении с указанием ОГ по кровле пород фундамента (Pz). Желтым цветом выделены предполагаемые участки СЗД

В центральной части приведенного временного разреза (см. рис. 4) выделены еще четыре участка зон деструкции. Наиболее перспективными являются два участка в самом центре профиля, в пределах которых над ОГ, связанным с кровлей фундамента, прослежены высокоамплитудные отражения. Можно прогнозировать наличие локальных ловушек вблизи выраженных локальных выступов фундамен-

та, наиболее вероятно заполненных разрушенными и различно метаморфизованными продуктами горных пород. Седиментологический аспект механизма формирования терригенных отложений, заполняющих локальные склоны и депрессии на исследуемой территории, был описан в работе [21].

Механизм формирования подобных залежей на примере анализа проведенных геолого-разведочных работ и материалов геолого-промысловых исследований площадей и месторождений Западной Сибири был рассмотрен в работе [5].

Выполненный анализ материалов сейсмических 3D-исследований на уровне интерпретации временных разрезов, прослеживания разрывных нарушений, изменчивости направлений простирания выявленных тектонических элементов и структур в дальнейшем был дополнен материалами описания и исследования керна.

Результаты

По результатам бурения в одной из разведочных скважин было вскрыто 20 см переотложенных трещиноватых пород (рис. 5 а). При этом было установлено, что контакт осадочного чехла с фундаментом представлен только брекчиями, по всей вероятности, являющимися продуктами «переотложения» пролювиального конуса выноса (по аналогии с основной залежью).

Конглобрекчии, вскрытые скважиной на глубине 2 588 м, представлены окатанными и неокатанными несортированными обломками серпентизированного сланца, по границе обломка отмечается заполнение остроугольными обломками размером 2–4 см, ориентированными вдоль трещины. Цемент карбонатный. Отмечаются признаки миграции нефти — коричневые пятна по цементу и обломкам с запахом УВ.

Вышележащие и нижележащие породы в этом интервале керна — измененные метаморфизованные породы фундамента, нарушенные диагональными трещинами. По керну скважины зафиксировано распространение трещиноватости в вышележащие карбонатные породы — детритовые известняки (рис. 5 б).

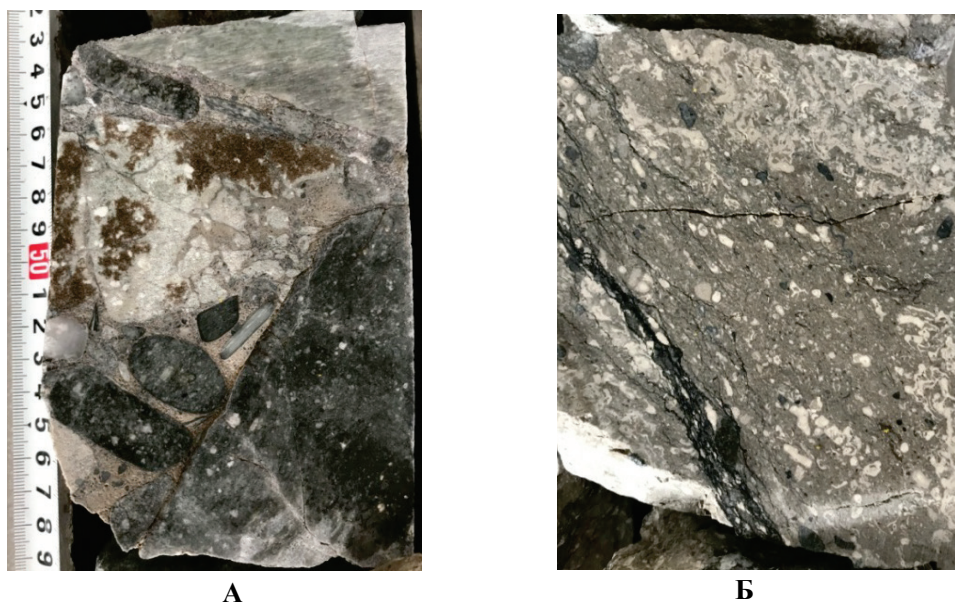


Рис. 5. Фрагмент керна на контакте осадочного чехла и фундамента (А) и фрагмент керна из интервала покрывающих детритовых известняков с трещинами, частично заполненными хорошо окатанными гравелитами (Б)

В трещинах расположены окатанные гравелиты, подобные по составу с породами фундамента. Выше по разрезу скважины залегают детритовые известняки с органо-обломочной структурой [11] и уменьшением признаков трещиноватости. Четкие границы и расположение обломков детритового известняка размером до 20 см под углом 30–40° позволяют судить о продолжении эрозионных процессов и влиянии тектонических процессов. Отсутствие пород, покрывающих конглобрекции, являющихся коллекторами в основной залежи, обеспечило миграцию УВ в вышележащие слои.

Гипотеза о разрушении залежи, выдвинутая на этапе анализа и интерпретации материалов 3D-сейсморазведочных исследований, подтверждается скважинными данными. Наличие ротационной компоненты при формировании разбуренной «пустой» структуры согласуется со структурно-текстурными особенностями керна.

Рекомендации по доразведке и доизучению площади исследований

Опыт бурения скважины на участке субвертикальной зоны деструкции в пределах изучаемой территории подтверждает, что для поисково-разведочных работ требуется дифференциация систем тектонических нарушений и адресного выбора поисковых критериев для исследуемых залежей. В связи с этим мы проанализировали геолого-геофизический материал на площади, объединяющей изученную область с прилегающими территориями, и соседние локальные структуры по аналогичному принципу — выделение положительных структур с близким азимутом простирания.

Наиболее близкие области геодинамической активности, в которых могли накапливаться изученные базальные отложения, выделены черным пунктиром на карте изохрон по отражающему горизонту по кровле фундамента (временной домен) на рисунке 6.

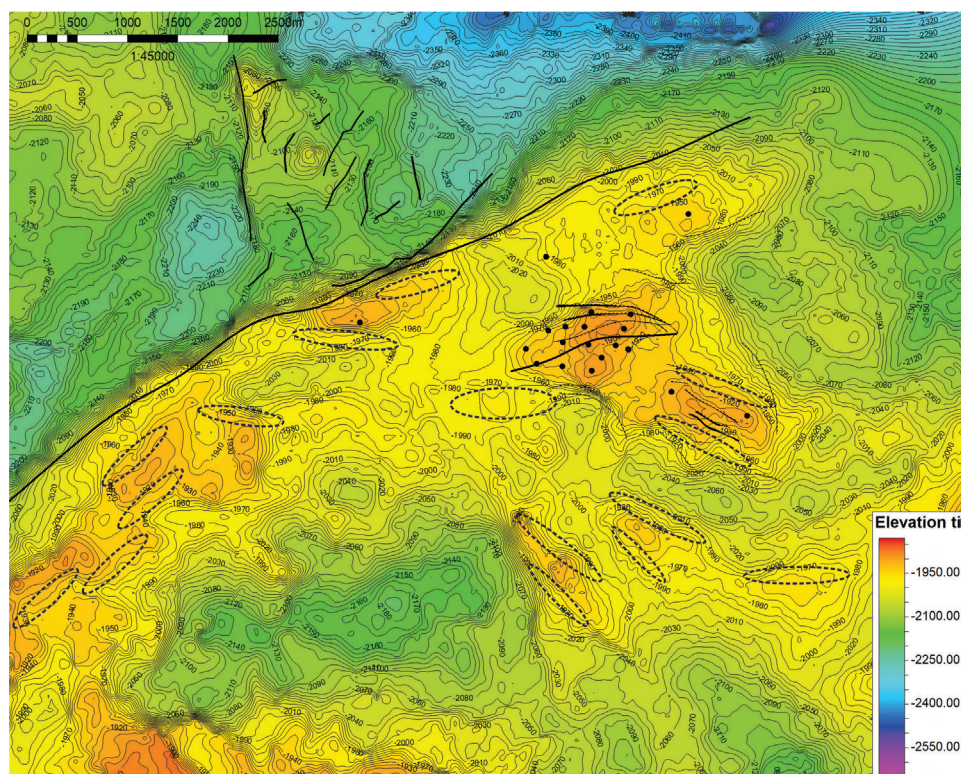


Рис. 6. Карта изохрон по ОГ по кровле фундамента и перспективные участки, связанные с возможным распространением базальных отложений

Исходя из выполненного комплексного анализа, предполагается, что перспективные области — это склоновые участки, сопряженные с локальными выступами фундамента. Указанные зоны, сопряженные с локальными выступами фундамента, теоретически и наиболее вероятно могут быть связаны со скоплениями эндогенных брекчий и конглобрекчий — пород, образованных в результате деформационных процессов, происходящих на отдельных участках приповерхностной (гипабиссальной) зоны земной коры в связи со спорадическим воздействием на геологическую среду локальных динамических напряжений и их последующей разрядкой.

Склоновые части рельефа между участками зон деструкции и отрицательных структур являются наиболее благоприятными областями формирования залежей. Склоновые части наиболее вероятно обеспечены осадочным материалом в результате разрушения положительных структур и локальных выступов фундамента при геодинамической активизации этих участков.

Прогноз наиболее вероятных зон скопления УВ основан на предпосылках вертикальной миграции глубинных флюидов [3, 22] — это ближайшие к субвертикальным зонам деструкции участки, приуроченные к локальным склоновым частям поднятий, — участки сноса разрушенного материала и осадконакопления.

Выводы

На основании изученных данных по Паннонскому бассейну установлено, что залежи нефти и газа расположены в непосредственной близости к сдвиговым зонам, разломным зонам. Корректная интерпретация положения глубинных структур и разрывных нарушений обеспечивает шансы на успех в открытии залежей УВ и повышение эффективности выполняемых геолого-разведочных работ.

Распознавание зон геодинамической активности по геофизическим данным, их интерпретация в соответствии с данными керна являются важным направлением в поиске новых потенциальных ловушек УВ. Склоны, расположенные между локальными поднятиями фундамента и отрицательными структурами, наиболее вероятно обеспечены осадочным материалом вблизи участков субвертикальных зон деструкции, с высокой вероятностью насыщения пород-коллекторов флюидом, поэтому являются перспективными на нефть и газ при наличии пород-покрышек.

Понимание структурно-кинематических рисунков на геологических картах исследуемых горизонтов и фундамента является основой при разработке концептуальных геологических моделей.

Библиографический список

1. Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П. Н. Кропоткина) / Отв. ред. А. Н. Дмитриевский, Б. М. Валяев. — М.: ГЕОС, 2012. — 516 с.
2. Булин Н. К., Егоркин А. В. Региональный прогноз нефтегазоносности недр по глубинным сейсмическим критериям. — М.: ЦентрГЕОН, 2000. — 192 с.
3. Глобальные и региональные закономерности формирования и распространения ресурсов и скоплений углеводородов и механизмы процессов нефтегазонакопления [Электронный ресурс] / Б. М. Валяев [и др.] // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. — 2012. — Вып. 2(6). — Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/vol_6/valyaev.html.
4. Пиковский Ю. И. Проблема нефтегазообразования: выход из тупика? (дискуссии о происхождении нефти и природного газа) // Генезис углеводородных флюидов и месторождений: сб. ст. / Отв. ред. А. Н. Дмитриевский, Б. М. Валяев. — М.: ГЕОС, 2006. — С. 38–55.
5. Бембель С. Р. Геология и картирование особенностей строения месторождений нефти и газа Западной Сибири: моногр. — Тюмень: ТИУ, 2016. — 215 с.
6. Kalinic V., Milei E., Al-Jeboore I. Case Study: Complex Marginal Oil Field Modeling - Fast Transition from Exploration to Development // SPE Europepec featured at 81st EAGE Conference and Exhibition. — 2019. — Available at: <https://doi.org/10.2118/195498-MS>.

7. Копп М. Л. Мобилистическая неотектоника платформ Юго-Восточной Европы / Отв. ред. Ю. Г. Леонов. – М.: Наука, 2004. – 340 с. – (Труды Геологического института РАН; Вып. 552).
8. Ćirić B. M. Geologija Srbije, grada i razvoj Zemljine kore. – Beograd: Zavod zakartografiju GEOKARTA, 1996. – 273 p.
9. Marvić M. Geologija Jugoslavije. – Beograd: Univerzitet u Beogradu, Rudarsko-Geološki fakultet, 2001. – 214 p.
10. Пушаровский Ю. М. Краевые прогибы, их тектоническое строение и развитие. – М.: Изд-во Академии наук СССР, 1959. – 154 с. – (Труды Геологического института; Вып. 28).
11. Cvijić Predrag. Izveštaj o petrološkom ispitivanju jezgara. – Novi Sad: NIS NTC, 2016. – P. 7–40.
12. Toth-Makk A. Late Miocene sequence stratigraphy of the Pannonian basin fill (Kiskunhalas-Mélykút region, Hungary): how core, electric log and seismic data fit together? // *Geologica carpathica*. – 2007. – Vol. 58, Issue 4. – P. 353–366.
13. Кац Я. Г., Полетаев А. И., Румянцева Э. Ф. Основы линейной тектоники. – М.: Недра, 1986. – 144 с.
14. Волянская В. В. Методологические аспекты построения структурно-тектонических моделей разного иерархического уровня // *Нефтяное хозяйство*. – 2018. – № 5. – С. 14–17. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-5-14-17
15. Radivojevic D., Rundic L., Knežević S. Geology of the Čoka structure in northern Banat (Central Paratethys, Serbia) // *Geologica carpathica*. – 2010. – Vol. 61, Issue 4. – P. 341–352. DOI: 10.2478/v10096-010-0020-5
16. Бурзунова Ю. П. Трещины горных пород вблизи разломов: особенности применения структурно-парагенетического анализа // *Геодинамика и тектонофизика*. – 2017. – Т. 8, № 3. – С. 673–693. DOI: 10.5800/GT-2017-8-3-0312
17. Суворов А. И. Структурный фактор в диагностике и оценке амплитуд крупных литосферных перемещений // *Проблемы геодинамики литосферы: сб. ст.* – М.: Наука, 1999. – С. 110–124.
18. Викулин А. В. Тектоника плит и вращение Земли // *Тектонофизика и актуальные вопросы наук о Земле: материалы докл. Четвертой Всеросс. тектонофизической конф.* – М.: ИФЗ РАН, 2016. – Т. 2. – С. 442–450.
19. Тверитинова Т. Ю., Викулин А. В. Геологические и геофизические признаки вихревых структур в геологической среде // *Вестник КРАУНЦ. Серия: Науки о Земле*. – 2005. – № 5. – С. 59–77.
20. Бембель С. Р. О пространственных свойствах субвертикальных зон деструкции и характере распределения залежей углеводородов // *Нефтяное хозяйство*. – 2010. – № 4. – С. 38–41.
21. Милей Е. С., Жуковская Е. А., Стулов Л. Г. Модель седиментации базальных горизонтов терригенного комплекса среднего миоцена месторождения Иджош Север (Сербия) // *Геофизика*. – 2018. – № 4. – С. 67–74.
22. Муслимов Р. Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании, постоянной подпитке (возобновлении) месторождений углеводородов // *Нефтяное хозяйство*. – 2007. – № 3. – С. 24–29.

References

1. Dmitrievskiy, A. N., & Valyaev, B. M. (2012). Degazatsiya Zemli i genezis neftegazovykh mestorozhdeniy (k 100-letiyu so dnya rozhdeniya akademika P. N. Kropotkina). Moscow, GEOS Publ., 516 p.
2. Bulin, N. K., & Egorkin, A. V. (2000). Regional'nyy prognoz neftegazonosnosti neдр po glubinnym seysmicheskim kriteriyam. Moscow, TsentrGEON Publ., 192 p. (In Russian).
3. Valyaev, B. M., Astafiev, D. A., Kouzin, A. M., Pavlenkova, N. I., Rodkin, M. V., Smirnova, M. N., & Yurkova, R. M. (2012). Global and regional unevenness of the formation and distribution of the resources and fields of the hydrocarbons and the mechanics of the processes of the oil and gas accumulations. Mineral resources. Geological power energy. Geopolitics, (2(6)). (In Russian). Available at: http://oilgasjournal.ru/vol_6/valyaev.html
4. Pikovskiy, Yu. I. (2006). Problema neftegazoobrazovaniya: vykhod iz tupika? (diskussii o proiskhozhdenii nefti i prirodnogo gaza). Genezis uglevodorodnykh flyuidov i mestorozhdeniy. Moscow, GEOS Publ., pp. 38-55. (In Russian).
5. Bembel, S. R. (2016). Geologiya i kartirovanie osobennostey stroeniya mestorozhdeniy nefti i gaza Zapadnoy Sibiri. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 215 p. (In Russian).

6. Kalinic, V., Milei, E., & Al-Jeboore, I. (2019). Case Study: Complex Marginal Oil Field Modeling - Fast Transition from Exploration to Development. SPE Europec featured at 81st EAGE Conference and Exhibition. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/195498-MS>
7. Kopp, M. L. (2004). Horizontal components of recent movements in platform areas of the South-Eastern Europe. Moscow, Nauka Publ., 340 p.
8. Ćirić, B. M. (1996). Geologija Srbije, grada i razvoj Zemljine kore. Beograd, Zavod za kartografiju GEOKARTA, 273 p. (In Serbian).
9. Marvić, M. (2001). Geologija Jugoslavije, Beograd, Univerzitet u Beogradu Rudarsko-Geološki fakultet, 214 p. (In Serbian).
10. Pushcharovskiy, Yu. M. (1959). Kraevye progiby, ikh tektonicheskoe stroenie i razvitie. Moscow, Akademiya nauk SSSR Publ., 154 p. (In Russian).
11. Cvijić, Predrag. (2016). Izveštaj o petrološkom ispitivanju jezgara, NIS NTC, Novi Sad, Serbia, pp. 7-40. (In Serbian).
12. Toth-Makk, A. (2007). Late Miocene sequence stratigraphy of the Pannonian basin fill (Kiskunhalas-Mélykút region, Hungary): how core, electric log and seismic data fit together? Geologica carpathica, 58(4), pp. 353-366. (In English).
13. Kats, Ya. G., Poletaev, A. I., & Rumyantseva, E. F. (1986). Osnovy lineamentnoy tektoniki. Moscow, Nedra Publ., 144 p. (In Russian).
14. Volyanskaya, V. V. (2018). Methodological aspects of the different-level tectonic modeling. Oil Industry, (5), pp. 14-17 (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2018-5-14-17
15. Radivojevic, D., Rundic, L., & Knežević, S. (2010). Geology of the Čoka structure in northern Banat (Central Paratethys, Serbia). Geologica carpathica, 61(4), pp. 341-352. (In Serbian). DOI: 10.2478/v10096-010-0020-5
16. Burzunova, Yu. P. (2017). Rock fractures near faults: specific features of structural paragenetic analysis. Geodynamics & Tectonophysics, 8(3), pp. 673-693. (In Russian). DOI: 10.5800/GT-2017-8-3-0312
17. Suvorov, A. I. (1999). Structural factor in the diagnostics and estimation of amplitudes of major lithosphere movements. Problems of the Lithosphere Geodynamics. Moscow, Nauka Publ., pp. 110-124. (In Russian).
18. Vikulin, A. V. (2016) Tektonofizika i aktual'nye voprosy nauk o Zemle: materialy dokladov chetvertoy vserossiyskoy tektonofizicheskoy konferentsii. Tom 2. Moscow, IFZ RAN Publ., pp. 442-450. (In Russian).
19. Tveritinova, T. Ju, & Vikulin, A. V. (2005). Geological and geophysical signs of vortex structures in geological medium. Bulletin of Kamchatka Regional Association "Educational-Scientific Center". Earth Sciences, (5), pp. 59-77. (In Russian).
20. Bembel, S. R. (2010). On the issue of spatial properties of destruction subvertical zones and the structure of hydrocarbons deposits distribution. Oil Industry, (4), pp. 38-41. (In Russian).
21. Miley, E. S., Zhukovskaya, E. A., & Stulov, L. G. (2018). Sedimentation model for basal level of terrestrial complex, middle miocene, Idjosh Sever oilfield (Serbia). Russian Geophysics, (4), pp. 67-74. (In Russian).
22. Muslimov, R. Kh. (2007). Determinative role of sedimentary basin substructure in formation, a constant inflow (renewal) of hydrocarbons deposits. Oil Industry, (3), pp. 24-29. (In Russian).

Сведения об авторах

Милей Евгения Сергеевна, руководитель группы по геологии, ООО «НТЦ НИС-Нафtagас», г. Нови-Сад, Республика Сербия

Бембель Сергей Робертович, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: bembel_gsr@mail.ru

Information about the authors

Evgeniia S. Milei, Reservoir Geology Team Leader, STC NIS-Naftagas LLC, Novi Sad, Serbia

Sergey R. Bembel, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: bembel_gsr@mail.ru

УДК 556.38

**Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна
Среднего Приобья (на примере Усть-Балыкского месторождения)**

И. Г. Сабанина^{1, 2*}, Т. В. Семенова¹

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. Формирование гидрогеологических условий глубоких нефтегазоносных горизонтов Среднего Приобья и Западно-Сибирского мегабассейна в целом, несмотря на большое количество накопленного фактического материала, до сих пор содержит множество вопросов и является предметом дискуссий. Это связано с многочисленными гидрогеодинамическими и гидрогеохимическими аномалиями, не имеющими однозначного объяснения.

Особенностью гидрогеологических условий рассматриваемого района являются наличие инверсионной гидрогеохимической зональности в нижнемеловых и верхнеюрских отложениях, а также наличие маломинерализованных пластовых вод гидрокарбонатно-натриевого состава. Смена генетического типа вод, снижение минерализации, уменьшение содержания иона кальция и возрастание количества гидрокарбонат-иона в мезозойском гидрогеологическом бассейне связаны с преобразованием минерального и органического вещества в осадочных породах при их погружении, на элизионном этапе развития бассейна. Изучение генезиса гидрокарбонатно-натриевых маломинерализованных пластовых вод, залегающих на значительных глубинах, имеет важное практическое значение, так как выявлена связь между инверсией подземных вод и нефтеносностью, поэтому этот факт можно считать поисковым критерием нефтегазоносности.

Ключевые слова: Западно-Сибирский мегабассейн; Среднее Приобье; мезозойский гидрогеологический бассейн; элизионная водонапорная система; минерализация подземных вод

**Groundwater in the Mesozoic hydrogeological basin of the Middle Ob
(a case study of the Ust-Balykskoye oil field)**

Irina G. Sabanina^{1, 2*}, Tatyana V. Semenova¹

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. Despite the fact that there is the large amount of accumulated factual material, formation of hydrogeochemical conditions of deep oil and gas horizons in the Middle Ob and the West Siberian megabasin still contains many questions. This is due to numerous hydrogeodynamic and hydrogeochemical anomalies that don't have an unambiguous explanation.

The presence of inversion hydrogeochemical zoning in the Lower Cretaceous and Upper Jurassic deposits and the presence of low-mineralized reservoir water of a sodium-bicarbonate composition are the peculiarity of groundwater in the considered territory. A change in the genetic type of water, a decrease in mineralization, a decrease in the content of calcium ion, and an increase in the amount of bicarbonate ion in the Mesozoic hydrogeological basin are associated with the transformation of mineral and organic matter in sedimentary rocks, when they are immersed, at the water expelling stage. The determination of the origin of low-mineralized reservoir water of a sodium-bicarbonate lying at significant depths is of great practical importance, since the relationship between the inversion of groundwater and oil content has been revealed, so this fact can be considered a search criterion for petroleum potential.

Key words: the West Siberian megabassin; the Middle Ob; the Mesozoic hydrogeological basin; elysion water pressure system; groundwater salinity

Введение

Наибольший интерес в районе Среднего Приобья представляет мезозойский гидрогеологический бассейн, включающий в себя продуктивные на нефть неокомский и юрский гидрогеологические комплексы. Подземные воды апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса используются на нефтепромыслах для поддержания пластового давления, при разработке нефтяных месторождений и в качестве поглощающего горизонта для утилизации промышленных сточных вод.

Однако проблема формирования состава подземных вод нижней нефтегазоносной зоны разреза является предметом дискуссий и содержит множество вопросов. Это связано с многочисленными гидрогеодинамическими и гидрогеохимическими аномалиями, не имеющими однозначного объяснения. Исследование данного вопроса является особенно важным, учитывая роль гидрогеологических факторов в процессах формирования месторождений нефти и газа [1]. Также большое значение имеет уточнение генезиса и направления движения инверсионных вод, сопровождающих залежи углеводородов для обоснования и построения гидродинамических моделей нефтегазовых месторождений и прогноза формирования пластовых давлений в условиях эксплуатации.

Объект и методы исследования

В отличие от апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса, где имеет место региональный пластовый поток, нижезалегающие неокмский и юрский гидрогеологические комплексы характеризуются наличием замкнутых контуров равных напоров. Возможной причиной такого распределения является наличие потока глубинных парогазовых флюидов, поступающих из пород фундамента в нижнюю часть осадочного чехла [2, 3]. Особенностью гидрогеологических условий рассматриваемого района являются наличие инверсионной гидрогеохимической зональности в нижнемеловых и верхнеюрских отложениях, а также наличие маломинерализованных пластовых вод гидрокарбонатно-натриевого состава.

Изучаемый мезозойский гидрогеологический бассейн характеризуется резко восстановительной обстановкой, распространением преимущественно щелочных вод, повышенным содержанием микрокомпонентов и является наиболее нефтегазонасыщенным. Повышенное содержание гидрокарбонат-иона в пластовых водах является благоприятным фактором для перехода в раствор

органических веществ, металлоорганических комплексов и микроэлементов [4–6].

Инверсионная гидрогеохимическая зональность изучалась В. А. Сулиным еще в 30–40-х годах прошлого века, однако причины ее формирования не выяснены до настоящего времени.

Вместе с тем установление происхождения маломинерализованных пластовых вод гидрокарбонатно-натриевого состава в нижней части разреза имеет важное практическое значение, так как выявлена связь между инверсией подземных вод и наличием залежей углеводородов, поэтому этот факт можно считать поисковым критерием нефтегазоносности [7].

К настоящему времени сформировались три основные гипотезы, объясняющие происхождение маломинерализованных пластовых вод на больших глубинах и наличие инверсионной гидрогеохимической зональности.

1. Согласно гипотезе В. А. Кротовой, И. А. Лагуновой, Ю. А. Ежова, происходит поступление эндогенных флюидов (содержащих углекислый газ) в зоны седиментационных рассолов, имеющих широкое распространение в нижних частях разреза артезианских бассейнов.

2. Согласно гипотезе В. В. Коллодия и Б. Н. Султанова, процесс формирования скоплений углеводородов сопровождается дистилляцией и конденсацией водоуглеводородных парогазовых смесей.

3. Согласно гипотезе Л. Н. Капченко, А. А. Карцева, В. М. Матусевича, в результате процесса уплотнения осадочных пород и перекристаллизации глинистых минералов происходит переход связанной воды в свободное состояние. Гипотеза получила название «элизионно-дегидрационная» [7].

По мнению авторов, на территории Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ), вероятнее всего, происходят все вышеперечисленные модели процессов, влияющих на формирование инверсионной гидрогеохимической зональности, однако большинство исследователей отдают предпочтение элизионно-дегидрационной гипотезе [4, 5, 8, 9].

Инверсионная гидрогеохимическая зональность наблюдается в центральных, северных и западных районах ЗСМБ и приурочена к внутренней области (элизионной литостатической водонапорной системе), где внедрение инфильтрационных вод было минимальным. Это закрытая (или полураскрытая) водонапорная система, так как имеет связь с дневной поверхностью только в области разгрузки или вообще не имеет связи с ней. Основной формой энергии, которая образовалась при уплотнении глинистых осадков, является потенциальная энергия упругой деформации жидкости, так как на элизионных этапах развития происходили процессы ее отжимания за счет уплотнения пород в коллекторы. В результате чего в коллекторах сформировалось избыточное количество жидкости и наблюдаются сверхгидростатические пластовые давления, составляющие 1,5–1,8 условного гидростатического [7].

На элизионных этапах развития в пределах рассматриваемой территории происходили уплотнение глинистых осадков и отжатие из них элизионных вод из отложений юрского, неокомского, апт-альб-сеноманского и турон-олигоценного возраста. Кратность смены элизионных вод на рассматриваемой территории составила: в юрских отложениях — 15,0, в неокомских — 5,7, в апт-альб-сеноманских — 4,3, в турон-олигоценных — 1,8 [10]. Наибольшее отжатие наблюдается в глинистых осадках юрского возраста.

Центральную часть ЗСМБ можно условно разделить на несколько территорий по характеру изменения гидрогеохимических показателей по разрезу [11]:

1. Территория Обь-Енисейского и Обь-Иртышского междуречий (Александровско-Колпашевское Приобье) характеризуется наличием нормальной

вертикальной гидрохимической зональности, здесь наблюдается максимально высокая минерализация подземных вод в юрских отложениях от 50 до 86 г/дм³.

2. Территория Широкого Приобья (от Сургута до Ханты-Мансийска), Приуральская часть бассейна, а также участки от Увата до Ханты-Мансийска характеризуются наличием гидрогеохимической инверсии на отдельных участках. Минерализация подземных вод в юрских отложениях составляет менее 20 г/дм³, что значительно ниже минерализации нижнемеловых отложений.

3. Территория южной части Обь-Иртышского междуречья (Омско-Тарское Прииртышье) характеризуется нормальной вертикальной гидрогеохимической зональностью, увеличением величины минерализации подземных вод с глубиной до 25 г/дм³.

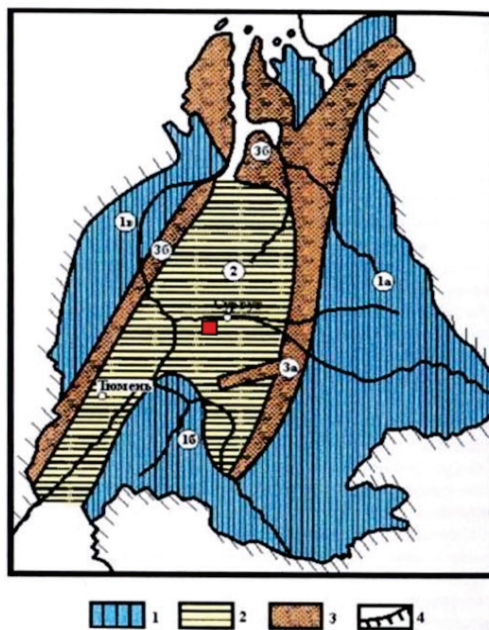
4. Территория северной части ЗСМБ (Южно-Русская, Русская, Уренгойская площади и др.) характеризуется наличием инверсионной гидрогеохимической зональности, уменьшением величины минерализации подземных вод вниз по разрезу и распространением (на глубине 2,5–3,8 км) в неокомских и юрских отложениях солоноватых вод гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией от 3 до 5 г/дм³ [11, 12].

Результаты

Обобщение гидрогеохимического материала по району исследований показало, что изучаемая территория имеет ряд особенностей, которые обусловлены его местоположением. Рассматриваемое Усть-Балыкское месторождение расположено в центральной части внутренней области ЗСМБ и приурочено к элизионной литостатической водонапорной системе, для которой характерна вертикальная инверсия гидрогеохимической зональности (рис. 1).

Рис. 1. Водонапорные системы Западно-Сибирского мегабассейна [5]:

- водонапорные системы:
 1 — инфильтрационная
 (1а — восточного мегаблока, 1б — юго-западного мегаблока, 1в — приуральского мегаблока);
 2 — элизионная литостатическая западного мегаблока;
 3 — элизионная геодинамическая (3а — Омско-Гыданской структурной зоны, 3б — Восточно-Уральского краевого шва, 3в — Ямало-Гыданских линейных элементов);
 4 — граница Западно-Сибирского мегабассейна
 ■ — район Усть-Балыкского месторождения



Мы провели анализ фактического материала химического состава пластовых вод (обработка проводилась по более чем 300 пробам) апт-альб-сеноманского, неокомского и юрского гидрогеологических комплексов.

сов исследуемого месторождения и по ряду площадей, расположенных в непосредственной близости.

В таблице представлены средние значения показателей химического состава пластовых вод в рассматриваемом районе [10, 13–16].

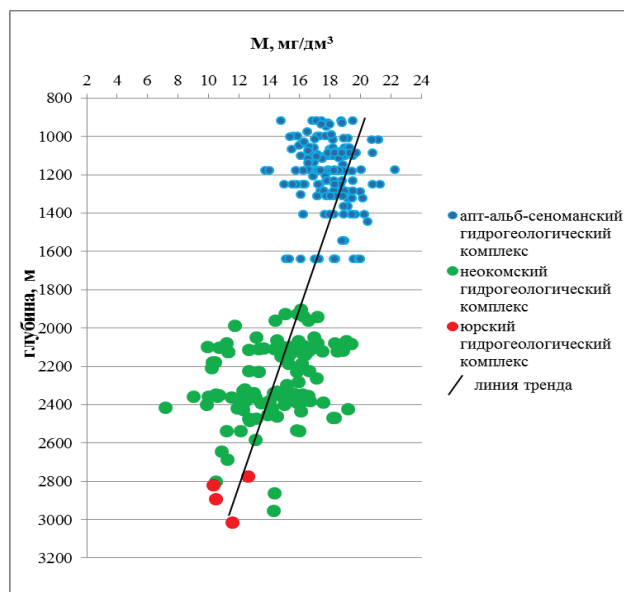
На рассматриваемой территории наблюдается снижение минерализации с глубиной от 18,0 г/дм³ в апт-альб-сеноманском гидрогеологическом комплексе до 11,3 г/дм³ — в юрском. Это сопровождается уменьшением содержания иона кальция от 419 до 160 мг/дм³, и возрастанием гидрокарбонат-иона от 188 до 4 232 мг/дм³, и, соответственно, сменой типа вод с хлоридно-кальциевого на гидрокарбонатно-натриевый (см. табл.).

Химический состав пластовых вод апт-альб-сеноманского, неокомского и юрского гидрогеологических комплексов в районе Усть-Балыкского нефтяного месторождения

Показатель	Гидрогеологические комплексы		
	Апт-альб-сеноманский	Неокомский	Юрский
Водородный показатель (рН)	7,7	7,8	7,3
Минерализация, г/дм ³	18,0	14,6	11,3
Единица измерения, мг/дм ³			
Na ⁺ + K ⁺	6 307	5 937	7 394
Ca ²⁺	419	217	160
Mg ²⁺	118	37	39
NH ₄ ⁺	26	21	42
Cl ⁻	10 715	9 379	9 444
HCO ₃ ⁻	188	489	4 232
SO ₄ ²⁻	3	18	30
CO ₃ ²⁻	6	45	0
J	13,7	19,9	15,1
Br	53,2	51,4	37,6
B	13,8	14,1	11,2
Fe _{общ}	2,4	16,6	24,0
F	0,8	1	2,1
SiO ₂ ⁻	5,3	14,6	25,6
Нафтенновые кислоты	0	1,0	0
Удельный вес, г/дм ³	1,008	1,010	1,012
Тип вод по В. А. Сулину	Хлоридно-кальциевый	Хлоридно-кальциевый, хлоридно-магниевый, гидрокарбонатно-натриевый	Гидрокарбонатно-натриевый

В подземных водах, в районе Усть-Балыкского месторождения, минерализация пластовых вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса изменяется в пределах от 16 до 22 г/дм³, при фоновых значениях 18–19 г/дм³. Вниз по разрезу в пластовых водах неокомского и юрского гидрогеологических комплексов минерализация уменьшается в среднем от 14–16 до 5–8 г/дм³ (рис. 2).

Рис. 2. График изменения величины минерализации с глубиной в районе Усть-Балыкского месторождения



Одновременно в водах рассматриваемого месторождения уменьшается содержание иона хлора, но значительно увеличивается содержание гидрокарбонат-иона [3, 7]. Содержание гидрокарбонат-иона до глубины 1 800 м остается относительно постоянным, не превышая 200–300 мг/дм³, однако вниз по разрезу в неокомских и юрских отложениях с глубины 2 000–2 300 м происходит его резкое увеличение до 3 000 мг/дм³ и более, достигая в единичных случаях до 4 800 мг/дм³ (рис. 3). Генетический тип вод изменяется с хлоридно-кальциевого на гидрокарбонатно-натриевый.

По мнению ряда авторов, смена генетического типа вод, снижение минерализации, уменьшение содержания иона кальция и возрастание количества гидрокарбонат-иона в неокомских и юрских отложениях связаны с преобразованием минерального и органического вещества в осадочных породах при их погружении, на элизионном этапе развития бассейна. Процессы, происходящие на стадии глубинного катагенеза и метаморфизма, сопровождаются выделением возрожденных вод и двуокси углерода, что и является основной причиной опреснения и формирования щелочного характера исследуемых вод [4–6, 10, 16].

Для оценки критерия метаморфизма природных вод мы использовали генетические коэффициенты метаморфизации Na/Cl и V/Br, предложенные В. А. Сулиным

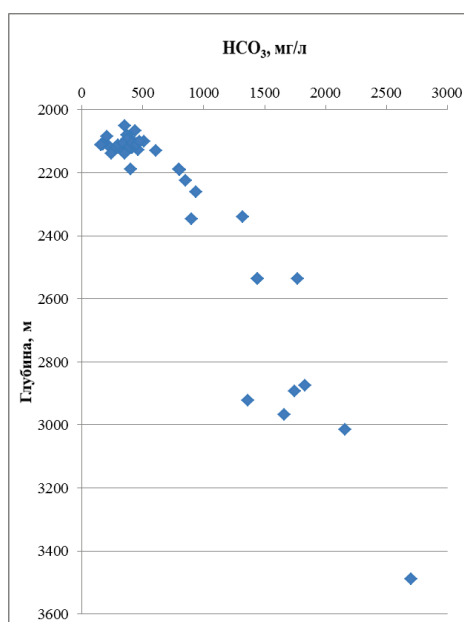


Рис. 3. Изменение содержания гидрокарбонат-иона с глубиной в подземных водах меловых и юрских отложений

и А. П. Виноградовым. Проведенные расчеты показали, что с глубины 2 000–2 300 метров происходит увеличение генетического коэффициента метаморфизации Na/Cl от 0,85–0,87 в апт-альб-сеноманском гидрогеологическом комплексе до 1,0–1,34 в водах неокомского и юрского гидрогеологических комплексов (рис. 4).

Согласно исследованиям Т. А. Киреевой и В. А. Всеволожского, генетический коэффициент метаморфизации B/Br определяет генезис глубинных вод, так как с повышением температуры растворимость соединений бора резко увеличивается, в отличие от соединений брома [7, 8, 12, 17–19]. По данным Г. Ф. Пилипенко, содержание бора в высокотемпературных гидротермах может достигать 600–800 мг/дм³.

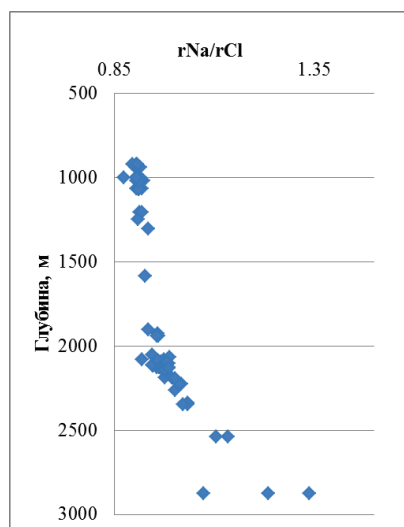


Рис. 4. График изменения генетического коэффициента метаморфизации $r\text{Na}/r\text{Cl}$ подземных вод

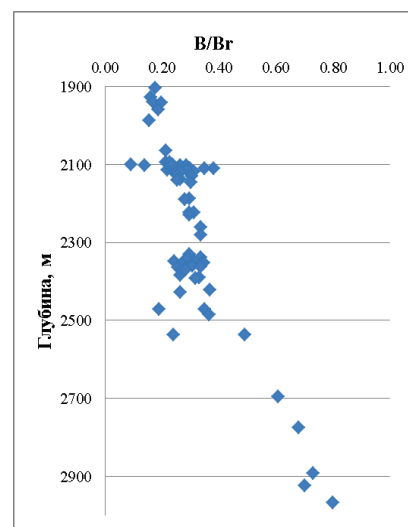


Рис. 5. Изменение генетического бор-бромного коэффициента метаморфизации с глубиной в пластовых водах неокомских и юрских отложений

Поступление глубинных флюидов и резкое увеличение температуры питающего раствора характеризуются значениями генетического коэффициента метаморфизации B/Br близкими к единице, следовательно, о внедрении высокотемпературных глубинных флюидов можно судить по высокому значению коэффициента метаморфизации B/Br и наличию аномалий гидрогеохимического поля с низкой минерализацией [7, 8, 12, 17–19].

Для определения происхождения инверсионных вод в районе Усть-Балыкского месторождения мы провели анализ значений генетического коэффициента метаморфизации B/Br . По данным химического состава пластовых вод построены графики зависимости отношения генетического коэффициента метаморфизации B/Br от глубины и минерализации для пластовых вод нижнемеловых и юрских отложений (рис. 5, 6).

Как видно из рисунков 5 и 6, на рассматриваемой территории с глубиной наблюдается тенденция к увеличению генетического коэффициента метаморфизации B/Br от 0,09 до 0,80. При уменьшении величины минерализации от 18 г/дм³ в апт-альб-сеноманском гидрогеологическом

комплексе до $10,8 \text{ г/дм}^3$ в юрском комплексе генетический коэффициент метаморфизации В/Вг достигает достаточно высокого значения 0,80 (близкого к единице). Все эти факты могут свидетельствовать о возможном поступлении высокотемпературных флюидов из фундамента.



Рис. 6. Зависимость генетического бор-бромного коэффициента метаморфизации от минерализации пластовых вод

Обсуждение

Вывод о возможном поступлении высокотемпературных флюидов из фундамента достаточно хорошо соответствует представлениям о геодинамике нижних гидрогеологических комплексов Среднего Приобья, для которых характерно наличие пластово-блоковой системы с преобладающей субвертикальной фильтрацией пластовых вод [3, 20]. На построенных сейсмогеологических разрезах видны тектонические нарушения и высокая степень раздробленности фундамента, оказывающие существенное влияние на осадочный чехол. Как показывают геофизические исследования, шаг блоков, разделенных разломами, находится в пределах 5 километров [7, 8, 12, 17–19].

Следует отметить, что Усть-Балыкское месторождение находится в пределах Аганского палеорифта. На карте неотектонических движений прослеживаются разломы, что свидетельствует об их активности в настоящее время [21].

Данные о положении динамически напряженных зон в пределах Усть-Балыкского месторождения подтверждены результатами бурения, изучением петрографии и литологии kernового материала, полученного из многочисленных разведочных и картировочных скважин [22].

Следовательно, гидрогеологическое поле в рассматриваемом районе можно рассматривать как матрично-флюидальную систему, где матрица является блоком, а динамически напряженные зоны — флюидопроводящими каналами, пропускающими водные растворы, углеводороды и парогазовые смеси [6, 9, 12].

Выводы

Для района Усть-Балыкского месторождения характерна четко выраженная инверсионная гидрогеохимическая зональность подземных вод, которая характеризуется снижением минерализации с глубиной вниз по разрезу от $18,0 \text{ г/дм}^3$ в апт-альб-сеноманском гидрогеологическом комплексе до $11,3 \text{ г/дм}^3$ — в юрском. При этом наблюдаются уменьшение содержания

иона кальция от 419 до 216 мг/дм³ и увеличение гидрокарбонат-иона от 188 до 4 232 мг/дм³, что приводит к смене генетического типа вод с хлоридно-кальциевого на гидрокарбонатно-натриевый.

Увеличение значений коэффициентов метаморфизации Na/Cl и B/Br и одновременное уменьшение величины минерализации характерны для подземных вод юрских отложений, что может свидетельствовать о возможном поступлении высокотемпературных флюидов, насыщенных углекислым газом, из фундамента.

Подземные воды юрского гидрогеологического комплекса в рассматриваемом районе представляют собой результат смешения первоначально «захороненных» седиментационных вод, элизионных вод, образовавшихся в результате уплотнения и отжатия глинистых осадков, а также глубинных флюидов, возможно, периодически поступающие из фундамента. Поэтому оценка доли каждого вида вод — задача, требующая новых методологических подходов.

Библиографический список

1. Всеволожский В. А., Буданова Д. И., Киреева Т. А. К теории гидрогеологической зональности нефтегазоносных бассейнов платформенного типа [Электронный ресурс] // Гидрогеология сегодня и завтра: наука, образование, практика: материалы междунар. науч. конф. – М., 2013. – Режим доступа: <https://istina.msu.ru/conferences/presentations/5295210/>.
2. Розин А. А. Подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна и их формирование / Отв. ред. В. А. Кротова. – Новосибирск: Наука, 1977. – 101 с.
3. Строганова Т. С. Гидрогеодинамика глубоких горизонтов Центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна: Автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук. – М.: МГУ им. М. В. Ломоносова, 2003. – 24 с.
4. Матусевич В. М., Ковяткина Л. А. Нефтегазовая гидрогеология: учеб. пособие. В 2 частях. Ч. I. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 116 с.
5. Матусевич В. М., Бакуев О. В. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Советская геология. – 1986. – № 2. – С. 117–122.
6. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
7. Всеволожский В. А., Киреева Т. А. К проблеме формирования инверсий гидрогеохимической зональности // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2009. – № 5. – С. 19–25.
8. Матусевич В. М., Абдрашитова Р. Н. Геодинамическая концепция в современной гидрогеологии (на примере Западно-Сибирского мегабассейна) [Электронный ресурс] // Фундаментальные исследования. – 2013. – № 4 (5). – С. 1157–1160. – Режим доступа: <https://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=31380>.
9. Абдрашитова Р. Н. Гидрогеохимический облик подземных вод в условиях элизионной водонапорной системы Западно-Сибирского мегабассейна // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2–2. – С. 732.
10. Матусевич В. М., Ставицкий Б. П. Особенности химического состава подземных вод Западно-Сибирского артезианского бассейна в связи с нефтегазоносностью // Материалы IV Совещания по подземным водам Сибири и Дальнего Востока СОАН СССР. – Иркутск, 1969. – С. 156–162.
11. Вертикальная и латеральная гидрохимическая зональность, типизация подземных вод Западно-Сибирского бассейна / Б. П. Ставицкий [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 58–84.
12. Киреева Т. А., Буданова Д. И. Роль вертикальной миграции высокотемпературных флюидов в формировании пластовых вод нефтегазовых месторождений на севере Западно-Сибирского бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2013. – № 3. – С. 38–46.

13. Сабанина И. Г. Особенности гидрохимической зональности Усть-Балыкского месторождения нефти // Кристаллы творчества: материалы докладов Студенческой академии наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – Т. 1. – С. 139–141.
14. Сабанина И. Г. Гидрогеологическая модель Усть-Балыкского месторождения нефти // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 4. – С. 19–21.
15. Матусевич В. М., Сабанина И. Г. Гидрогеологические особенности конечных стадий разработки нефтяных месторождений Западной Сибири [Электронный ресурс] // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 5 (6). – С. 1242–1247. – Режим доступа: <https://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=34075>.
16. Сабанина И. Г., Семенова Т. В. Гидрогеологические условия мезозойского гидрогеологического бассейна в районе Усть-Балыкского месторождения нефти // Нефть и газ: технологии и инновации: материалы Национальной науч.-практ. конф. – Тюмень: ТИУ, 2019. – Т. 1. – С. 17–19.
17. Киреева Т. А. К методике оценки эндогенной составляющей глубоких подземных вод // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2009. – № 1. – С. 54–57.
18. Всеволожский В. А., Киреева Т. А. Влияние глубинных газопаровых флюидов на формирование состава пластовых вод нефтегазовых месторождений // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2010. – № 3. – С. 57–62.
19. Формирование гидрохимических показателей для продуктивных пластов нефтяных месторождений Сургутского свода / Л. А. Анисимов [и др.] // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2017. – № 2. – С. 57–65.
20. Дюнин В. И. Гидродинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. – М.: Научный мир, 2000. – 472 с.
21. Радченко А. В., Мартынов О. С., Матусевич В. М. Динамически напряженные зоны литосферы — активные каналы энерго-массопереноса / Под ред. В. М. Матусевича, А. В. Рылькова – Тюмень: Тюменский дом печати, 2009. – 240 с.
22. Телицын В.Л., Радченко А.В., Петровский В.А. Эффекты геопатогенеза и промышленное освоение территорий: Гипотезы, реальность, методы прогнозирования / Отв. ред. В. М. Матусевич. – 2-е изд., доп. и перераб. – Тюмень: Поиск, 2001. – 208 с.

References

1. Vsevolozhskiy, V. A., Budanova, D. I., & Kireeva, T. A. (2013). K teorii gidrogeologicheskoy zonal'nosti neftegazonosnykh basseynov platformennogo tipa. *Gidrogeologiya segodnya i zavtra: nauka, obrazovanie, praktika: materialy mezhdunarodnoy nauchnoy konferentsii*. Moscow. (In Russian). Available at: <https://istina.msu.ru/conferences/presentations/5295210/>
2. Rozin, A. A. (1977). *Podzemnye vody Zapadno-Sibirskogo artezianskogo basseyna i ikh formirovanie*. Novosibirsk, Nauka Publ., 101 p. (In Russian).
3. Stroganova, T. S. (2003). *Gidroeodinamika glubokikh gorizontov tsentral'noy chasti Zapadno-Sibirskogo artezianskogo basseyna*: Avtoref. diss. kand. geol.-mineral. nauk. Moscow, Lomonosov Moscow State University Publ., 24 p. (In Russian).
4. Matusevich, V. M., & Kovyatkina, L. A. (2010). *Neftegazovaya gidrogeologiya: ucheb. posobie v 2 chastyakh. Chast' I. Teoreticheskie osnovy neftegazovoy gidrogeologii*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 116 p. (In Russian).
5. Matusevich, V. M., & Bakuev, O. V. (1986). *Geodinamika vodonapornykh sistem Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna*. *Sovetskaya geologiya*, (2), pp. 117-122. (In Russian).
6. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). *Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyna*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).
7. Vsevolozhskiy, V. A., & Kireeva, T. A. (2009). K probleme formirovaniya inversiy gidrogeokhimicheskoy zonal'nosti. *Moscow University Geology Bulletin*, (5), pp. 19-25. (In Russian).
8. Matusevich, V. M., & Abdrashitova, R. N. (2013). Geodynamic concept in modern hydrogeology (illustrated West Siberian megabasin). *Fundamental research*, (4(5)), pp. 1157-1160. (In Russian). Available at: <https://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=31380>
9. Abdrashitova, R. N. (2015). Hydrogeochemical image of groundwater in conditions of the elysion water pressure system West Siberian megabasin. *Modern problems of science and education*, (2-2), pp. 732. (In Russian).

10. Matusevich, V. M., & Stavitskiy, B. P. (1969). Osobennosti khimicheskogo sostava podzemnykh vod Zapadno-Sibirskogo artzianskogo basseyna v svyazi s neftegazonosnost'yu. Materialy IV Soveshchaniya po podzemnym vodam Sibiri i Dal'nego Vostoka SOAN SSSR. Irkutsk, pp. 156-162. (In Russian).
11. Stavitskiy, B. P., Kurchikov, A. R., Kontorovich, A. E., & Plavnik, A. G. (2006). Vertikal'naya i lateral'naya gidrokhimicheskaya zonal'nost', tipizatsiya podzemnykh vod Zapadno-Sibirskogo basseyna. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (5-6), pp. 58-84. (In Russian).
12. Kireeva, T. A., & Budanova, D. I. (2013). The role of vertical migration of high-temperature fluids in the genesis of formation waters in oil-gas fields in the north of the Western Siberian basin. Moscow University Geology Bulletin, 68(3), pp. 175-184. (In English).
13. Sabanina, I. G. (2012). Osobennosti gidrokhimicheskoy zonal'nosti Ust'-Balykskogo mestorozhdeniya nefti. Kristally tvorchestva: materialy dokladov Studencheskoy akademii nauk. Tom 1. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., pp. 139-141. (In Russian).
14. Sabanina, I. G. (2012). Gidrogeologicheskaya model' Ust'-Balykskogo mestorozhdeniya nefti. Academic Journal of West Siberia, (4), pp. 19-21. (In Russian).
15. 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).
16. Sabanina, I. G., & Semenova, T. V. (2019). Gidrogeologicheskie usloviya mezozoyskogo gidrogeologicheskogo basseyna v rayone Ust'-Balykskogo mestorozhdeniya nefti. Neft' i gaz: tekhnologii i innovatsii. Tom 1. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 17-19. (In Russian).
17. Kireeva, T. A. (2009). K metodike otsenki endogennoy sostavlyayushchey glubokikh podzemnykh vod. Moscow University Geology Bulletin, (1), pp. 54-57. (In Russian).
18. Vsevolozhskiy, V. A., & Kireeva, T. A. (2010). Influence steam-and-gas fluids on formation of reservoir water composition in oil and gas fields. Moscow University Geology Bulletin, (3), pp. 57-62. (In Russian).
19. Anisimov, L. A., Kireeva, T. A., Bankin, K. I., Krasnyashhikh, O. S., & Lyamina, L. A. (2017). Formation of hydrochemical indicators for reservoirs of oil deposits of the Surgut arch. Moscow University Geology Bulletin, (2), pp. 57-65. (In Russian).
20. Dyunin, V. I. (2000). Gidrodinamika glubokikh gorizontov neftegazonosnykh basseynov. Moscow, Nauchnyy mir, 472 p. (In Russian).
21. Radchenko, A. V., Martynov, O. S., & Matusevich, V. M. (2009). Dinamicheski napryazhennyye zony litosfery - aktivnye kanaly energo-massoperenosa. Tyumen, Tyumenskiy dom pechati Publ., 240 p. (In Russian).
22. Telitsyn, V. L., Radchenko, A. V., & Petrovskiy, V. A. (2001). Effekty geopatogeneza i promyshlennoe osvoenie territoriy: Gipotezy, real'nost', metody prognozirovaniya. 2nd edition, revised and expanded. Tyumen, Poisk Publ., 208 p. (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

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

Information about the authors

Irina G. Sabanina, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, Senior Researcher, 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

**Особенности и мероприятия по повышению эффективности
разработки перспективного мелкого нефтяного месторождения**

**Т. К. Апасов¹, Г. Т. Апасов², Е. Е. Левитина^{1*}, Е. И. Мамчистова¹,
Н. В. Назарова¹, М. М. Новоселов³, А. А. Хайруллин¹**

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень, Россия

³АО «НижневартовскНИПИнефть», г. Нижневартовск, Россия

*e-mail: levitinaee@tyuiu.ru

Аннотация. Несмотря на сегодняшнее политическое и экономическое положение России, добыча полезных ископаемых на мелких нефтяных месторождениях остается актуальной. Рассмотрев в качестве примера одно из таких месторождений, мы провели геолого-промысловый анализ его разработки от ввода в эксплуатацию до остановки на консервацию и выявили причины низкой выработки запасов нефти и недостижения проектного коэффициента нефтеизвлечения. При этом месторождение X имеет достаточные резервы извлекаемых запасов, и имеется в наличии транспортная инфраструктура, что показывает необходимость рассмотрения повторного запуска его в разработку. Для этого разработаны и предлагаются к внедрению геолого-технические мероприятия по повышению эффективности разработки месторождения. Мероприятия предусматривают реализацию в два этапа: первый — с минимальными затратами и второй — с более высокими затратами. На первом этапе при существующем пластовом давлении рекомендуется в основном провести форсированные отборы жидкости с увеличением депрессии на пласт. На втором этапе предлагаются мероприятия с более высокими затратами — это гидроразрыв пласта, бурение вторых стволов.

В результате проведенного анализа разработаны мероприятия, позволяющие увеличить отбор от начальных извлекаемых запасов и поднять экономическую эффективность при повторном введении месторождения в разработку.

Ключевые слова: месторождение; добыча нефти; показатели разработки; скважины; заводнение

**Features and measures to improve the efficiency
of development of a perspective small oil field**

**Timergaley K. Apasov¹, Gaydar T. Apasov², Ekaterina E. Levitina¹,
Elena I. Mamchistova¹, Nelli V. Nazarova¹, Mikhail M. Novoselov³,
Azat A. Khayrullin¹**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Gazpromneft STC LLC, Tyumen, Russia

³NizhnevartovskNIPIneft JSC, Nizhnevartovsk, Russia

*e-mail: levitinaee@tyuiu.ru

Abstract. Despite the current political and economic situation in Russia, mining in small oil fields is important and topical issue. We have conducted a geological and field analysis of the development of one of such small oil fields from setting into operation to shut down and have identified the reasons for the low production of oil reserves and the failure to achieve the design oil recovery factor. At the same time, the field has sufficient reserves of recoverable reserves, and there is an available transport infrastructure, which proves the necessity to consider rerun it for the development. For this purpose, geological and technical actions have been developed and are being proposed for implementation to improve the efficiency of field development. These actions envisage implementation in two stages: the first with minimal costs and the second with higher costs. At the first stage, at the existing reservoir pressure, we recommend to perform forced fluid withdrawals with an increase in depression on the reservoir. At the second stage, we offer actions at a higher cost, such as hydraulic fracturing, sidetracking.

As a result of the analysis, actions have been developed to increase selection from initial recoverable reserves and increase the economic efficiency when the field is rerun.

Key words: field; oil production; development indicators; wells; waterflooding

Введение

В основных нефтегазодобывающих субъектах РФ около 60 % запасов углеводородов относятся к категории мелких и средних, в ХМАО — Югре к этой категории относятся 22 %. С учетом существующей структуры баланса запасов углеводородов¹ становится очевидной государственная значимость разработки мелких и средних перспективных по запасам месторождений [1–3].

Месторождение X является одним из таких и находилось в разработке с 1999 по 2017 гг. Начальные геологические запасы нефти месторождения составляют 595 тыс. т, извлекаемые равны 203 тыс. т^{2,3}. За время разработки месторождения отбор от начальных извлекаемых запасов составил 40 %, текущий коэффициент нефтеизвлечения (КИН) — 0,137 (при утвержденном 0,341), отклонение показателей добычи нефти от проектных составило 50 %, скважины остановлены по причине обводнения и дальнейшей их нерентабельности. Такие показатели подтверждают необходимость проведения анализа разработки, с выявлением причин низкой выработки запасов, недостижения проектного КИН и уровней добычи нефти^{4,5}. При этом существуют достаточные резервы извлекаемых запасов нефти, и имеется в наличии транспортная инфраструктура, подготовка которой, как правило,

¹ Технологическая схема разработки месторождения X, ДООО «БашНИПИнефть», 2002 г., (протокол ТО ЦКР № 12 от 13.03.2003).

² Анализ разработки месторождения X, ДООО «Геопроект», 2006 г. (протокол ТО ЦКР № 808 от 18.07.2006).

³ Дополнение к технологической схеме разработки месторождения X, ООО «Башнефть-Геопрект», 2010 г., (протокол ТО ЦКР № 808 от 18.07.2006).

⁴ Подсчет запасов нефти, растворенного газа и ТЭО КИН месторождения X, ОАО «АНК «Башнефть», 2008 г. (протокол ГКЗ Роснедра № 1662-дсп от 20.06.2008).

⁵ Дополнение к технологической схеме разработки месторождения X (протокол ЦКР Роснедр № 5734 от 07.11.2013). ПАО АНК «Башнефть».

в 2–5 раз превышает затраты на обустройство месторождения^{6,7}. Все это показывает необходимость рассмотрения повторного запуска в разработку месторождения X после консервации. Целью данной работы являются оценка и анализ текущего состояния разработки месторождения, составление плана мероприятий по достижению проектных уровней добычи нефти и КИН и оптимизация затрат на себестоимость добываемой нефти [4–6].

Объект и методы исследования

Объектом исследования является залежь пласта ЮВ₁¹ васюганской свиты верхней юры. По категории запасов месторождение X относится к малым, но перспективным. Площадь нефтегазоносности — 4 614 тыс. м², тип залежи пластово-поровый, коллектор терригенный. Месторождение находится в промышленной разработке с 1999 года, согласно «Дополнению к технологической схеме разработки месторождения»^{8,9}. Начальное пластовое давление — 25,7 МПа, пластовая температура — 90 °С, средняя глубина залегания пласта — 2 620 м. Фонд скважин за весь срок разработки — 15, в том числе добывающих — 5 (одна горизонтальная), нагнетательных — 2, водозаборных — 1, ликвидированных — 5, пьезометрических — 2; бурение одной горизонтальной скважины; бурение боковых стволов с горизонтальным окончанием — два.

Таблица 1

Выработка запасов нефти месторождения X

Объект разработки	Начальные геологические запасы, тыс. т	Начальные извлекаемые запасы, тыс. т	Утвержденный коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Накопленная добыча, тыс. т		Годовая добыча, тыс. т		Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	Обводненность, %	Количество действующих добывающих скважин	Остаточные извлекаемые запасы
				нефти	жидкости	нефти	жидкости					
ЮВ ₁ ¹	595	203	0,341	81,2	131,8	2,6	7,0	0,137	40,0	62,4	2	122
Месторождение	595	203	0,341	81,2	131,8	2,6	7,0	0,136	40,0	62,4	2	122

В добывающем фонде с начала разработки находились шесть скважин, добыча нефти велась с помощью штанговых глубинных насосов. За 2010–2017 гг. отклонение добычи нефти от проекта составило до 50 %. Добыча нефти с самого начала разработки была ниже проектной и составила 81 тыс. т (40,0 % от начальных извлекаемых запасов (НИЗ)), так как предполагались более высокие дебиты нефти (отклонения фактического дебита от проектного

⁶ Отчет по инженерным изысканиям «Обустройство месторождения X». – Нижневартовск: ООО «СибНИПИРП», 2009.

⁷ Обустройство Хазарского лицензионного участка. Оценка воздействия на окружающую природную среду. – Нижневартовск: Институт Природопользования, 1999. – 150 с.

⁸ Дополнение к технологической схеме разработки... (протокол ТО ЦКР № 808 от 18.07.2006).

⁹ Подсчет запасов нефти...

равны $-10,6$; $-34,4$; $-32,1$; $-8,7$; $-13,6$ % соответственно)^{10,11,12,13}. Текущий КИН — $0,136$, при утвержденном $0,341$. Состояние выработки запасов нефти представлено в таблице 1.

Всего с начала разработки добыто 132 тыс. т жидкости, закачено 270 тыс. м³ воды в пласт при текущей компенсации 125 %. Перед остановкой средний дебит скважин составил 2 т/сут нефти с обводненностью 90 %, что привело к остановке из-за нерентабельности, при этом пластовое давление осталось на начальном уровне — 26 МПа. Динамика основных показателей разработки приведена на рисунке 1.

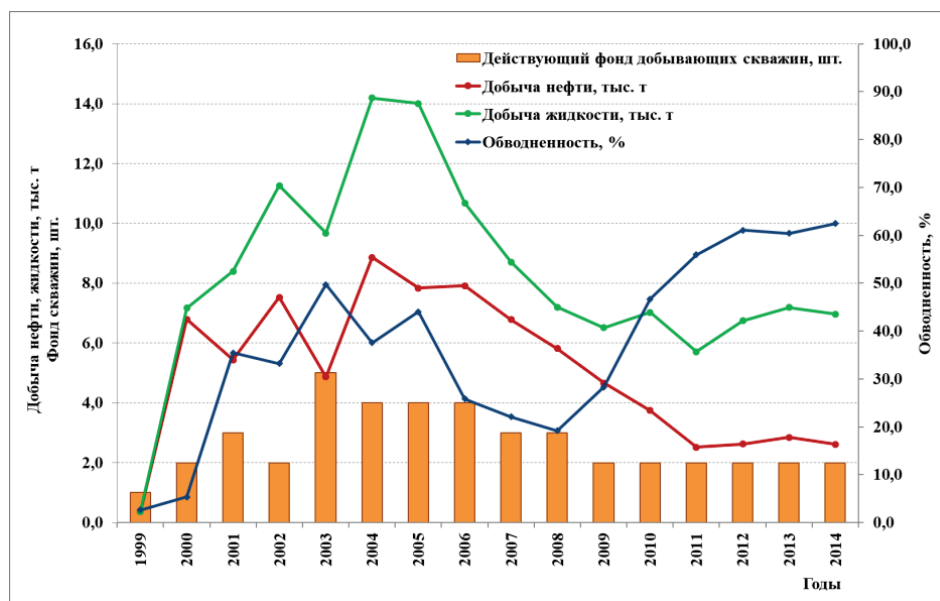


Рис. 1. Динамика показателей разработки месторождения X

До 2003 года залежь разрабатывалась на естественном режиме, при тенденции к снижению пластового давления до $22,2$ МПа^{14,15}, затем была применена система заводнения по квадратной сетке 500×500 м. Для этого были пробурены две нагнетательные скважины (201 и 208), одна скважина (1001г) переведена из фонда добывающих. С 2006 по 2008 гг. наблюдалась стабилизация пластового давления на уровне $24,0$ – $24,5$ МПа. С 2009 по 2017 гг. текущее пластовое давление было выше начального, чему способствовала жесткая система поддержания пластового давления (ППД), в эти годы отмечается перекompенсация отборов жидкости закачкой — в среднем $228,2$ %¹⁶. Динамика пластового и забойного давлений представлена на рисунке 2.

¹⁰ Там же.

¹¹ Дополнение к технологической схеме разработки...(протокол ЦКР Роснедр № 5734 от 07.11.2013). ПАО АНК «Башнефть».

¹² Отчет по инженерным изысканиям...

¹³ Обустройство Хазарского лицензионного участка...

¹⁴ Отчет по инженерным изысканиям...

¹⁵ Обустройство Хазарского лицензионного участка...

¹⁶ Там же.

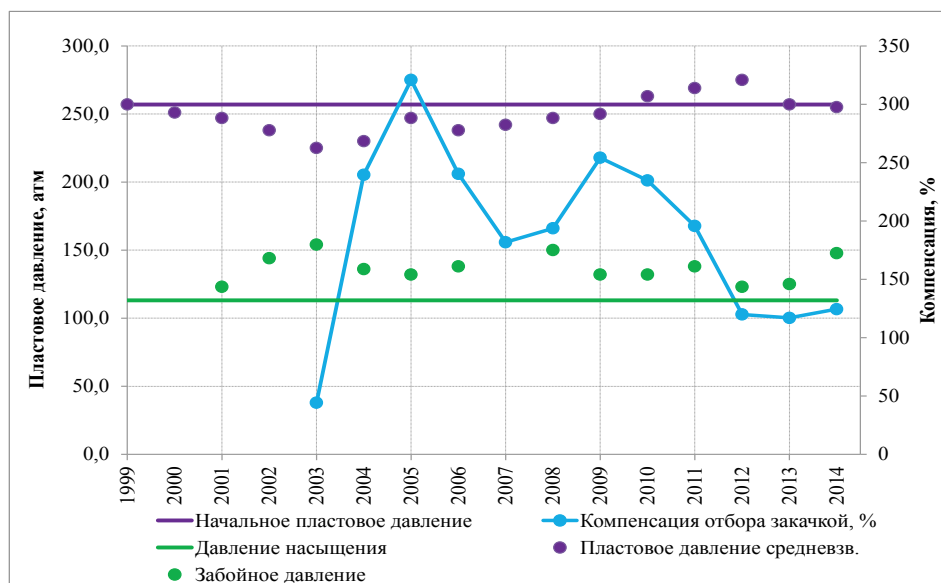


Рис. 2. Динамика пластового и забойного давлений

Перед остановкой залежь нефти разрабатывалась при пластовом давлении на уровне начального — 26 МПа (текущая накопленная компенсация до 140 %), что привело к резкому обводнению добывающих скважин до 90 %. Динамика компенсации закачки воды и добычи жидкости представлена на рисунке 3.

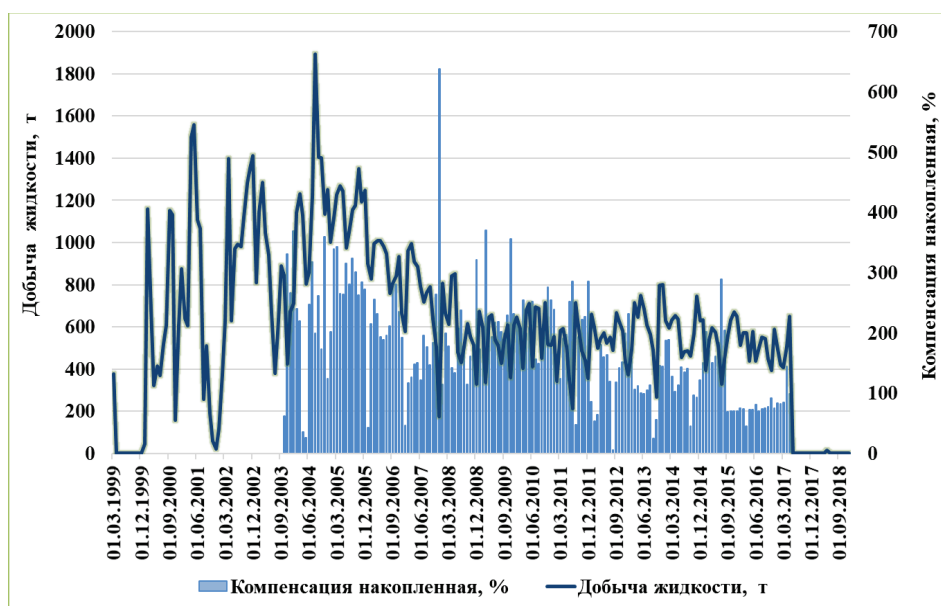


Рис. 3. Динамика компенсации закачки воды и добыча жидкости

Влияние закачки на работу добывающих скважин

Номер нагнетательной скважины	Номер добывающей скважины			
	121ХАЗ	1002Г	206	207
	влияние (+) либо отсутствие влияния (–) закачки / расстояние до линии нагнетания, м			
208	–/1 075	+/600	–/1 300	+/800
1001Г	+/400	+/750	–/800	–/875
201	+/300	–/1 000	+/300	+/625

На 01.01.2017 в действующем добывающем фонде находились две скважины, в нагнетательном — три скважины. Соотношение нагнетательных и добывающих скважин составляло 3:2. Информация о влиянии закачки на работу добывающих скважин представлена в таблице 2 и на рисунке 4.

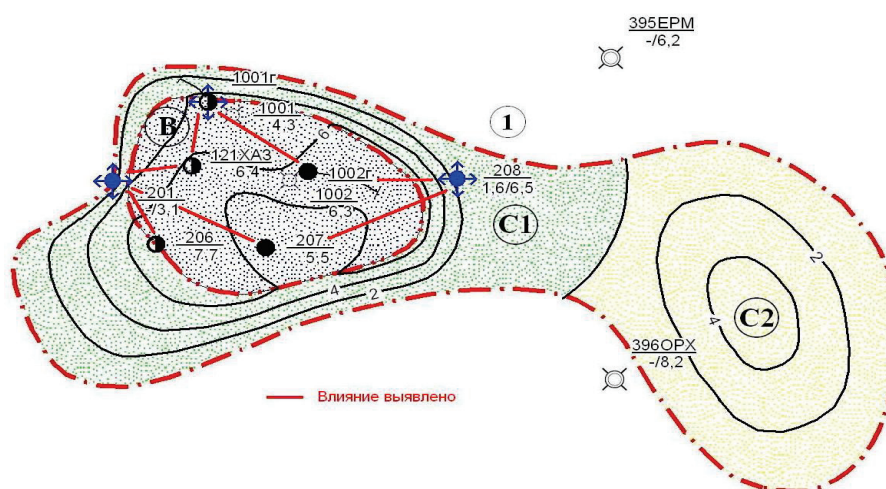


Рис. 4. Карта-схема влияния закачки по месторождению X

Полученные данные свидетельствуют о том, что при средней проницаемости пласта ЮВ₁¹ 0,012 мкм² выявлено влияние всех нагнетательных скважин на показатели эксплуатации первого ряда добывающих скважин. Влияние очагов заводнения распространяется по пласту на расстояние от 300 до 750–800 м, составляя в среднем 540 м. Таким образом, реализованную согласно технологической схеме плотность сетки в 25,0 га/скв можно признать удовлетворительной, но требуется более детальное обсуждение влияния закачки воды на показатели работы добывающего фонда скважин.

Результаты

В целом залежь месторождения X небольших размеров, антиклинальная, благоприятна для разработки с приконтурным или законтурным заводнением. Скважины пробурены по квадратной сетке с расстоянием 500 м между скважинами, была сформирована система ППД путем закачки сточной (подтовар-

ной) и пластовой воды, добываемой из водозаборной скважины в приконтурные нагнетательные скважины, согласно утвержденным проектным решениям. Эффективность разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, такими как пласт ЮВ₁¹, во многом зависит от правильного выбора и использования системы заводнения [4, 5]. Поэтому рассмотрим влияние закачки на технологические показатели разработки.

С начала разработки с вводом скважин до 2004 года среднесуточная добыча нефти доходила до 40 т/сут, применялись достаточно эффективные геолого-технологические мероприятия (ГТМ), включая гидроразрыв пласта (ГРП), рост обводнения был до 40 % при естественном режиме пласта без закачки воды. С 2003–2004 гг. была введена закачка воды в пласт (рис. 5), хотя пластовое давление оставалось на первоначальном уровне, но в добыче жидкости и нефти наметилась тенденция к падению со снижением обводненности продукции.

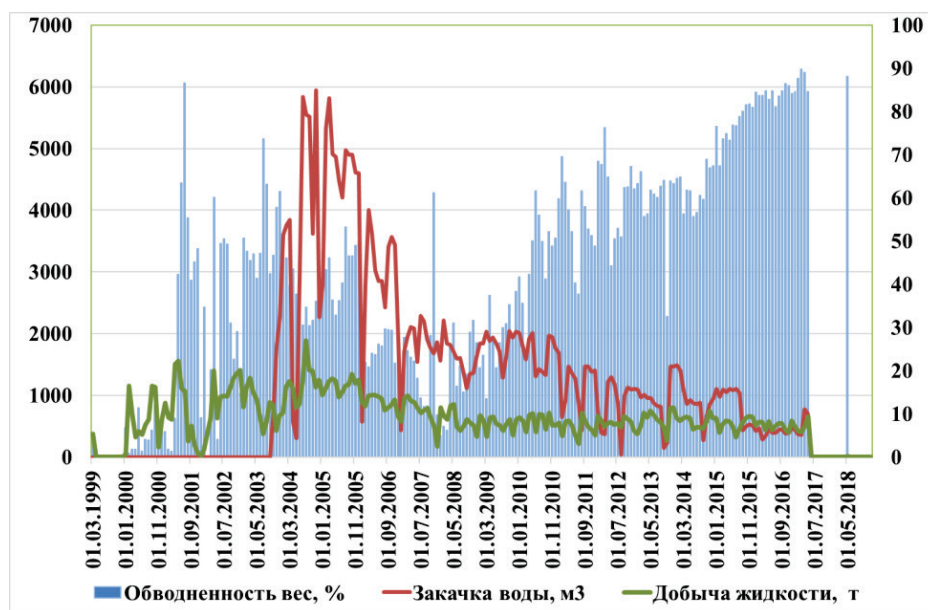


Рис. 5. Динамика закачки воды, отбора жидкости и обводненности

Увеличение объемов закачки и текущей компенсации до 140 % до 2007 года почти не повлияло на добывающие скважины. С 2007 года, с одной стороны, произошло резкое падение добычи жидкости и нефти, с другой стороны — рост обводненности продукции, несмотря на активное снижение закачки воды в пласт. Дальнейшее продолжение ограничения закачки, проведение ГТМ по увеличению добычи жидкости не остановили обводнение скважин и снижение добычи нефти, что и привело к полной остановке разработки залежи.

Обсуждение

Анализ показателей разработки и системы заводнения показывает, что была применена не совсем эффективная система закачки, в результате выявлены участки по залежи, не охваченные дренированием и имеющие остаточные запасы. Кроме того, очень трудно сформировать эффективное приконтурное заводнение, не допустив рассеивания нефти за контур. Перед переводом в ППД

скважин 201 и 1001г надо было вначале создать хорошие депрессии с форсированным отбором жидкости и нефти с переходной зоны и приконтурной границы. И только после хорошей отработки скважин со снижением пластового давления переводить в ППД, чтобы уменьшить потери закачиваемой воды. В результате преждевременного перевода в ППД снижение пластового давления не произошло, что привело к тому, что часть запасов в приконтурной зоне оказалась рассеяна по пласту. Неправильный расчет компенсации при нагнетании воды по скважинам 201, 1001г и 208 привел к тому, что неизвестно количество воды, уходящей за контур и попадающей в нефтенасыщенную часть залежи.

Давления нагнетания на скважинах поднимались до 20 МПа на устье, соответственно, забойные — до 46,5 МПа, что превышает давление разрыва пласта и однозначно приводит к созданию искусственных трещин — автогидроразрывов, которые могут развиваться как по длине, так и по высоте, приводя к заколонным перетокам. При этом уменьшается коэффициент охвата разработкой и не достигается конечная запроецированная нефтеотдача [5–7].

Если вода нагнеталась в подошвенную часть пласта, это только усиливало поднятие водонефтяного контакта (ВНК) и, возможно, было основной причиной обводнения скважин [6]. Для подтверждения результатов обсуждения требуется провести комплексные геофизические исследования (ГИС) по техническому состоянию скважин, определить профили приемистости и притока.

Разработаны и предлагаются к внедрению следующие ГТМ по повышению эффективности разработки месторождения. Мероприятия предусматривают реализацию в два этапа: первый — с минимальными затратами и второй — с более высокими затратами. На первом этапе при существующем пластовом давлении рекомендуется провести форсированные отборы жидкости с увеличением депрессии на пласт.

Скважина 201 переведена из добывающего фонда в ППД. Рекомендовано вначале провести исследование на водонефтяной раздел по стволу скважины, ГИС и по результатам провести перестрел кровли пласта совместно с комплексной виброволновой обработкой пласта (КВОПЗ) с использованием кислотно-щелочных составов и с волновым гидромонитором (ВГМ) [8–10]. Спустить НСН-57 с хвостовиком пакером для создания обратного конуса, ожидаемый дебит — $20 \text{ м}^3/\text{сут}$, дебит по нефти — $3 \text{ т}/\text{сут}$.

Скважина 206 введена в эксплуатацию в 2003 году, остановлена в мае 2008 года по причине высокой обводненности продукции. Скважина пробурена в непосредственной близости от внутреннего контура нефтеносности. Вступила в работу с дебитом нефти $4,8 \text{ т}/\text{сут}$ при обводненности 26 %. Накопленная добыча нефти составила 4,3 тыс. т, жидкости — 11,2 тыс. т, водонефтяной фактор (ВНФ) — 1,6. Обводнение скважины происходило плавно, период интенсивного обводнения не наблюдался. Проведенный комплекс ГИС показал, что колонна и забой герметичны, заколонных перетоков не наблюдалось. Не совсем правильно сделан вывод о том, что причины обводнения скважин 121 и 206 от нагнетательных скважин 1001г и 201. Скважины 206 и 121 начали обводнение до перевода скважин 1001г и 201 в ППД. Если, как указано, что технического нарушения эксплуатационных колонн нет, то обводнение происходило от появления конусов воды с подошвенных вод, возможно, впоследствии проявилось влияние от скважин ППД. Рекомендуем на первом этапе провести перестрел кровли пласта совместно с КВОПЗ с использованием кислотно-щелочных составов и ВГМ. Спустить ЭЦН-50-2100, $H_{\text{пл}} = 2300 \text{ м}$, с частотным преобразователем станции (ЧПС) и телеметрической системой (ТМС) или НСН-57 с хвостовиком пакером с созданием обрат-

ного конуса, ожидаемый дебит — $30 \text{ м}^3/\text{сут}$, дебит нефти — $3 \text{ т}/\text{сут}$. По результатам отработки при высокой обводненности на втором этапе перевести под зарезку боковых стволов (ЗБС).

Скважина 207 введена в разработку в июле 2004 года с дебитом по нефти $21,1 \text{ т}/\text{сут}$. По состоянию на 01.05.2017 скважина была действующей, текущий дебит нефти — $1 \text{ т}/\text{сут}$, обводненность — 90% . Самая высокая из всех накопленная добыча нефти — $27,2 \text{ тыс. т}$, жидкости — $43,3 \text{ тыс. т}$. Геологический профиль скважин 121ХАЗ и 207 представлен на рисунке 6.

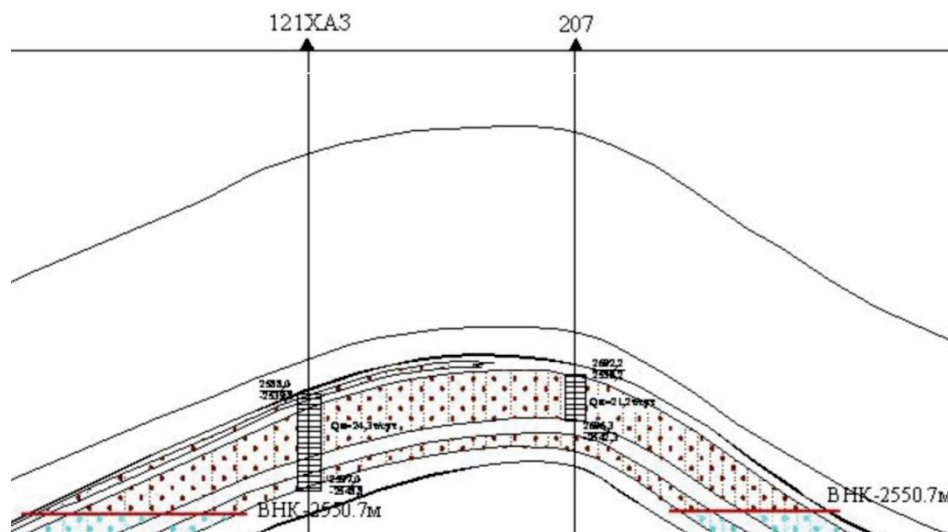


Рис. 6. Геологический профиль скважин 121ХАЗ и 207

Рекомендовано провести ГИС, по их результатам перестрел кровли пласта совместно с КВОПЗ с использованием кислотно-щелочных составов и ВГМ. Спустить ЭЦН-35-2100, $H_{гд} = 2300 \text{ м}$, с ЧПС и ТМС или НСН-57 с хвостовиком пакером с созданием обратного конуса, ожидаемый дебит скважины — $30 \text{ м}^3/\text{сут}$, дебит по нефти — $5 \text{ т}/\text{сут}$.

Скважина 121ХАЗ введена в эксплуатацию в марте 1999 года, остановлена в январе 2006 года по причине высокой обводненности. Скважина пробурена в чисто нефтяной зоне с эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта $7,0 \text{ м}$. Накопленная добыча нефти составляет $21,8 \text{ тыс. т}$, жидкости — $32,0 \text{ тыс. т}$, ВНФ — $0,5$. Период интенсивного обводнения приходится на вторую половину 2004 года. Проведенный комплекс ГИС показал, что колонна и забой герметичны, заколонные перетоки отсутствуют, обводнение происходит по пласту. По данным расходомера-дебитомера, рабочая мощность составила $70\text{--}75 \%$ от перфорированной мощности пласта. По данным геологического разреза, скважина расположена близко от ВНК, обводнение, предположительно, от появления конуса воды с переходной зоны от подошвенных вод, активность которых высокая. Рекомендовано провести ГИС и определить источник обводнения, если подтверждается конус воды, провести ремонтно-изоляционные работы (РИР) по пласту с созданием блок-экрана с использованием тампонажного состава быстросхватывающей тампонажной смеси (БСТС) на основе карбамидоформальдегидной смолы [11, 12], перестрел нефтенасыщенного пласта, обработку приза-

бойной зоны (ОПЗ), спуск насоса, ожидаемый дебит по нефти — 3 т/сут. Если конус воды не подтвердится, провести перестрел кровли пласта совместно с ОПЗ с применением кислотных составов и ВГМ. Спустить НСН-57 с хвостовиком пакером с созданием обратного конуса, ожидаемый дебит — 40 м³/сут, дебит по нефти — 3 т/сут.

Скважина 120ХАЗ введена в разработку в 2003 году с начальным дебитом 2 т/сут, остановлена в январе 2004 года по причине резкого обводнения (вследствие неудачного ГРП). По результатам анализа по скважине нельзя было проводить ГРП с любым количеством проппанта, сейчас она остается как кандидат для ЗБС. Рекомендовано вначале провести ГИС и определить источник обводнения, в дальнейшем по результатам провести РИР с использованием тампонажного состава БСТС на основе карбамидоформальдегидной смолы [13, 14] или перестрел кровли пласта совместно с ОПЗ кислотными-щелочными составами и освоением. Спустить НСН-57 с хвостовиком пакером с созданием обратного конуса, ожидаемый дебит — 30 м³/сут, дебит нефти — 3 т/сут. При высокой обводненности продукции произвести ЗБС.

Скважина 1001г введена в разработку в 2000 году. Начальный дебит нефти составил 16 т/сут. В 2002 году дебит снизился до 4 т/сут из-за подтягивания законтурных вод и обводнения продукции скважины до 73 %. В 2004 году скважина переведена из добывающего фонда в ППД. Рекомендовано вначале провести ГИС или исследования на водонефтяной раздел по стволу скважины, а по результатам провести перестрел кровли пласта совместно с ОПЗ кислотно-щелочными составами и освоением [15, 16]. Спустить ЭЦН-35-2100, Н_{гд} = 2 300 м, с ЧПС и ТМС или НСН-57 с хвостовиком пакером, ожидаемый дебит — 30 м³/сут, дебит по нефти — 3 т/сут.

Скважина 1002г пробурена в западной части залежи, введена в разработку в 2001 году с дебитом по нефти 12,0 т/сут. В 2002 году скважина была остановлена для проведения ремонта (устранение негерметичности эксплуатационной колонны). По состоянию на 01.01.2015 скважина является действующей, текущий дебит нефти — 5,5 т/сут, обводненность — 52,5 %. Накопленная добыча нефти — 24,1 тыс. т, жидкости — 35,7 тыс. т. Данные по техническому состоянию скважины отсутствуют. Предварительно рекомендовано проведение ГИС и по результатам проведение поинтервального КВОПЗ с использованием кислотно-щелочных составов и ВГМ. После спуска насоса ожидаемый дебит нефти — 3 т/сут. На втором этапе рассмотреть данную скважину как кандидата для проведения ЗБС.

В целом внедрение мероприятий по скважинам в два этапа позволит оптимизировать затраты на месторождении, провести реконструкции внутрипромысловых объектов с целью вывода из эксплуатации избыточных мощностей, сократить затраты [3, 17]. В организационном направлении предлагается в качестве «пилотного проекта» рассмотреть возможность передачи операторских услуг по эксплуатации месторождения небольшим компаниям, хорошо зарекомендовавшим себя на нефтяном рынке, сроком на 3 года и более [3, 18].

Выводы

- Анализ существующей системы разработки месторождения и технологии заводнения с вводом нагнетательных скважин 201, 1001г, 208 показал их неэффективную работу, большой объем закачки был сосредоточен в зонах с низким отбором жидкости. Высокие давления нагнетания и возможные искусственные трещины привели впоследствии к высокому уровню текущей и накопленной компенсации по участкам. Причиной обводнения также могло

быть нарушение технического состояния добывающих скважин или влияние конусов подошвенной воды, при этом пластовое давление оставалось на уровне первоначального. Отсутствие интерференции, гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами привело к неэффективному вытеснению, снижению дебитов нефти и невыполнению проектных показателей.

- Составлен план мероприятий по нагнетательному и добывающему фонду для данного объекта при повторном вводе месторождения в разработку. На первом этапе рекомендован перевод нагнетательных скважин 206, 1001г, 208 в добывающий фонд, с ожидаемым приростом 8 т/сут по нефти. В дальнейшем по результатам разработки залежи рассмотреть повторный ввод системы заводнения. На втором этапе ожидается ЗБС на скважинах 201, 206, 1002г со среднесуточным дебитом по нефти не менее 40 т/сут. В результате мероприятий по добывающим скважинам 206, 1001г, 207, 121ХАЗ, 120, 1002г ожидается суточная добыча 17 т/сут по нефти. В целом по всем введенным скважинам ожидается дебит 25 т/сут по нефти с минимальными возможными затратами.

- Для повторного ввода месторождения и получения планируемых показателей по добыче нефти необходимо проводить комплексное, системное воздействие на пласт, применять эффективные методы интенсификации и РИР, оптимально подбирать насосное скважинное оборудование, контролировать допустимые депрессии на пласт.

- Разработанные мероприятия и ожидаемые показатели по добыче нефти позволят повысить экономическую эффективность повторного запуска добычи нефти по месторождению. Также этому способствует существующая транспортная инфраструктура. Экономическая привлекательность доразработки месторождения также связана с минимальными затратами на первом этапе ввода скважин в работу.

- Выполнение разработанных мероприятий и совершенствование системы заводнения позволят достичь проектных показателей по добыче нефти и увеличения коэффициента нефтеотдачи до 0,341.

- Для оптимизации затрат на месторождении предлагается в качестве «пилотного проекта» рассмотреть возможность передачи операторских услуг по его эксплуатации небольшим компаниям, хорошо зарекомендовавшим себя на нефтяном рынке, сроком на 3 года и более, отражая в договорных обязательствах необходимые процедуры. Такими компаниями могут быть ООО «НУАН» или ООО «Башнефть-Добыча». Это позволит выполнить ряд мероприятий, направленных на повышение эффективности производства, таких как проведение реконструкции внутрипромысловых объектов с целью вывода из эксплуатации избыточных мощностей и, соответственно, значительное сокращение затрат на обслуживание (снижение затрат на электроэнергию, транспорт, расходные материалы и т. п.), ориентировочно до 10 % в год.

Библиографический список

1. Арбатов А., Крюков В. Есть ли будущее у «малых» нефтегазовых компаний? // Нефть России. – 1999. – № 8. – С. 10–15.
2. Арбатов А. А., Мухин А. В. Нефтегазовые проекты в России. Аргументы инвестора // ТЭК. – 2000. – № 1. – С. 24–27.
3. Иванов С. И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам: учеб. пособие. – М.: Недра, 2006. – 565 с.
4. Анализ применения комплексных методов повышения нефтеотдачи на Хохряковском месторождении / Т. К. Апасов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 1. – С. 31–36.

5. Трассерные исследования Урьевского месторождения / А. С. Трофимов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 6. – С. 71.
6. Трофимов А. С., Ибрагимов Л. Х., Ситников А. А. Ограничение водопритоков нефтяных скважин по каналам низкого фильтрационного сопротивления // Нефтепромысловое дело. – 1996. – № 6. – С. 13–18.
7. Бекенов Е. М., Юсубалиев Р. А., Досказиева Г. Ш., Оптимизация системы заводнения месторождения Тюлюс (Республика Казахстан) // Газовая промышленность. – 2018. – № 8 (772). – С. 42–47.
8. Оценка эффективности и факторный анализ волновой технологии по Хохряковскому месторождению / Т. К. Апасов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 3. – С. 36–41.
9. Пат. 139424 РФ, МПК E21B 28/00. Волновой гидромонитор / Ананьев В. А., Апасов Т. К., Апасов Г. Т.; опубл. 20.04.14, Бюл. № 11.
10. Апасов Г. Т. Виброволновой метод интенсификации добычи нефти и ограничения водопритоков // Науч.-техн. инновационный форум «НефтьГазТЭК»: сб. материалов. – Тюмень, 2014. – № 5. – С. 19–22.
11. Комплекс селективной шадающей перфорации и изоляционных работ с последующим вызовом притока нефти / Г. Т. Апасов [и др.] // Нефтесервис. – 2013. – № 3. – С. 36.
12. Апасов Г. Т. Лабораторные исследования синтетической смолы для проведения изоляционных работ в скважинах // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 12. – С. 29–33.
13. Пат. 2439119 РФ: МПК С 09 К 8/44. Быстросхватывающая тампонажная смесь (БСТС) для изоляции водогазопритоков в нефтяных и газовых низкотемпературных скважинах / Абдурахимов Н. А., Апасов Т. К., Апасов Г. Т.; опубл. 10.01.12, Бюл. № 1.
14. Пат. 136485 РФ, МПК E 21 B 43/32. № 013132228/03. Конструкция скважины для ограничения водопритоков и улучшения фильтрации нефти из пласта / Грачев С. И., Апасов Т. К.; опубл. 10.01.14, Бюл. № 1.
15. Уолш М., Лейк Л. Первичные методы разработки месторождений углеводородов / Пер. с англ. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008. – 672 с.
16. Дейк Л. П. Практический инжиниринг резервуаров / Пер. с англ. под ред. М. Н. Кравченко. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 668 с.
17. Арбатов А. А. Пути становления российских неинтегрированных компаний // Нефтегазовая вертикаль. – 2001. – № 4. – С. 18–20.
18. Грайфер В. И., Даниленко М. А. Малый и средний бизнес в нефтяной промышленности. – М.: РИТЭК, 2000. – 160 с.

References

1. Arbatov, A., & Kryukov, V. (1999). Est' li budushchee u "malykh" neftegazovykh kompaniy? Neft' Rossii, (8), pp. 10-15. (In Russian).
2. Arbatov, A. A., & Mukhin, A. V. (2000). Neftegazovye proekty v Rossii. Argumenty investora. TEK, (1), pp. 24-27. (In Russian).
3. Ivanov, S. I. (2006). Intensifikatsiya pritoka nefti i gaza k skvazhinam. Moscow, Nedra Publ., 565 p. (In Russian).
4. Apasov, T. K., Sahipov, D. M., Apasov, G. T., & Apasov, R. T. (2011). The analysis of application of complex methods of oil recover enhancement in Hokyryakovskoye field. Higher Education Institutions News. Neft' I Gaz, (1), pp. 31-26. (In Russian).
5. Trofimov, A. S., Gusev, S. V., Grachev, S. I., Belyaev, V. A., & Baturin, S. G. (1997). Trassernye issledovaniya Ur'evskogo mestorozhdeniya. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (6), p. 71. (In Russian).
6. Trofimov, A. S., Ibragimov, L. Kh., & Sitnikov, A. A. (1996). Ogranichenie vodopritokov neftyanykh skvazhin po kanalam nizkogo fil'tratsionnogo soprotivleniya. Oilfield Engineering, (6), pp. 13-18. (In Russian).
7. Bekenov, E. M., Yusubaliev, R. A., & Doskazyeva, G. Sh. (2018). Optimization of waterflooding pattern of the Tulyus field (Republic of Kazakhstan). GAS Industry of Russia, (8(772)), pp. 42-47. (In Russian).
8. Apasov, T. K., Salienko, N. N., Apasov, R. T., & Apasov, G. T. (2011). Estimation of performance and factor analysis of wave technology for Hokyryakovskoye field. Higher Education Institutions News. Neft' I Gaz, (3), pp. 36-41. (In Russian).
9. Anan'ev, V. A., Apasov, T. K., & Apasov, G. T. Volnovoy gidromonitor. Pat. 139424 RF, MPK E21B 28/00. Published: 20.04.14, Byul. No 11. (In Russian).

10. Apasov, G. T. (2014). Vibrovolnovoy metod intensivifikatsii dobychi nefii i ogranicheniya vodopritokov. Nauchno-tekhnicheskii innovatsionnyy forum "Neft'GaZTEK", (5), Tyumen, pp. 19-22. (In Russian).
11. Apasov, G. T., Apasov, T. K., Grachev, S. I., & Kuzyaev, E. S. (2013). Kompleks selektivnoy shchadyashchey perforatsii i izolyatsionnykh rabot s posleduyushchim vyzovom pritoka nefii. Nefteservis, (3), p. 36. (In Russian).
12. Apasov, G. T. (2013). Laboratory studies of synthetic resin to be used for carrying out isolation work in wells. Oilfield Engineering, (12), pp. 29-33. (In Russian).
13. Abdurakhimov, N. A., Apasov, T. K., & Apasov, G. T. Bystroskhvatyvayushchaya tamponazhnaya smes' (BSTS) dlya izolyatsii vodogazopritokov v neftyanykh i gazovykh nizkotemperaturnykh skvazhinakh. Pat. 2439119 RF: MPK S 09 K 8/44. Published: 10.01.12, Byul. № 1. (In Russian).
14. Grachev, S. I., & Apasov, T. K. Konstruktsiya skvazhiny dlya ogranicheniya vodopritokov i uluchsheniya fil'tratsii nefii iz plasta. Pat. 136485 RF, MPK E 21 V 43/32. No 013132228/03. Published: 10.01.14, Byul. № 1. (In Russian).
15. Walsh, M., & Lake, L. W. (2008). A generalized approach to primary hydrocarbon recovery. Amsterdam (Netherlands), Elsevier Science BV, 672 p. (In English).
16. Dake, L. P. (2008). The practice of reservoir engineering. Revised edition. Amsterdam (Netherlands), Elsevier Science BV, 668 p. (In English).
17. Arbatov, A. A. (2001). Puti stanovleniya rossiyskikh neintegrirovannykh kompaniy. Neftgazovaya vertikal', (4), pp. 18-20. (In Russian).
18. Grayfer, V. I., & Danilenko, M. A. (2000). Malyy i sredniy biznes v neftyanoy promyshlennosti. Moscow, RITEK Publ., 160 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Апасов Тимергалий Кабирович, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Апасов Гайдар Тимергалеевич, к. т. н., главный специалист департамента геологии и разработки новых активов, ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень

Левитина Екатерина Евгеньевна, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: levitinaee@tyuiu.ru

Мамчистова Елена Ивановна, к. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Назарова Нелли Владимировна, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Новоселов Михаил Михайлович, заместитель начальника отдела разработки нефтяных и газовых месторождений, АО «НижневартовскНИПИнефть», г. Нижневартовск

Хайруллин Азат Амирович, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Timergaley K. Apasov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Gaydar T. Apasov, Candidate of Engineering, Chief Specialist at the Department of Geology and Development of New Assets, Gazprom-neft STC LLC, Tyumen

Ekaterina E. Levitina, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: levitinaee@tyuiu.ru

Elena I. Mamchistova, Candidate of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Nelli V. Nazarova, Assistant at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Mikhail M. Novoselov, Deputy Head of Department of the Oil and Gas Field Development, NizhnevartovskNIPIneft JSC, Nizhnevartovsk

Azat A. Khayrullin, Assistant at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

УДК 622.276

Инвертно-эмульсионные растворы для вскрытия хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения

В. А. Парфирьев¹, Ю. В. Ваганов^{2*}, Н. Н. Закиров²

¹НГДУ «Талаканнефть» ПАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Аннотация. В работе приводится анализ строительства нефтяных скважин на месторождениях Талаканской группы Восточной Сибири. На основе геологического строения залежи и условий ее формирования обосновано низкое качество строительства нефтяных скважин, в частности, приведены осложнения, с которыми приходится сталкиваться в процессе проводки ствола скважины при бурении. На основе проведенного анализа выявлено, что применение традиционных моносоловых и соленасыщенных буровых растворов недостаточно эффективно для одновременного решения задач по вскрытию интервалов солевых отложений и качественному первичному вскрытию продуктивных пластов.

На основании анализа литературных источников и опыта строительства в Восточной Сибири первых поисковых скважин обосновано использование промывочных жидкостей на углеводородной основе. В результате теоретических и лабораторных исследований предложены составы инвертно-эмульсионных растворов из углеводородов, доступных в условиях месторождения Восточной Сибири. Результаты исследований по определению влияния промывочных жидкостей на коллекторские свойства продуктивного пласта В₁₀ Восточно-Алинского месторождения показали, что восстановление проницаемости керна после воздействия фильтратов раствора на углеводородной основе составило в среднем 90 %, что значительно превышает воздействие буровых растворов на водной основе, где коэффициент восстановления равен 23 %.

Ключевые слова: скважина; Восточно-Алинское месторождение; буровой раствор; инвертно-эмульсионный раствор; продуктивность скважин; дебит скважин

Invert-emulsion drilling fluids for exposing Hamakin horizon of the Vostochno-Alinskoye oil and gas condensate field

Vasiliy A. Parfiryev¹, Yuriy V. Vaganov^{2*}, Nikolay N. Zakirov²

¹Surgutneftegas PJSC, Surgut, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Abstract. The article is devoted to an analysis of the oil well construction in the fields of the Talakan group of Eastern Siberia. The low quality of the construction of oil wells is explained based on geological structure of the reservoir and the conditions of its formation, particularly, the complications encountered during drilling are given. Based on the analysis, it was found that the use of traditional mono-salt and salt-saturated drilling muds is not effective enough to simultaneously solve

the problems of exposing intervals of salt deposits and high-quality primary exposing of reservoirs.

Based on the literature data analysis and the experience of building the first exploratory wells in Eastern Siberia, the use of hydrocarbon-based flushing liquids is justified. As a result of theoretical and laboratory studies, the compositions of invert-emulsion drilling fluids are proposed of hydrocarbons, which are available in the conditions of fields in Eastern Siberia. The results of studies for determining the effect of flushing fluids on the reservoir properties of the V₁₀ reservoir of the Vostochno-Alinskoye oil and gas condensate field showed that recovery of core permeability after exposure to hydrocarbon-based flushing liquid was on average 90 %, which is significantly higher compared to the effect of water-based drilling muds, where the recovery coefficient is 23 %.

Key words: well; the Vostochno-Alinskoye oil and gas condensate field; drilling mud; invert-emulsion drilling fluid; well productivity; flow rate

Введение

В процессе строительства, освоения и последующей эксплуатации скважин важную роль играет состояние околоскважинной зоны пласта, которая оказывает влияние на потенциальную продуктивность скважины. Техническое состояние скважины (отсутствие заколонной циркуляции, герметичность колонн), прискважинную зону и часть продуктивного пласта между скважинами необходимо рассматривать как элементы единой техноприродной системы. Потенциальная продуктивность скважин возможна в том случае, если не происходит ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в прискважинной зоне пласта (ПЗП) на всех этапах строительства: вскрытия продуктивного пласта бурением и заканчивания скважин (цементирование и вторичное вскрытие).

Определяющее влияние на технологию бурения скважин в Восточной Сибири оказывают комплекс слагающих разрез карбонатных, терригенных и хемогенных пород, поглощение промывочной жидкости закарстованными породами и пластовыми интрузиями, аномально низкое пластовое давление (АНПД) и температура. Охлажденность недр и присутствие в разрезе нескольких галогенных толщ вызывают необходимость бурения скважин на высокоминерализованных либо безводных промывочных жидкостях с целью недопущения размыва пластов солей, а также гидратообразования. Потенциальная возможность возникновения гидратообразования сохраняется при вскрытии газонасыщенных коллекторов на пресных буровых растворах^{1,2}. Анализ вскрытия нефтегазонасыщенных терригенных отложений венд-кембрия в республике Якутии показал использование исключительно высокоминерализованных хлоридно-натриевых рассолов, которые в процессе бурения принимали вид бесструктурной шламовой суспензии плотностью 1 160–1 280 кг/м³ и которые в условиях АНПД³ создавали репрессию на коллекторы до 13 МПа, что обуславливало недостижение проектных дебитов в среднем 65 т/сут [1].

¹ Временная инструкция по применению соленасыщенных асбогелевых растворов для вскрытия терригенных и продуктивных пластов / ПГО «Ленанефтегазгеология». – Якутск, 1987.

² Временный регламент по буровым растворам для бурения скважин в терригенных, карбонатных и хемогенно-карбонатных отложениях Якутской АССР. – Якутск, 1985.

³ Технологическая схема разработки Восточно-Алинского газонефтяного месторождения / Сургутский научно-исследовательский и проектный институт «СургутНИПИнефть», ОАО «Сургутнефтегаз». – Тюмень, 2016.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются нефтяные скважины, вскрывшие хамакинский горизонт Восточно-Алинского месторождения.

Восточно-Алинское нефтегазоконденсатное месторождение, относящееся к Талаканской группе месторождений Восточной Сибири по геологическому строению, относится к очень сложным. Объектом разработки является пласт В₁₀ хамакинского горизонта, эффективная нефтенасыщенная толщина которого колеблется в пределах 4,1–16,1 м, пласт характеризуется высокими ФЕС, проницаемостью, равной $149,3 \cdot 10^{-3}$ мкм², начальное пластовое давление по залежи объекта В₁₀ составляет 11,5 МПа, что является аномально низким и осложняет процесс вскрытия пласта и последующее его освоение [2]. Вскрытие продуктивного пласта проводится насыщенным соевым биополимерным раствором (СБР), свойства которого представлены в таблице 1 [3].

Таблица 1

Свойства соевого биополимерного раствора

Параметр	Значение
Плотность (ρ), кг/м ³	1 160
Условная вязкость (T), с	25–36
Водоотдача (B), см ³ /30 мин (стандарт АНИ)	8–10
Статическое напряжение сдвига (СНС), дПа: – за 10 с – за 10 мин	15–20 35–40
Динамическое напряжение сдвига (ДНС), дПа	50–80
Пластическая вязкость, ($\eta_{пл}$), мПа · с	10–20
Коэффициент трения	Не более 0,06
Водородный показатель (рН)	7,0–8,5

Практика строительства скважин показала, что без отклонений от проектных решений в процессе бурения репрессия на пласт превышает более чем на 40 % пластовое давление. Дополнительным фактором отрицательного воздействия репрессии на пласт является вскрытие хамакинского горизонта при не обсаженных колонной солевых отложений юрегинской свиты, что приводит к дополнительной репрессии на пласт до 7 МПа и более, за счет увеличения плотности бурового раствора перенасыщением его выбуриваемым шламом, при этом коэффициент аномальности 0,8 [3, 4]. Повышение минерализации СБР влечет за собой рост фильтрации, что наблюдается во время длительных простоев, при спускоподъемных операциях, каротажных работах. В условиях повышения концентрации ионов в дисперсной фазе бурового раствора защитная функция полимерных реагентов «поносителей фильтрации», карбоксиметилцеллюлозы и полиакриламида ослабевает [5]. Длительное нахождение полимерных молекул в агрессивной минерализованной среде приводит к сворачиванию развернутых конформационных форм макромолекул в глобулярное состояние. В «сжатом» состоянии полимеры способствуют дополнительной кольматации прискважинной зоны субколлоидными частицами. Дополнительные обработки полимерами требуют времени, усилий и не обеспечивают длительного действия. Разбавление раствора приводит к увеличению экологически опасных отходов бурения, проблема утилизации которых — острая задача [6].

Еще одна существенная причина негативного воздействия СБР на продуктивный коллектор — контакт его фильтрата с безводной формой сульфата

кальция CaSO_4 (ангидрита), присутствующего в вещественном составе пород хамакинского горизонта. Участки ангидритизации пород продуктивного пласта В₁₀ отмечаются во многих поисково-разведочных скважинах лицензионной площади, в том числе и на эксплуатационных объектах [7].

История формирования залежи показывает, что после завершения процессов образования аутигенного кварца и битума происходили процессы карбонатизации и сульфатизации, что привело к частичному заполнению порового пространства карбонатными составляющими минералов, в основном доломитом и сульфатами; имеющееся распределение имеет очаговый характер и не оказывает влияния на ФЕС даже при высоком их содержании до 15 %. В этом случае вторичные минералы цементируют зерна отдельными небольшими участками, что в керне и в шлифе выглядит как пятна. Внутри пятен цемент всегда мономинеральный, без примесей: либо ангидритовый, либо доломитовый, при этом свободных пор нет. Остальная часть породы между этими участками содержит большое количество свободных пустот, что характеризует ее хорошими ФЕС даже при высоких значениях карбонатности и содержания сульфатов. В породах представленными неколлекторами поровое пространство^{4,5} заполнялось полностью карбонатными составляющими минералов, что привело к отрицательному эффекту [8].

Промысловый опыт строительства скважин на Восточно-Алинском месторождении показывает, что средний дебит по скважинам, вскрытым на СБР и введенным в эксплуатацию с 2012–2015 гг., составлял 12–17 т/сут, в некоторых случаях после освоения объекта, в процессе подземного ремонта скважин (ПРС) был получен нулевой приток. Кроме того, отмечалось, что после производства стандартных ремонтных работ по капитальному ремонту скважин (КРС), связанных с глушением, спускоподъемными операциями лифта насосно-компрессорных труб, проводимых с применением солевого раствора в качестве жидкости глушения, происходило стабильное снижение продуктивности скважин (рисунок) [7].

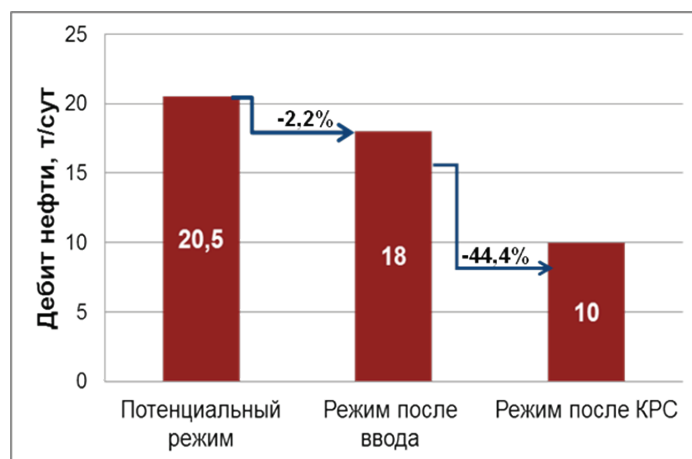


Рисунок. Изменение дебита нефти на скважинах Восточно-Алинского нефтегазоконденсатного месторождения после проведения стандартных КРС и ПРС

⁴ Инструкция по технологии приготовления и химической обработке солевого биополимерного раствора для бурения наклонно направленных скважин «СургутНИПИнефть», 2001.

⁵ СТО 165-2016. Стандарт организации. Растворы буровые и жидкости специальные, технологические для бурения скважин в Восточной Сибири. – Введ. 2017-04-20.

Результаты

Анализ промысловых работ показал, что применение буровых растворов на водной основе не позволяет в полной мере эффективно решить одновременно следующие задачи:

- сохранение диаметра ствола скважины в интервале пластов соли — галита, предотвращая их размыв;
- вскрытие продуктивных пластов с высокой минерализацией пластовых вод;
- безаварийная проводка ствола скважины.

На стадии теоретических изысканий были разработаны требования, предъявляемые к буровому раствору, обеспечивающему оптимальные условия вскрытия хамакинского горизонта (пласт B_{10}) и оказывающему минимальное негативное воздействие на коллекторские свойства.

1. Плотность предлагаемого раствора должна находиться в пределах 900–1 000 кг/м³ с целью гидростатического давления столба жидкости в скважине.

2. При создании раствора и выборе компонентного состава, а также моделировании реологических характеристик раствора необходимо учитывать охлажденность пласта B_{10} с показателем средней температуры 10 °С.

3. Дисперсная среда раствора, проникающая в коллектор в результате репрессии на пласт и неизбежной фильтрации жидкости, должна обладать физико-химической инертностью по отношению к породам продуктивного пласта, не вступать во взаимодействие с вещественным составом породы, не вызывать набухания, разрушения, диспергации цементного состава, скрепляющего силикатный каркас коллектора. При этом необходим учет наличия в пласте B_{10} линз и прослоев набухающих в воде ангидритов $CaSO_4$ (до 30 % в объеме породы).

4. Раствор должен обладать быстрым, эффективным и при этом «возвратным» кольтатационным действием, препятствовать проникновению фильтрата в пласт и способствовать быстрому восстановлению проницаемости при обратном токе флюида пласта в скважину.

5. Фильтрат предлагаемого раствора не должен создавать дополнительные напряжения в узких капиллярах продуктивного коллектора, а должен обеспечить высокую смачиваемость с породой коллектора и иметь низкие поверхностные натяжения на границе раздела с пластовым флюидом.

Анализ теоретических исследований показывает, что все современные исследования в области разработки и совершенствования систем буровых растворов на водной основе в той или иной степени направлены на придание им свойств, присущих растворам на углеводородной основе (РУО). К таким свойствам относятся термостойкость, устойчивость к солевой агрессии, минимальное разупрочняющее действие на горные породы, смазывающие свойства, качество вскрытия продуктивных пластов, то есть свойства, являющиеся неотъемлемой характеристикой РУО⁶ и заложенные в их физико-химической природе [9–12].

Регулирование фильтрации РУО происходит благодаря созданию тонко диспергированных эмульсий воды в нефтяной среде при добавлении органических эмульгаторов. Устойчивые капельки воды выступают в роли деформируемых частиц твердой фазы, обеспечивая тем самым малую проницаемость фильтрационных корок. При этом минимальное разупрочняющее действие на

⁶ Технологическая схема разработки...

горные породы обусловлено инертностью углеводородной дисперсионной среды, что приводит к отсутствию набухания глинистых пород в неполярных жидкостях [10, 13].

В наклонно направленных скважинах решающим фактором стабилизации ствола является напряжение горных пород, которое имеет большую величину вследствие направленности бурения [14, 15]. РУО способствует предотвращению гидратации и диспергирования шлама, вследствие чего выбуренная порода эффективно удаляется очистным оборудованием, что объясняет отсутствие необходимости разбавления раствора для доведения его до проектных значений. Высокая концентрация поверхностно-активных веществ (ПАВ), гидрофобная среда РУО и стабильность ствола скважины способствуют повышению смазочных свойств раствора, что снижает крутящий момент и увеличивает механическую скорость бурения. Смазывающие и антикоррозионные свойства обусловлены такими компонентами, как высокоокисленный битум, мыла высокомолекулярных органических кислот, органофильные структурообразователи и ПАВ. Указанные компоненты придают растворам хорошие смазывающие свойства, значительно снижающие фрикционные свойства твердой фазы [16].

Высокое качество вскрытия продуктивных пластов объясняется схожей природой фильтрата РУО и флюида, насыщающего продуктивный пласт, что позволяет исключить негативное воздействие его на природную проницаемость коллектора, а также образование в ПЗП водных барьеров [17–19]. При соблюдении требований к составу и свойствам РУО появляется возможность сохранения потенциальных дебитов скважин в сложных геолого-технических условиях их строительства. Так как РУО в отличие от водных промысловых систем не подвержены термоокислительной деструкции (ниже температур термического крекинга или синтеза), а материалы и реагенты раствора являются продуктами переработки нефти или высокотемпературного нефтехимического синтеза, данные растворы обладают высокой термостойкостью [20].

В отличие от растворов на водной основе поступающая в РУО кристаллическая соль не растворяется в углеводородной среде и не оказывает коагулирующего действия на его дисперсную фазу. Исследованиями установлено, что РУО в меньшей степени способствует увеличению пластического течения искусственных образцов солей NaCl и KCl. Также отличительной особенностью РУО является то, что поступающая минерализованная вода играет роль дисперсной фазы и при наличии определенных условий может в той или иной степени эмульгироваться в нем. Процесс насыщения обычно идет до определенного предела, после чего поступление воды не приводит к образованию стойких эмульсий. При остановках циркуляции избыточный объем воды отделяется и может быть сброшен.

Отличительная особенность РУО от водных буровых растворов в том, что данные растворы обладают высокой поглотительной способностью и устойчивостью к воздействию сероводорода, что объясняется наличием в составе рецептур РУО гидроокиси кальция в значительном количестве. РУО совместим со всеми известными нейтрализаторами сероводорода (ЖС-7, СНУД, MnO_2 , ZnO и т. д.). Опыт практического применения РУО позволяет выявить ряд достоинств и определить область их наиболее рационального использования, способных решать различные технологические задачи, которые при использовании растворов на водной основе не могут быть решены.

На основе исследований, проведенных совместно с сотрудниками «СургутНИПИнефть», разработаны составы инвертно-эмульсионных растворов

(ИЭР) из углеводородов, доступных в условиях месторождения Восточно-Сибиря в районе деятельности ПАО «Сургутнефтегаз», на основе нефти и дизельного топлива (табл. 2).

Таблица 2

Рецептуры предлагаемых буровых растворов

Рецептура	Состав раствора, %	Э, В	Т, с	СНС, дПа	η , Па · с	τ_0 , дПа	В, см ³ /30 мин	ρ , кг/м ³	μ
На основе дизельного топлива									
Дизельное топливо	60–80								
Органобентонит	1–3								
Водный раствор CaCl ₂	14,5–30,5								
Эмульгатор (Cleave-FM, МР-150)	1,5–2,5	350–500	35–45	18–20/20–25	19–25	45–60	0,5–1,5	950–1 090	0,13–0,14
Негашеная известь со степенью активности не менее 60 %, СаО	0–2								
Вторичный эмульгатор (ЛТМ)	0–2								
Гидрофобизатор (АБР, Основа ГС)	1–2								
На основе нефти									
Нефть, л	70–90								
Водный раствор CaCl ₂ (плотностью 1 170 кг/м ³)	15–19								
Эмульгатор (нефтенол Нз)	1–2	700	100–200	0,5–2/15–35	35–65	30–100	0,5–2	900–950	0,13–0,14
Органофильная глина	1–3								
СаО (негашеная известь)	1–2								
Вторичный эмульгатор (ЛТМ)	1–2								
Гидрофобизатор (АБР, основа ГС)	1–2								

Влияние фильтратов предлагаемых растворов на ФЕС пласта В₁₀ Восточно-Алинского месторождения оценивалось определением коэффициента восстановления проницаемости пласта после воздействия их на установке FDTES-100-140. Суть метода заключалась в сравнении характеристик проницаемости коллектора до и после воздействия исследуемых технологических жидкостей. При проведении исследований время воздействия фильтратов исследуемых промысловых жидкостей на образцы керна обеспечивалось равным времени, затрагивающему технологический процесс от начала вскрытия продуктивного пласта до начала освоения скважины. Результаты исследований по определению влияния промысловых жидкостей на коллекторские свойства продуктивного пласта В₁₀ Восточно-Алинского месторождения показали, что восстановление проницаемости керна после воздействия фильтратов РУО составило в среднем 90 %, что значительно превышает воздействие буровых растворов на водной основе, где коэффициент восстановления равен 23 %

Выводы

По результатам лабораторных исследований для вскрытия пласта В₁₀ хамакинского горизонта с АНПД 11,5 МПа на Восточно-Алинском месторождении определены две рецептуры ИЭР на основе дизельного топлива и нефти. В качестве основы растворов использовались углеводороды, доступные и производящиеся непосредственно на месторождении, что значительно сокращает затраты на раствор. Предлагаемые рецептуры ИЭР обладают пониженной плотностью по сравнению с СБР и составляют 1 010 кг/м³, что существенно снижает

ет гидростатическое давление на пласт. Проникновение фильтрата в призабойную зону скважины за счет низкого значения фильтрации сокращается в несколько раз по сравнению с раствором на водной основе. Фильтрат ИЭР инертен по отношению к набухающим породам пласта за счет гидрофобной основы дисперсной фазы.

Дисперсная фаза ИЭР — эмульгированная вода, обеспечивает необходимую для выноса выбуренной породы консистенцию раствора, обладает пониженной активностью к набухающим глинам. Кроме того, вода в системе находится в изолированном состоянии в виде мельчайших капелек с бронирующими слоями из твердых частиц и эмульгаторов.

Соотношение компонентов в рецептуре ИЭР подобрано таким образом, чтобы обеспечить минимальную вязкость в условиях низкой пластовой температуры. В сравнении с применяющимся СБР эмульсионный раствор отличается более высокими показателями статического напряжения сдвига, что обеспечивает надежное удержание выбуренной породы и хорошую очистку ствола скважины в горизонтальном участке. Фильтрат ИЭР совместим с углеводородным флюидом пласта и не создает запирающего эффекта в узких капиллярах, способствует свободному притоку нефти в скважину. Благодаря подбору эмульгаторов удалось добиться надежной стабильности ИЭР.

Библиографический список

1. Парфиров В. А., Палеев С. А., Ваганов Ю. В. Анализ строительства нефтяных скважин в осложненных условиях на месторождениях Восточной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2016. — № 6. — С. 97–100. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-6-97-100
2. Эдер Л. В., Филимонова И. В., Моисеев С. А. Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока: тенденции, проблемы, современное состояние // Бурение и нефть. — 2015. — № 12. — С. 3–14.
3. Полисолевой биополимерный буровой раствор для строительства скважин на месторождениях с терригенным коллектором в Восточной Сибири / В. А. Парфиров [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2018. — № 1. — С. 63–68. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-1-63-68
4. Гладков Е. А., Ширибон А. А., Карпова Е. Г. Пути решения проблем, возникающих при бурении скважин в Восточной Сибири // Бурение и Нефть. — 2015. — № 4. — С. 42–45.
5. Тимохин И. М., Тесленко В. Н., Коновалов Е. А. Отчет по теме: «Разработка и внедрение буровых растворов на основе оксиглицилцеллюлозы пролонгированного действия (ОЭЦ-Т), высокомолекулярного полиакриламида и других полисахаридов». Апрелька, 1989. — С. 19–21.
6. Кондаков А. П. Отчет о научно-исследовательской работе совершенствования буровых растворов на водной основе и технологий их применения в Восточной Сибири. — Тюмень, 2014.
7. Применение растворов на углеводородной основе при первичном вскрытии и разбуривании продуктивного горизонта на месторождении Восточной Сибири / В. А. Парфиров [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2019. — № 12. — С. 112–114. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-112-114
8. Результаты морфотектонического анализа Талаканского месторождения / Д. С. Апенных [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2008. — № 2. — С. 20–22.
9. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: в 5 т.: учебник для студентов вузов / Под общ. ред. В. П. Овчинникова. — 2-е изд., перераб. и доп. — Тюмень: ТИУ, 2017. — Т. 3 — 342 с.
10. Булатов А. И., Макаренко П. П., Проселков Ю. М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб. пособие для вузов. — М.: Недра, 1999. — 424 с.
11. Ангелопуло О. К., Подгорнов В. М., Аваков В. З. Буровые растворы для осложненных условий. — М.: Недра, 1988. — 134 с.

12. Тагиров К. М., Нифантов В. И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 160 с.
13. Бабаян Э. В. Буровые технологии. – 2-е изд., доп. – Краснодар: Совет. Кубань, 2009. – 896 с.
14. Каргаманов Н. Ф. Механизм разрушения пород при горизонтальном бурении // Разрушение горных пород при бурении скважин: тр. 5-й Всесоюзной науч.-техн. конф. – Уфа, 1990. – С. 18–21.
15. Попов А. Н., Спивак А. И., Акбулатов Т. О. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вузов / Под общ. ред. А. И. Спивака. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Недра, 2004. – 508 с.
16. Влияние поверхностно-активных свойств смазочных добавок на повышение качества первичного вскрытия продуктивных пластов / Н. В. Фролова [и др.] // Труды НПО «Бурение». – 2004. – № 3. – С. 9–18.
17. Куксов А. К., Черненко А. В. Влияние на вытеснение бурового раствора и глинистой корки на качество разобщение пластов // Нефтяное хозяйство. – 1978. – № 2. – С. 28–39.
18. Эмульсионно-гелевый полисахаридный раствор для бурения скважин в сложных горно-геологических условиях / Б. А. Андресон [и др.] // Интервал. – 2003. – № 1. – С. 60–63.
19. Рылов Н. И., Хабибуллин Р. А., Захарова Г. И. Технология заканчивания скважин с применением жидкостей на углеводородной основе // Совершенствование технологических процессов на стадии заканчивания скважин: тез. докл. республик. науч.-практ. конф. – Гомель — Киев, 1985. – С. 38–39.
20. Касьянов Н. М., Штормин В. Ф. Вопросы повышения качества вскрытия продуктивных отложений // Обзорная информ. Сер. Бурение. – 1969. – С. 89.

References

1. Parfiryev, V. A., Paleyev, S. A., & Vaganov, Yu. V. (2016). The analysis of oil wells construction in abnormal conditions in Eastern Siberia oil-fields. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 97-100. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-6-97-100
2. Eder, L. V., Filimonova, I. V., & Moiseev, S. A. (2015). The oil and gas industry in Eastern Siberia and the Far East: trends, challenges, current status. *Burzenie i нефть*, (12), pp. 3-14. (In Russian).
3. Parfiryev, V. A., Paleyev, S. A., Zakirov, N. N., & Vaganov, Yu. V. (2018). Multisalt biopolymer mud for well construction at fields with terrigenous reservoir in Eastern Siberia. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 48-53. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-1-63-68
4. Gladkov, E. A., Sheribon, A. A., & Karpova, E. G. (2015). Ways solutions of the problems encountered during drilling in Eastern Siberia. *Burzenie i нефть*, (4), pp. 42-45. (In Russian).
5. Timokhin, I. M., Teslenko, V. N., & Kononov, E. A. (1989). *Otchet po teme "Razrabotka i vnedrenie burovyykh rastvorov na osnove oksietiltseilyulozy prolongirovannogo deystviya (OETS-T), vysokomolekulyarnogo poliakrilamida i drugikh polisakharidov"*. Aprelevka, pp. 19-21. (In Russian).
6. Kondakov, A. P. (2014). *Otchet o nauchno-issledovatel'skoy rabote sovershenstvovaniya burovyykh rastvorov na vodnoy osnove i tekhnologiy ikh primeneniya v Vostochnoy Sibiri*. Tyumen. (In Russian).
7. Parfiryev, V. A., Zakirov, N. N., Vaganov, Yu. V., & Paleyev, S. A. (2019). Application of hydrocarbon-base mud during the initial opening and drilling of the productive horizon of field in the Eastern Siberia. *Oil Industry*, (12), pp. 74-79. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-112-114
8. Apenyshev, D. S., Karlov, A. M., Parfirjev, V. A., Shsheglov, A. V., Meshcheryakov, D. L., & Bykov, V. V. (2008). Results of morphotectonic analysis of Talakanskoye field. *Oil Industry*, (2), pp. 12-19. (In Russian).
9. Ovchinnikov, V. P. (Ed.) (2017). *Tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin: v 5 tomakh. Tom 3*. 2nd edition revised and expanded. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 342 p. (In Russian).
10. Bulatov, A. I., Makarenko, P. P., & Proselkov, Yu. M. (1999). *Burovye promyshennyye i tamponazhnye rastvory*. Moscow, Nedra Publ., 424 p. (In Russian).
11. Angelopulo, O. K., Podgornov, V. M., & Avakov, V. Z. (1988). *Burovye rastvory dlya oslozhnennykh usloviy*. Moscow, Nedra Publ., 134 p. (In Russian).

12. Tagirov, K. M., & Nifantov, V. I. (2003). Drilling wells and uncovering oil and gas reservoirs with depression. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 160 p. (In Russian).
13. Babayan, E. V. (2009). Burovyte tekhnologii. 2nd edition, expanded. Krasnodar, Sovet. Kuban' Publ., 896 p. (In Russian).
14. Kargamanov, N. F. (1990). Mekhanizm razrusheniya porod pri gorizonta'nom burenii. Razrushenie gornykh porod pri burenii skvazhin: trudy 5th Vsesoyuznoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Ufa, pp. 18-21. (In Russian).
15. Popov, A. N., Spivak, A. I., & Akbulatov, T. O. (2004). Tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin. 2nd edition revised and expanded. Moscow, Nedra Publ., 508 p. (In Russian).
16. Frolova, N. V., Bartmotin, K. S., & Moysa, Yu. N. (2004). Vliyanie poverkhnostno-aktivnykh svoystv smazochnykh dobavok na povyshenie kachestva pervichnogo vskrytiya produktivnykh plastov. Trudy NPO "Burenie", (3), pp. 9-18. (In Russian).
17. Kuksov, A. K., & Chernenko, A. V. (1978). Vliyanie na vytesnenie burovogo rastvora i glinistoy korki na kachestvo razobshchenie plastov. Oil Industry, (2), pp. 28-39. (In Russian).
18. Andreson, B. A., Murzagulov, G. G., Sunagatullin, A. G., & Gaynullin, R. A. (2003). Emul'sionno-gelevyy polisakharidnyy rastvor dlya bureniya skvazhin v slozhnykh gorno-geologicheskikh usloviyakh. Interval, (1), pp. 60-63. (In Russian).
19. Rylov, N. I., Khabibullin, R. A., & Zakharova, G. I. (1985). Tekhnologiya zakanchivaniya skvazhin s primeneniem zhidkostey na uglevodorodnoy osnove. Sovershenstvovanie tekhnologicheskikh protsessov na stadii zakanchivaniya skvazhin: tezisy dokladov respublikanskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Gomel - Kiev, pp. 38-39. (In Russian).
20. Kas'yanov, N. M., & Shtormin, V. F. (1969). Voprosy povysheniya kachestva vskrytiya produktivnykh otlozheniy. Obzornaya inform. Ser. Burenie, p. 89. (In Russian).

Сведения об авторах

Парфирьев Василий Анатольевич,
начальник НГДУ «Талаканнефть» ПАО
«Сургутнефтегаз», г. Сургут

Ваганов Юрий Владимирович, к. т. н.,
доцент, заведующий кафедрой бурения
нефтяных и газовых скважин, Тюменский
индустриальный университет, г. Тюмень,
e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Закиров Николай Николаевич, д. т. н.,
профессор кафедры бурения нефтяных и
газовых скважин, Тюменский индустриаль-
ный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Vasiliy A. Parfiryev, Manager of Talakan-
neft Oil and Gas Production Division, Surgut-
neftegas PJSC, Surgut

Yuriy V. Vaganov, Candidate of Engineer-
ing, Associate Professor, Head of the Department
of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial Univer-
sity of Tyumen, e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Nikolay N. Zakirov, Doctor of Engineer-
ing, Professor at the Department of Drilling Oil
and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

УДК 622.24

**Научно-технологические аспекты и перспективы применения
технологии криогенного бурения скважин**

А. Б. Тулубаев*, Е. В. Паникаровский

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

Аннотация. Проведен анализ типов буровых промывочных жидкостей, используемых для бурения интервалов залегания многолетнемерзлых горных пород, отмечена важность сохранения устойчивости ствола скважины, обеспечивающая номинальный диаметр скважины и повышающая качество крепления скважин тампонажным раствором. Рассмотрены основные технологии, применяемые на севере Западной Сибири, направленные на минимизацию процессов потери устойчивости стенок скважины вследствие нарушения температурного режима в скважине. Также проведен анализ углеводородных систем, в том числе зарубежный опыт, основанный на поисковом и разведочном бурении ледовых отложений Гренландии и Антарктиды. Отмечены перспективы применения синтетических жидкостей, моноэфиров и хладонов. Выделены сложности технологии и недостатки применяемых систем. Предложена новая технология криогенного бурения скважин, заключающаяся в использовании синтетических фторсодержащих агентов в качестве промывочной жидкости при отрицательных температурах. Дано описание предложенной промывочной жидкости и оценены перспективы использования технологии для предупреждения осложнений. Отдельно рассмотрен вопрос изготовления основного химического реагента с приведением обобщенной производственной цепочки его получения из исходного материала — плавикового шпата.

Ключевые слова: буровой раствор; фторкетоны; криогенное бурение; устойчивость ствола скважины; многолетнемерзлые горные породы

**Scientific and technological aspects and prospects for application
of cryogenic drilling technology**

Andrey B. Tulubaev*, Evgeny V. Panikarovskii

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

Abstract. In the article, we analyze types of drilling mud, which are used to drilling intervals of permafrost rocks; the importance of wellbore stability is noted. We describe the main technologies, which have been being applied in the north of Western Siberia; these technologies are aimed at minimizing the loss wellbore stability due to violation of the temperature conditions in the well. We also analyze hydrocarbon systems, taking into account foreign experience, which is based on prospecting and exploratory drilling of ice deposits in Greenland and Antarctica. The article draws your attention to using synthetic fluids, monoesters and chladones. The difficulties of the existing technology and the disadvantages of the hydrocarbon systems are highlighted. We propose to apply a new cryogenic drilling technology, which consists in the use of synthetic fluorine-containing agents as

flushing fluid at low temperatures. The text gives valuable information on composition of the proposed flushing fluid and the prospects of using the technology to prevent complications. Much attention is given to issue of manufacturing the main chemical reagent with the reduction of the generalized production chain of its production from the starting material, it is fluorspar.

Key words: drilling mud; fluoroketones; cryogenic drilling; wellbore stability; permafrost rocks

Введение

В настоящее время, при механическом вращательном способе разрушения горных пород, важнейшим фактором для предотвращения осложнений является промывочная жидкость, которая находится в постоянном контакте со стеной скважины и слагающими ее горными породами, определяя тем самым состояние устойчивости ствола скважины. Распространены такие осложнения, как обвалы и осыпи пород, проявления пластовых жидкостей, поглощение бурового раствора пористыми коллекторами и трещиноватыми породами, набухание глиносодержащих пород и др., которые нередко приводят к необходимости проведения восстановительных работ, существенно влияя на затраты при сооружении скважины. Качество крепления скважины во многом зависит от стабильности формируемого при бурении сечения ствола скважины. Все более растущие протяженности скважин повышают требования к борьбе с осложнениями и стабилизации устойчивости ствола скважины. Во многом потеря устойчивости стенок скважин определяется гидратационными процессами в прискважинной зоне вследствие перетоков пластовых жидкостей и водосодержащим характером самой промывочной жидкости. В последнее время все чаще применяются промывочные системы эмульсионного типа, дисперсионной средой которых является углеводородная жидкость, известны попытки применения в качестве буровых растворов и полностью углеводородных жидкостей на основе нефти, дизельного топлива, минерального масла.

Неводные буровые растворы в импортной терминологии имеют общепринятую аббревиатуру — NADFs. Большая часть таких жидкостей является эмульсиями, углеводородная дисперсионная среда которых представлена дизельным топливом или синтетическими углеводородами. Дисперсная фаза представлена рассолами простых солей, ацетатов, нитратов и гликолями. Химические добавки используются для регулирования фильтрационных, реологических и специальных свойств эмульсий. Наиболее привлекательными основами для эмульсионных буровых растворов по заключениям форума Международной ассоциации производителей нефти и газа (OGP) являются синтетические низкоароматические и незначительно ароматические жидкости, а также высокоочищенные минеральные масла. Такие системы могут иметь более низкий температурный интервал применения.

Кроме высокой пожароопасности данных рецептур, экологической опасности и сложности в управлении свойствами они не могут в полной мере решить проблемы устойчивости ствола скважины и качества строительства в целом. Также стоит отметить, что услуги по сопровождению бурения с применением углеводородных промывочных систем весьма существенны по стоимости и могут достигать десятков миллионов рублей на скважину. Таким образом, поиск новых решений в области промывки скважин остается весьма актуальным.

Объект и методы исследования

Предлагаемая технология криогенного бурения [1] предполагает использование специальных безводных промывочных агентов, инертных к разбурываемым горным породам, закачиваемых в ствол скважины с отрицательными температурами. Применение данной технологии, при подтверждении своей эффективности, позволит предотвратить основные виды осложнений при строительстве скважин, особенно характерные для условий севера Тюменской области. В целом же технология криогенного бурения может стать революционной, обеспечив возможность бурения скважин в осложненных условиях по сложным траекториям, и в некоторых случаях облегчить конструкцию скважин.

Отдельные перспективы применения технологии криогенного бурения связаны с проводкой скважин в интервалах залегания многолетнемерзлых пород. Основная проблема при бурении таких интервалов — растепление стенок скважины и кавернообразование [2, 3]. Стоит отметить и высокую вероятность смятия обсадных колонн в процессе обратного промерзания, которая во многом является следствием наличия каверн, не заполненных полностью цементным раствором. Например, по Уренгойской группе месторождений диаметр ствола скважины в отдельных интервалах может достигать 800 мм и более при используемом породоразрушающем инструменте диаметром 295,3 мм [4]. Такие проблемы легко решаются промывкой агентом с отрицательной температурой. При этом возможно не только сохранение естественной температуры мерзлых пород, которая находится в диапазоне от 0 до -8°C , но и еще большее понижение их температуры, что увеличивает устойчивость слабосцементированных песчаных пород [5].

Близкими технологиями являются технологии с продувкой охлажденным воздухом, газожидкостными дисперсными системами, с промывкой солевыми растворами и высоковязкими полимерглинистыми растворами с низкой интенсивностью теплообмена [6–9]. Указанные технологии предложены для сохранения устойчивости ствола скважины в интервалах залегания многолетнемерзлых пород и широкого применения не нашли ввиду своих недостатков и ограниченности в условиях применения.

Температура замерзания растворов различных солей

Концентрация, г/л	Хлорид натрия	Хлорид кальция	Хлорид калия	Хлорид аммония	Тригидрат ацетата натрия	Морская вода
10	0,12	—	—	—	—	-0,52
20	-0,8	—	-0,9	—	—	-1,08
30	-2,59	—	—	—	—	-1,63
40	-3,47	—	-1,9	—	-7,1	-2,19
50	-7,59	-2,6	—	—	-9,0	-2,75
100	-11,32	-5,4	-4,8	—	—	—
150	-14,64	-10,3	-7,6	—	-10,1	—
180	—	—	-9,6	—	—	—
200	-17,57	-19,2	—	—	—	—
230	—	—	—	-5,1	—	—
250	-20,09	-31,0	—	—	—	—
300	-22,22	-55,0	—	—	—	—
350	-23,94	—	—	—	—	—
400	-25,27	—	—	—	—	—
450	-26,19	—	—	—	—	—
500	-26,72	—	—	—	—	—
550	-26,84	—	—	—	—	—
600	—	—	—	—	—	—

Например, солевые растворы имеют пониженную температуру замерзания, которая может достигать $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$ (таблица). Несмотря на, казалось бы, приемлемые температурные свойства, имеются и негативные моменты, которые заключаются главным образом в пониженной температуре плавления льда [10], а также в повышенной коррозии металлов и др. Процесс растепления мерзлых пород в среде солевого раствора при отрицательных температурах можно объяснить гидратацией ионов в поверхностном слое, что, во-первых, сопровождается выделением тепла, во-вторых, ионизация поверхностного слоя приводит к снижению температуры кристаллизации воды. Интенсивность гидратационных процессов будет пропорциональна концентрации солей на контактирующей поверхности скважинной жидкости и горной породы.

Изучаются и разрабатываются технологии для сооружения горных выработок в мощных ледовых отложениях Гренландии и Антарктиды, где применение жидкостей с отрицательными температурами является необходимостью. Например, технология «Rapid Access Ice Drill» (RAID) предусматривает использование в качестве буровых растворов синтетического продукта, несмешивающегося с водой, ESTISOL 140 в сочетании с обратной циркуляцией. ESTISOL 140 представляет собой сложный моноэфир плотностью 870 кг/м^3 (при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$), температура замерзания составляет $-90\text{ }^{\circ}\text{C}$, что является одним из основных критериев его применения в условиях Антарктиды. Однако такой продукт является пожароопасным веществом с температурой вспышки $75\text{ }^{\circ}\text{C}$. Тем не менее RAID-технология ставит своей целью бурение скважин глубиной 3 300 м [11]. Рассматривалась возможность применения ESTISOL 165 и ESTISOL TM F2887 [12, 13]. Существует опыт применения хладонов, в частности гидрохлорфторуглерода HCFC-141b, который был запрещен в промышленности как вещество, разрушающее озоновый слой [14]. Группа по проектированию и эксплуатации ледового бурения (IDDO, Висконсинский университет в Мадисоне, США) испытала двухкомпонентную жидкость, где одним из компонентов является вещество с торговым наименованием HFE-7100, представляющую из себя смесь двух неотделимых изомерных химических веществ: метоксиноафторизобутана и метоксиноафторбутана [15]. Экспериментальные испытания М. Герасимова показали, что система теряет стабильность в определенных температурных условиях [16].

Основным инновационным решением технологии криогенного бурения является использование в качестве промывочного агента специального синтетического вещества кетонового ряда. В общем понятии кетоны представляют собой органические соединения, которые содержат карбонильную группу (атом углерода, имеющий двойную связь с атомом кислорода). Карбонильная группа является односвязной с двумя углеводородными группами (рис. 1), полученными химическими реакциями окисления, например, гидролизом вторичных спиртов. Типичные представители кетонов: ацетон, ацетоуксусная кислота, бета-гидроксипутират. Кетоны упоминаются в органической теории образования нефти.

Большой интерес вызывает группа фторированных кетонов, например перфторэтилпропилкетон. В его молекуле все атомы водорода заменены на прочно связанные с углеродной решеткой атомы фтора. Такие свойства делают вещество инертным во взаимодействии с другими молекулами и ингибитором тепловых реакций.

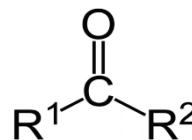
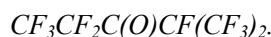


Рис. 1. Структура органического соединения кетонового ряда

Химическая формула вещества представлена в следующем виде:



В физическом понимании вещество при нормальных условиях представляет собой бесцветную прозрачную жидкость со слабовыраженным запахом, которая тяжелее воды в 1,6 раза, является эффективным диэлектриком, с электрической проницаемостью 2,3. Температура кипения этого вещества при давлении 1 атм составляет 49,2 °С, температура замерзания равна –108 °С, что позволяет его использовать при отрицательных температурах. Благодаря молекулярному строению вещество не смешивается с водой и не взаимодействует с большинством органических и неорганических соединений.

Являясь ингибитором тепловых реакций, $CF_3CF_2C(O)CF(CF_3)_2$ достаточно широко применяется в автоматических системах пожаротушения. Электрические свойства позволяют рассматривать фторкетон как перспективный хладагент системы охлаждения трансформаторов взамен перфторуглеродов и гидрофторуглеродов [17].

Однако сложный процесс получения перфторэтилизопропилкетона [18] и, соответственно, высокая его стоимость затрудняют рассмотрение этого вещества как основу промывочной жидкости, где необходимые объемы могут достигать сотен кубометров. В противовес высокой стоимости может выступать высокий коэффициент повторного использования агента, ввиду недиспергирующей способности по отношению к выбуренной породе и несмешиваемости агента с пластовыми флюидами. Большой набор технологических преимуществ в сравнении с водными растворами и применяемыми в бурении растворами на углеводородной основе все же позволяет рассматривать кетоновые вещества как перспективные. Технологический процесс получения кетонов также периодически совершенствуется, и разрабатываются новые реакции синтеза, например, в 2016 году учеными

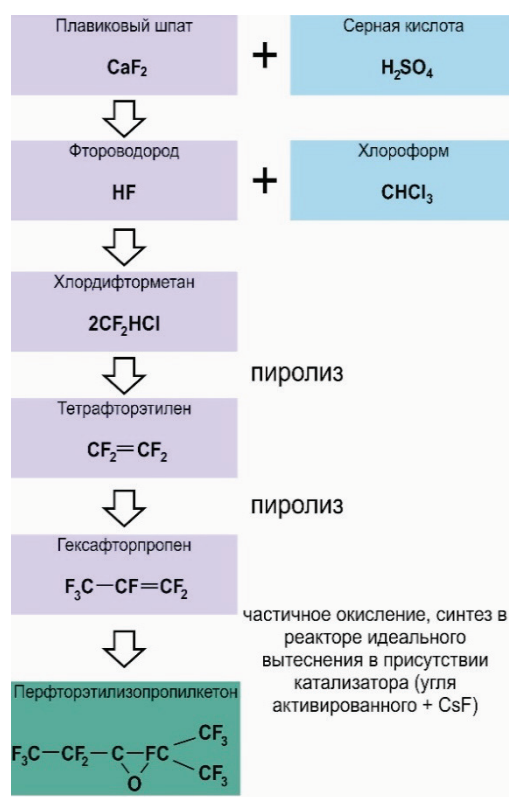


Рис. 2. Обобщенная производственная цепочка получения перфторэтилизопропилкетона

ФГУП РНЦ «Прикладная химия» разработан способ получения перфторэтилизопропилкетона из промышленно доступного гексафторпропена [19].

Полная цепочка производства перфторэтилизопропилкетона достаточно сложна и представлена из 5 последовательных химических реакций (рис. 2.). Основным исходным веществом для такого процесса является плавиковый

шпат (или природный минерал — флюорит, CaF_2), являющийся вполне доступным материалом.

Выводы

Предварительные эффекты от применения технологии криогенного бурения:

- исключение проблемы устойчивости ствола скважины в зоне распространения многолетнемерзлых пород;
- закрепление неустойчивых интервалов ствола скважины путем промерзания прискважинной части горных пород, содержащих пластовые воды, что приведет к снижению или полному прекращению осыпей и обвалов;
- предотвращение набухания глинистых пород;
- предотвращение сужения ствола скважины в интервалах залегания текучих глин;
- предотвращение затяжек и посадок за счет отсутствия на стенках скважины глинистой корки;
- вскрытие нефтегазосодержащих пластов с инертным воздействием на фильтрационно-емкостные свойства;
- использование взрыво- и пожаробезопасных материалов;
- снижение интенсивности поглощения промывочной жидкости в трещиноватые и пористые гидрофильные породы;
- повышение качества крепления скважины за счет плотного контакта тампонажного материала со стенкой скважины (отсутствие рыхлой глинистой корки, снижение кавернозности ствола скважины) и др.

При разработке технологии необходимо решение множества сопутствующих задач, связанных с использованием оборудования в условиях низких температур, технологий приготовления, хранения и очистки агентов, средствами контроля параметров процесса бурения, технологии крепления скважин и др. Кроме того, недостаточно изучены теплофизические процессы, происходящие в прискважинной зоне [10, 20], почти отсутствуют методы решения задач по одновременному моделированию температуры в скважине и в горных породах, особенно при динамическом характере взаимодействующих тел [21].

Статья подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов, выполняемых коллективами научных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России по проекту: «Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса» (№ 0825-2020-0013, 2020–2022 гг.).

Библиографический список

1. Тулубаев А. Б. Технология криогенного бурения нефтяных и газовых скважин // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: сб. мат. междунар. академической конф. – Тюмень: ТИУ, 2018. – С. 145–149.
2. Афанасьев И. В. Предупреждение растепления криолитозоны при бурении скважины // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. Материалы VIII междунар. науч.- практ. конф. обучающихся, аспирантов и ученых: в 2 т. – Тюмень: ТИУ, 2018. – С. 17–23.

3. Актуальные проблемы технологии бурения скважин на месторождениях ОАО «Газпром». Часть 1 / А. И. Гриценко [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 3. – С. 4–15.
4. Напряженно-деформированное состояние крепи скважин в криолитозоне: учеб. пособие / В. Г. Кузнецов [и др.]. – М.: Недра, 2003. – 154 с.
5. Максимов М. С., Панишев С. В., Козлов Д. С. Лабораторные исследования прочности смерзшихся горных пород на сдвиг // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 5. – С. 114–119. DOI: 10.17513/use.36764
6. Яковлев А. А., Турицына, Е. В., Могильников М. В. Анализ и обоснование выбора очистных агентов и технология их применения при бурении скважин в условиях многолетнемерзлых пород // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 12. – С. 22–32. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.12.3
7. Shu-qing Hao. A study to optimize drilling fluids to improve borehole stability in natural gas hydrate frozen ground // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – Vol. 76, Issue 3–4. – P. 109–115. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.01.014
8. Хомик М. В., Кашкаров Н. Г., Поршевич Н. Н. Сравнительная оценка промысловых жидкостей для бурения в условиях Крайнего Севера // Бурение скважин на газовых месторождениях Западной Сибири: сб. / Под ред. П. Т. Шмыгля. – Тюмень: ЗапсибНИГНИ, 1976. – С. 79–82.
9. Солевые и тампонажные композиции на основе вторичных материальных ресурсов производства соды / В. П. Овчинников [и др.]. – М.: Недра, 2000. – 214 с.
10. Шевченко А. Н. Влияние температурного режима скважины на эффективность бурения мерзлых массивов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2011. – № 11 (58). – С. 117–120.
11. Goodge J. W., Severinghaus J. P. Rapid Access Ice Drill: a new tool for exploration of the deep Antarctic ice sheets and subglacial geology // Journal of Glaciology. – Vol. 62, Issue 236. – P. 1049–1064. DOI: 10.1017/jog.2016.97
12. Environmental considerations of low-temperature drilling fluids / P. Talalay [et al.] // Annals of Glaciology. – 2014. – Vol. 55, Issue 65. – С. 31–40. DOI: 10.3189/2014AoG65A226
13. Analysis on wellhead stability during drilling operation in arctic permafrost region / Z. Wang [et al.] // Proceedings of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering – OMAE 36. Том. 8. Polar and Arctic Sciences and Technology; Petroleum Technology. – Sep. ASME 2017 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, OMAE 2017. – 2017. – Available at: <https://doi.org/10.1115/omae2017-61868>.
14. Sheldon S. G., Popp T. J., Hansen S. B., Steffensen J. P. Promising new borehole liquids for ice-core drilling on the East Antarctic high plateau // Annals of Glaciology. – 2014. – Vol. 55, Issue 68. – P. 260–270. DOI: 10.3189/2014AoG68A043
15. Talalay P. Drilling fluids for deep coring in central Antarctica. Technical Report PRC 12-01. – Polar Research Center, Jilin University, China, 2011. – Available at: https://icdrill.org/sites/default/files/DRILLING-FLUIDS-Final_PRC-12-01.pdf.
16. Gerasimoff M. Drilling fluid observations and recommendations for U.S. Polar Program, WAIScores Drilling Project. – Madison, 2003. – Available at: http://www.ssec.wisc.edu/icds/reports/Drill_Fluid.pdf.
17. Tuma P. E. Fluoroketone $C_2F_5C(O)CF(CF_3)_2$ as a Heat Transfer Fluid for Passive and Pumped 2-Phase Applications // 24th IEEE SEMI-THERM Symposium. – 2008. DOI: 10.1109/STHERM.2008.4509386.
18. Пат. RU 2460717. Способ получения перфторэтилизопропилкетона в реакторе идеального вытеснения / Барабанов В. Г., Бабенко Ю. И., Биспен Т. А., Васильев А. С., Маталин В. А., Молдавский Д. Д., Феничев И. М.; заявл. 06.12.10; опубл. 10.09.12.
19. Получение перфторэтилизопропилкетона из гексафторпропена / Т. А. Биспен [и др.] // Известия Санкт-Петербургского государственного технологического института (технического университета). – 2016. – № 37 (63). – С. 29–31.
20. Об электропроводности многолетнемерзлых горных пород / В. Н. Захаренко [и др.] // Вестник Томского государственного университета. – 2012. – № 359. – С. 182–187.
21. Тимофеев Н. Г., Скрябин Р. М., Пинигин В. В. О температурном режиме при бурении скважин в условиях криолитозоны // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М. К. Аммосова. Серия «Наука о земле». – 2017. – № 3 (07). – С. 54–61.

References

1. Tulubaev, A. B. (2018). Tekhnologiya kriogenного бурения нефтяных и газовых скважин. Sostoyanie, tendentsii i problemy razvitiya neftegazovogo potentsiala Zapadnoy Sibiri: sbornik materialov mezhdunarodnoy akademicheskoy konferentsii. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 145-149. (In Russian).
2. Afanas'ev, I. V. (2018). Preduprezhdenie rastepleniya kriolitozony pri burenii skvazhiny. Opyt, aktual'nye problemy i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa. Materialy VIII mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii obuchayushchikhsya, aspirantov i ucheykh: v 2 tomakh. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 17-23. (In Russian).
3. Gritsenko, A. I., Kuligin, A. V., Ivakin R. A. & Griguletsky, V. G. (2014). Urgent problems of well drilling technologies applied at fields of JSC "Gazprom". Part 1. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (3), pp. 4-15. (In Russian).
4. Kuznetsov, V. G., Ovchinnikov, V. P., Frolov, A. A., Kucheryuk, V. I., Sorokin, V. F., & Ivanov, S. I. (2003). Napryazhenno-deformirovannoe sostoyanie krepki skvazhin v kriolitozone. Tyumen, Nedra Publ., 154 p. (In Russian).
5. Maksimov, M. S., Panishev, S. V. & Kozlov, D. S. (2018). Laboratory researches of the strength of adfreeze rocks on shear. Advances in current natural sciences, (5), pp. 114-119. (In Russian). DOI: 10.17513/use.36764
6. Iakovlev, A. A., Turitsyna, E. V., & Mogil'nikov, M. V. (2014). Analysis and justification of selecting cleaning agents and technology of their application in permafrost well drilling. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, (12), pp. 22-32. (In Russian). DOI: 10.15593/2224-9923/2014.12.3
7. Shu-qing, Hao. (2011). A study to optimize drilling fluids to improve borehole stability in natural gas hydrate frozen ground. Journal of Petroleum Science and Engineering, 76(3-4), pp. 109-115. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2011.01.014
8. Khomik, M. V., Kashkarov, N. G., & Porshevnikov, N. N. (1976). Sravnitel'naya otsenka promyshlennykh zhidkostey dlya bureniya v usloviyakh Kraynego Severa. Burenie skvazhin na gazovykh mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Tyumen, ZapsibNIGNI Publ., pp. 79-82. (In Russian).
9. Ovchinnikov, V. P., Frolov, A. A., Shatov, A. A., Vyahirev, V. I., Sorokin, V. F. & Ovchinnikov, P. V. (2000). Slevye i tamponazhnye kompozitsii na osnove vtorichnykh material'nykh resursov proizvodstva sody. Moscow, Nedra Publ., 214 p. (In Russian).
10. Shevchenko, A. N. (2011). Effect of the well temperature regime on the drilling efficiency of frozen massifs. Proceedings of Irkutsk State Technical University, (11(58)), pp. 117-120. (In Russian).
11. Goodge, J. W., & Severinghaus, J. P. (2016). Rapid Access Ice Drill: a new tool for exploration of the deep Antarctic ice sheets and subglacial geology. Journal of Glaciology, 62(236), pp. 1049-1064. (In English). DOI: 10.1017/jog.2016.97
12. Talalay, P., Hu, Zh., Xu, H., Yu, D., Han, L., Junjie, H., & Wang, L. (2014). Environmental considerations of low-temperature drilling fluids. Annals of Glaciology, 55(65), pp. 31-40. (In English). DOI: 10.3189/2014AoG65A226
13. Wang, Z., Wang, X., Sun, B., Deng, X., Zhao, Y., Gao, Y., & Li, H. (2017). Analysis on wellhead stability during drilling operation in arctic permafrost region. Proceedings of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering - OMAE 36. Volume. 8. Polar and Arctic Sciences and Technology; Petroleum Technology. - Ser. ASME 2017 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, OMAE 2017. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1115/omae2017-61868>
14. Sheldon, S. G., Popp, T. J., Hansen, S. B., & Steffensen, J. P. (2014). Promising new borehole liquids for ice-core drilling on the East Antarctic high plateau. Annals of Glaciology, 55(68), pp. 260-270. (In English). DOI: 10.3189/2014AoG68A043
15. Talalay, P. (2011). Drilling fluids for deep coring in central Antarctica. Technical Report PRC 12-01. Polar Research Center, Jilin University, China. (In English). Available at: https://icedrill.org/sites/default/files/DRILLING-FLUIDS-Final_PRC-12-01.pdf
16. Gerasimoff, M. (2003). Drilling fluid observations and recommendations for U.S. Polar Program, WAIScores Drilling Project. Madison. (In English). Available at: http://www.ssec.wisc.edu/icds/reports/Drill_Fluid.pdf

17. Tuma, P. E. (2008). Fluoroketone $C_2F_5C(O)CF(CF_3)_2$ as a Heat Transfer Fluid for Passive and Pumped 2-Phase Applications. 24th IEEE SEMI-THERM Symposium. (In English). DOI: 10.1109/STHERM.2008.4509386
18. Barabanov, V. G., Babenko, Yu. I., Bispen, T. A., Vasil'ev, A. S., Matalin, V. A., Moldavskiy, D. D., & Fenichev, I. M. Sposob polucheniya perftoretilizopropilketona v reaktore ideal'nogo vytesneniya. Pat. RU 2460717. Applied: 06.12.10. Published: 10.09.12. (In Russian).
19. Bispen, T. A., Maslennikov, I. G., Moldavsky, D. D., & Fenichev, I. M. (2016). Production of perfluoroethylisopropylketone from hexafluoropropene. Bulletin of the Saint Petersburg State Institute of Technology (Technical University), (37(63)), pp. 29-31. (In Russian).
20. Zakharenko, V. N., Krakovetskiy Yu. K., Parnachev, V. P. & Popov, L. N. (2012). On conductivity of permafrost. Tomsk State University Journal, (359), pp. 182-187. (In Russian).
21. Timofeev, N. G., Skryabin, R. M., Pinigin, V. V. (2017). About temperature during drilling in cryolithozone. Vestnik of North-Eastern Federal University. Series "Earth Sciences", (3(07)), pp. 54-61. (In Russian).

Сведения об авторах

Тулубаев Андрей Борисович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: tulubaevab@tyuiu.ru

Паникаровский Евгений Валентинович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Andrey B. Tulubaev, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: tulubaevab@tyuiu.ru

Evgeny V. Panikarovskii, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

УДК 624.014:624.047.2

О работе конусной обечайки опорных стоек блоков морских стальных стационарных платформ при ледовом воздействии**А. Ю. Фурсов***Крымский федеральный университет им. В. И. Вернадского, г. Симферополь, Россия
e-mail: alexandrpro3@gmail.com*

Аннотация. Перспективы развития Азово-Черноморского региона Российской Федерации связаны, прежде всего, с освоением глубоководной части Черного моря. В общем прогнозные ресурсы углеводородов оцениваются в объеме 1,5–2,4 трлн м³ в газовом эквиваленте. При разработке и проектировании конструкций морских стационарных платформ (МСП) для газового месторождения в Азовском море именно ледовые нагрузки являются основными и определяющими напряженное состояние всей стационарной платформы. Для уменьшения ледового воздействия льда на опорные стойки МСП в местах контакта предложено устанавливать специальные конструкции — конусные ледоразрушающие устройства.

Проведено аналитическое исследование напряженного состояния ледоразрушающих устройств на основе общих положений теории упругости тонких пластинок. Получено выражение, определяющее условие прочности материала конусной обечайки. Для получения конкретных результатов расчетов напряженного состояния ледоразрушающего устройства использован аппарат программного комплекса «Ansys17.2».

Усовершенствование опорной стойки МСП путем установки конусных конструкций, усиленных бетоном в зоне контакта, приводит к разрушению ледового поля от изгиба, а не от сжатия. При этом горизонтальное давление льда на опору снижается. Вследствие этого снижается уровень напряжений в элементах опорной стойки МСП. В модели, усиленной бетоном, за счет трехосного сжатия бетона напряжения уменьшились в 3,7 раза по сравнению с уровнем напряжений в аналогичных элементах базовой модели и в 1,7 раза по сравнению с моделью с металлическими ребрами жесткости.

Деформации элементов в направлении силового ледового воздействия снизились с 4 см в базовой модели до 1 см в усиленной ребрами модели ледоразрушающего устройства, то есть в 4 раза, и до 0,2 см в модели усиленной бетоном, то есть в 20 раз.

Применение композитной конструкции ведет к увеличению жесткости и прочности конструкции для защиты МСП от воздействия льда.

Ключевые слова: морская стационарная платформа; опорная стойка; ледоразрушающее устройство; металлическая оболочка, усиленная бетоном

The operation of the cone shell blocks of offshore structures under ice impact**Alexandr Yu. Fursov***V. I. Vernadsky Crimean Federal University, Simferopol, Russia
e-mail: alexandrpro3@gmail.com*

Abstract. The prospects for the development of the Azov-Black sea region of the Russian Federation are primarily related to the development of the deep-water

part of the Black Sea. In general, the forecast hydrocarbon resources are estimated at 1,5–2,4 trillion m³ in gas equivalent. Ice loads are one of the most important factors determining the stress state of the entire stationary platform when developing and designing offshore structures for the gas field in the Sea of Azov. The author of the article proposes to install special structures, such as cone ice-breaking devices, at the contact points.

An analytical study of the stress state of ice-breaking devices is carried out on the basis of the general provisions of the theory of elasticity of thin plates. An expression defining the strength condition of the cone shell material is obtained. The device of the Ansys17.2 software complex was used to obtaining specific results of calculations of the stress state of the ice-breaking device.

Improving the platform support post by installing cone structures reinforced with concrete in the contact zone results in the destruction of the ice field from bending rather than compression. In this case, the horizontal pressure of the ice on the support is reduced. As a result, the stress level in the elements of the offshore structure support post is reduced. Due to the three-axis compression of concrete, the stress decreased in the model reinforced metal shell by 3,7 times compared to the level of stress in similar elements of the base model, and 1,7 times compared to the model with metal stiffeners.

Deformations of elements in the direction of force ice action decreased from 4 cm in the base model to 1 cm in the rib-reinforced model of the ice-breaking device, i.e. by 4 times, and to 0,2 cm in the model reinforced with concrete, i.e. by 20 times.

The use of composite construction leads to an increase in the rigidity and strength of the structure to protect offshore structure from the effects of ice.

Key words: offshore structure; supporting column; ice-breaking device; reinforced metal shell

Введение

Перспективы развития Азово-Черноморского региона Российской Федерации связаны, прежде всего, с освоением глубоководной части Черного моря [1–3], его кайнозойского и докайнозойского разрезов. В общем прогнозные ресурсы углеводородов оцениваются в объеме 1,5–2,4 трлн м³ в газовом эквиваленте [3].

В связи с развитием объемов поисковых и буровых работ в регионе требуется проектирование и строительство морских стационарных платформ (МСП) для глубоководного бурения и освоения скважин. МСП являются главными элементами производства нефтегазодобывающих предприятий, работающих на шельфе [4–8].

МСП представляют собой сложное инженерное сооружение, состоящее из опорного блока, закрепленного к морскому дну (грунту) с помощью трубчатых свай, и верхнего строения, используемого для установки технологического оборудования для добычи и дальнейшей транспортировки нефти и газа (рис. 1).

Значительные ледовые нагрузки являются одним из важнейших факторов, определяющих надежную и эффективную длительную эксплуатацию МСП на морских нефтегазовых месторождениях^{1,2,3}.

¹ СНИП 2.06.04-82*. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов) [Электронный ресурс]. – Введ. 1984-01-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200000256>.

² Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок (ПБУ) и морских стационарных платформ (МСП): по состоянию на 30.06.2008 / Российский Морской Регистр Сухопутного транспорта (РМРС). – НД № 2-020201-008. – СПб., 2008. – 502 с. – (Библиотека официальных изданий).

³ СП 20.13330.2011. Нагрузки и воздействия. Нормы проектирования. Актуализированная редакция СНИП 2.01.07-85* [Электронный ресурс]. – Введ. 2011-05-20. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200084848>.

При разработке и проектировании конструкций МСП для газового месторождения в Азовском море именно ледовые нагрузки являются основными и определяющими напряженное состояние всей стационарной платформы.

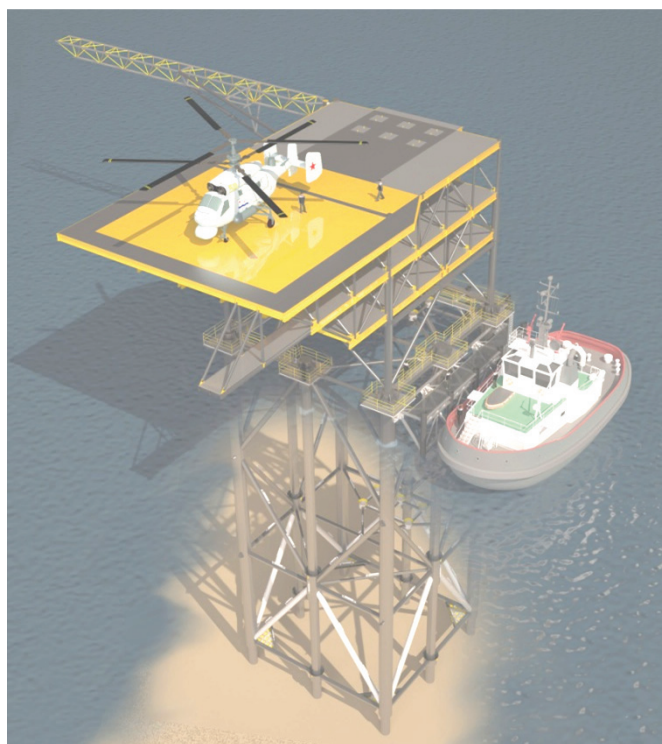


Рис. 1. Схема морской стационарной платформы (МСП)

На рисунке 2 показано взаимодействие льдов и опорных стоек блоков морских стальных стационарных платформ для газового месторождения в Азовском море.

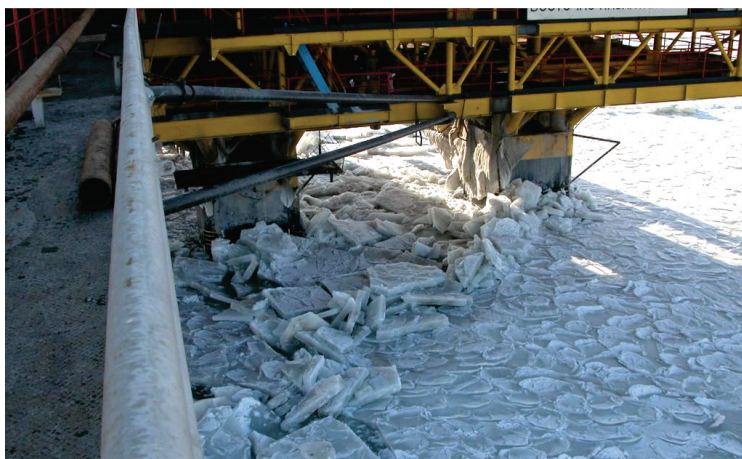


Рис. 2. Ледовая обстановка и взаимодействие опорных стоек МСП в Азовском море на газовом месторождении

В общем случае напряженное состояние в местах контакта льда и опорных стоек МСП определяется сложным и комплексным механизмом взаимодействия массы льда, геометрическими и физико-механическими параметрами материала стальных стоек. Для уменьшения воздействия льда на опорные стойки МСП в местах контакта устанавливают специальные конструкции — конусные ледоразрушающие устройства⁴.

Объект и методы исследования

С целью повышения несущей способности опорных стоек предложено внутренний объем ледоразрушающего устройства заполнять бетоном (цементом) [9, 10].

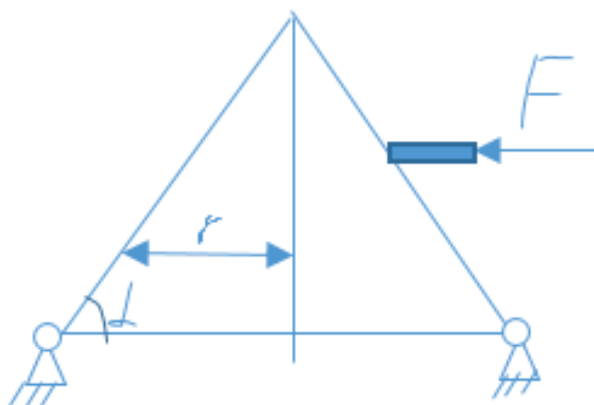


Рис. 3. Расчетная модель конусной обечайки
(F — сила ледового воздействия)

Аналитическое исследование напряженного состояния ледоразрушающих устройств проведем на основе общих положений теории упругости тонких пластинок, для которых справедлива гипотеза плоских сечений [11–13].

При разработке математической модели ледоразрушающего устройства в основу положено следующее конструктивное решение — опорная стойка представлена пространственной конструкцией, состоящей из труб и листового металлического конуса. Конус установлен в зоне переменного смачивания, которая совпадает с зоной ледового воздействия. На первом этапе проводим изучение напряженного состояния элементов конуса, далее внутреннее пространство конусной конструкции заполняется бетоном [9], что позволяет подкрепить металлический листовый конический кожух ледоразрушающего устройства (F).

Рассмотрим прочность конусообразной обечайки. Решение осуществим в полярной системе координат. На рисунке 3 представлена расчетная модель конусной обечайки, к которой приложена горизонтальная сила, имитирующая ледовое воздействие.

Примем допущение: радиальные напряжения больше тангенциальных, то есть $\sigma_r \gg \sigma_\theta$; объемные силы не учитываются.

Такое напряженное состояние называется простым радиальным, и уравнение равновесия имеет вид [12, 13]

⁴ СНиП 2.06.04-82*...

$$\frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{\sigma_r}{r} = 0. \quad (1)$$

Уравнение неразрывности деформаций представим в виде

$$\frac{\partial^2 \sigma_r}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 \sigma_r}{\partial \theta^2} = 0. \quad (2)$$

Интегрируем уравнения (1) и (2) методом Фурье, для чего представим функцию радиальных напряжений σ_r в виде произведения функций $\varphi(r), \varphi(\theta)$:

$$\sigma_r(r, \theta) = \varphi(r) \cdot \varphi(\theta). \quad (3)$$

Подставив функцию (3) в (1) и (2), получим следующие уравнения:

$$\begin{cases} \varphi' \omega + \frac{\sigma \omega}{r} = 0 \\ \varphi' \omega + \frac{\varphi' \omega}{r} + \frac{\varphi \omega''}{r^2} = 0 \end{cases}. \quad (4)$$

Первое уравнение можно записать в виде

$$\varphi'(r) + \frac{1}{r} \varphi(r) = 0 \quad (5)$$

или

$$\frac{\varphi'}{\varphi} = -\frac{1}{r}. \quad (6)$$

Интегрируя соотношение (6), можно записать

$$\int \frac{d\varphi}{\varphi} = \int \frac{dr}{r}. \quad (7)$$

Окончательно можно записать для функции $\varphi(r)$ следующее соотношение:

$$\ln \varphi = \ln \left(\frac{c}{r} \right) \quad (8)$$

или

$$\varphi(r) = \frac{c}{r}, \quad (9)$$

где c — постоянная интегрирования.

Функцию φ подставим во второе уравнение (4), получим

$$\frac{2c}{r^3} \omega - \frac{c}{r^3} \omega + \frac{c}{r^3} \omega'' = 0 \quad (10)$$

или

$$\omega + \omega'' = 0. \quad (11)$$

Решение этого уравнения имеет вид

$$\omega = A \cos \theta + B \sin \theta. \quad (12)$$

Соотношения (9) и (12) подставим в (3) и получим для σ_r формулу

$$\sigma_r = \frac{c(A \cos \theta + B \sin \theta)}{r}. \quad (13)$$

Введем произвольные постоянные K и θ_0 , (см. рис. 3)

$$CA = -K \cos \theta_0; CB = -K \sin \theta_0. \quad (14)$$

В этом случае можно найти для σ_r соотношение

$$\sigma_r = \frac{k}{r} (\cos \theta \cos \theta_0 + \sin \theta + \sin \theta_0) \quad (15)$$

или

$$\sigma_r = \frac{k}{r} \cos(\theta - \theta_0), \quad (16)$$

где θ — угол давления льда. Значение K найдем из граничного условия, при $\theta = \theta_0$

$$\sigma_r = \frac{F_1}{r_1 \theta_0 \Delta l} = \frac{F \sin \alpha}{r_1 \theta_0 \Delta l}, \quad (17)$$

где Δl — толщина льдины.

Тогда

$$\frac{F \sin \alpha}{r_1 \theta_0 \Delta l} = -\frac{k}{r_1}, \text{ или } k = -\frac{F \sin \alpha}{\theta_0 \Delta l}.$$

В этом случае общее решение имеет вид

$$\sigma_r = \frac{F \sin \alpha}{r_1 \theta_0 \Delta l} \cos(\theta - \theta_0) \leq [\sigma]. \quad (18)$$

Полученное выражение (18) определяет условие прочности материала конусной обечайки.

Для получения конкретных результатов расчетов напряженного состояния ледоразрушающего устройства использован аппарат программного комплекса «Ansys17.2» [14].

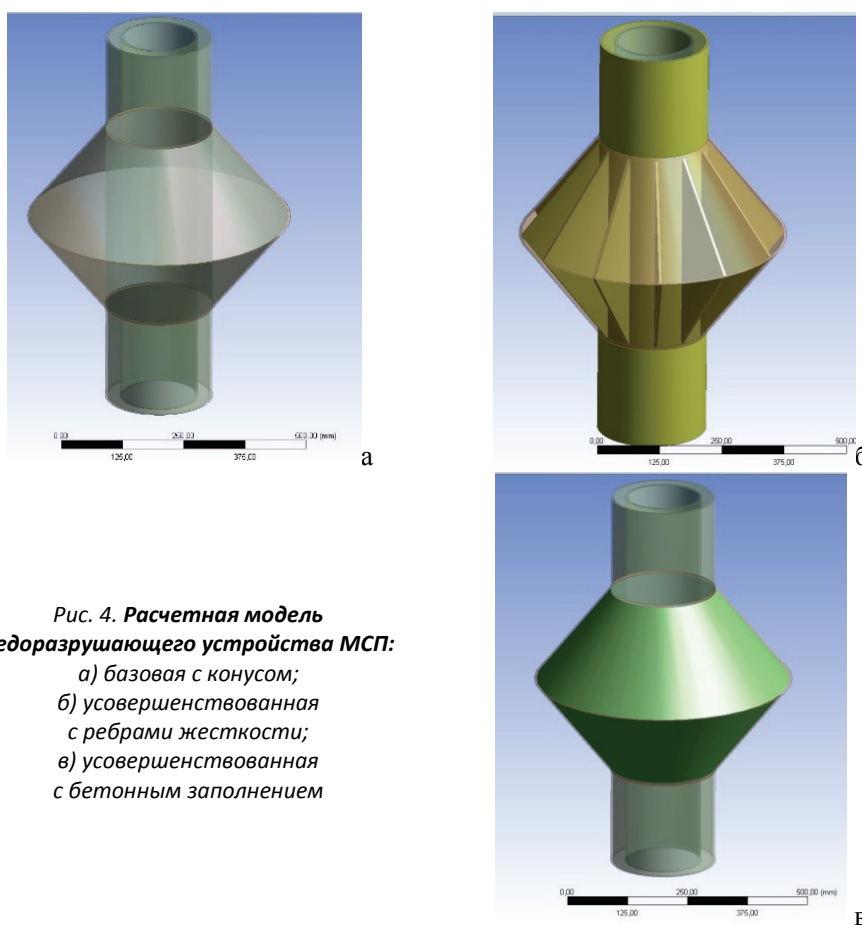
Ansys известен на рынке уже более 20 лет и является наиболее распространенным средством для научных и инженерных расчетов. Особенностью Ansys является широкий спектр задач, которые он в состоянии решать. Сюда входят задачи расчетов на прочность (как линейные, так и нелинейные), теплообмена, гидродинамики, смешанные и даже акустики.

В качестве основного метода в программном комплексе «Ansys» используется «метод конечных элементов».

Сущность метода состоит в аппроксимации исследуемого тела некоторой моделью, которая представляет собой совокупность элементов конечным числом степеней свободы. Эти элементы взаимосвязаны только в узловых точках, куда прикладываются фиктивные силы, эквивалентные поверхностным напряжениям, распределенным по границам элементов. Параметры приведенной идеализированной системы определяются исходя из соответствующих вариационных решений.

Метод конечных элементов позволяет значительно уменьшить затраты при разработке новых изделий, так как позволяет существенно сократить объемы или даже полностью отказаться от дорогостоящих стендовых испытаний. Кроме того, с помощью метода конечных элементов можно в сравнительно короткие сроки оценить характеристики разных вариантов конструкций и выбрать наилучшую [14].

При создании расчетной модели использовались крупномасштабные модели 1:6 узла ледоразрушающего устройства.



Моделирование имитировало возможное нагружение от ледового поля в естественных условиях, заданное согласно рекомендациям института им. Б. Е. Веденеева по определению ледовых нагрузок⁵. В расчетах принято, что МСП пред-

⁵ Там же.

ставляют собой сложное инженерное сооружение, состоящее из опорного блока, закрепленного к морскому дну (грунту) с помощью трубчатых свай, и верхнего строения, используемого для установки технологического оборудования для добычи и дальнейшей транспортировки нефти и газа. Суммарная расчетная ледовая нагрузка (для случая одновременного действия на две опоры) составляет 1 110 тс.

Были разработаны три расчетные модели устройства для защиты морской стационарной платформы от воздействия льда.

Первая — базовая модель с конусом без усиления. Опорная стойка представлена пространственной конструкцией, состоящей из труб и листового металлического конуса. Конус установлен в зоне переменного смачивания, которая совпадает с зоной ледового воздействия. Композитная труба-стойка состоит из двух труб: внутренней, сечением — 219×6 ; внешней, сечением — 159×6 ; межтрубное пространство заполнено бетоном.

Вторая — усовершенствованная модель. Конструктивно усовершенствованная модель повторяет во многом базовую модель, усовершенствование заключалось в установке в конусном устройстве ребер жесткости, подкрепляющих пластины конуса.

Третья — усовершенствованная модель. Конструктивно усовершенствованная модель повторяет базовую модель, но внутреннее пространство конусных конструкций заполнено бетоном [9], что позволяет подкрепить металлический листовой конический кожух по всей плоскости, а не дискретно, как это было во второй модели с ребрами жесткости. Результаты других исследований показывают, что при контакте льда с такой конической защитной конструкцией опорной стойки разрушение ледового поля происходит от изгиба, а не от сжатия. Что в первую очередь ведет к разрушению льда при более низких значениях напряжений, и, как следствие, такое ледовое воздействие приводит к снижению контактного давления на опору (рис. 4).

Результаты численных экспериментов представлены в виде изополей деформаций и изополей эквивалентных напряжений в элементах для защиты опорных стоек от воздействия льда (рис. 5).

Результаты

Представленные на рисунке 5 перемещения узлов моделей показывают, что максимальные перемещения в узлах базовой модели с конусом без усиления (см. рис. 5 а) в районе воздействия льда составляют 4,5 см, в то время как в усовершенствованной конструкции вследствие увеличения цилиндрической жесткости опорной стойки в зоне ледового воздействия и благодаря усиленной бетоном конусной конструкции перемещения составляют 0,2 см (см. рис. 5 б). Таким образом, перемещения снизились в 20 раз относительно базовой модели и в 5 раз относительно модели с ребрами усиления. В модели, усиленной металлическими ребрами, деформации также снизились в 4 раза, но, как можно видеть на рисунке 5 в, деформации носят дискретный характер и увеличиваются в зонах между ребрами жесткости в отличие от композитной конструкции, где деформации распределяются равномерно, бетон включен в работу по всей стенке конуса.

На рисунке 6 показаны изополя эквивалентных напряжений для всех вариантов ледоразрушающих устройств МСП для условий газового месторождения в Азовском море.

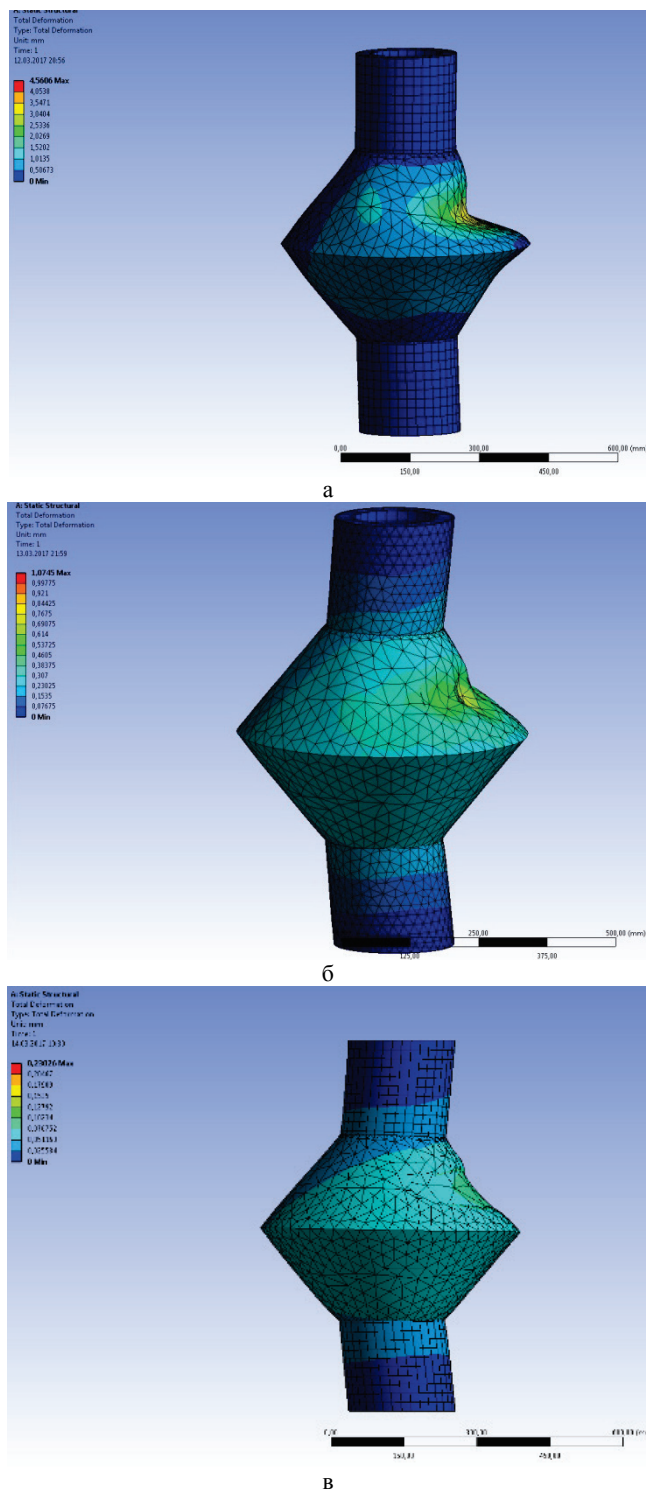


Рис. 5. Изополя нормальных перемещений узлов модели опорной стойки МСП:
а) базовая с конусом без усиления;
б) усовершенствованная с металлическими ребрами;
в) усиленная бетоном

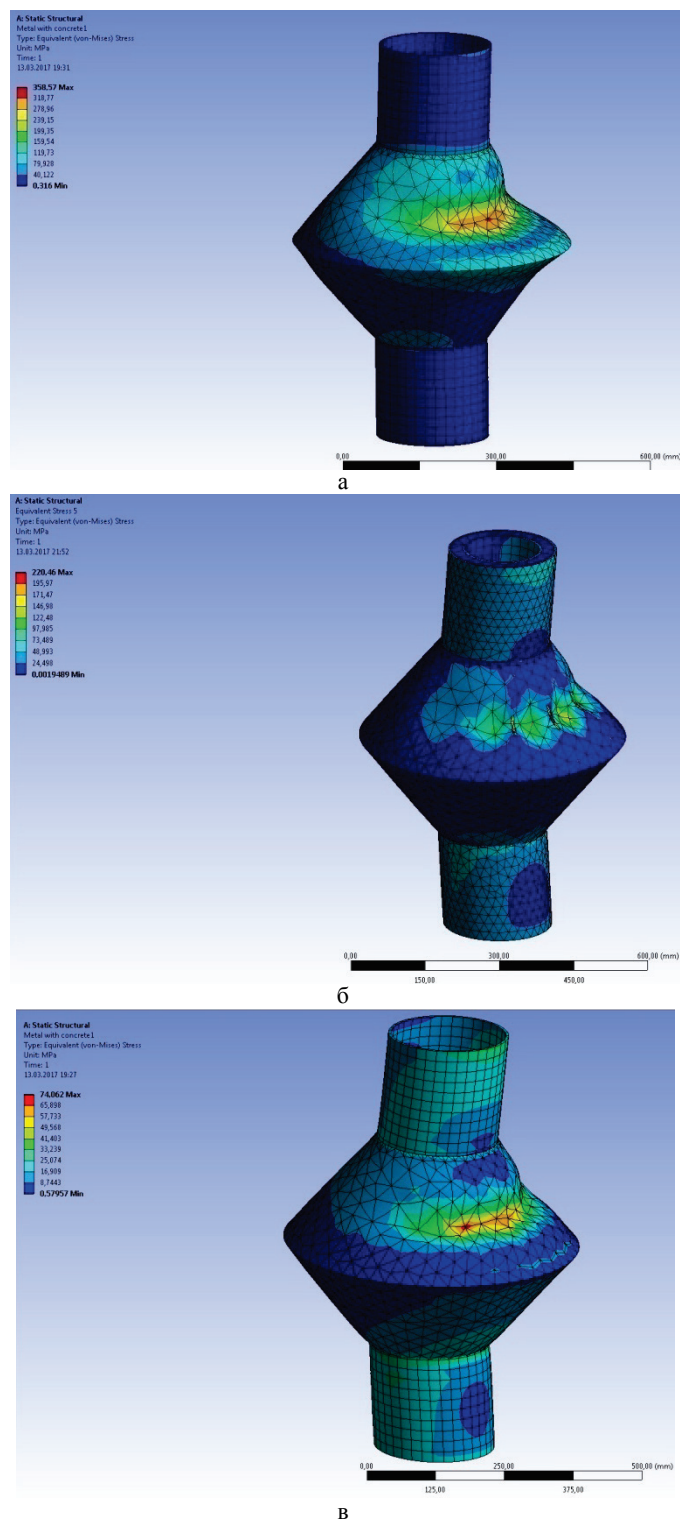


Рис. 6. Изополя эквивалентных напряжений в элементах фрагмента модели опорной стойки МСП: а) базовая с конусом без усиления; б) усовершенствованная (усиленная металлическими ребрами; в) усовершенствованная (усиленная бетоном)

На *рисунке 6 а* представлены изополя эквивалентных напряжений в элементах базовой модели. Напряжения в элементах базовой модели изменяются в пределах, что выше уровня расчетного сопротивления металла элементов.

На *рисунке 6 б* представлены изополя эквивалентных напряжений в элементах усовершенствованной модели (усиленной металлическими ребрами). Напряжения в элементах усовершенствованной модели изменяются в пределах, что близко к уровню расчетного сопротивления металла элементов и в 1,6 раза ниже уровня напряжений в аналогичных элементах базовой модели.

На *рисунке 6 в* представлены изополя эквивалентных напряжений в элементах усовершенствованной модели (усиленной бетоном). Напряжения в элементах усовершенствованной модели изменяются в пределах, что ниже уровня расчетного сопротивления металла элементов и в 3,7 раза ниже уровня напряжений в аналогичных элементах базовой модели.

Выводы

1. Усовершенствование опорной стойки МСП путем установки конусных конструкций, усиленных бетоном в зоне контакта, приводит к разрушению ледового поля от изгиба, а не от сжатия. При этом горизонтальное давление льда на опору снижается. Вследствие этого снижается уровень напряжений в элементах опорной стойки МСП. Напряжения в базовой модели ледозащитного конуса превышают расчетное сопротивление металла элементов и составляют 358 МПа.

2. При дальнейшем усовершенствовании ледоразрушающего устройства путем установки металлических ребер жесткости напряжения в элементах снижены в 1,6 раза — до 220 МПа; в модели, усиленной бетоном, за счет трехосного сжатия бетона напряжения уменьшились в 3,7 раза по сравнению с уровнем напряжений в аналогичных элементах базовой модели и в 1,7 раза по сравнению с моделью с металлическими ребрами жесткости.

3. Деформации элементов в направлении силового ледового воздействия снизились с 4 см в базовой модели до 1 см в усиленной ребрами модели ледоразрушающего устройства, то есть в 4 раза, и до 0,2 см в модели усиленной бетоном, то есть в 20 раз.

4. Применение композитной конструкции ведет к увеличению жесткости и прочности конструкции для защиты МСП от воздействия льда.

Библиографический список

1. Геология СССР. Том 8. Крым. Часть 1. Геологическое описание / Под ред. М. В. Муратова, А. В. Сидоренко. — М.: Недра, 1969. — 576 с.
2. Иванов С. И. Прогнозные оценки углеводородных ресурсов на морских месторождениях Азово-Черноморского шельфа. — М.: ВНИИОЭНГ, 2004. — 71 с.
3. Региональная геология и перспективы нефтегазоносности Черноморской глубоководной впадины и прилегающих шельфовых зон. В 2 ч. Часть 2 / И. Ф. Глумов [и др.]. — М.: Недра, 2014. — 181 с.
4. Рагинский Б. А. Сооружение буровых на морских нефтяных участках. — М.: Гостоптехиздонт, 1948. — 64 с.
5. Кулиев И. П. Основные вопросы строительства нефтяных скважин в море. — Баку: Азнефтеиздат, 1958. — 374 с.
6. Халфин И. Ш. Строительство глубоководных стационарных платформ для освоения морских месторождений нефти и газа. — М.: ВНИИОЭНГ, 1976. — 71 с.
7. Смагин И. Ф. Перспективы строительства морских стационарных глубоководных платформ // Азербайджанское нефтяное хозяйство. — 1979. — № 8–9. — С. 34–37.
8. Дворецкий В. И., Гаджиев Р. А., Мамедов Б. М. К вопросу проектирования морских нефтепромысловых стационарных платформ // Азербайджанское нефтяное хозяйство. — 1983. — № 9. — С. 50–52.

9. Фурсов А. Ю., Синцов В. П. Устройство для защиты гидротехнического сооружения от воздействия льда. Патент РФ на полезную модель № 151969. Заявка № 2014154667. Приоритет полезной модели 24.03.2014.
10. Синцов В., Фурсов А. Типы морских стационарных платформ используемых ГАО «Черноморнефтегаз» на шельфе черного и азовского морей // MOTROL. Commission of motorization and energetics in agriculture: Polish Academy of sciences. – 2012. – Т. 14, № 6. – С. 39–44.
11. Чемодуров В. Т. Проблема обеспечения прочности и надежности ракет и пусковых установок. – Л.: ВМА, 1985 г. – 198 с.
12. Рекач В. Г. Руководство к решению задач прикладной теории упругости: учеб. пособие. – М.: Высшая школа, 1973. – 384 с.
13. Беляев Н. М. Сопротивление материалов: учеб. пособие. – 15-е изд., перераб. – М.: Наука, 1976. – 607 с.
14. Чигарев А. В., Кравчук А. С., Смалюк А. Ф. ANSYS для инженеров: справ. пособие. – М.: Машиностроение, 2004. – 512 с.

References

1. Muratova, M. V., & Sidorenko, A. V. (1969). Geologiya SSSR. Tom 8. Krym. Chast' 1. Geologicheskoe opisanie. Moscow, Nedra Publ., 576 p. (In Russian).
2. Ivanov, S. I. (2004). Prognoznye otsenki uglevodorodnykh resursov na morskikh mestorozhdeniyakh Azovo-Chernomorskogo shel'fa. Moscow, VNIIOENG Publ., 71 p. (In Russian).
3. Glumov, I. F., Gulyaev, V. L., Senin, B. V., & Karnauhov, S. M. (2014). Regional'naya geologiya i perspektivy neftegazonosnosti Chernomorskoy gluboko-vodnoy vpadiny i prilgayushchikh shel'fovyykh zon. V 2 chastyakh. Chast' 2. Moscow, Nedra Publ., 181 p. (In Russian).
4. Raginskiy, B. A. (1948). Sooruzhenie burovykh na morskikh neftyanykh uchastkakh. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 64 p. (In Russian).
5. Kuliev, I. P. (1958). Osnovnye voprosy stroitel'stva neftyanykh skvazhin v more. Baku, Aznefteizdat Publ., 374 p. (In Russian).
6. Khalfin, I. Sh. (1976). Stroitel'stvo glubokovodnykh statsionarnykh platform dlya osvoeniya morskikh mestorozhdeniy nefi i gaza. Moscow, VNIIOENG Publ., 71 p. (In Russian).
7. Smagin, I. F. (1979). Perspektivy stroitel'stva morskikh statsionarnykh glubokovodnykh platform. Azerbaydzhanskoe neftyanoe khozyaystvo, (8-9), pp. 34-37. (In Russian).
8. Dvoretzkiy, V. I., Gadzhiev, R. A., & Mamedov, B. M. (1983). K voprosu proektirovaniya morskikh neftepromyslovykh statsionarnykh platform. Azerbaydzhanskoe neftyanoe khozyaystvo, (9), pp. 50-52. (In Russian).
9. Fursov, A. Yu., & Sintsov, V. P. Ustroystvo dlya zashchity gidrotekhnicheskogo sooruzheniya ot vozdeystviya l'da. Patent RF na poleznuyu model' No 151969. Zayavka No 2014154667. Prioritet poleznoy modeli 24.03.2014. (In Russian).
10. Sintsov, V., & Fursov, A. (2012). Tipy morskikh statsionarnykh platform ispol'zuemykh GAO "Chernomorneftegaz" na shel'fe chernogo i azovskogo morey. MOTROL. Commission of motorization and energetics in agriculture: Polish Academy of sciences, 14(6), pp. 39-44. (In Russian).
11. Chemodurov, V. T. (1985). Problema obespecheniya prochnosti i nadezhnosti raket i puskovykh ustanovok. – Leningrad, VMA Publ., 198 p. (In Russian).
12. Rekach, V. G. (1973). Rukovodstvo k resheniyu zadach prikladnoy teorii uprugosti. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 384 p. (In Russian).
13. Belyaev, N. M. (1976). Soprotivlenie materialov. 15th edition, revised. Moscow, Nauka Publ., 607 p. (In Russian).
14. Chigarev, A. V., Kravchuk, A. S., & Smalyuk, A. F. (2004). ANSYS dlya inzhenerov. Moscow, Mashinostroenie Publ., 512 p. (In Russian).

Сведения об авторе

Фурсов Александр Юрьевич, аспирант кафедры строительных конструкций, Крымский федеральный университет им. В. И. Вернадского, г. Симферополь, e-mail: alexandrpro3@gmail.com

Information about the author

Alexandr Yu. Fursov, Postgraduate at the Department of Construction Structures, V. I. Vernadsky Crimean Federal University, Simferopol, e-mail: alexandrpro3@gmail.com

**Перспективы развития струйной техники и технологии
в нефтегазовой отрасли**

Г. А. Шлеин, И. И. Клещенко, А. А. Балувев*, А. Ф. Семененко

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

Аннотация. В статье рассматриваются инновационные технологии освоения и исследования нефтяных и газовых скважин струйными аппаратами в различных условиях залегания продуктивных пластов. Показаны результаты работ струйными аппаратами для интенсификации притоков на месторождениях Западной Сибири и дана оценка их эффективности по изменению продуктивности. Показаны перспективы развития струйной техники и технологии в нефтегазовой отрасли для повышения качества строительства и эксплуатации скважин. Приведены новые технологии и конструкции струйных насосов, разработанные для освоения скважин, исследования двух и более пластов с целью их объединения в один эксплуатационный объект. Предложены эффективные технические и технологические решения для освоения скважин и интенсификации притоков из пластов с аномально высокими пластовыми давлениями. Применение данной техники и технологии в процессах освоения скважин позволяет получать более качественную информацию о фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных пластов, а также повысить их продуктивность.

Ключевые слова: струйный насос; залежь; скважина; продуктивный пласт; пластовое давление; перфорация; дебит

**Development potential of jet pumps and technology
in the oil and gas industry**

**Gennady A. Schlein, Ivan I. Kleshchenko, Anatoly A. Baluev*,
Anastasia F. Semenenko**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

Abstract. The article deals with innovative technologies for the development and research of oil and gas wells by jet devices in various conditions of occurrence of productive formations. Data are given about the results of work with jet pumps for intensifying the inflows in fields of Western Siberia and about their efficiency to change well productivity. We show development potential of jet pumps and technology in the oil and gas industry to improve the quality of well construction and well operation. Attention is drawn to new technologies and designs of jet pumps, which have been developed for well development, research of two or more reservoirs with the aim of combining them into one production facility. The article gives valuable information on effective technical and technological solutions for well development and stimulation of inflows from reservoirs with abnormally high reservoir pressure. The use of this technique and technology in well development processes allows you to obtain enhanced information about the reservoir properties of productive formations, as well as to increase their productivity.

Key words: jet pump; deposit; well; productive formation; reservoir pressure; perforation; flow rate

Введение

В настоящее время существует большое количество областей промышленности, где используются струйные аппараты, в том числе и в нефтегазовой отрасли. Как показывает анализ материалов, публикуемых в ведущих нефтегазодобывающих странах, использование струйных аппаратов (насосов) и объем их внедрения в нефтегазовой отрасли с каждым годом возрастает, и область применения расширяется.

Применение струйных аппаратов в нефтяной и газовой отрасли нашей страны показало их высокую эффективность. Вследствие этого в настоящее время существует необходимость ускорения научно-технического развития струйной техники и технологий, используемых в топливно-энергетической промышленности Российской Федерации [1, 2].

Отсутствие движущихся деталей, возможности управления процессами смешивания различных сред, обмен их энергиями и регулирование скоростей движения при транспортировании веществ дают возможность струйным аппаратам стать универсальным инструментом во многих технологических операциях современной промышленности. В целом в технике струйные установки характеризуются низкими значениями коэффициента полезного действия (КПД). Здесь КПД изменяется от 0,20 до 0,30 [3]. Однако при рациональном планировании и успешном проведении мероприятий по освоению нефтегазовых скважин и добыче углеводородов (УВ) при помощи струйных насосов, с использованием в технологических процессах пластовой энергии (энергии естественного скважинного термогазлифта), произведенная полезная работа в данном конкретном случае будет достаточно высокой, что послужит значительному увеличению КПД указанных выше аппаратов.

Объект, методы исследования и полученные результаты

В геолого-разведочном производстве, при поиске и разведке залежей УВ месторождений нефти и газа, струйные насосы применяются при испытании пластов в разведочных скважинах. Сегодня область их применения несколько ограничена, так как они используются в основном для вызова притоков из пластов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

В процессах испытания поисковых и разведочных скважин, вскрывших низкопроницаемые коллекторы, струйные насосы применяют на заключительной стадии, когда все доступные методы уже были использованы. Здесь главным критерием успешного применения струйных насосов является снижение влияния скин-фактора в прискважинных зонах продуктивных пластов (ПЗП), и без специально разработанных технологий эту задачу не решить [4].

Существующему оборудованию необходимо дать научно обоснованные методологию использования данной техники и технологии применительно к сложнопостроенным низкопроницаемым терригенным и карбонатным коллекторам и методику обработки результатов исследований, полученных при испытании скважин с применением указанного метода. Основной целью применения струйных насосов в геолого-разведочном производстве при испытании скважин является повышение их продуктивности путем очистки ПЗП от за-

грязняющих материалов. В конечном итоге это повышение кондиций запасов УВ, перевод запасов из категории C_2 в C_1 .

В конце 1980-х годов в связи с переносом основного объема геолого-разведочных работ на удаленные месторождения со сложнопостроенными низкопроницаемыми коллекторами эффективность применения струйных насосов при испытании скважин снижалась. Это в первую очередь связано с тем, что геолого-разведочные предприятия применяли струйные аппараты на испытываемых объектах бессистемно и некомплексно [5].

Эффективность использования данных устройств была бы значительно выше, если бы они использовались совместно в комплексах работ по повышению продуктивности скважин, таких как обработки ПЗП соляно-кислотными растворами, глино-кислотными, растворами поверхностно-активных веществ, электролитов и т. д. [6].

Очень важным условием эффективного применения этой техники в геологоразведке должны стать модернизация струйных насосов, расширение области их применения и увеличение функциональных возможностей, а именно, улучшение технических характеристик и эксплуатационных параметров [7]. Новая техническая продукция должна пройти патентование, государственную сертификацию и иметь разрешительную документацию от государственных организаций на право применения в процессах испытания скважин при поиске и разведке нефтяных и газовых месторождений. Должны быть созданы современные отечественные программные комплексы обработки результатов исследований, а также разработана эффективная методика применения указанной техники и технологии при испытании поисково-разведочных скважин, вскрывших сложнопостроенные низкопроницаемые коллекторы терригенного или карбонатного типа [8].

Необходимо отметить, что в настоящее время растут объемы применения струйных насосов при капитальном ремонте эксплуатационных и нагнетательных скважин (КРС) в процессе разработки месторождений, а также для вызова притока, освоения и определения ФЕС продуктивных пластов [9].

В нагнетательных скважинах струйные насосы используются для очистки ПЗП и выравнивания профиля приемистости и реже применяются в комплексе с химическими обработками пластов с целью интенсификации нефтегазовых притоков.

В 2000-е годы объемы применения струйных насосов в добыче нефти увеличивались, особенно на крупнейшем Самотлорском месторождении, на месторождениях Красноленинского свода и т. д. [10]. Так, в простаивающей по причине обводнения скв. 900 Ван-Еганского месторождения были успешно проведены опытно-промышленные работы по добыче тяжелой высоковязкой нефти (ТВН) из пластов группы ПК. Данную скважину сразу же после освоения пустили в добычу с помощью струйного насоса. Для работы струйного насоса использовались вода и энергия из промысловой системы поддержания пластового давления (ППД) [11]. На рисунке 1 показана схема обвязки устьевого оборудования скважины при добыче нефти струйным насосом, работающим от системы ППД [12].

Так как рабочая жидкость из системы ППД, пройдя через скважину, возвращается в полном объеме в нефтесборный коллектор, замеренный ГЗУ «Спутник» дебит представляет сумму объемов рабочей и извлекаемой из пласта жидкостей. Для оценки дебита в обвязке скважины были установлены датчики массового расхода СЖУ-25.

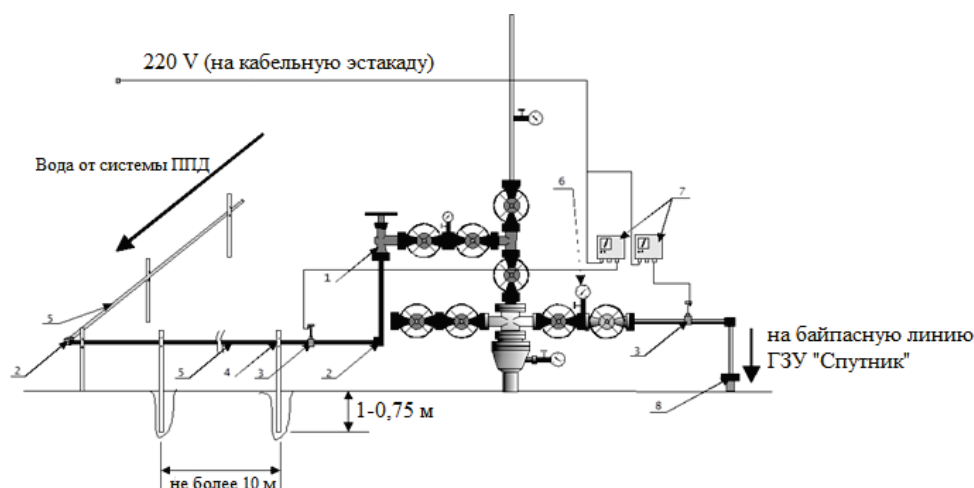


Рис. 1. Схема обвязки устья скв. 900 Ван-Еганского месторождения при добыче нефти струйным насосом с использованием энергии системы ППД

Для получения объективного результата и исключения фактора кратковременного отбора пластового флюида продолжительность экспериментальной эксплуатации скважины с применением струйного насоса предполагалась не менее полугода.

После монтажа оборудования скважина была исследована в режиме кратковременных (по 1 часу на каждый режим) откачек жидкости из пласта. Максимальный дебит отбора жидкости из пласта составил $22 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 31 кгс/см^2 .

Далее скважину перевели в режим длительной откачки с изменением давления нагнетания на 10 кгс/см^2 , вначале прямым, затем обратным ходом с подержанием режима в течение суток (рис. 2) [12].

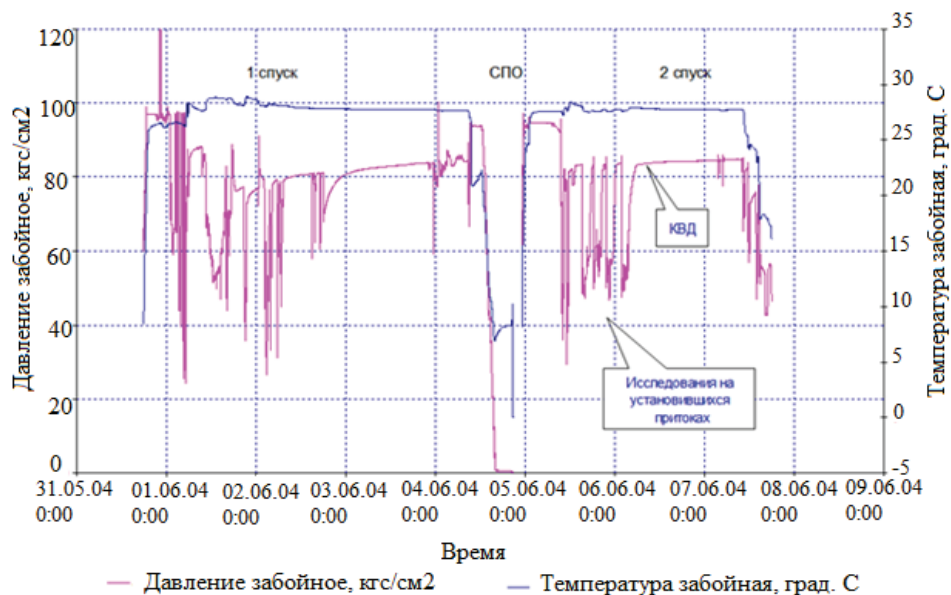


Рис. 2. Режимы работы скв. 900 Ван-Еганского месторождения

Результаты работ показывают перспективность примененного метода добычи нефти. За неполных два месяца работы струйного насоса из бездействующей скважины добыто около 1 000 т ТВН.

В дальнейшем данный опыт был успешно перенесен на освоение, исследование эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием Русского месторождения. Здесь также продуктивные слабосцементированные пласты группы ПК имеют насыщение ТВН. Технология добычи таких нефтей сложна и малоизученна [13].

Высокая вязкость нефти (до $400 \text{ мПа} \cdot \text{с}$) и высокое содержание в продукции механических примесей ($4\text{--}7 \text{ кг/м}^3$) определяют сложности в разработке месторождения. Общепринятые технологии разработки нефтяных месторождений являются в данном случае малоэффективными. В фонтанном режиме скважины с низким процентом обводненности работают непродолжительное время, так как значительные гидравлические сопротивления при движении высоковязкой нефти по стволу скважины и большая плотность нефти зачастую не позволяют пластовой энергии преодолеть значения противодавления промыслового нефтесборного коллектора. Так, при освоении и исследовании эксплуатационных скважин на Русском месторождении с помощью струйных насосов были получены значительные технико-технологические результаты в плане достижения высоких добычных возможностей скважин с горизонтальными окончаниями.

На рисунке 3 представлена картограмма изменения забойных давлений и температуры, зарегистрированная электронными глубинными приборами при освоении, исследовании с помощью струйного насоса скв. 14-Г Русского месторождения.

На рисунке 4 представлена индикаторная диаграмма, полученная при отработке скв. 14-Г Русского месторождения струйным насосом.

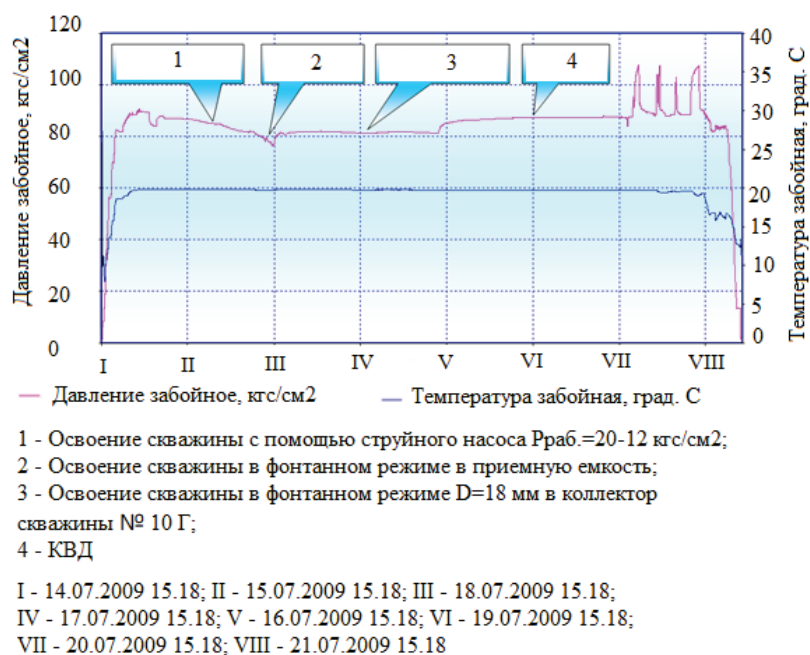


Рис. 3. Картограмма изменения забойных давлений и температуры при освоении, исследовании скв. 14-Г Русского месторождения с помощью струйного насоса

Из полученных данных следует, что даже при относительно невысоких депрессиях на продуктивный пласт ПК1-17 (около 11 кгс/см²) получен приток нефти дебитом в 170 м³/сут, при этом коэффициент продуктивности скважины составил 15,45 м³/сут/кгс/см², что, несомненно, доказывает высокую эффективность освоения скважины струйным насосом.

В настоящее время нефтяные компании в Западной Сибири разрабатывают многопластовые нефтяные и нефтегазовые месторождения. При этом многие скважины эксплуатируются с одновременной добычей продукции из двух и более объектов разработки.

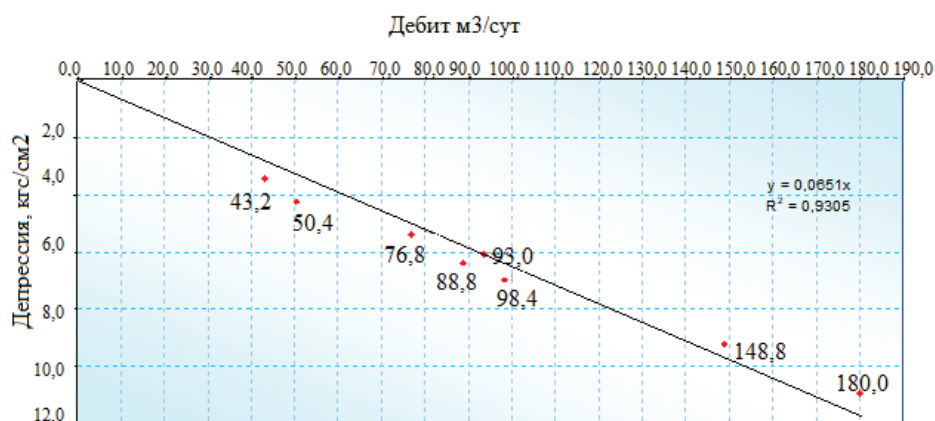


Рис. 4. Индикаторная диаграмма, полученная при отработке скв. 14-Г Русского месторождения струйным насосом

Экономическая эффективность такого способа добычи несомненна. В то же время появляется серьезная проблема — контроль над выработкой запасов из пластов и соблюдение проектных параметров разработки месторождений. Для решения поставленной задачи разработан и прошел испытания двухрядный струйный насос типа НУ-74. В результате разработки и внедрения данной технологии значительно повысится эффективность испытания и эксплуатации двух и более пластов в разведочной или эксплуатационной скважинах [14].

Технология испытания и исследования двух и более пластов в одной скважине предусматривает спуск подземного скважинного оборудования со струйными насосами и пакерующими элементами.

С помощью устройства НУ-74 (рис. 5), разработанного на первом этапе исследований работ, возможно проведение работ по освоению скважин при вскрытии пластов перфорацией без подъема инструмента, проведение физико-химических методов воздействия на ПЗП и водоизоляционных работ [12]. Также с помощью устройства НУ-74 возможно выполнение качественных гидродинамических и геофизических исследований многопластовых залежей с целью вовлечения их в совместную или раздельную разработку.

Устройство опускают в эксплуатационную колонну на насосно-компрессорных трубах (НКТ) совместно с пакером и устанавливают на расчетной глубине. Проверяется герметичность спущенных в скважину НКТ и пакера (см. рис. 5) [12].

Затем в скважину спускается центральный ряд НКТ (рис. 6) [12].

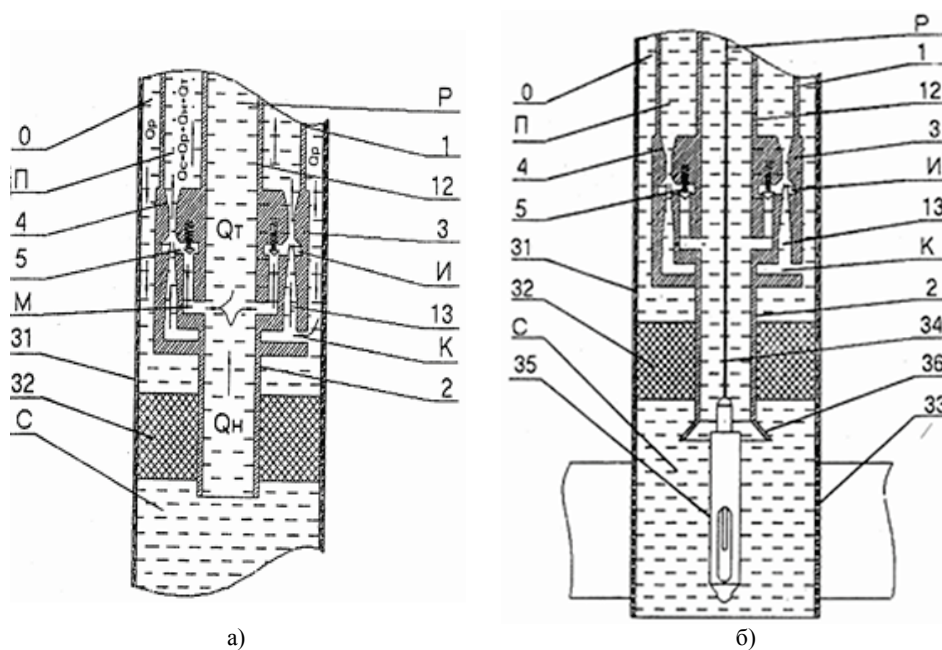


Рис. 5. Схема работы насоса НУ-74 при освоении и исследовании скважин:
а) при нагнетании жидкости; б) при остановке насосного агрегата

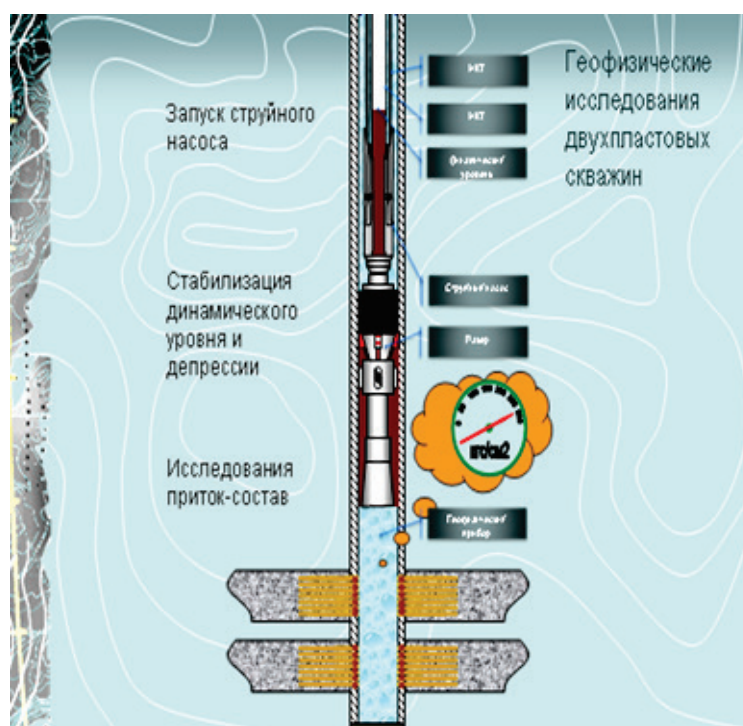


Рис. 6. Компонировка подземного оборудования
в скв. 508 Ван-Еганского месторождения

После этого насосным агрегатом с поверхности создается расчетное давление в трубном и кольцевом пространстве, соответствующее величине срывного усилия тарированной опрессовочной заглушки. Для проведения геофизических и гидродинамических исследований скважины через устьевой лубрикатор в трубное пространство центрального ряда НКТ в интервал перфорации продуктивного пласта на геофизическом кабеле спускают глубинную регистрирующую аппаратуру. В процессе освоения с помощью геофизической регистрирующей аппаратуры осуществляется оперативный контроль, определяются работающие толщины продуктивного пласта, состав флюида, термометрия, дебитометрия и т. д. При этом возможно оперативно влиять на процесс освоения скважины, изменяя величины депрессий на пласт, время их воздействия, темпов снижения забойного давления, уровня жидкости, достигая тем самым подключения в работу дополнительных пропластков и нефтенасыщенных зон продуктивного пласта [15]. При прекращении работы наземного агрегата клапаны закрываются, герметизируя подпакерную зону, трубное пространство от затрубного и межтрубного пространств. Одновременно, перемещая глубинные приборы, осуществляют регистрацию температуры в интервале пласта, фазовые составляющие притока, границы раздела «газ — нефть — вода» по высоте, запись кривой восстановления пластового давления (КВД), величины и скорости изменения уровня жидкости в скважине, а также осуществляют отбор герметизированной пробы пластового флюида и т. д. С целью определения ФЕС продуктивного пласта возможно применение различных комплексов геофизических и гидродинамических методов исследования скважин.

Геофизические и гидродинамические исследования скважин в процессе циклического воздействия скважинной эжектирующей жидкости через межтрубное пространство с помощью струйных насосов могут повторяться многократно до получения необходимой геолого-промысловой информации о строении объекта и его коллекторских свойствах.

Кроме того, устройство позволяет совмещать повторную перфорацию и обработку пласта физико-химическими методами.

Для повышения эффективности очистки ПЗП от загрязняющих материалов с помощью устройства возможно использование вибрационных, акустических, тепловых, электромагнитных и других методов. Обработка интервалов пласта генератором колебаний совмещается с процессом освоения и эжектирования скважинной жидкости. В данном случае забойное давление снижается, а при остановках наземного насосного агрегата — увеличивается. В случае если продуктивный пласт обводнен, то с помощью разработанного устройства можно проводить водоизоляционные работы.

Разработанная технология освоения и исследования двух и более пластов на первом этапе исследований прошла промышленные испытания на скв. 508 Ван-Еганского месторождения. Были исследованы дебиты жидкости на трех режимах [12]. Проведены геофизические исследования профиля притока с регистрацией механическим расходомером как в точечном, так и при непрерывном режимах. Комплексная интерпретация данных расходомерии, влагометрии и резистивиметрии позволила распределить добычу нефти и воды по разрабатываемым объектам. В результате было установлено, что на пласт БВ₆ приходится лишь 22 % добычи, а характер притока — вода с дебитом 13,2 м³/сут без признаков нефти. При этом пласт БВ₅ обеспечивал 78 % добычи, с общим дебитом водонефтяной смеси 41,8 м³/сут, с дебитом по добываемой нефти 4,4 м³/сут. В результате были построены индикаторные диаграммы и определены коэффициенты продуктивности как по скважине в целом, так и по

пластам и виду флюида. При этом были уточнены текущие значения пластовых давлений по пластам: для объекта БВ₅ — 19,08 МПа, а для БВ₆ — 18,0 МПа.

Проведенный комплекс работ с использованием струйного насоса двухколлонной конструкции на скв. 508 Ван-Еганского месторождения впервые позволил провести геофизические исследования по определению профиля притока с использованием механического расходомера как в дискретном, так и в непрерывном режиме.

Данные расходомера позволили распределить добычу нефти и воды по разрабатываемым объектам. На пласт БВ₆ приходится лишь 22 % добычи и характер притока — 100 % воды. Пласт БВ₅ обеспечивает 78 % добычи и 100 % добываемой нефти. Представленные отделом разработки данные по истории добычи не позволяют сделать однозначный вывод о правильности разделения добычи по пластам до проведения этих работ, так как содержат сведения лишь о суммарной добыче с момента ввода ее в эксплуатацию. Проведенные работы позволили помимо решения одной из сложных проблем в нефтедобыче решить и частные задачи. Это относится к принятию оперативных решений о целесообразности КРС. Совершенно очевидно, что на скв. 508 необходимо провести изоляцию пласта БВ₆ и соответствующую оптимизацию работы скважины.

При применении стандартных методов освоения скважин с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) технология значительно усложняется. Объясняется это в основном высокой энергетической активностью пластов, обуславливающей высокие коэффициенты инжекций. В связи с этим сокращается время очистки ПЗП от фильтратов буровых и тампонажных растворов, а также при внесенных механических примесей. Следует также учитывать и то, что высокие газовые факторы извлекаемых на дневную поверхность пластовых флюидов требуют безопасных технико-технологических приемов [12].

Первые опытные работы по возбуждению пластов с АВПД с помощью струйного насоса были проведены на скв. 674 Уренгойского месторождения. Продуктивный горизонт в интервале 3 555–3 770 м представлен отложениями тюменской свиты. Вскрытие пласта производилось долотом диаметром 157,1 мм с промывкой забоя буровым раствором плотностью 1 800 кг/м³ с условной вязкостью 80 с и водоотдачей 6 см³/30 мин. Раствор обрабатывали гидрофобизирующими кремнийорганическими жидкостями, конденсированной сульфит-спиртовой бардой, в качестве термостабилизатора добавляли хромпик и утяжеляли баритом.

Перфорация пласта в эксплуатационной колонне осуществлялась зарядами ПНКТ-73. В интервале продуктивного пласта была установлена ванна из водного раствора хлористого кальция плотностью 1 200 кг/м³. С целью очистки ПЗП на скважине провели импульсный дренаж с закачкой воздушной подушки в межтрубное пространство между обсадной колонной и НКТ и отработкой по свободному трубному отводу. Всего за 8 суток дренирования из пласта отобрано около 5 м³ нефти и 30 м³ фильтрата бурового раствора, содержащего до 1 % механических примесей.

С целью ускорения работ было принято решение освоить скважину с применением струйного насоса типа УОС-1. В скважину была опущена следующая компоновка (снизу вверх): НКТ 60,3 мм — 18 м; фильтр от КИИ-95 — 3 м; пакер ПЦ-108, 110 мм — 2 м; струйный насос УОС-1 — 0,5 м; НКТ 60,3 и 73 мм до устья — 2 524 м.

В Уренгойском нефтегазоносном районе испытывались также скважины Р-72 и Р-90 Пальниковской площади. Полный цикл освоения пласта и полу-

ченные при этом результаты по скважине Р-90 Пальниковского лицензионного участка приведены на рисунках 7 и 8.

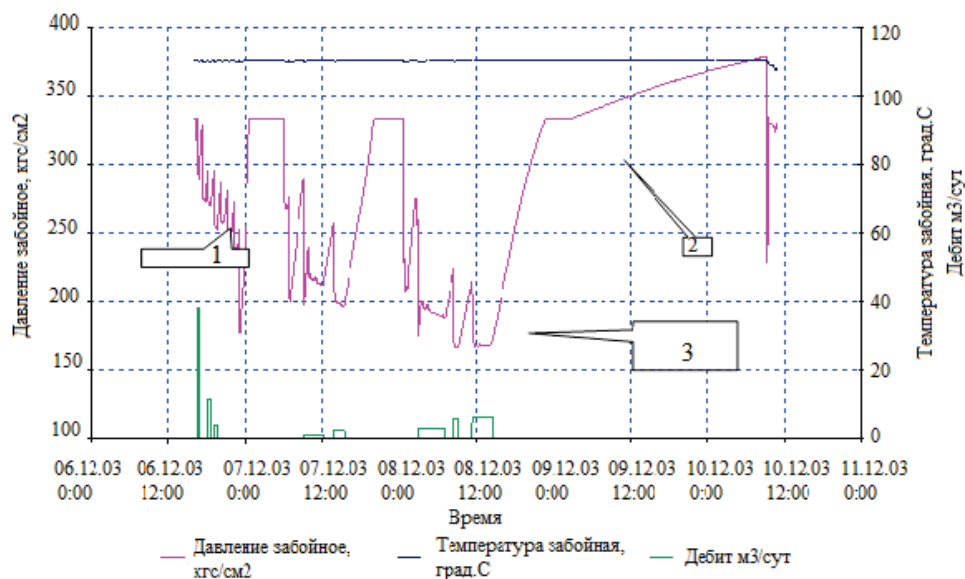


Рис. 7. Режимы работы струйным насосом (скв. Р-90 Пальниковского лицензионного участка): 1 — режим освоения; 2 — КВД; 3—исследования на установившихся притоках

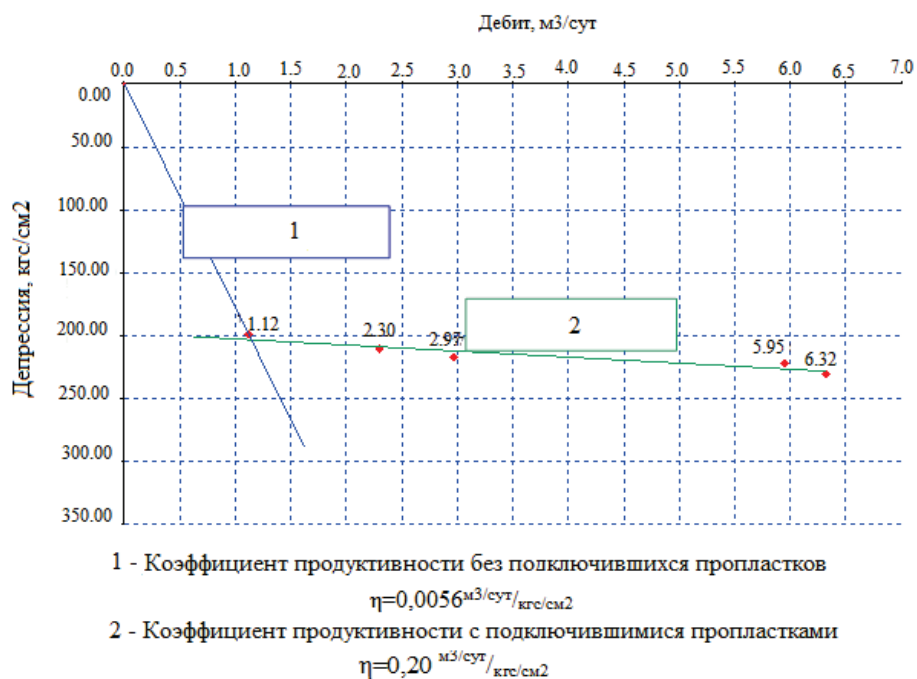


Рис. 8. Индикаторная диаграмма скв. Р-90 Пальниковского лицензионного участка (пласт Ю2, интервал 3 566–3 587 м)

Характер восстановления КВД объясняется следующими условиями (см. рис. 7):

- первый участок КВД — восстановление пластового давления осуществляется в подпакерном пространстве скважины;
- второй участок КВД — отключение пласта вследствие влияния скин-эффекта в ПЗП;
- третий участок — снятие влияния скин-фактора, открытие обратного клапана в компоновке скважинного оборудования [16, 17].

На рисунке 8 приведена индикаторная диаграмма по скважине Р-90 Пальниковского лицензионного участка.

Таким образом, ПЗП в данной скважине была переведена в качественно новое состояние, то есть очищена от фильтрата бурового и цементного растворов с помощью струйного насоса [18–21].

Выводы

Применение струйных аппаратов на месторождениях Западной Сибири позволяет констатировать следующее.

1. При освоении и исследовании пластов с высоковязкой нефтью получены значительные технико-технологические результаты в части увеличения дебита нефти на Русском месторождении.
2. Освоение и исследование скважин с горизонтальным окончанием с помощью струйных насосов дали положительные результаты.
3. Применение струйных аппаратов позволяет производить очистку ПЗП и выравнивание профиля приемистости.
4. Разработанная технология освоения и исследования двух и более пластов успешно прошла промысловые испытания.
5. Построение индикаторной диаграммы позволяет определить коэффициент продуктивности как по скважине в целом, так и по пластам и виду флюида.
6. Выполненные опытные работы по возбуждению пластов тюменской свиты с АВПД на Уренгойском месторождении дали положительный результат.

Несмотря на специфику нефтегазовой отрасли и трудности внедрения, струйные аппараты показали высокие результаты на предприятиях топливно-энергетического комплекса в плане прироста запасов и дополнительной добычи нефти. Для промышленного внедрения данной техники и технологии в производство необходимо следующее:

- на основании практического опыта разработать эффективную, волновую комплексную технологию повышения добычных и эксплуатационных возможностей нефтяных и газоконденсатных скважин;
- разработать и внедрить в производство новое поколение нефтяных струйных насосов, применение которых при КРС позволит создать рациональную направленность и управляемость процессов при ремонтно-изоляционных работах, освоении скважин с горизонтальными окончаниями и при гидравлическом разрыве пластов;
- на базе существующего ряда струйных аппаратов создать модификации устройств с повышенным КПД для их эффективного использования в процессах добычи нефти, газа и конденсата;
- создать современный программный комплекс для компьютерной обработки данных освоения, исследования скважин и добычи нефти с помощью струйных насосов.

Значительную экономическую эффективность даст внедрение новой техники и технологий в нефтяной и газовой отраслях нашей страны. Кроме того, для подготовки высококвалифицированных специалистов в данной области вузам и профильным колледжам необходимо ввести в учебные программы соответствующие дисциплины и организовать курсы по повышению квалификации.

Библиографический список

1. Гидродинамические исследования малодебитных нефтяных скважин / А. К. Ягафаров [и др.]. – Тюмень: Вектор Бук. – 2006. – 352 с.
2. Освоение и исследование нефтяных скважин струйными аппаратами / Г. А. Шлеин [и др.]; под науч. ред. С. И. Грачева. – Тюмень: Вектор Бук. – 2011. – 192 с.
3. Соколов Е. Я., Зингер Н. М. Струйные аппараты. – 3-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат. – 1989. – 352 с.
4. Шлеин Г. А., Газимов Р. Р., Ирипханов Р. Д. Применение вибрационно-циклических методов интенсификации притоков и восстановления приемистости при освоении скважин // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 9. – С. 76–79.
5. Федорцов В. К., Ягафаров А. К., Клевцур А. П. Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин на нефть и газ. Часть 2. Освоение скважин, интенсификация притоков из поровых коллекторов. – Тюмень: Главтюменьгеология; ЗапСиб-БурНИПИ, 1988. – 365 с.
6. Ягафаров А. К., Курамшин Р. М., Демичев С. С. Интенсификация притоков нефти из скважин на месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: Слово, 2000. – 223 с.
7. Дроздов А. Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях: учеб. пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 309 с.
8. Федорцов В. К., Замахаев В. С., Аметов И. К. Оптимизация условий интенсификации притоков нефти из гранулярных коллекторов // Пути повышения эффективности использования скважин на месторождениях Западной Сибири. Тр. ЗапСибНИГНИ. Вып. 66. – Тюмень, 1985. – С. 70–80.
9. Опыт применения струйных насосов при испытании коллекторов в Непско-Ботуобинской области / Г. А. Шлеин [и др.] // Молодой ученый. – 2018. – № 24 (210). – С. 90–92.
10. Орлов Д. Г., Териков В. А., Дроздов А. Н. Промысловые испытания экспериментальных образцов беспакерной компоновки гидроструйного насоса с двухрядным лифтом на Самотлорском месторождении // Нефтепромышленное дело. – 2003. – № 11. – С. 20–24.
11. Технологическая возможность исследования реологических свойств пластовых нефтенасыщенных систем в низкопроницаемом гранулярном коллекторе / В. К. Федорцов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 12. – С. 58–60.
12. Шлеин Г. А. Совершенствование и разработка новых технологий освоения нефтяных скважин с помощью струйных аппаратов на месторождениях Западной Сибири: Автореф. дис. канд. тех. наук. – Тюмень, 2008. – 22 с.
13. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие / А. К. Ягафаров [и др.]. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 396 с.
14. Пат. РФ № 2179631 РФ МКИ E21B43/25, 49/00. № 2001105231/03. Способ освоения, исследования скважин и интенсификации нефтегазовых притоков, осуществление водоизоляционных работ, устройство для его осуществления / Шлеин Г. А., Лыткин А. Э., Газимов Р. Р., Сафиуллин Р. И., Прохоров Н. Н., Бриллиант Л. С.; заявл. 23.02.01; опубл. 20.02.02, Бюл. № 5.
15. Теория и практика строительства боковых стволов в нефтяных скважинах: Освоение и исследование струйными аппаратами / И. И. Клещенко [и др.]. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 352 с.
16. Matthews C. S., Russell D. G. Pressure Build-Up and Flow Tests in Wells: Monograph Series, Society of Petroleum Engineers. Dallas, 1967. – 172 p.
17. Van Poollen H. K. Status of Drill-Stem Testing Techniques and Analysis // Journal of Petroleum Technology. – 1961. – Vol. 13, Issue 04. – P. 333–339. DOI: 10.2118/1647-G-PA
18. Оценка состояния прискважинной зоны отремонтированных скважин скин-фактором / Е. В. Лукаш [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 1. – С. 33–39. DOI: 10.31660/0445-0108-2015-1-33-39

19. McAlister J. A., Nutter B. P., Lebourg M. A New System of Tools for Better Control and Interpretation of Drill-Stem Tests // Journal of Petroleum Technology. – 1965. – Vol. 17, Issue 02. – P. 207–214. DOI: 10.2118/965-PA
20. Edwards A. G., Winn R. H. A Summary of Modern Tools and Techniques Used in Drill Stem Testing. – Halliburton Services, Duncan, Oklahoma, 1973.
21. Testers J. Review of Basic Formation Evaluation. Houston, Texas, 1965. – 2 p.

References

1. Yagafarov, A. K., Fedortsov, V. K., Telkov, A. P., & Shlein, G. A. (2006). Gidrodinamicheskie issledovaniya malodebitnykh neftnykh skvazhin. Tyumen, Vektor Buk Publ., 352 p. (In Russian).
2. Shlein, G. A., Yagafarov, A. K., Fedortsov, V. K., & Kleshchenko, I. I. (2011). Osvoenie i issledovanie neftnykh skvazhin struynymi apparatami. Tyumen, Vektor Buk Publ., 192 p. (In Russian).
3. Sokolov, E. Ya., & Zinger, N. M. (1989). Struynye apparaty. 3rd edition, revised. Moscow, Energoatomizdat Publ., 352 p. (In Russian).
4. Shlein, G. A., Gazimov, R. R., & Iripkhanov, R. D. (2000). Primenenie vibratsionno-tsiklicheskh metodov intensivatsii pritokov i vosstanovleniya priemistosti pri osvoenii skvazhin. Oil Industry, (9), pp. 76-79. (In Russian).
5. Fedortsov, V. K., Yagafarov, A. K., & Klevtsov, A. P. (1988). Prakticheskie ukazaniya po ispytaniyu poiskovykh i razvedochnykh skvazhin na neft' i gaz. Chast' 2. Osvoenie skvazhin, intensivatsiya pritokov iz porovykh kollektorov. Tyumen, Glavtyumen'geologiya; ZapSibBurNI-PI, 365 p. (In Russian).
6. Yagafarov, A. K., Kuramshin, R. M., & Demichev, S. S. (2000). Intensifikatsiya pritokov nefti iz skvazhin na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Tyumen, Slovo Publ., 223 p. (In Russian).
7. Drozdov, A. N. (2008). The Technology and technique of oil production by submersible pumps in the complicated conditions. Moscow, MAKSS Press Publ., 309 p. (In Russian).
8. Fedortsov, V. K., Zamakhaev, V. S., & Ametov, I. K. (1985). Optimizatsiya usloviy intensivatsii pritokov nefti iz granulyarnykh kollektorov. Puti povysheniya effektivnosti ispol'zovaniya skvazhin na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Trudy ZapSibNIGNI, (66). Tyumen, pp. 70-80. (In Russian).
9. Shlein, G. A., Kalinchuk, A. N., Grechkan, A. V., Volgin, D. F., & Mirabdullaev, A. A. (2018). Opyt primeneniya struynykh nasosov pri ispytanii kollektorov v Nepsko-Botuobinskoy oblasti. Young Scientist, (24(210)), pp. 90-92. (In Russian).
10. Orlov, D. G., Terikov, V. A., & Drozdov, A. N. (2003). Promyslovye ispytaniya eksperimental'nykh obraztsov bespakernoy komponentki gidrostruynogo nasosa s dvukhryadnym liftom na Samotlorskom mestorozhdenii. Oilfield Engineering, (11), pp. 20-24. (In Russian).
11. Yagafarov, A. K., Fedortsov, V. K., Shlein, G. A., Gornostaev, S. N., & Aleskerov, S. M. (2004). The technological feasibility of studying the rheological properties of oil-saturated systems in a weakly permeable reservoir. Oil Industry, (12), pp. 58-60. (In Russian).
12. Shlein, G. A. (2008). Sovershenstvovanie i razrabotka novykh tekhnologiy osvoeniya neftnykh skvazhin s pomoshch'yu struynykh apparatov na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Avtoref. diss. kand. tekhn. nauk. Tyumen, 22 p. (In Russian).
13. Yagafarov, A. K., Kleshchenko, I. I., Zozulya, G. P., Zeygman, Yu. V., Rogachev, M. K., & Shlein, G. A. (2010). Razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 396 p. (In Russian).
14. Shlein, G. A., Lytkin, A. E., Gazimov, R. R., Safiullin, R. I., Prokhorov, N. N., & Brilliant, L. S. Sposob osvoeniya, issledovaniya skvazhin i intensivatsii neftegazovykh pritokov, osushchestvlenie vo-doizolyatsionnykh rabot, ustroystvo dlya ego osushchestvleniya. Pat. RF No 2179631 RF MKI E21V43/25, 49/00. No 2001105231/03. Applied: 23.02.01. Published: 20.02.02, Byul No 5. (In Russian).
15. Kleshchenko, I. I., Shenberger, V. M., Shlein, G. A., Yagafarov, A. K., Leontiev, D. S., & Popova, Zh. S. (2015). Teoriya i praktika stroitel'stva bokovykh stvolov v neftnykh skvazhinakh: Osvoenie i issledovanie struynymi apparatami. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 352 p. (In Russian).

16. Matthews, C. S., & Russell, D. G. (1967). Pressure Build-Up and Flow Tests in Wells: Monograph Series, Society of Petroleum Engineers. Dallas, 172 p. (In English).
17. Van Poolen, H. K. (1961). Status of Drill-Stem Testing Techniques and Analysis. Journal of Petroleum Technology, 13(04), pp. 333-339. (In English). DOI: 10.2118/1647-G-PA
18. Lukash, E. B., Shlein, G. A., Kustyshev, A. V., & Kalimulina L. B. (2015). Evaluation of the state of the repaired well near bottomhole zone by skin-factor. Oil and Gas Studies, (1), pp. 33-39. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2015-1-33-39
19. McAlister, J. A., Nutter, B. P., & Lebourg, M. A (1965). New System of Tools for Better Control and Interpretation of Drill-Stem Tests. Journal of Petroleum Technology, 17(02), pp. 207-214. (In English). DOI: 10.2118/965-PA
20. Edwards, A. G., & Winn, R. H. (1973). A Summary of Modern Tools and Techniques Used in Drill Stem Testing. Halliburton Services, Duncan, Oklahoma. (In English).
21. Testers, J. (1964). Review of Basic Formation Evaluation. Houston, Texas, 2 p. (In English).

Сведения об авторах

Шлеин Геннадий Андреевич, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Клещенко Иван Иванович, д. г.-м. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Балуев Анатолий Андреевич, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: baluevaa@tyuiu.ru

Семененко Анастасия Федоровна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Gennady A. Schlein, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Ivan I. Kleshchenko, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Anatoly A. Baluev, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: baluevaa@tyuiu.ru

Anastasia F. Semenenko, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

УДК 665.64

**Процессы каталитического риформинга и компаундирования
как способы повышения октанового числа в бензинах,
применяемые в промышленных масштабах**

О. П. Дерюгина*, С. В. Мечик, Е. А. Трапезников

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

Аннотация. В работе рассматривается актуальная проблема промышленных способов повышения октанового числа, улучшающих качество выпускаемого бензина: процессов каталитического риформинга и компаундирования бензинов. Риформинг от английского «to reform» — переделывать, улучшать.

Риформат в зависимости от технологии получения и состава сырья может содержать до 70 % масс. ароматических углеводородов. Внимание к названной проблеме обусловлено ужесточением в настоящее время экологических требований к качеству автомобильного топлива, которое должно соответствовать современным стандартам.

Эффективное решение этой проблемы — это моделирование процессов нефтепереработки с помощью программирования. В данной работе используются методы корреляционного и регрессионного анализа. С помощью данных методов можно установить взаимосвязь между двумя или более переменными, таким образом найти наиболее эффективное решение как технологических, так и экономических вопросов.

Ключевые слова: октановое число; каталитический риформинг; риформат; компаундирование бензина; давление насыщенного пара; спирты и кислородосодержащие добавки

**Catalytic reforming and compounding processes as methods for increasing
the octane number in gasoline, used on an industrial scale**

Olga P. Deryugina*, Sofya V. Mechik, Evgeny A. Trapeznikov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

Abstract. The article discusses the urgent problem of industrial methods for increasing the octane number that improve the quality of gasoline produced. These

methods include the processes of catalytic reforming and compounding of gasoline. Reforming from "to reform" (English) — to remodel, to improve.

Reformate, depending on the production technology and composition of the raw material, may contain up to 70 % of the mass. aromatic hydrocarbons. Attention to this problem is due to the tightening of environmental requirements for the quality of motor fuel that must comply with modern standards.

An effective solution to this problem is to model refining processes with programming. In this article, we apply methods of correlation and regression analysis. Using these methods, you can establish the relationship between two or more variables, thus finding the most effective solution to both technological and economic issues.

Key words: octane number; catalytic reforming; reformate; gasoline compounding; saturated steam pressure; alcohols and oxygen-containing additives

Введение

Бензин занимает сегодня одно из лидирующих мест среди энергоисточников первичного производства. Потребность человечества в нем, в его высоком качестве больше, чем в любой другой углеводородной фракции. Поэтому к эксплуатационным свойствам автомобильных бензинов предъявляют весьма высокие требования, и проблема повышения качества российского бензина является одной из актуальных проблем химической промышленности. Автомобильное топливо в России отстает по качеству от топлив, производимых в других странах. Это подтверждается оценками Международного центра качества топлива. Данный центр проводил исследования в 100 странах. После этого был составлен топ-лист стран, которые производят топливо высокого качества. Россия среди них заняла только 84-е место. В РФ большая часть нефтеперерабатывающих производств не обеспечивает достаточной глубины переработки. На некоторых нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) она не превышает и 50 %. При этом, например, в США бензин перерабатывают на 92 %. Этот факт сильно влияет на качество выпускаемой продукции. Низкооктановый бензин нужно дорабатывать, улучшать. В данной статье будут рассмотрены такие промышленные, улучшающие качество выпускаемого бензина процессы, как каталитический риформинг и компаундирование бензина.

В последнее время о данных процессах говорят все больше и больше. Главной причиной такой заинтересованности являются энергетический кризис и повышение цен на бензин. При этом многие понимают, что выгода от добычи и продажи сырой нефти мала. Представляется более выгодным переработать нефть на различные компоненты и продать их. Основные исследования в данной отрасли проводятся зарубежными учеными, в том числе из США [1–5]. В России же не так давно стали уделять внимание исследованию способов и средств определения октанового числа бензинов. Эта проблема нашла отражение в исследованиях Б. Х. Борзаева, В. М. Емельянова, В. М. Капустина, А. А. Кузичкина, В. С. Чукова, С. А. Фалеева и др. [6–8]. Вопросам автоматизации в нефтеперерабатывающей отрасли и разработки систем улучшения детонационной стойкости и фазовой стабильности автомобильного топлива посвящено много работ, среди которых можно отметить исследования Г. И. Глазова, С. А. Карпова, Ж. С. Каюмова, Н. К. Кондрашовой, Т. Г. Умергалина, И. В. Войтенко, Ю. М. Жорова, С. А. Ахметова, Г. Б. Рабинович, Лю Синьжоуи др. [9–19].

Блок каталитического риформинга

Эффективным способом повышения детонационной стойкости автомобильного топлива является каталитический риформинг. Суть этого метода заключается в переработке бензиновых фракций под давлением водорода. Цель процесса — получение высокооктановых компонентов для автомобильных бензинов, ароматических углеводородов. Этот процесс является одним из главных этапов при получении высокооктанового элемента моторных топлив. Также в ходе этого процесса мы получаем водород и ароматические углеводороды (ксилол, толуол, бензол), которые позже можно использовать в нефтехимии. На сегодняшний день установки каталитического риформинга имеют статус постоянного элемента любого НПЗ. Главная цель этого процесса — превращение длинной углеводородной цепочки в ароматический углеводород. Для примера можем привести реакцию дегидроциклизации, например, молекула нормального парафина *n*-гептана превращается в молекулу нафтенного углерода, в метилциклогексан по реакции: $C_7H_{16} \rightarrow C_7H_{14} + H_2$. Далее нафтены по реакции дегидрирования превращаются в молекулы ароматических соединений.

Под действием двух факторов — температуры и катализатора — происходит отщепление молекул водорода. При этом происходит образование водорода, также образуются двойные связи, и происходит формирование цикла.

В качестве сырья для процесса каталитического риформинга применяют бензиновые фракции с различными температурами выкипания. Данные фракции содержат в себе большое количество нафтенных и парафиновых. В ходе каталитического риформинга образуется большое количество ароматических углеводородов и некоторых изомеров, которые, в свою очередь, имеют высокие детонационные показатели по сравнению с исходным сырьем. Немаловажное значение имеет также получение в данном процессе дешевого водородсодержащего газа, который затем используется в других вторичных каталитических процессах, например в гидроочистке и гидрокрекинге.

В качестве оборудования для каталитического риформинга используется большое количество блоков и устройств. Вся установка делится на несколько блоков: блок подготовки сырья, блок каталитического риформинга, узел смешения бензинов. Подробно рассмотрим блок каталитического риформинга. Он состоит из трех блоков: реакторный блок, блок стабилизации, блок водородных емкостей. В реакторном блоке протекают такие технологические процессы, как удаление из фракции сернистых соединений, поточный аналитический контроль водородсодержащего газа, каталитическое риформирование фракции. Сам по себе реакторный блок состоит из следующего оборудования: насосов, циркуляционных компрессоров, теплообменников, непосредственно самих реакторов риформинга, реактора сероочистки, сепараторов, воздушных конденсаторов и т. д. Блок стабилизации отвечает за стабилизацию продукта риформинга. В его состав входят теплообменники различных типов, аппараты воздушного охлаждения, насосы, а также ректификационные колонны. И, наконец, блок водородных емкостей. Он служит для хранения водорода, предназначенного для продувки реакторного блока в целях исключения закоксованности катализатора при пуске установки и аварийных ситуациях. Состоит блок из дожимного компрессора и нескольких емкостей.

Каталитический риформинг проходит на катализаторе, который состоит из оксида алюминия (Al_2O_3), силикагеля (SiO_2) с распределенной на поверхности платиной. Стабильность катализатора напрямую зависит от содержания платины в катализаторе. При увеличении количества платины будет возрастать

активность катализатора в реакциях гидрирования и дегидрирования углеводородов. Также увеличится скорость ароматизации парафинов. Вместе с тем улучшается стабильность катализатора в реакционном периоде. Есть множество вариантов оформления реакторного блока процесса каталитического риформинга. Одним из таких вариантов является процесс взаимодействия углеводородного сырья с неподвижным слоем катализатора. В этом случае углеводороды проходят сквозь неподвижный слой катализатора, который находится в реакторе, на керамическом покрытии. В данном процессе могут использоваться реакторы как с аксиальным вводом сырья, так и с радиальным вводом сырья.

Для того чтобы каждая реакция протекала максимально эффективно, а целевыми реакциями в процессе каталитического риформинга являются реакции изомеризации, циклизации и дегидрирования, требуются разные условия работы реакторов данной установки. Нужно изменять температуру, давление, время контакта сырья в реакторе. Именно для этой цели на установке используются три реактора, при этом каждый выполняет свою функцию (давление в реакторах составляет 14–35 атм, температура 480–520 °С).

Далее поток водорода разделяется на две части. Первый идет на установку газофракционирования, а вторая часть возвращается обратно в процесс. Из нижней части сепаратора жидкий продукт направляется в ректификационную колонну стабилизации. В этой колонне происходит процесс разделения риформата (продукта данного процесса) и углеводородных газов. Риформат уходит из нижней части колонны, а отделенный газ выходит через верхнюю часть и направляется на газофракционирующую установку насыщенного углеводородного газа.

Важно рассмотреть и процесс регенерации катализатора. После долгой работы установки каталитического риформинга активность катализатора значительно уменьшается. Это отрицательно сказывается на октановом числе риформата и на его выходе. Чтобы восстановить катализатор, необходимо вывести реактор в режим регенерации катализатора. В прошлом приходилось останавливать все три реактора риформинга установки и проводить режим регенерации катализатора. Но сегодня используется другая методика, которая реализуется за счет добавления еще одного реактора в технологическую схему. Суть ее заключается в том, что в любой момент времени три реактора находятся в процессе риформинга, четвертый же реактор находится в режиме регенерации. Вместо вышедшего реактора в работу вступает четвертый реактор, что позволяет не останавливать процесс и вести его непрерывно со свежим катализатором. Но все же, несмотря на постоянные процессы регенерации, активность катализатора начинает уменьшаться, поэтому каждые 2–3 года, в зависимости от марки катализатора, технологии процесса, установку останавливают и проводят замену отработанного катализатора. Горячие газы и инертный газ должны быть удалены из реакторов до загрузки катализатора. Перед загрузкой катализатора в реактор следует изучить состояние внутренних устройств реакторов и, если того требует состояние, привести их в соответствие с техническим проектом. Внутренние устройства аппаратов должны быть зачищены, посторонние предметы и влага — удалены. Также проверяют катализаторы перед загрузкой. В катализаторе не должно быть влаги: если катализатор подмочен, его нельзя использовать. Катализаторы не должны содержать пыли, в случае ее наличия пыль нужно удалить просеиванием. Загрузка катализатора производится при наличии соответствующего документа, подтверждающего соответствие катализатора техническим условиям. Для безопасного проведения

работ персонал обеспечивается такими средствами индивидуальной защиты, как респираторы, спецодежда и т. д. Все операции по загрузке/выгрузке катализатора необходимо производить в соответствии с рекомендациями разрабочника катализатора. Для исключения уноса катализатора и уменьшения давления на нижний слой катализатора и сохранения его прочности сначала загружаются и укладываются фарфоровые шары (мулит), затем засыпается катализатор сплошным потоком. Для удаления из реактора катализаторной пыли, образовавшейся при загрузке, необходимо провести продувку воздухом.

Технологические параметры, с помощью которых можно управлять установкой процесса риформинга, — это давление, температура и время пребывания сырья в реакторе. Основной задачей управления данной установкой является сохранение баланса между качеством продукта риформинга и его количеством.

Продуктом установки каталитического риформинга является базовый компонент производства товарных бензинов — высокооктановый риформат, который затем направляют на компаундирование с другими потоками.

Блок компаундирования

Компаундирование — это смешение высокооктановых компонентов. Данный процесс призван превратить сырье нетоварного вида в товарный бензин. Проходит это превращение с помощью добавления определенных компонентов и добавок в заданных объемах в нетоварное сырье. Перед тем как говорить о компаундировании, обозначим две наиболее важные для этого процесса величины: давление насыщенного пара и октановое число.

Давление насыщенного пара (ДНП) — это мера поверхностного давления, которое необходимо, чтобы жидкость не испарялась. Данная величина используется для того, чтобы рассчитать количество летучих углеводородов, которые находятся в бензине. Если их будет недостаточно, то бензин не сможет поступать в виде паров в цилиндр и воспламеняться, а если бензин будет испаряться в больших количествах, то по пути в цилиндр он не сможет смешиваться с воздухом. Кроме того, данный показатель должен меняться в зависимости от времени года. Для холодного времени года ДНП в бензине должен быть 0,91 атм. В теплое время года ДНП соответствует 0,60 атм.

Для увеличения давления насыщенных паров используют бутан. Он получается как дополнительный продукт различных процессов нефтепереработки. Также бутан выделяют из природного газа. Чтобы рассчитать, какое количество бутана нужно добавить в сырье для повышения давления паров, прибегают к простым алгебраическим расчетам.

Второй важной характеристикой процесса компаундирования является октановое число, один из самых известных показателей при производстве бензина. Это число, характеризующее способность топлива противостоять самовоспламенению при сжатии поршнем в цилиндре двигателя. Октановые числа разделяются на несколько разных видов. Исследовательское октановое число (ИОЧ) — число, полученное при испытании машины в легких условиях. Моторное октановое число (МОЧ) — число, установленное испытанием в жестких условиях, при высокой скорости и большой нагрузке. При сложении этих двух величин мы получаем развернутую информацию о работе в различных условиях.

Одним из способов достижения нужного октанового числа являлось добавление в бензин соединений свинца, таких как тетраэтилсвинец (ТЭС) и тетраметилсвинец (ТМС). Этилированный автомобильный бензин запрещен в Рос-

сии с 2003 года. Данные соединения увеличивают октановое число бензина, при этом никак не затрагивая другие его свойства, в том числе и давление насыщенного пара. Главная цель добавления в бензин свинца — подавить воспламенение. Общеизвестно: чем ниже октановое число бензина, тем выше вероятность самовоспламенения бензина. При добавлении свинца эта детонация подавляется. Другая проблема этого соединения состоит в том, что чем большее количество присадки добавляют в бензин, тем она менее эффективна. Другими словами, октановое число зависит от концентрации присадки нелинейно.

Антидетонирующая присадка реагирует на различные компоненты бензина по-разному. Следовательно, какие-то компоненты более чувствительны к повышению октанового числа, какие-то менее.

В настоящее время на НПЗ используются такие добавки, как метанол, этанол, ТБС и МТБЭ. Данные добавки были разработаны в качестве замены свинцовым компонентам, поскольку те наносят серьезный вред здоровью человека, а также сильно загрязняют воздух.

Метанол CH_3OH — это одна из наиболее известных присадок. Другое ее название — древесный спирт. В прошлом его добывали из свежеспиленных деревьев. Сегодня разработан более эффективный процесс. В качестве исходного вещества используют метан [19]. Это довольно затратный процесс, для него требуются дорогостоящие катализаторы, реакторы и трубопроводы. Для его осуществления необходимо наличие высоких температур (260–430 °С) и давления (280–350 атм).

Часто используемыми высокооктановыми добавками являются также этанол и трет-бутиловый спирт (ТБС). Сегодня этанол производят с помощью прямой гидратации этилена, а ТБС $(\text{CH}_3)_3\text{COH}$ можно получить с помощью реакции нормального бутилена или изобутилена с водой. ТБС растворяет метанол. Данная добавка предотвратит расслоение бензина с присадкой метанола, если в нее попадет вода. Добавление ТБС к метанолу повысит допустимое содержание воды в бензине.

Метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ) $(\text{CH}_3)_3\text{COCH}_3$ — это кислородосодержащая добавка. Она отличается от других присадок тем, что не имеет группы OH , а вместо этого содержит кислород. Производится МТБЭ с помощью реакции алкилирования изобутилена с метанолом над катализатором. Сырьем для производства являются изобутилены. В отличие от других присадок МТБЭ почти не растворим в воде. Благодаря этому свойству бензин с данной присадкой не так ограничен в применении, как бензин со спиртовыми присадками.

Интерес к спиртам и кислородосодержащим добавкам сегодня обусловлен их себестоимостью и полезными свойствами для бензина, повышающими октановое число товарного сырья. Новлиание этих присадок на детонационную стойкость и фазовую стабильность автомобильного топлива не такое прямое, как влияние риформата. Если добавлять присадку в небольшом количестве (до 2–3 % в смеси), то ДНП резко поднимется до высоких показателей. При дальнейшем добавлении каких-либо заметных изменений не будет.

Оптимизация состава бензина — очень трудоемкий процесс, особенно в настоящее время, когда в бензин запрещают добавлять ТЭС. Считаем необходимым назвать основные трудности, с которыми сталкиваются нефтепереработчики при производстве бензина.

1) При наличии бензина трех марок и необходимых компонентов нужно смешать их так, чтобы не было остатка.

2) Существует проблема изменения режимов работы некоторых установок: при изменении режима работы одной установки необходимо устанавливать новый режим для других установок.

3) Разветвление потоков: сырье можно направлять на разные установки, следовательно, можно получать разные продукты в разных объемах, при этом необходимо находить оптимальный вариант.

Моделирование процесса каталитического риформинга

Самое эффективное решение этих проблем — это моделирование процессов нефтепереработки с помощью программирования. Благодаря методам корреляционного и регрессионного анализа можно установить взаимосвязь между двумя или более переменными, таким образом найти наиболее эффективное решение как технологических, так и экономических вопросов.

Проанализируем полученные эмпирические данные химического выхода и октанового числа, которые приведены в таблице, используя методы корреляционного и регрессионного анализа.

Зависимость химического выхода и октанового числа

Химический выход	88	86	84	82	80	78	76	74	72	70
Октановое число	76	75	85	79	90	93	94	95	97	90

Для первичного анализа построим корреляционное поле (рис. 1), при этом в качестве факторного признака (X) выберем значения химического выхода, а в качестве результативного признака (Y) — значения октанового числа.

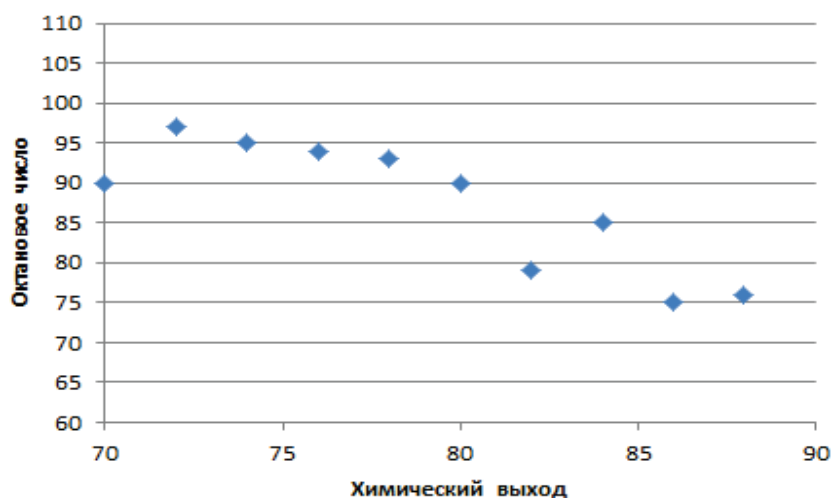


Рис. 1. Корреляционное поле исходных эмпирических данных

Для количественной характеристики определим коэффициент линейной корреляции, который равен $r = -0,77$. Следовательно, между исследуемыми признаками существует обратная зависимость. Для описания данной зависимости используем методы регрессионного анализа. Вычислим коэффициенты

линейного уравнения регрессии для данной выборки и изобразим графически (рис. 2): $y = 169,56 - 1,04 \cdot x$ — уравнение регрессии для данной выборки.

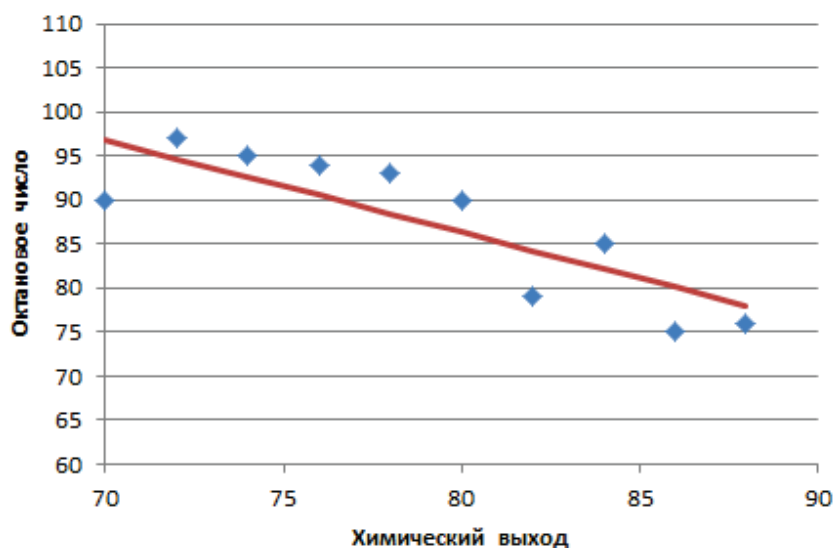


Рис. 2. Корреляционное поле и линия регрессии

Относительная погрешность моделирования данного массива точек полученной линией равна $\delta_{\text{ср}} = 4,46\%$.

В качестве нелинейной зависимости, на основе анализа расположения точек в плоскости, выберем параболическую регрессию, вычислим коэффициенты для данной выборки и изобразим графически (рис. 3): $y = -357,07 + 12,47x - 0,086x^2$ — уравнение параболической регрессии.

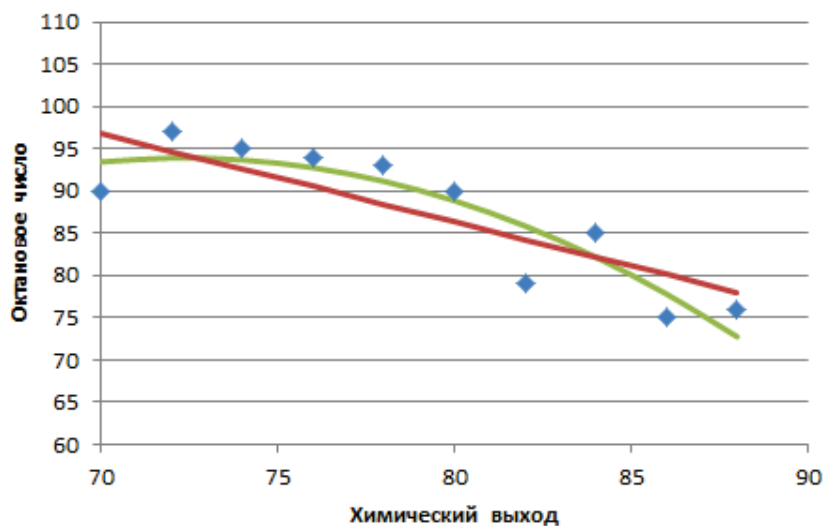


Рис. 3. Корреляционное поле и линии регрессии (линейная и параболическая)

Относительная погрешность моделирования данного массива точек полученной линией равна $\delta_{\text{ср}} = 3,3 \%$. Таким образом, параболическая зависимость более точно описывает данный массив точек.

Выводы

В ходе работы были проанализированы полученные эмпирические данные химического выхода и октанового числа с помощью методов корреляционного и регрессионного анализа. Был сделан вывод о том, что соотношение химического выхода и октанового числа продукта должно быть оптимальным.

Подводя итоги, можно сказать, что каталитический риформинг и компаундирование — важнейшие процессы нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. Их широко применяют для достижения различных целей. Производительность установки риформинга в значительной степени зависит от эффективности управления данным технологическим процессом.

Компаундирование как технология управления качеством является завершающим и наиболее ответственным процессом в формировании качественных и количественных показателей товарной продукции. В последнее время ужесточаются требования к процессу компаундирования. Растет выпуск топлива с новыми спиртовыми и кислородосодержащими присадками, которые содержат меньше летучих соединений, больше кислорода. Повышение спроса на бензин заставляет производителей разрабатывать новые продукты переработки нефти, газового конденсата, широкой фракции легких углеводородов.

Библиографический список

1. Glenn N. Evaluation of an Octane Analyzer // American Laboratory News. — 1996.
2. Lanza E. Determination of Moisture, Protein, Fat and Calories in Raw Pork and Beef by Near Infrared Spectroscopy // Journal of Food Science. — 1983. — Vol. 48, Issue 2. — P. 471–474. DOI: 10.1111/j.1365-2621.1983.tb10769.x
3. Norris K. H. Instrumental Techniques for Measuring Quality of Agricultural Crops // Post-Harvest Physiology and Crop Preservation. — 1983. — P. 471–484. DOI: 10.1007/978-1-4757-0094-7_22
4. Norris K. H. Reflectance Spectroscopy // Modern Methods of Food Analysis. — 1985. — P. 167–186. DOI: 10.1007/978-94-011-7379-7_8
5. Conway J. M. Noninvasive body composition in humans by near infrared interactance // In vivo body composition studies. — 1987. — P. 163–170.
6. Емельянов В. М. Пути повышения качества вырабатываемых автомобильных бензинов // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2004. — № 10. — С. 6–8.
7. Капустин В. М. Проблемы повышения качества российских бензинов // Химия и технология топлив и масел. — 2005. — № 2 (528). — С. 13–15.
8. Кузичкин А. А. Адаптивная система управления технологическим процессом риформинга с идентифицируемой моделью: дис. ... канд. техн. наук. — Самара, 2018. — 191 с.
9. Глазов Г. И., Сидорин В. П. Каталитический риформинг и экстракция ароматических углеводородов. — М.: Химия, 1981. — 188 с.
10. Промышленные установки каталитического риформинга: справочник / В. А. Гуляев [и др.]; под ред. Г. А. Ластовкина. — Л.: Химия, 1984. — 232 с.
11. Карпов С. А., Царев А. В., Коханов С. И. Улучшение эксплуатационных свойств моторных топлив волновыми воздействиями // Нефтегазовые и химические технологии: тез. докл. III Всеросс. науч.-практ. конф. (Самара, 25–26 октября 2005 г.). — Самара. — С. 134.
12. Каталитический риформинг углеводородов: справочник / Под ред. Р. И. Кузьминой. — Саратов: Изд-во СУИ МВД России, 2010. — 252 с.
13. Каюмов Ж. С., Нуруллаев Ш. П. Разработка новых кислородсодержащих высокооктановых топливных композиций [Электронный ресурс] // Universum: технические науки. —

2017. – № 7 (40). – С. 2–6. – Режим доступа: <http://staff.tiiame.uz/storage/users/120/articles/Jdgj42GoZFXt36spFh4oBdKhyRw1XA7sO26JwreF.pdf>.

14. Кондрашова Н. К., Кондрашов Д. О., Абдульминев А. Д. Технологические расчеты и теория каталитического риформинга бензина: учеб. пособие. – Уфа: Монография, 2008. – 160 с.

15. Коханов С. И. Разработка и исследование антидетонационных добавок для автомобильных бензинов: дис. ... канд. техн. наук. – М.: 2006. – 189 с.

16. Ластовкин Г. А., Радченко Е. Д., Рудин М. Г. Справочник нефтепереработчика. – Л.: Химия, 1986. – 649 с.

17. Леффлер У. Л. Переработка нефти / Пер с англ. З. П. Свитанько. – 2-е изд., пересмотр. – М.: Олимп-Бизнес, 2007. – 224 с.

18. Лю Синьчжоу. Технология CDHydro для улучшения экологических характеристик автомобильных бензинов: Автореф. дис. канд. техн. наук. – Уфа, 2004. – 24 с.

19. Лю Синьчжоу, Чжао Линь, Рахимов М. Н. Метанол-перспективный компонент бензина // Промышленная экология. Проблемы и перспективы: материалы науч.-практ. конф. – Уфа, 2001. – С. 118–119.

References

1. Glenn, N. (1996). Evaluation of an Octane Analyzer. American Laboratory News. (In English).

2. Lanza, E. (1983). Determination of Moisture, Protein, Fat and Calories in Raw Pork and Beef by Near Infrared Spectroscopy. Journal of Food Science, 48(2), pp. 471-474. (In English). DOI: 10.1111/j.1365-2621.1983.tb10769.x

3. Norris, K. H. (1983). Instrumental Techniques for Measuring Quality of Agricultural Crops. Post-Harvest Physiology and Crop Preservation, pp. 471-484. (In English). DOI: 10.1007/978-1-4757-0094-7_22

4. Norris, K. H. (1985). Reflectance Spectroscopy. Modern Methods of Food Analysis, pp. 167-186. (In English). DOI: 10.1007/978-94-011-7379-7_8

5. Conway, J. M. (1987). Noninvasive body composition in humans by near infrared inter-radiance. In vivo body composition studies, pp. 163-170. (In English).

6. Emel'yanov, V. M. (2004). Puti povysheniya kachestva vyrabatyvaemykh avtomobil'nykh benzinov. Neftepererabotka i neftekhimiya, (10), pp. 6-8. (In Russian).

7. Kapustin, V. M. (2005). Problems in increasing the quality of russian gasolines. Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 41(2), pp. 93-97. (In English).

8. Kuzichkin, A. A. (2018). Adaptivnaya sistema upravleniya tekhnologicheskimi protsessami riforminga s identifikatsionnoy model'yu. Diss. kand. tekhn. nauk. Samara, 191 p. (In Russian).

9. Glazov, G. I., & Sidorin, V. P. (1981). Kataliticheskiy riforming i ekstraktsiya aromatischeskikh uglevodorodov. Moscow, Khimiya Publ., 188 p. (In Russian).

10. Gulyaev, V. A., Lastovkin, G. A., Ratner, E. M., & Tarabrina, E. I. (1984). Promyshlennyye ustanovki kataliticheskogo riforminga. Leningrad, Khimiya Publ., 232 p. (In Russian).

11. Karpov, S. A., Tsarev, A. V., & Kokhanov, S. I. (2005). Uluchshenie ekspluatatsionnykh svoystv motornykh topliv volnovymi vozdeystviyami. Neftegazovye i khimicheskie tekhnologii: tezisy dokladov III Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii (Samara, October 25-26, 2005). Samara, p. 134. (In Russian).

12. Kuz'mina, R. I. (Ed.). (2010). Kataliticheskiy riforming uglevodorodov. Saratov, SUI MVD Rossii Publ., 252 p. (In Russian).

13. Kayumov, J., & Nurullaev, Sh. (2017). The development of new oxygen-containing high-octane fuel compositions. Universum: tekhnicheskie nauki, (7(40)), pp. 2-6. (In Russian). Available at: <http://staff.tiiame.uz/storage/users/120/articles/Jdgj42GoZFXt36spFh4oBdKhyRw1XA7sO26JwreF.pdf>

14. Kondrashova, N. K., Kondrashov, D. O., & Abdul'minev, A. D. (2008). Tekhnologicheskie raschety i teoriya kataliticheskogo riforminga benzina. Ufa, Monografiya Publ., 160 p. (In Russian).

15. Kokhanov, S. I. (2006). Razrabotka i issledovanie antidetonatsionnykh dobavok dlya avtomobil'nykh benzinov. Diss. kand. tekhn. nauk. Moscow, 189 p. (In Russian).

16. Lastovkin, G. A., Radchenko, E. D., & Rudin, M. G. (1986). Spravochnik neftepererabotchika. Leningrad, Khimiya Publ., 649 p. (In Russian).

17. Leffler, W. L. (1985). Petroleum Refining for the non-technical person. 2nd edition, revised. Tulsa, Oklahoma, Pennwell Corp., 172 p. (In English).

18. Lyu, Sin'chzhou. (2004). Tekhnologiya CDHydro dlya uluchsheniya ekologicheskikh kharakteristik avtomobil'nykh benzinov. Avtoref. diss. kand. tekhn. nauk. Ufa, 24 p. (In Russian).

19. Lyu, Sin'chzhou, Chzhao, Lin', & Rakhimov, M. N. (2001). Metanol-perspektivnyy komponent benzina. Promyshlennaya ekologiya. Problemy i perspektivy: materialy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Ufa, pp. 118-119. (In Russian).

Сведения об авторах

Дерюгина Ольга Павловна, к. т. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: derjuginaop@tyuiu.ru

Мечик Софья Валерьевна, старший преподаватель кафедры бизнес-информатики и математики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Трапезников Евгений Александрович, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Olga P. Deryugina, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen, e-mail: derjuginaop@tyuiu.ru

Sofya V. Mechik, Senior lecturer at the Department of Business Informatics and Mathematics, Industrial University of Tyumen

Evgeny A. Trapeznikov, Student, Industrial University of Tyumen

25.00.17 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
(технические науки)

DOI: DOI: 10.31660/0445-0108-2020-3-100-108

УДК 622.276.012.05

Результаты внедрения технологии по удалению газа из затрубного пространства скважины созданием вакуума на Заречном месторождении

**Г. И. Бикбулатова¹, А. А. Исаев², А. С. Галеев¹, Ю. А. Болтнева^{1*},
О. А. Шипилова¹, Т. А. Ганиев¹**

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Россия

²ООО УК «Шешмаойл», г. Альметьевск, Россия

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

Аннотация. Реализация технологии по откачке и частичной утилизации попутного газа на нефтяных месторождениях методом вакуумирования, с использованием установки для откачки газа из затрубного пространства скважины и закачки его в систему сбора продукции (КОГС), на скважинах, эксплуатируемых штанговыми насосными установками (ШСНУ), Заречного месторождения АО «Геотех» Республики Татарстан, позволила оценить эффективность рассматриваемой системы добычи.

Экспериментальные исследования показали, что снижение затрубного давления вызывает значительное повышение динамического уровня и улучшение условий притока нефти к скважине. Работа ШСНУ в таких условиях обеспечивает увеличение коэффициентов подачи и наполнения насоса и, соответственно, прирост дебита нефти.

Ключевые слова: удаление газа из затрубного пространства; метод вакуумирования; улучшение притока нефти к скважине

**The results of introducing technology to remove gas from the annulus
of a well by creating vacuum at the Zarechnoye field**

**Goliya I. Bikbulatova¹, Anatoly A. Isaev², Akhmetsalim S. Galeev¹,
Yulia A. Boltneva^{1*}, Olga A. Shipilova¹, Tair A. Ganiev¹**

¹Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia

²Sheshmaoil Management Company LLC, Almetyevsk, Russia

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

Abstract. The technology for pumping out and partial utilization of associated gas in oil fields by the vacuum method, using a unit for pumping gas from the annulus of the well and pumping it into the product collection system (KOGS), have been implemented at wells at the Zarechnoye field of Geotech JSC in the Republic of Tatarstan. These wells are operated by sucker rod units. The use of the KOGS unit allowed us to evaluate the effectiveness of the production system under consideration

Experimental studies have shown that a decrease in annular pressure causes a significant increase in the dynamic level and an improvement in the conditions of oil inflow to the well. The operation of sucker rod units in such conditions provides an increase in the delivery and filling coefficients of the pump and, accordingly, an increase in oil production.

Key words: gas removal from the annulus of the well; evacuation method; improved oil flow to the well

Введение

На сегодняшний день реализация технологии по откачке и частичной утилизации попутного газа на нефтяных месторождениях представляет особый интерес в связи с Постановлением Правительства РФ № 1148 от 8 ноября 2012 г.¹ Согласно пункту 2 этого Постановления, установлен целевой показатель сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) на факельных установках на 2012 год и последующие годы в размере не более 5 % от объема добытого попутного нефтяного газа. Теперь при сжигании на факельных установках более установленного объема добытого ПНГ плата за выбросы вредных веществ, образующихся при этом, рассчитывается как за сверхлимитное загрязнение. При расчете к нормативам платы применяется повышающий дополнительный коэффициент, имеющий неуклонную тенденцию к росту. В 2012 году этот коэффициент равнялся 4,5, в 2013 году — уже 12, а с 2014 года он увеличен более чем вдвое — до 25 (в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 17.12.2016 г. № 1381)².

Помимо экономических причин, то есть избавления от штрафных санкций, представляемая технология откачки газа из затрубного пространства методом вакуумирования позволит избежать отеснения динамического уровня жидкости в скважине, приводящего к срыву подачи насоса. Традиционные технологии отвода газа из затрубного пространства скважин при механизированной добыче нефти с помощью штангового глубинного насоса (ШГН) используют [1–3]:

- устьевые обратные клапаны;
- перепускные клапаны, установленные на насосно-компрессорной трубе (НКТ);
- компрессоры, смонтированные на станке-качалке или устьевой арматуре.

Каждый из применяемых способов имеет свои особенности, однако все эти устройства оказываются зачастую неработоспособными из-за недоучета осо-

¹ Постановление Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. № 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://static.government.ru/media/files/YOaA71NIBV9VKXTPkTNmWyzca0dFWQg3.pdf>.

² Постановление Правительства Российской Федерации от 17.12.2016 № 1381 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. № 1148» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_209224/4f0456b4de1f4a4a60a05e81cb782d48a96d116e/.

бенностей при стравливании газа [4–7]. В частности, эффективная работа клапанов возможна только при повышенном значении затрубного давления по сравнению с давлением в напорном трубопроводе [8], а срабатывание перепусковых клапанов возможно только при соблюдении условий образования заданного перепада между затрубным и линейным давлением.

Объект и методы исследования

Технология вакуумирования с использованием установки для откачки газа из затрубного пространства скважины и закачки его в систему сбора продукции (КОГС), разработанная отделом инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл» [9, 10], позволяет улучшить условия притока нефти к скважине, а также физико-химические и структурные свойства нефти [11, 12]. Принципиальная технологическая схема установки КОГС представлена на рисунке 1.

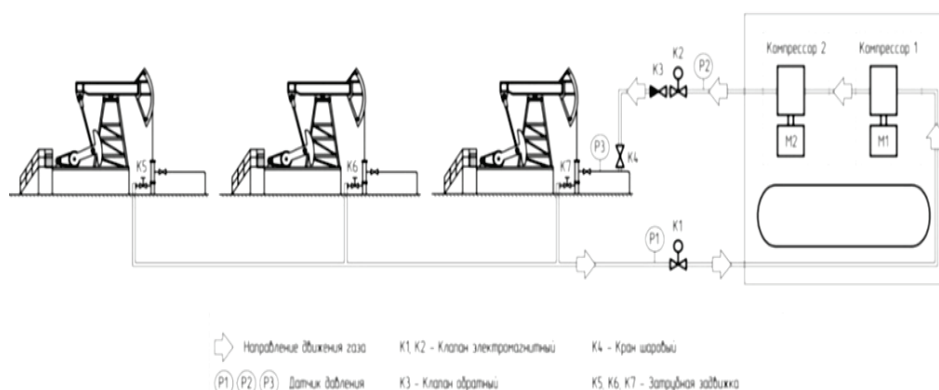


Рис. 1. Принципиальная схема установки КОГС

Установка работает как в автоматическом режиме, так и в режиме местного управления с максимальной производительностью компрессора КОГС 0,95 м³/мин и максимальным рабочим давлением — 2,5 МПа. Установка монтируется на небольшой площадке, так как габариты КОГС небольшие — 4,2 м², в непосредственной близости к скважине, на грунт и подключается к скважине.

Режим работы установки КОГС устанавливается опытным путем:

- предварительная работа установки после запуска составляет 1,5–2 часа для определения состояния образовавшегося вакуума, согласно показаниям вакуумметра 9 (рис. 2);
- отключив установку, необходимо определить время падения образовавшегося вакуума до –0,01 МПа, после чего производится запуск установки и выставляется режим работы.

Для реализации самонастраиваемого режима эксплуатации скважины, то есть автоматического отключения-включения трехступенчатых компрессоров установки, используется станция управления БС-21-УВС-2 (см. рис. 1).

В автоматическом режиме станция обеспечивает управление установкой КОГС по сигналам с датчиков давления, установленных на приемной и выкидной линиях [13, 14]. В режиме местного управления установка КОГС включается и отключается кнопками управления, расположенными на лицевой стороне станции. Данные по установке передаются на автоматизированное

рабочее место диспетчера в режиме реального времени независимо от режима работы станции, что позволяет круглосуточно контролировать работу установки, архивировать параметры ее работы и визуализировать причины остановки при нештатных ситуациях.

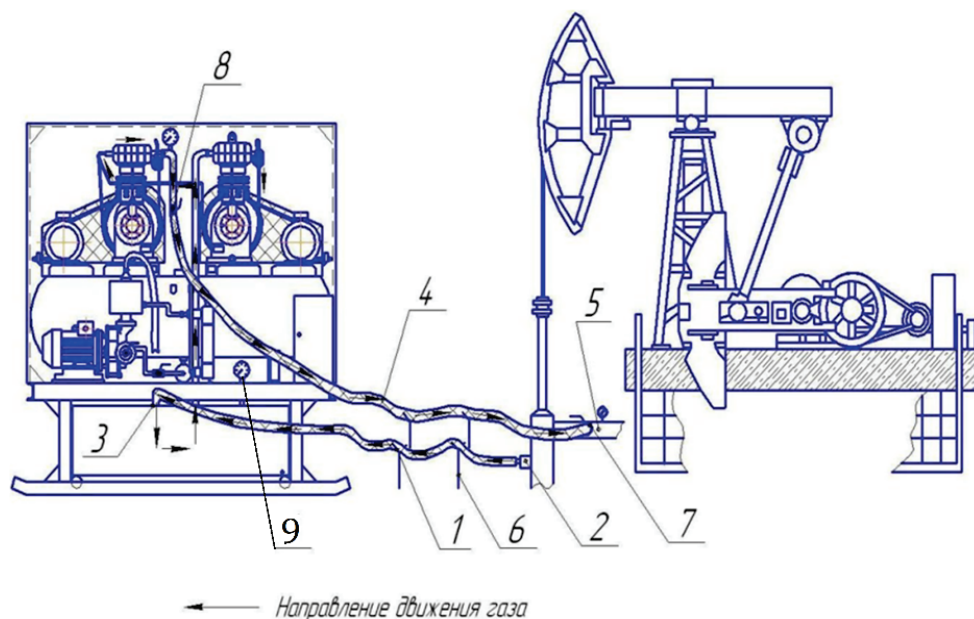


Рис. 2. Технологическая схема откачки газа установкой КОГС:

1 — приемная линия установки; 2 — затрубная задвижка; 3 — емкость для сбора конденсата; 4 — выкидная линия; 5 — обратный клапан; 6 — монтажная опора; 7 — прободоотборный кран; 8 — нагнетательная линия компрессора; 9 — вакуумметр

В качестве основного критерия выбора для определения объема внедрения КОГС применяется коэффициент технологической эффективности [14]:

$$K_{эф} = \frac{Q_{жв}}{Q_{жн}} = \frac{(P_{пл} - P_{заб} - P_{затрв})}{(P_{пл} - P_{заб} - P_{затрн})}, \quad (1)$$

где $P_{затрн}$ и $P_{затрв}$ — давление газа в затрубном пространстве до и во время вакуумирования, МПа; $Q_{жн}$ и $Q_{жв}$ — дебит скважины до и во время вакуумирования, м³/сут; $P_{заб}$ и $P_{пл}$ — забойное и пластовое давление, МПа.

Территорией исследований является каменноугольная система Заречного месторождения АО «Геотех» Республики Татарстан. Объектом проведения исследований влияния вакуумирования на работу насоса и скважины выбран турнейский ярус.

В целом по турнейскому ярусу можно сказать, что лучшими коллекторскими свойствами обладают комковатые и в меньшей степени полидетритово-суглистые разности известняков. Следует отметить, что разрез турнейской продуктивной толщи обладает как макро- так и микронеоднородностью коллекторских свойств. Это выражается в незакономерном чередовании пористых и плотных карбонатных пород, что обусловлено как седиментационными, так и эпигенетическими причинами [15–17]. Что касается плотных разностей, то наличие в них довольно многочисленных открытых микротрещин со следами

нефти, иногда пятнистое нефтенасыщение, а также небольшая мощность прослоев позволяют говорить об отсутствии у них экранирующих качеств [18–20]. Все это свидетельствует о существовании гидродинамической связи между эффективными прослоями толщи и определяет массивный тип залежей.

Разработка турнейского объекта ведется с 2004 года. С начала разработки пластовое давление снизилось на 2,8 МПа и составляет 8,7 МПа. Забойное давление в скважинах 3,9 МПа при давлении насыщения 3,83 МПа. Разработка турнейского объекта характеризуется опережающим обводнением, это объясняется высокой вязкостью нефти и прорывом воды по трещинам и более проницаемым пропласткам. Распределение параметра пористости в трехмерных геологических моделях представлено на схематическом геологическом профиле (рис. 3).

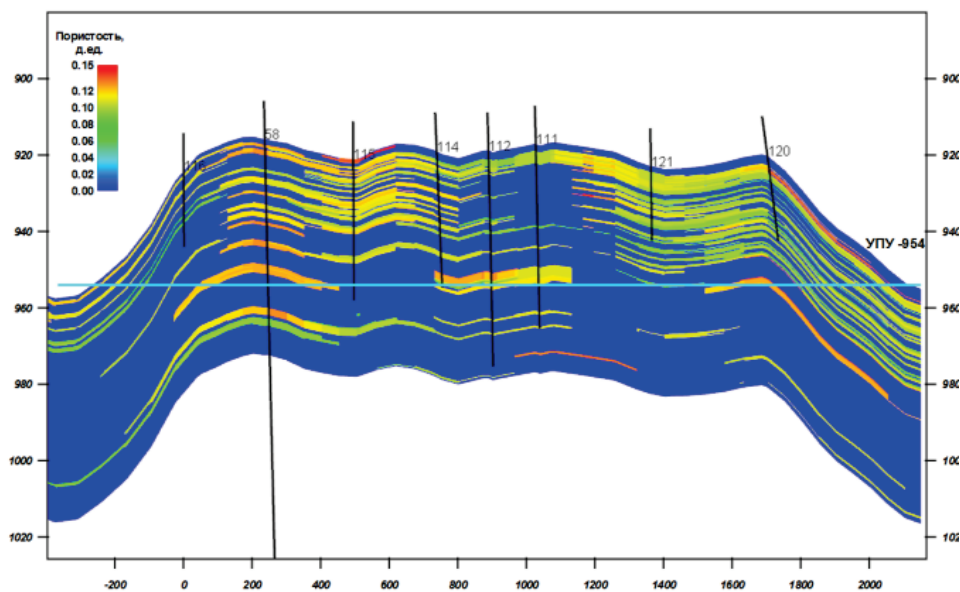


Рис. 3. Схематический профиль распределения параметра пористости в продуктивных отложениях турнейского яруса

Таблица 1

Газосодержание в нефти и время работы КОГС

Номер куста, заводской номер установки	Номер скважин	Газосодержание, м ³ /тн	Дебит по нефти, т/сут	Расчетное количество газа в скважине, м ³ /сут	Время вакуумирования, мин	Время набора давления, мин	Время работы КОГС, %
Куст 14 зав. № 5	110	10,4	2,36	80,4	3	34	8,8
	114	15,65	1,61				
Куст 19 зав. № 2	118	14,71	0,42	50,4	22	82	26,8
	128	14,75	0,69				

Наиболее предпочтительным для проведения наших исследований выбрана журавлиная залежь, которая имеет наибольшую эффективную нефтенасыщенную толщину — 10 м, небольшую глубину залегания, по сравнению с остальными залежами, и составляет в среднем 980 метров.

Внедрение данной технологии проводилось на скважинах 110, 114, 118, 128 АО «Геотех». По состоянию на 01.06.2019 на выбранных для исследования скважинах, оборудованных установками КОГС, по АО «Геотех» количество газа в скважине не превышает $51 \text{ м}^3/\text{сут}$ (табл. 1). Учитывая КПД КОГС при перекачке ПНГ, который составляет не менее 0,8, время работы установок не должно превышать 173 минуты (около 3 часов), при этом коэффициент эксплуатации установок будет 0,12.

Результаты исследования

При исследовании проводились динамометрирование всех четырех скважин и снятие диаграмм как до запуска установки КОГС (динамограмма зеленого цвета), так и после вакуумирования (динамограмма красного цвета). Наложение двух фактических динамограмм наглядно демонстрирует увеличение коэффициента наполнения насосов (рис. 4–7).

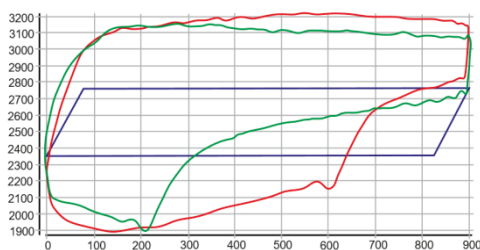


Рис. 4. Динамограмма по скв. 110

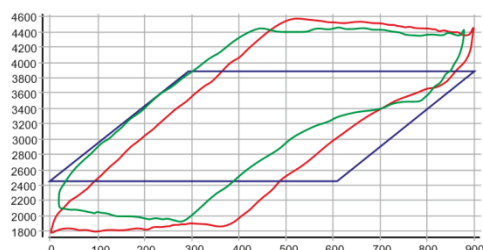


Рис. 5. Динамограмма по скв. 114

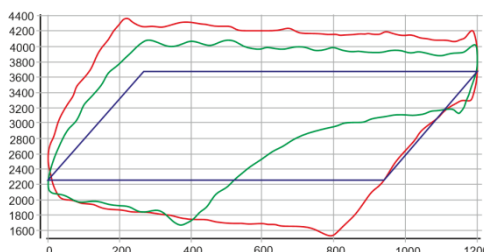


Рис. 6. Динамограмма по скв. 118

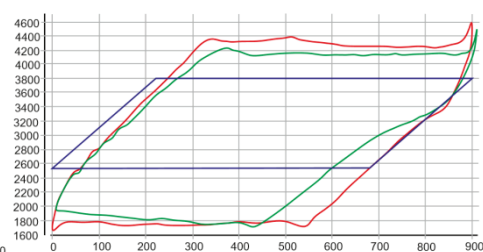


Рис. 7. Динамограмма по скв. 128

Все результаты проведенного эксперимента сведены в общую таблицу 2.

Таблица 2

Результат эксперимента до и после вакуумирования

Номер скважины	Давление затрубное до вакуума, атм	Динамический уровень, м		Коэффициент подачи		Коэффициент наполнения		Дебит по динамограмме, $\text{м}^3/\text{сут}$	
		до	после	до	после	до	после	до	после
110	5,1	995	908	0,21	0,60	0,26	0,73	0,4	0,7
114	5,0	1027	947	0,26	0,37	0,44	0,61	1,6	2,8
118	6,7	955	857	0,28	0,60	0,70	0,85	1,5	3,3
128	6,5	952	815	0,43	0,54	0,64	0,80	2,1	2,7

Выводы

- Все скважины до применения КОГС работали с затрубным давлением менее 0,7 МПа. После установки и запуска КОГС затрубное давление снижалось до минус 0,05–0,08 МПа, а динамический уровень значительно повышался в среднем на 100 метров.
- Повышение динамического уровня и удаление газа из жидкости приводят к увеличению коэффициентов подачи на 0,23 (91,9 %) и наполнения на 0,24 (66,25 %), а динамограммы становятся более полными.
- В среднем увеличение дебита жидкости по скважине составило 0,9 м³/сут (74,6 %).
- Откачка газа из затрубного пространства установками КОГС позволит увеличить поступление газа в пункты сбора нефти и газа.

Библиографический список

1. Севастьянов А. В., Иванов А. А., Фаткуллин А. С. Технология отвода газа из затрубного пространства нефтяных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 9 – С. 54–55.
2. К проблеме повышения эффективности работы насосных агрегатов / А. С. Галеев [и др.] // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сб. науч. тр. Междунар. науч.-техн. конф., посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» (Октябрьский, 10 февраля 2017 г.) / Отв. ред. Р. Н. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 93–109.
3. Колесова С. Б., Насыров А. М., Полозов М. Б. Снижение влияния свободного газа на работу насосного оборудования // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 6 (66). – С. 48–51.
4. Alshahrani, D., Zeitoun, O. Natural convection in air-filled horizontal cylindrical annuli // Alexandria Engineering Journal. – 2005. – Vol. 44. – P. 813–823.
5. Молчанова В. А., Топольников А. С. Исследование эффективности устройства для откачки газа из затрубного пространства // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 10 – С. 34–40.
6. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores / A. M. Ansari [et. all] // SPEPF 143, Trans. AIME. – P. 143–152.
7. Мак-Кой Ч. Работающий от балансира станка-качалки газовый компрессор различных промысловых операциях / Пер. В. Иванова // Нефтегазовые технологии. – 2004. – № 3. – С. 44–46.
8. Эффективность удаления газа из скважины / А. А. Исаев [и др.] // Георесурсы. – 2018. – Т. 20, № 4. – С. 359–364. DOI: 10.18599/grs.2018.4.359-364
9. Исаев А. А., Малыхин В. И., Шарифуллин А. А. Улучшение экологической безопасности на устье добывающих скважин // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 4. – С. 64–69.
10. Исаев А. А. Внедрение интеллектуальной установки для вакуумирования типа КОГС // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 12. – С. 63–67.
11. Эффективная система добычи нефти / Исаев А. А. [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 11. – С. 49–54. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-11-49-54
12. Измерение свободного и растворенного газа в нефти в условиях присутствия в продукции скважины пластовой воды / А. А. Исаев [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 12. – С. 59–63. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-12-59-63
13. Станция мониторинга состояния скважинной штанговой насосной установки / А. С. Галеев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 82–91. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-4-82-91
14. Разработка автоматизированного комплекса по отбору газа из скважин / А. А. Исаев [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 12. – С. 65–72.
15. Технология откачки газа из затрубного пространства добывающих скважин / Производственно-сервисная компания ООО «Югсон-Сервис» // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 6. – С. 12–14.
16. Hasan A. R., Kabir C. S. Two-phase flow in vertical and inclined annuli // International Journal of Multiphase Flow. – 1992. – Vol. 18, Issue 2. – P. 279–293. DOI: 10.1016/0301-9322(92)90089-Y

17. Hutlas E. J., Granberry W. R. A Practical Approach to Removing Gas Well Liquids // Journal of Petroleum Technology. – 1972. – Vol. 24. – P. 916–923. DOI: 10.2118/3473-PA
18. Carvalho P. M., Podio A. L., Sepehrnoori H. B. An Elektrikal Submersible jet Pump for Gassy Oil Well // Journal of Petroleum Technology. – 1999. – Issue 51. – P. 34–36.
19. Исследование и оптимизация отбора газа из затрубного пространства нефтяных скважин / А. В. Севастьянов [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 2. – С. 42–44.
20. Технология увеличения производительности нефтяных скважин / М. Д. Валеев [и др.] // Экспозиция нефть газ. – 2014. – № 6 (38). – С. 53–56.

References

1. Sevastyanov, A. V., Ivanov, A. A., & Fatkullin, A. S. (2014). Technology of gas removal from oil wells annular area. Oilfield Engineering, (9), pp. 54-55. (In Russian).
2. Galeev, A. S., Bikbulatova, G. I., Suleymanov, R. N., & Filimonov, O. V. (2017). K probleme povysheniya effektivnosti raboty nasosnykh agregatov. Opyt, problemy i perspektivy razvitiya nerazrushayushchikh metodov kontrolya i diagnostiki mashin i agregatov: sbornik nauchnykh trudov Mezhdunarodnoj nauchno-tekhnicheskoy konferentsii, posvyashchennoj 60-letnemu yubileyu filiala UGNTU v g. Oktyabr'skom i 20-letiyu laboratorii "Vibrodiagnostika mashin i agregatov neftyanoy promyshlennosti" (Oktyabr'sky, 10 February 2017). Ufa, Ufa State Petroleum Technological University Publ., pp. 93-109. (In Russian).
3. Kolesova, S. B., Nasyrov, A. M., & Polozov, M. B. (2018). Reducing the effect of free gas on the operation of pumping equipment. Exposition Oil & Gas, (6(66)), pp. 48-50. (In Russian).
4. Alshahrani, D., & Zeitoun, O. (2005). Natural convection in air-filled horizontal cylindrical annuli. Alexandria Engineering Journal, 44, pp. 813-823. (In English).
5. Molchanova, V. A., & Topol'nikov, A. S. (2007). Issledovanie effektivnosti ustroystva dlya otkachki gaza iz zatrubnogo prostranstva. Oilfield Engineering, (10), pp. 34-40. (In Russian).
6. Ansari, A. M., Sylvester, N. D., Sarica, C., Shoham, O., & Brill, J. P. (1994). A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Wellbores. SPEPF 143, Trans. AIME., pp. 143-152. (In English).
7. Mak-Koj, Ch. (2004). Rabotayushchij ot balansira stanka-kachalki gazovyy kompressor razlichnykh promyslovyykh operatsiyakh. Neftegazovye tekhnologii, (3), pp. 44-46. (In Russian).
8. Isaev, A. A., Takhautdinov, R. Sh., Malykhin, V. I., & Sharifullin, A. A. (2018). Gas removal efficiency from a well. Georesursy, 20(4), Part 1, pp. 359-364. (In English). DOI: 10.18599/grs.2018.4.359-364
9. Isaev, A. A., Malykhin, V. I., & Sharifullin, A. A. (2019). Environmental Safety Improvement at the Production Wellhead. Neft. Gaz. Novacii, (4), pp. 64-69. (In Russian).
10. Isaev, A. A. (2018). Implementation of KOGS type Intelligent Unit for oil well evacuation. Neft. Gaz. Novacii, (12), pp. 63-67. (In Russian).
11. Isaev, A. A., Takhautdinov, R. Sh., Malykhin, V. I., & Sharifullin, A. A. (2018). Efficient system of oil production. Oilfield Engineering, (11), pp. 49-54. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2018-11-49-54
12. Isaev, A. A., Takhautdinov, R. Sh., Malykhin, V. I., & Sharifullin, A. A. (2018). Measurement of free and dissolved gas in oil in conditions of formation water presence in a well production. Oilfield Engineering, (12), pp. 59-63. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2018-12-59-63
13. Galeev, A. S., Bikbulatova, G. I., Suleymanov, R. N., Filimonov, O. V., Sabanova, S. L., & Boltneva, Yu. A. (2019). Station monitoring the state of the downhole sucker-rod pumping unit. Oil and Gas Studies, 4, pp. 82-91. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-4-82-91
14. Isaev, A. A., Takhautdinov, R. Sh., Malykhin, V. I., & Sharifullin, A. A. (2017). Development of the Automated System for Gas Extraction from Wells. Neft. Gaz. Novacii, (12), pp. 65-72. (In Russian).
15. Proizvodstvenno-servisnaya kompaniya OOO "Yugson-Servis". (2012). Tekhnologiya otkachki gaza iz zatrubnogo prostranstva dobyvayushchikh skvazhin. Neftegazovaya vertikal', (6), pp. 12-14.
16. Hasan, A. R., & Kabir, C. S. (1992). Two-phase flow in vertical and inclined annuli. International Journal of Multiphase Flow, 18(2), pp. 279-293. (In English). DOI: 10.1016/0301-9322(92)90089-Y
17. Hutlas, E. J., & Granberry, W. R. (1972). A Practical Approach to Removing Gas Well Liquids. Journal of Petroleum Technology, 24, pp. 916-923. (In English). DOI: 10.2118/3473-PA

18. Carvalho, P. M., Podio, A. L., & Sepehrnoorik, H. B. (1999). An Elektrikal Submerrisble jet Pump for Gassy Oil Well. *Journal of Petroleum Technology*, (51), pp. 34-36. (In English).

19. Sevast'yanov, A. V., Mingulov, Sh. G., Nigay, Yu. V., Valeev, M. D., & Tre'yakov, R. S. (2016). Research and optimization of gas extraction from the annular space of oil wells. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, (2), pp. 42-44. (In Russian).

20. Valeev, M. D., Sevast'yanov, A. V., Nigay, Yu. V., & Tre'yakov, R. S. (2014). Technology for increasing the productivity of oil wells. *Exposition Oil & Gas*, (6(38)), pp. 53-56. (In Russian).

Сведения об авторах

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

Исаев Анатолий Андреевич, к. т. н., ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл», г. Альметьевск

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

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

Шипилова Ольга Александровна, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Ганиев Таир Айратович, аспирант кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Information about authors

Goliya I. Bikbulatova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almet'yevsk State Oil Institute

Anatoly A. Isaev, Candidate of Engineering, Lead Engineer at the Department of Innovation and Examination, Sheshmaoil Management Company LLC, Almet'yevsk

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

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

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

Tair A. Ganiev, Postgraduate at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almet'yevsk State Oil Institute

УДК 622.276.8 + 622.692.1

Сепарационное оборудование с повышенным эффектом разделения продукции скважин

М. Я. Хабибуллин^{1*}, Г. Г. Гилаев², Р. И. Сулейманов¹

¹Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета,
г. Октябрьский, Россия

²Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия
*e-mail: m-hab@mail.ru

Аннотация. Совершенствование сепарационной техники и технологии с целью повышения эффекта разделения продукции скважин является важным вопросом в области сбора и подготовки нефти.

Увеличение производительности сепарационной техники за счет изменения размеров емкостей сепараторов достигло своих максимальных возможностей, и последующая работа в этом направлении затруднительна и неоправданна.

Изучение и исследование движения газожидкостных потоков в сепараторе, влияния внутривихревых и внутривихревых потоков, изменения конструкции пакетов, процесса разрушения дисперсной фазы и флотационного эффекта позволят создать технологическую и техническую базу для обеспечения эффекта работы сепарационной техники в дальнейшем.

В результате исследования предложена конструкция аппарата с лучшими условиями разделения продукции скважин, применение которого обеспечивает эффективность сепарирования и вывода плотной фракции через отверстие выгрузки.

На основе представленных исследований разработан и выполнен опытный образец аппарата.

Ключевые слова: продукция скважин; газожидкостный поток; сепарирование; сепаратор; гидроциклон; конус; ротор

Separation equipment with increased well fluids separation capacity

Marat Ya. Khabibullin^{1*}, Gani G. Gilaev², Rustem I. Suleymanov¹

¹Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky, Russia

²Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia
*e-mail: m-hab@mail.ru

Abstract. Separation technique and technology improving to increase well production fluids separation effect is an important issue in the field of petroleum production and treatment.

Due to the change in the size of separator containers, the increase in the separation equipment productivity has reached its maximum capabilities, and subsequent work in this direction is difficult and unjustified.

Studying the gas-liquid flows movement in the separator, the in-package and in-rotor flows impact, changes in package design, the process of the dispersed phase and the flotation effect destruction will allow us to create a technological and technical basis for separation equipment performance ensuring in the future.

Because of the study, the design of the apparatus with the best well production fluids separation was proposed, the use of which ensures the separation and dense fraction removal through the discharge opening efficiency.

Based on the presented research, a prototype apparatus was developed and machined.

Key words: well production; gas-liquid flow; separation; separator; hydrocyclone; cone; rotor

Введение

Совершенствованию процессов качественного и производительного сепарирования жидких неоднородных систем в нефтегазодобывающей промышленности уделяется значительное внимание как со стороны производителей, так и со стороны научных работников. Для осуществления этих операций применяются различные виды конструкций отстойников, сепараторов, гидроциклонов и т. д., принцип действия которых основан на гравитационном и центробежном разделении неоднородных масс различной плотности.

Объект и методы исследования

В жидкостных сепараторах поверхность разделения формируется пакетом конических тарелок. Как известно, их производительность определяется значением индекса производительности по формуле [1, 2]:

$$\Sigma Q = \frac{2\omega^2 V}{g}, \quad (1)$$

где ω — угловая частота вращения ротора сепаратора, мин^{-1} ; V — объем, ограниченный рабочей поверхностью разделения и замыкающей его плоскостью, м^3 ; g — ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$.

Естественным путем увеличения ΣQ является увеличение как размеров (диаметра и высоты), так и числа тарелок. Однако в конечном счете это ведет к недопустимому увеличению высоты ротора, ухудшающему динамические характеристики сепараторов, и росту неравномерности питания пакета по высоте. Известно, что современные соотношения между диаметром и высотой роторов продиктованы многолетним опытом и подкреплены теоретическими соображениями в части оптимальных динамических характеристик сепараторов. Увеличение числа тарелок возможно как за счет некоторого увеличения высоты ротора, так и за счет уменьшения зазора между тарелками для отдельных разделяемых жидкостей. Объем, ограниченный одной тарелкой разделительного пакета при ее постоянной форме, можно выразить в виде произведения aR_T^3 , где a — коэффициент пропорциональности; R_T — наибольший радиус тарелки.

Тогда

$$\Sigma Q = \frac{2aR_T^3 z \omega^2}{g}, \quad (2)$$

где z — число тарелок в пакете.

Учитывая, что рабочая линейная скорость наиболее удаленных от оси вращения точек ротора $v = \omega R$ (здесь R — радиус ротора), и условно приняв, что количество тарелок пропорционально R , получим

$$\Sigma Q = \frac{2a_1 v^2 R^2}{g}, \quad (3)$$

где a_1 — новый коэффициент пропорциональности, равный отношению суммарного объема, ограниченного всеми тарелками, к R^4 .

Для дальнейших выкладок используем понятие допустимого значения критерия прочности быстровращающихся узлов

$$[Ne] = \frac{[\sigma]}{\rho v^2}, \quad (4)$$

где $[\sigma]$ — допускаемое напряжение для материала ротора, МПа; ρ — плотность материала, кг/м³; $[\sigma]/\rho = \gamma$ — удельная прочность материала.

Тогда

$$\Sigma Q = 2\gamma a_1 R^2 / \{g[Ne]\}. \quad (5)$$

Значение $[Ne]$ для вращающегося стального цилиндрического ротора, заполненного водой, можно принять равным двум [3, 4]. При этом получим

$$\Sigma Q = a_1 R^2 / g. \quad (6)$$

Из последнего выражения следует, что производительность сепаратора при заданной линейной скорости ротора может быть повышена соответствующим увеличением радиуса тарелки, а следовательно, и ротора.

Из выражения для критерия $[Ne]$ вытекает, что

$$v^2 = (\omega R)^2 = \gamma[Ne] = const;$$

$$\omega = \frac{1}{R} \sqrt{\gamma[Ne]}. \quad (7)$$

Удельная прочность материала представляет собой квадрат окружной скорости разрушения вращающегося тонкого кольца, выполненного из того же материала. Обозначив линейную безопасную скорость через v_∂ , формулу (7) при $[Ne] = 2$ можно записать в виде

$$\omega = 0,71 \frac{v_\partial}{R}. \quad (8)$$

Для цилиндрического ротора при заданных значениях плотности его материала и разделяемой жидкости в работе [5] приводится зависимость

$$S/R = f([Ne]), \quad (9)$$

где S — толщина стенки ротора.

На основании этих зависимостей нами построена зависимость отношения v_∂/v от отношения S/R (рис. 1).

Воспользуемся примером, приведенным в работах [5, 6]. Требуется спроектировать ротор, внутренний радиус которого 0,346 м, вращающийся с частотой 4 500 об/мин. Допускаемое напряжение $[\sigma] = 450$ МПа. Линейная скорость поверхности ротора на радиусе 0,316 м равна 163 м/с, в то время как безопасная скорость $v_\partial \leq 239,4$ м/с. Отношение $v_\partial/v = 1,47$.

Данному отношению на рисунке 1 соответствует отношение $S/R = 0,08$, следовательно, толщина стенки будет $S = 27,7$ мм.

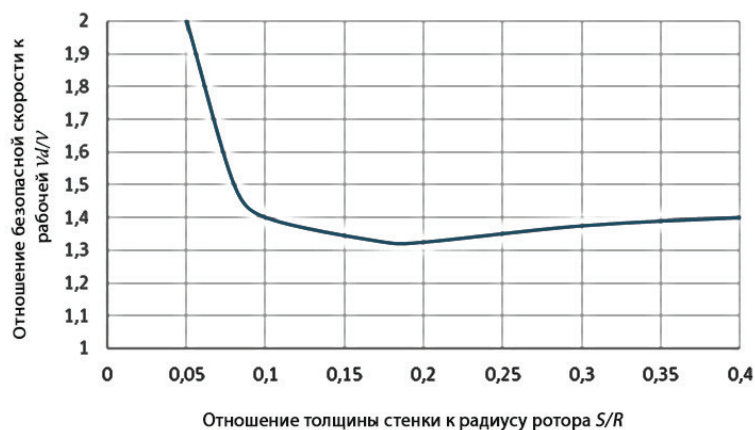


Рис. 1. Зависимость отношения v_0/v безопасной скорости к рабочей от отношения S/R толщины стенки к радиусу ротора

Как следует из рисунка 1, минимуму отношения $v_0/v = 1,325$ соответствует отношение $S/R = 0,175$. Следовательно, имеется возможность при том же значении v_0 увеличить скорость в $1,47/1,325 = 1,1$ раза (то есть на 10 %), но при этом толщина стенки увеличится в $0,175/0,08 = 2,2$ раза (соответственно, также увеличится и масса ротора). Видно, что дальнейшее увеличение рабочей скорости (когда $1,325 v > v_0$) исключено (см. рис. 1).

Резерв увеличения скорости ротора возможен за счет снижения разрушающей скорости. Если воспользоваться преобразованной формулой для вероятности неразрушения, приняв нормальное распределение прочности материала ротора, можно написать [7–9]

$$P = 1 - \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_b^{\infty} \exp\left(-\frac{x^2}{2}\right) dx, \quad (10)$$

где $b = \frac{K_v^2 - 1}{\sqrt{v_s^2 K_v^4 + v_{s_i}^2}}$; P — вероятность безотказной работы ротора; K_v^4 — запас прочности по скорости; $v_s = 0,19$, коэффициент вариации удельной прочности ротора для стали; v_{s_i} — коэффициент вариации квадрата скорости ротора, который принимается равным нулю.

Рассчитывая для различных значений K_v^4 значения b , найдем по стандартной методике [10] величины вероятности неразрушения ротора (таблица).

Величины вероятности неразрушения ротора

K_v	1,41	1,35	1,3	1,25	1,2	1,15	1,1
P	0,9957	—	0,9842	—	0,9463	0,8997	0,8186

На рисунке 2 приведен график $P = f(K_v)$.

Итак, резерв увеличения скорости ротора возможен за счет снижения значения разрушающей скорости и, следовательно, понижения его надежности.

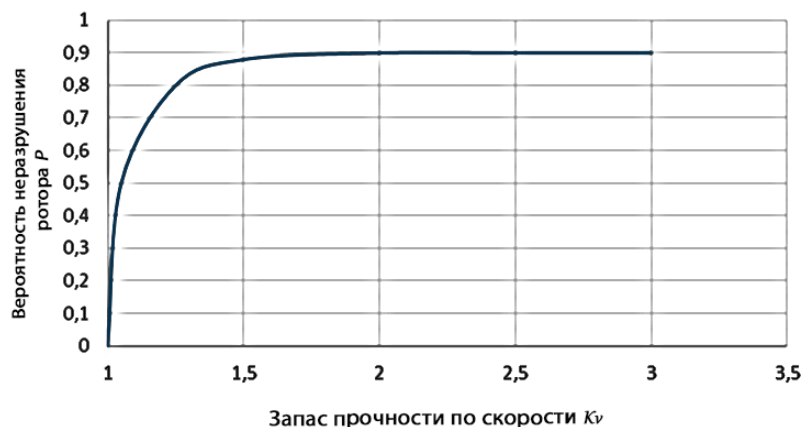


Рис. 2. Зависимость вероятности неразрушения ротора P от запаса прочности по скорости K_v

Как видно, достаточная безопасность работы обеспечивается при запасе по скорости 1,41, что соответствует двукратному запасу прочности. В этом случае только четыре ротора из 1 000 могут разрушиться. Однако при уменьшении запаса по скорости до 1,1 вероятность безопасности работы снизится до 0,8186, то есть повышение значения допускаемой скорости только на 31 % приводит к значительному возрастанию вероятности разрушения, так как при этом уже могут разрушиться почти 20 % роторов.

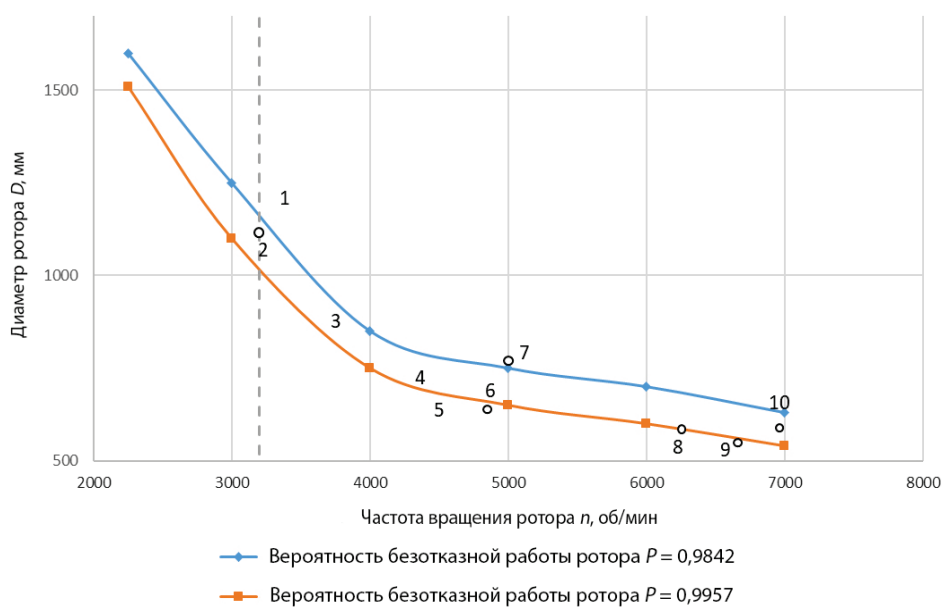


Рис. 3. Зависимость диаметра ротора D от частоты вращения ротора n различных сепараторов (штриховой линией очерчена граница современного сепараторостроения):
 1 — SA-160-06-117; 2 — МДА-300; 3 — СДС-901 К-01; 4 — MRPX-418; 5 — SB-80-36-076;
 6 — СДС-530К-1; 7 — SB-60-36-076; 8 — СДС-531К-01; 9 — SAMR5036M; 10 — СОС-501К-3

На рисунке 3 представлены зависимости диаметра ротора от частоты его вращения на основании равенства (7) для двух значений вероятности безотказной работы ротора P , выполненного из материала, указанного в примере. Точками обозначены параметры $D = f(n)$ ряда современных сепараторов (см. рис. 3). Как видно, большинство точек располагается вблизи нижней кривой. График позволяет выявить границу области современного сепараторостроения по значениям диаметров роторов (показана штриховой линией). Дальнейшее заметное увеличение диаметра ротора, например, до 1 500 мм, вероятно, будет связано с поиском новых конструктивных форм сепараторов, отказом от их традиционной конструктивной схемы. Это связано с серьезными конструктивными проработками и значительной перестройкой производственной базы.

Ранее было показано [11], что неравномерность питания влечет за собою снижение индекса производительности иногда в 2 раза и более. Неравномерность питания неоднократно изучалась и предлагались способы ее уменьшения [12]. Влияние неравномерности питания по высоте пакета должно учитываться как при увеличении числа тарелок, так и при их изготовлении с учетом необходимости точного соблюдения выбранного зазора между ними [13–15].

Следует отметить, что при конструировании сепараторов с высоким значением индекса производительности в недостаточной степени удается использовать многочисленные теоретические исследования в области гидромеханики течения в центробежном поле. Это объясняется крайней сложностью условий течения разделяемой жидкости во внутрироторном пространстве. Поэтому в настоящее время большое значение приобрели экспериментальные исследования внутрироторных потоков. Так, экспериментально было показано [16], что при интенсификации процесса разделения нельзя изолированно изучать работу отдельных частей ротора, а нужно рассматривать работу системы, включающей пакет тарелок, шламовое пространство, фугатные каналы и выгружающее устройство.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что повышение производительности сепараторов за счет увеличения их размеров приблизилось к пределу и использование имеющихся еще некоторых резервов в этом направлении, очевидно, сопряжено с необходимостью преодоления больших и неоправданных трудностей. Дальнейшее развитие этого направления нерационально [17, 18].

Однако существует путь интенсификации процесса сепарирования за счет выравнивания распределения внутрироторных и внутripакетных потоков, усовершенствования пакетов, устранения флотационного эффекта и деструкции дисперсной фазы, адаптации режима работы сепараторов в зависимости от изменений свойств разделяемой жидкости [19].

В нефтяной промышленности применяются различные виды гидроциклонов для разделения пластовой жидкости, очистки сточных вод. Обычно гидроциклон представляет собой цилиндрический корпус, переходящий в конический у выгрузочного отверстия, с тангенциальным вводом жидкой фазы и центральным сливным патрубком [20, 21].

В общем случае профиль тангенциальных скоростей жидкости изменяется по закону

$$v_{\varphi} r^n = \text{const}, \quad (11)$$

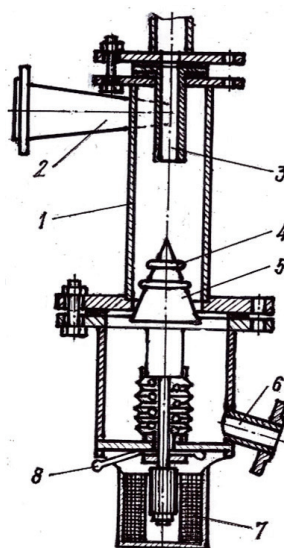
где v_{φ} — тангенциальная скорость в пристенной области, м/с; r — радиус гидроциклона, м; n — показатель степени.

По данным различных авторов показатель степени n изменяется в пределах от -1 до $+1$. На тангенциальную скорость в гидроциклоне влияют его геометрические параметры, конусность корпуса и организация вывода сгущенной фракции.

Результаты

В промышленных условиях, например при очистке высокопарафинистой пластовой жидкости, в гидроциклоне образуются корки, периодически забивающие выгрузочное отверстие. С целью обеспечения лучших гидродинамических условий процесса разделения пластовой жидкости в гидроциклоне и исключения забивки выгрузочного отверстия предложен аппарат (рис. 4), содержащий только цилиндрическую часть корпуса [22].

Рис. 4. Конструкция гидроциклона:
1 — корпус; 2 — штуцер; 3 — сливной патрубок; 4 — отбойные кольца; 5 — конический вытеснитель; 6 — штуцер сгущенной фракции; 7, 8 — устройства для автоматического и ручного регулирования проходного сечения выгрузочного отверстия



Выгрузочное отверстие образовано за счет размещения в нижней части гидроциклона конического вытеснителя. В корпусе гидроциклона имеются тангенциальный штуцер для ввода пластовой жидкости, сливной патрубок, конический вытеснитель, штуцер сгущенной фракции, отбойные кольца и устройства для ручного или автоматического открытия выгрузочного отверстия. Наличие конического вытеснителя обеспечивает поддержание оптимальных гидродинамических условий по всей длине L аппарата — от вводного до выгрузочного отверстия. Конусность вытеснителя влияет на профиль распределения тангенциальных скоростей жидкости в пристенной области, позволяя сохранить постоянными профиль скоростей по радиусу и удельный расход по сечению аппарата.

На рисунке 5 приведены данные, полученные при работе гидроциклонов. Были исследованы вытеснители с углом конусности 25, 35, 43, 45 и 50°, с одним и двумя отражательными кольцами, а также гладкие. Наружный диаметр колец составлял 1,2–1,8 диаметра конуса в месте их установки. В опытах установлено, что наиболее эффективно гидроциклоны работают при наличии двух отражательных колец диаметром 1,45–1,5 диаметра конуса в этом сечении. Оптимальное расстояние между кольцами равно 0,7–0,8 среднего диаметра конуса между ними. При этом оптимальный угол конусности вытес-

нителя γ лежит в интервале $35\text{--}43^\circ$. Отклонение угла на 5° от оптимального интервала приводит к существенному снижению степени очистки в гидроциклоне (примерно на 5–6 %). Степень очистки пластовой жидкости от частиц при оптимальных параметрах аппарата составляла в опытах 96–99 %.

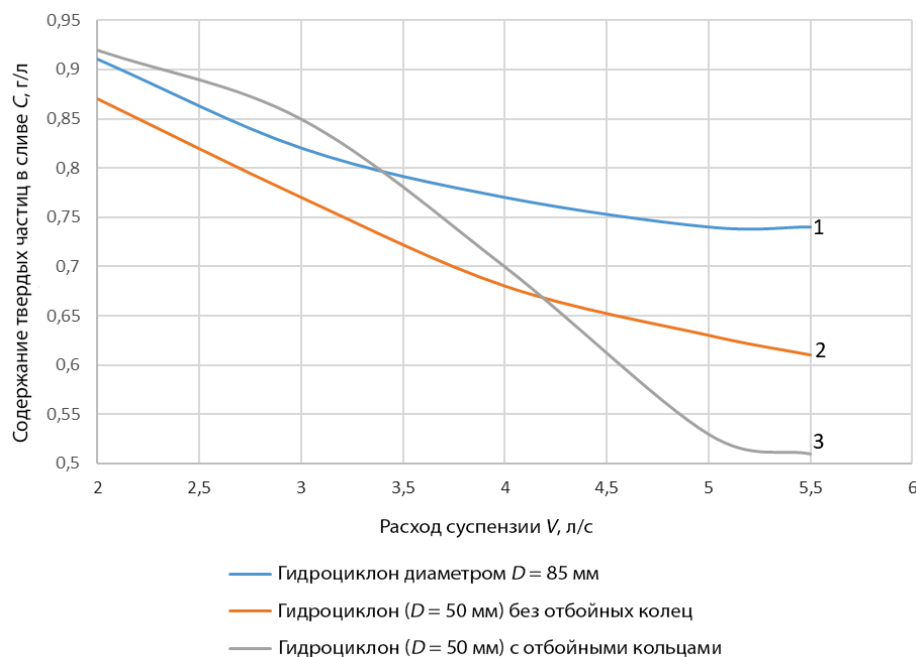


Рис. 5. Зависимость содержания твердых частиц в сливе C от расхода суспензий V

Обсуждение

Наилучшие показатели работы гидроциклона получены при содержании твердых частиц в исходной пластовой жидкости не более 3 г/л.

Математическая обработка экспериментальных результатов позволила получить данные по изменению тангенциальной скорости жидкой фазы в аппарате, которые согласуются с результатами, приведенными в работе [12]. Тангенциальная скорость жидкости в пристенной области может быть определена по формуле [9]

$$\frac{v_\varphi}{v_{ex}} = 3,1 \left(\frac{d_{ex}}{D} \right) \left(\frac{L}{D} \right)^{-0,32}, \quad (12)$$

где v_{ex} — скорость суспензии на входе в гидроциклон, м/с; d_{ex} — эквивалентный диаметр вводного прямоугольного сопла, м; D — диаметр гидроциклона, м.

Особенностью предложенной конструкции является то, что оптимальное соотношение $L/D = 3 \dots 5$ при прочих соотношениях других, используемых в расчете характеристик, равных соотношениям характеристик в известных гидроциклонах. Такая длина гидроциклона обеспечивает условия эффективного разделения пластовой жидкости и вывода сгущенной фракции через выгрузочное отверстие.

Выводы

Полученные результаты исследований, выполненных на реальном продукте при давлении и расходе, соответствующих производственным, позволили спроектировать и изготовить промышленный образец аппарата. Экспериментальные данные могут быть использованы для расчета подобных гидроклонов, предназначенных для работы и на других смесях.

Библиографический список

1. Персиянцев М. Н. Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промысловых условиях. – М.: Недра, 1999. – 365 с.
2. Khabibullin M. Ya., Suleimanov R. I. Selection of optimal design of a universal device for nonstationary pulse pumping of liquid in a reservoir pressure maintenance system // Chemical and Petroleum Engineering. – 2018. – Vol. 54, Issue 3–4. – P. 225–232. DOI: 10.1007/s10556-018-0467-2
3. Технологии очистки нефти от сероводорода / Р. З. Сахавутдинов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 7. – С. 82–86.
4. Гидравлический разрыв пласта как инструмент разработки месторождений Самарской области / Г. Г. Гилаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 65–69.
5. Синайский Э. Г., Ляпина Е. Я., Зайцев Ю. В. Сепарация многофазных многокомпонентных систем. – М.: Недра, 2002. – 621 с.
6. Хабибуллин М. Я. Исследование процессов, происходящих в колонне труб при устьевой импульсной закачке жидкости в скважину // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16, № 6. – С. 34–39. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-34-39
7. Supersonic nozzle efficiently separates natural gas components / V. I. Alfayorov [et al.] // Oil & Gas Journal. – 2005. – Vol. 103, Issue 20. – P. 53–58. – Available at: <http://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=getRecordDetail&idt=16811357>.
8. Новый подход к решению вопроса замера дебитов продукции скважин / С. С. Ульянов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 9. – С. 116–119. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-9-116-119
9. Comparison of Subsea Separation Systems / V. Khoi Vu [et al.] // Offshore Technology Conference (May 4–7, Houston, Texas). – 2009. – Available at: <https://doi.org/10.4043/20080-ms>.
10. Хабибуллин М. Я. Систематизированный подход к методам закачки воды в нагнетательные скважины // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 3. – С. 80–86. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-80-86
11. Тимербаев А. С., Таранова Л. В. Численное моделирование процесса разделения водонефтяных эмульсий в центробежном сепараторе // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 9 (ч. 3). – С. 547–551.
12. Исследование напряженного состояния колонны насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств / М. Я. Хабибуллин [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 4. – С. 94–99. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-4-94-99
13. Терновский И. Г., Кутепов А. М. Гидроциклонирование. – М.: Наука, 1994. – 350 с.
14. Хабибуллин М. Я., Сулейманов Р. И. Повышение надежности сварных соединений трубопроводов в системе поддержания пластового давления // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 5. – С. 93–98. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-93-98
15. Мониторинг качества проектных решений и оптимизации проектируемых сооружений объектов капитального строительства в нефтяной отрасли / Г. Г. Гилаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 94–97.
16. Guangdong Guo, Songsheng Deng. Research on Dispersed Oil Droplets Breakage and Emulsification in the Dynamic Oil and Water Hydrocyclone // Advance Journal of Food Science and Technology. – 2013. – Vol. 5, Issue 8. – P. 1110–1116. DOI:10.19026/ajfst.5.3215
17. Мильштейн Л. М. Опыт применения и перспективы совершенствования нефтегазовых сепараторов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 3. – С. 88–91.
18. Савельева Н. Н. Совершенствование технологического оборудования системы сбора и подготовки скважинной продукции // Современные наукоемкие технологии. – 2019. – № 2. – С. 138–142.

19. Сорокин Д. А., Гераськин В. И. Современные сепарационные технологии компании FMC Technologies. Циклонный сепаратор CDS'Gasunie™ // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – № 10 (153). – С. 26–27.
20. Караневская Т. Н., Попова А. В. Автоматизированный выбор технологических систем сбора и промысловой подготовки нефти на основе модульного подхода к их представлению // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 5. – С. 20–23.
21. Иванов В. А., Соколов С. М. Решения по надежности систем обустройства нефтяных месторождений Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 6. – С. 73–77. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-6-73-77
22. Зиберт А. Г., Зиберт Г. К., Минигулов Р. М. Совершенствование сепарационного оборудования на основе учета фазового состояния газожидкостной смеси // Газовая промышленность. – 2010. – № 4 (645). – С. 49–52.

References

1. Persiyantsev, M. N. (1999). Advances in Processes of Separating the Oil from the Gas under Field Conditions. Moscow, Nedra Publ., 365 p. (In English).
2. Khabibullin, M. Ya., & Suleimanov, R. I. (2018). Selection of optimal design of a universal device for nonstationary pulse pumping of liquid in a reservoir pressure maintenance system. Chemical and Petroleum Engineering, 54(3-4), pp. 225-232. (In Russian). DOI: 10.1007/s10556-018-0467-2
3. Sakhabutdinov, R. Z., Shatalov, A. N., Garifullin, R. M., Shipilov, D. D., & Mukhametgaleev, R. R. (2008). Technologies of an oil cleaning from hydrogen sulphide. Oil Industry, (7), pp. 82-86. (In Russian).
4. Gilaev, G. G., Manasian, A. E., Letichevskiy, A. E., Parfenov, A. N., Khamitov, I. G., & Gilaev, G. G. (2014). Hydraulic fracturing as field development instrument in Samara region. Oil Industry, (11), pp. 65-69. (In Russian).
5. Sinaiski, E. G., & Lapiga, E. J. (2007). Separation of Multiphase, Multicomponent Systems. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1002/9783527611386>
6. Khabibullin, M. Ya. (2018). Research of processes in a pipe string at a wellhead pulse injection of liquid to a well. Petroleum Engineering, 16(6), pp. 34-39. (In Russian). DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-34-39
7. Alfeyorov, V., Bagirov, L., Dmitriev, L., Feygin, V., Imayev, S., & Lacey, J. R. (2005). Supersonic nozzle efficiently separates natural gas components. Oil & Gas Journal, 103(20), pp. 53-58. (In English). Available at: <http://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=getRecordDetail&idt=16811357>
8. Ulianov, S. S., Sagyndikov, R. I., Davydov, D. S., Dolinyuk, V. Ye., Gilaev, G. G., & Totanov, A. S. (2017). A new approach to the measurement of wells yields. Oil Industry, (9), pp. 116-119. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2017-9-116-119
9. Khoi Vu, V., Fantoft, R., Shaw, Ch. K., & Gruehagen, H. (2009). Comparison of Subsea Separation Systems. Offshore Technology Conference (May 4-7, Houston, Texas). (In English). Available at: <https://doi.org/10.4043/20080-ms>
10. Khabibullin, M. Ya. (2019). Systematization of methods of water injection in wells. Petroleum Engineering, 17(3), pp. 80-86. (In Russian). DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-80-86
11. Timerbaev, A. S., & Taranova, L. V. (2014). Numerical simulation separation oil-water emulsions in centrifugal separator. Fundamental research, (9(3)), pp. 547-551. (In Russian).
12. Khabibullin, M. Ya., Suleymanov, R. I., Sidorkin, D. I., & Zainagalina, L. Z. (2018). Stress state columns of tubing string during operation pulsed downhole device. Oil and Gas Studies, (4), pp. 94-99. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-4-94-99
13. Ternovskiy, I. G., & Kutepov, A. M. (1994). Gidrotsiklonirovanie. Moscow, Nauka Publ., 350 p. (In Russian).
14. Khabibullin, M. Ya., & Suleymanov, R. I. (2019). Increasing the reliability of welded pipeline connections in reservoir pressure maintenance system. Petroleum Engineering, 17(5), pp. 93-98. (In Russian). DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-93-98
15. Gilaev, G. G., Gladunov, O. V., Ismagilov, A. F., Grishagin, A. V., & Gurov, A. N. (2015). Monitoring the quality of design solutions and optimization of the designed structures of capital construction objects in the oil industry. Oil Industry, (8), pp. 94-97. (In Russian).

16. Guangdong Guo, & Songsheng, Deng. (2013). Research on Dispersed Oil Droplets Breakage and Emulsification in the Dynamic Oil and Shhater Hydrocyclone. *Advance Journal of Food Science and Technology*, 5(8), pp. 1110-1116. (In English). DOI:10.19026/ajfst.5.3215
17. Milshtejn, L. M. (2009). Experience of application and prospect of upgrading of oil-and-gas separators. *Oil Industry*, (3), pp. 88-91. (In Russian).
18. Saveleva, N. N. (2019). Improvement of technological equipment of the system of gathering and welding preparation. *Modern high technologies*, (2), pp. 138-142. (In Russian).
19. Sorokin, D. A., & Geraskin, V. I. (2011). Modern Separation Procedures of "FCM Technologies Co." CDS Gasunie™ Cyclone Separator. *Neft. Gas. Novacii*, 10(153), pp. 26-27. (In Russian).
20. Karanevskaya, T. N., & Popova, A. V. (2016). Avtomatizirovannyi vybor tekhnologicheskikh sistem sbora i promyslovoy podgotovki nefi na osnove modul'nogo podkhoda k ikh predstavleniyu. *Neft. Gas. Novacii*, (5), pp. 20-23. (In Russian).
21. Ivanov, V. A. & Sokolov, S. M. (2017). Solutions for the system reliability of field facilities of West Siberian oil fields. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 73-77. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-6-73-77
22. Zibert, A. G., Zibert, G. K., & Minigulov, R. M. (2010). Sovershenstvovanie separatsionnogo oborudovaniya na osnove ucheta fazovogo sostoyaniya gazozhidkostnoy smesi. *GAS Industry of Russia*, (4(645)), pp. 49-52. (In Russian).

Сведения об авторах

Хабибуллин Марат Яхиевич, к. т. н., доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, e-mail: m-hab@mail.ru

Гилаев Гани Гайсинович, д. т. н., профессор кафедры нефтегазового дела, Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар

Сулейманов Рустэм Исхакович, к. т. н., доцент, заведующий кафедрой нефтепромысловых машин и оборудования, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский

Information about the authors

Marat Ya. Khabibullin, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil Field Machinery and Equipment, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University, e-mail: m-hab@mail.ru

Gani G. Gilaev, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Oil and Gas Business, Kuban State Technological University, Krasnodar

Rustem I. Suleymanov, Candidate of Engineering, Associate Professor, Head of the Department of Oil Field Machinery and Equipment, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University

Информационные технологии, автоматизация и управление в нефтегазовой отрасли

Information technologies, automation and management in the oil and gas industry

05.02.22 Организация производства (по отраслям)
(технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-3-120-127

УДК 656.01

Совершенствование управления рисками в сфере перевозки нефтепродуктов

**В. Е. Овсянников¹, А. Н. Ширяева², Д. Г. Джинджолава^{1*}, И. М. Мустафин¹,
О. Ю. Теплоухов¹**

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Курганский государственный университет, г. Курган, Россия

*e-mail: dzhindzholavadg@tyuiu.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы управления рисками в сфере транспортирования нефтепродуктов применительно к перевозкам автомобильным транспортом. Проводится анализ основных методик оценки рисков. Предлагается использовать метод анализа иерархий для совершенствования процедуры количественной оценки рисков. Одним из ключевых моментов при разработке профилактических мероприятий по снижению аварийности являются выявление и оценка рисков. Использование традиционных методов для анализа и оценки рисков обладает недостатком в том плане, что они не предполагают возможности ранжирования критериев оценки риска по степени важности в зависимости от специфики решаемой задачи. Ввиду того, что расчеты ведутся в относительных единицах, проблема ранжирования рисков на критические, существенные и незначительные решается автоматически.

Ключевые слова: риски; нефтепродукты; оценка; анализ; совершенствование

Improving risk management in the transport of petroleum product

**Victor E. Ovsyannikov¹, Anna N. Shiryaeva², Davidi G. Dzhindzholava^{1*},
Ilgiz M. Mustafin¹, Oleg Yu. Teplouhov¹**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Kurgan State University, Kurgan, Russia

*e-mail: dzhindzholavadg@tyuiu.ru

Abstract. The article discusses the issues of risk management in the road transport of petroleum product. We analyze the main risk assessment methodologies; propose to use the hierarchy analysis method to improve quantitative risk assess-

ment. The identification and assessment of risks are one of the key points in the development of preventive measures to reduce accidents. The use of traditional methods for risk analysis and assessment has a drawback in that they don't imply the possibility of ranking risk assessment criteria by importance depending on the specifics of the task being solved. Because of the fact that calculations are in relative units, the issue of ranking risks to critical, significant and insignificant is solved automatically.

Key words: risks; petroleum product; assessment; analysis; improvement

Введение

На сегодняшний день концепции, основанные на анализе и управлении рисками, получают все большее внедрение в различных сферах деятельности. В частности, вопросы риск-ориентированного подхода включены в действующую версию стандартов серии ISO 9000, а следовательно, организации, которые планируют проходить процедуру сертификации в рамках стандартов 2015 года, должны предусмотреть процедуры, позволяющие реализовывать анализ и управление рисками.

Особенно актуальным рассматриваемый вопрос является в тех сферах, которые сопряжены с повышенной опасностью. Не является исключением в данном случае перевозка нефтепродуктов автомобильным транспортом. С одной стороны, доля данного вида транспортировки в общем объеме сравнительно небольшая (не превышает 10 %) [1]. Однако для населения в данном случае существует повышенная опасность, так как данный вид транспорта передвигается в условиях городов, трасс и т. д., то есть в местах большого скопления людей. Согласно данным статистики [2], ежегодно в Российской Федерации происходят десятки аварий с участием транспорта, который перевозит нефтепродукты. При этом более 40 % из них сопровождаются возгораниями или взрывами, что приводит к человеческим жертвам как среди участников дорожного движения, так и среди граждан.

Одним из ключевых моментов при разработке профилактических мероприятий по снижению аварийности являются выявление и оценка рисков.

Наибольшую эффективность возможно получить при использовании процессного подхода [3, 4]. При этом управление рисками рассматривается в виде процесса, модель которого приведена на рисунке 1.

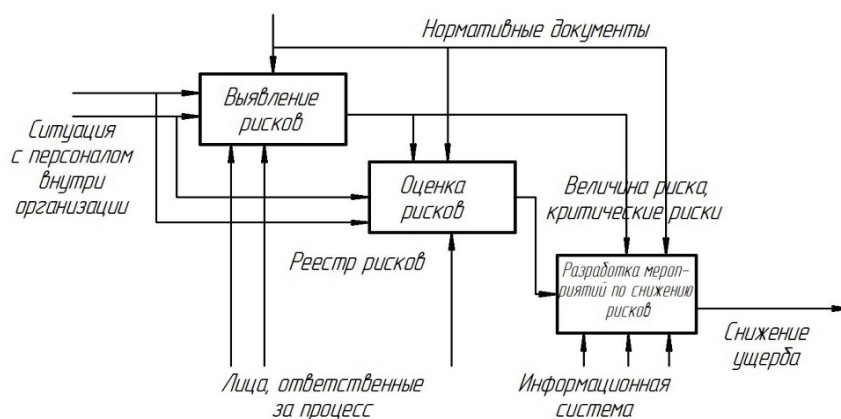


Рис. 1. Контекстная диаграмма процесса управления рисками

В процесс входят следующие составляющие: (подпроцессы):

- 1) идентификация рисков;
- 2) оценка рисков;
- 3) разработка мероприятий по снижению рисков.

Анализируя практику реализации решений в области управления рисками [5–19], следует отметить, что большие затруднения возникают при оценке рисков. Объясняется это тем, что данная задача решается преимущественно на основе использования метода экспертных оценок. Задача же идентификации рисков применительно к рассматриваемой специфике обычно сводится к анализу статистических данных по авариям и катастрофам.

При этом используются различные методики вычисления численного значения уровня риска. Поэтому имеет смысл провести анализ данных подходов и рассмотреть вопрос повышения эффективности оценки риска.

Объект и методы исследования

Согласно ГОСТ РВ 51987-2002¹, термин «риск» используется в тех случаях, когда есть потенциальная возможность негативных последствий. При этом применяются различные методы оценки рисков, такие как метод токсикологического риска, метод FMEA, метод анализа уровней защиты и т. д. [7]. Численное же значение величины риска чаще всего определяется при помощи зависимости вида [5, 7]:

$$R = S \cdot P,$$

где S — степень тяжести последствий реализации негативного события;
 P — вероятность наступления негативного события.

При этом значения данных составляющих могут определяться экспертными методами или по результатам обработки статистических данных. Например, в работе [7] была использована методика вычисления риска по событиям.

Одним из основных недостатков приведенной методики является то, что она не учитывает тот факт, что имеется вероятность не выявить риск на этапе анализа. Поэтому более совершенная методика оценки рисков основана на определении приоритетного числа риска (ПЧР) [6]:

$$\text{ПЧР} = O \cdot D \cdot S,$$

где O — оценка вероятности появления (оценка потенциала появления) данного вида риска; D — оценка возможности обнаружения (с помощью существующих методов) данного вида риска с целью предупреждения его реализации; S — оценка значимости последствий данного вида риска при возможной его реализации.

В классическом варианте применения данной методики предполагается, что каждая из составляющих определяется экспертным методом по шкале от 0 до 10 баллов.

При этом величина вероятности появления риска O оценивается в градациях от «очень высокой» (9–10 баллов) до «низкой» (0–1 балл). Возможность обнаружения с помощью существующего метода данного вида риска D определяется в градациях от «метод отсутствует» (10 баллов) до «метод почти наверняка».

¹ ГОСТ РВ 51987-2002 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Типовые требования и показатели качества функционирования информационных систем. Общие положения». — М.: Госстандарт России, 2001.

ка позволит обнаружить данный вид риска» (1 балл). И величина значимости последствий изменяется от «очень опасной» (10 баллов) до «опасность отсутствует» (1 балл).

Если величина ПЧР не превышает 40, то уровень риска признается низким и не требует принятия отдельных управленческих решений. Если значение ПЧР находится в пределах от 40 до 100, тогда разработка корректирующих и предупреждающих действий производится в плановом режиме (уровень риска приемлемый). В случае, когда значение ПЧР больше 100, необходимы незамедлительные меры для снижения риска. При этом после того как меры были приняты, необходима повторная оценка риска по той же методике с целью проверки их эффективности.

К недостаткам методики на основе приоритетного числа риска можно отнести то, что все три составляющие ПЧР имеют одинаковую значимость. Хотя это не совсем корректно.

В частности, для рассматриваемого в работе случая перевозки нефтепродуктов большее значение имеет фактор возможности обнаружения риска существующими методами. Это объясняется тем, что главной целью является недопущение возникновения аварийных ситуаций, что, в свою очередь, вызывает необходимость действовать на упреждение. Поэтому особое внимание следует уделять именно тем факторам, которые затруднительно выявлять и оценивать в реальных условиях.

Для расширения возможностей методики целесообразно использовать метод анализа иерархий [18–20]. Данный метод предполагает использование систематических процедур, которые позволяют определить суть любой проблемы. При этом производится декомпозиция рассматриваемой проблемы на простые составные части и последовательной обработки суждений лиц, которые принимают решения посредством парного сравнения вариантов для соответствующих уровней иерархии. Результатом является относительная степень взаимодействия рассматриваемых элементов. Имеется возможность синтеза множества суждений и выявления степени приоритетности критериев.

На первом этапе анализа устанавливаются наиболее важные проблемы (уровень критериев). Второй этап предполагает оценку альтернатив по сформулированным критериям. На третьем этапе производятся выработка решения и оценка его качества. При необходимости можно вводить более разветвленные иерархии (четырёхуровневые, пятиуровневые и т. д.) или производить последовательную обработку нескольких иерархий.

Результаты исследований

В нашем случае задача выглядит в виде двухуровневой иерархии. На уровне критериев будут находиться величины O , D и S . На уровне альтернатив — риски.

Рассмотрим пример полной доминантной иерархии по анализу рисков перевозки нефтепродуктов, представленный на рисунке 2.

При определении численных значений для уровня критериев и целей использовалась балльная оценка в пределах от «абсолютно превосходит» (10 баллов) до «одинаково важны» (1 балл). Также методикой предусмотрено исключение альтернатив из сравнения посредством использования категории «затрудняюсь ответить». На уровне критериев выделена большая важность критерия «возможность обнаружения» по сравнению с остальными критериями.

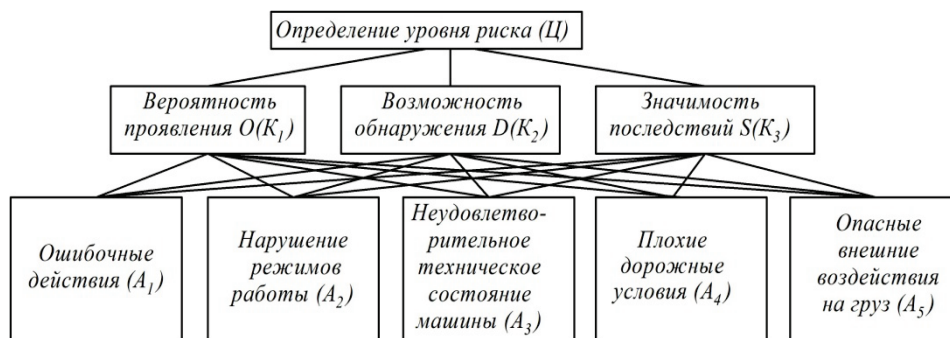


Рис. 2. Полная доминантная иерархия определения уровня риска перевозки нефтепродуктов

Пример матрицы сравнения вариантов для уровня критериев приведен в таблице 1, а для уровня альтернатив — в таблице 2. Заголовки критериев К и альтернатив А приведены на рисунке 2. В таблице 1 поочередно сравнивается важность каждого из критериев, то есть K_1 и K_2 , K_2 и K_3 и т. д. В таблице 2 приведен пример сравнительной оценки альтернатив по критерию K_2 — «возможность обнаружения», то есть последовательно сравниваются альтернативы A_1 и A_2 , A_2 и A_3 и т. д. по данному критерию.

Таблица 1

Матрица парных сравнений для уровня критериев

	K_1	K_2	K_3
K_1	1	1/5**	1
K_2	5*	1	5
K_3	1	1/5	1

Примечание. *Значение 5 баллов соответствует случаю «существенно превосходит» для сравнения критериев K_1 и K_2 .

**В данном случае проставляется обратное значение, так как осуществляется сравнение критериев K_2 и K_1 .

Таблица 2

Матрица парных сравнений для уровня альтернатив по критерию «возможность обнаружения D»

K_2	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5
A_1	1	6	4	6	3
A_2	1/6	1	2	1/5	4
A_3	1/4	1/2	1	1/6	1/3
A_4	1/6	5	6	1	5
A_5	1/3	1/4	3	1/5	1

На рисунке 3 приведены результаты расчетов величины риска при помощи метода анализа иерархий.

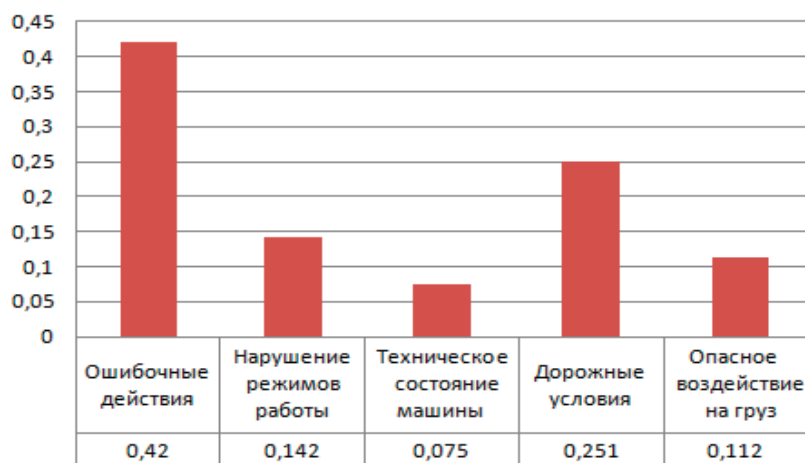


Рис. 3. Результаты расчетов величины риска при помощи метода анализа иерархий

Из рисунка 3 видно, что наибольший уровень риска соответствует событиям «ошибочные действия» и «дорожные условия». Ввиду того, что расчеты ведутся в относительных единицах, проблема ранжирования рисков на критические, существенные и незначительные решается автоматически.

Выводы

1. Использование традиционных методов для анализа и оценки рисков обладает недостатком в том плане, что они не предполагают возможности ранжирования критериев оценки риска по степени важности в зависимости от специфики решаемой задачи.
2. Применение метода анализа иерархий позволяет более эффективно подходить к процедуре оценивания и анализа риска, так как данный метод предполагает попарное сравнение всех рассматриваемых вариантов.
3. Использование относительных единиц дает возможность более корректно упорядочить риски по степени значимости.
4. Работы целесообразно проводить с привлечением группы экспертов, использованием стандартных методик экспертной оценки.

Библиографический список

1. Быканова Н. И., Мирошниченко В. В. Современные проблемы развития сегмента транспортировки нефти и нефтепродуктов в России // Новая наука: теоретический и практический взгляд. – 2016. – № 8 (88). – С. 257–261.
2. Очкалова А. Л. Статистика происшествий и меры по снижению аварийных ситуаций при перевозке опасных грузов // Вестник университета. – 2016. – № 6. – С. 92–96.
3. Репин В. В., Елиферов В. Г. Бизнес-процессы: регламентация и управление: учеб. пособие. – М.: Инфра-М, 2019. – 319 с.
4. Антонов Г. Д., Иванова О. П., Тумин В. М. Управление рисками организации: учеб. пособие. – М.: Инфра-М, 2015. – 153 с.
5. Баранов Ю. Н., Трясцын А. П. Анализ и оценка риска при перевозке опасных грузов автомобильным транспортом в АПК // Вестник Орловского государственного аграрного университета. – 2010. – № 5 (26). – С. 29–33.
6. Коротченко Е. А., Петрунина Ю. Л. Метод оценки рисков «Критерии. События. Правила» // International Journal of Open Information Technologies. – 2016. – Vol. 4, Issue 5. – С. 52–57.

7. Гурнович Т. Г., Остапенко Е. А., Молчаленко С. А. Оценка и анализ рисков. – М.: Кнорус, 2019. – 252 с.
8. Управление рисками фирмы: программы интегративного риск-менеджмента / В. Н. Вяткин [и др.]. – М.: Финансы и статистика, 2006. – 400 с.
9. Копейкин Г. К., Потемкин В. К. Менеджмент экономической безопасности. – СПб.: Терция, 2004. – 112 с.
10. Лансков А. В., Фомин Е. П., Чумак В. А. Риск в предпринимательской деятельности [Электронный ресурс] // Экономика и управление. Экономические науки. – 2011. – № 11. – Режим доступа: http://ecsn.ru/files/pdf/201111/201111_155.pdf.
11. Лапуста М. Г., Шаршукова Л. Г. Риски в предпринимательской деятельности: учеб. пособие. – М.: ИНФРА-М, 1998. – 203 с.
12. Найт Ф. Риск, неопределенность и прибыль / Пер. с англ. М. Я. Каждана. – М.: Дело, 2003. – 359 с.
13. Тэпман Л. Н. Риски в экономике: учеб. пособие для вузов / Под ред. В. А. Швандера. – М.: Юнити-Дана, 2002. – 380 с.
14. Управление рисками / Исполн. ред. Дж. Пикфорд; [Пер. с англ. О. Н. Матвеевой]. – М.: Вершина, 2004. – 349 с.
15. Бакиров И. К., Загидулина А. Р. Анализ методики определения расчетных величин пожарного риска производственных объектов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 2. – С. 101–108. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-2-101-108
16. Влияние структурных неопределенностей на геологические риски / Т. И. Хасанов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 2. – С. 32–40. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-2-32-40
17. Леонтьев Д. С., Клещенко И. И., Жапарова Д. В. Анализ методов обоснования и принятия решений при проведении ГТМ с целью ограничения водопотоков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 1. – С. 53–61. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-1-53-61
18. Александрова Е. В., Овсянников В. Е. Управление рисками в системе менеджмента качества образовательной организации // Актуальные вопросы менеджмента и систем качества: материалы региональной науч.-практ. конф. – Курган, 2017. – С. 3–5.
19. Овсянников В. Е., Васильев В. И. Экспертная система проектирования технологического оборудования [Электронный ресурс] // Инженерный вестник Дона. – 2015. – № 1. – С. 90–95. – Режим доступа: <http://www.ivdon.ru/ru/magazine/archive/n1y2015/2765>.
20. Саати Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий / Пер. с англ. Р. Г. Вачнадзе. – М.: Радио и связь, 1993. – 314 с.

References

1. Bykanova, N. I., & Miroshnichenko, V. V. (2016). Sovremennye problemy razvitiya segmenta transportirovki nefi i nefteproduktov v Rossii. Novaya nauka: teoreticheskiy i prakticheskiy vzglyad, (8(88)), pp. 257-261. (In Russian).
2. Ochkalova, A. (2016). Statistics of accident and measures to reduce emergency for the transportation of dangerous goods. Vestnik universiteta, (6), pp. 92-97. (In Russian).
3. Repin, V. V., & Elifirov, V. G. (2019). Biznes-protsessy: reglamentatsiya i upravlenie. Moscow, Infra-M Publ., 319 p. (In Russian).
4. Antonov, G. D., Ivanova, O. P., & Tumin, V. M. (2015). Upravlenie riskami organizatsii. Moscow, Infra-M Publ., 153 p. (In Russian).
5. Baranov, Yu. N., & Tryastsyn, A. P. (2010). Analiz i otsenka riska pri perevozke opasnykh грузов avtomobil'nym transportom v APK. Vestnik Orlovskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta, (5(26)), pp. 29-33. (In Russian).
6. Korotchenko, E. A., & Petrunina, Y. L. (2016). The Method of Risk Assessment "Criteria. Events. Rules". International Journal of Open Information Technologies, 4(5), pp. 52-57. (In Russian).
7. Gurnovich, T. G., Ostapenko, E. A., & Molchalenko, S. A. (2019). Otsenka i analiz riskov. Moscow, Knorus, 252 p. (In Russian).
8. Vyatkin, V. N., Gamza, V. A., Ekaterinoslavskiy, Yu. Yu., & Ivanushko, P. N. (2006). Upravlenie riskami firmy: programmy integrativnogo risk-menedzhmenta. Moscow, Finansy i statistika Publ., 400 p. (In Russian).

9. Kopeykin, G. K., & Potemkin, V. K. (2004). Menedzhment ekonomicheskoy bezopasnosti. St. Petersburg, Tertsiya Publ., 112 p. (In Russian).
10. Lanskov, A. V., Fomin, E. P., & Chumak, V. A. (2011). Risk v predprinimatel'skoy deyatel'nosti. Ekonomika i upravlenie. Ekonomicheskie nauki, (11). (In Russian). Available at: http://ecs.ru/files/pdf/201111/201111_155.pdf
11. Lapusta, M. G., & Sharshukova, L. G. (1998). Riski v predprinimatel'skoy deyatel'nosti. Moscow, INFRA-M, 203 p. (In Russian).
12. Knight, F. H. (1921). Risk, uncertainty and profit. Boston and New York, Houghton Mifflin company, 388 p. (In English). Available at: <https://fraser.stlouisfed.org/files/docs/publications/books/risk/riskuncertaintyprofit.pdf>
13. Tepman, L. N. (2002). Riski v ekonomike. Moscow, Yuniti-Dana Publ., 380 p. (In Russian).
14. Pickford, J. (Ed.). (2001). Mastering Risk. Volume 1: Concepts. Edinburgh, Pearson Education Limited, 326 p. (In English).
15. Bakirov, I. K., & Zagidullina, A. R. (2017). Analysis of a method for determining the estimated values of fire risk on industrial facilities. Oil and Gas Studies, (2), pp. 101-108. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-2-101-108
16. Hasanov, T. I., Kurkin, A. A., Fedorov, S. A., Zyza, E. A., & Ponomarenko, V. A. (2016). Structure uncertainties influence on geological risks. Oil and Gas Studies, (2), pp. 32-40. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-2-32-40
17. Leontiev, D. S., Kleschenko, I. I., & Zhaparova, D. V. (2016). Analysis of methods for justifying and making decisions at realizing geological and engineering actions aimed at water influx restriction. Oil and Gas Studies, (1), pp. 53-61. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-1-53-61
18. Aleksandrova, E. V., & Ovsyannikov, V. E. (2017). Upravlenie riskami v sisteme menedzhmenta kachestva obrazovatel'noy organizatsii. Aktual'nye voprosy menedzhmenta i sistem-kachestva: materialy regional' noynauchno-prakticheskoy konferentsii. Kurgan, pp. 3-5. (In Russian).
19. Ovsyannikov, V. E., & Vasil'ev, V. I. (2015). Ekspertnaya sistema proektirovaniya tekhnologicheskogo oborudovaniya. Inzhenernyy vestnik Dona, (1), pp. 90-95. (In Russian). Available at: <http://www.ivdon.ru/ru/magazine/archive/n1y2015/2765>
20. Saati T. Decision Making. Hierarchy Analysis Method. (1988). 2nd edition. The USA. 278 p. (In English).

Сведения об авторах

Овсянников Виктор Евгеньевич, к. т. н., доцент кафедры технологии машиностроения, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ширяева Анна Николаевна, магистрант кафедры автомобильного транспорта, Курганский государственный университет, г. Курган

Джинджолава Давиди Гивиевич, магистрант кафедры технологии машиностроения, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: dzhindzholavadg@tyuiu.ru

Мустафин Ильгиз Маратович, ассистент кафедры технологии машиностроения, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Теплоухов Олег Юрьевич, к. т. н., доцент кафедры технологии машиностроения, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Victor E. Ovsyannikov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Technology of Mechanical Engineering, Industrial University of Tyumen

Anna N. Shiryayeva, Master's Student at the Department of Road Transport, Kurgan State University

Davidi G. Dzhindzholava, Master's Student at the Department of Technology of Mechanical Engineering, Industrial University of Tyumen, e-mail: dzhindzholavadg@tyuiu.ru

Ilgiz M. Mustafin, Assistant at the Department of Technology of Mechanical Engineering, Industrial University of Tyumen

Oleg Yu. Teplouhov, Associate Professor at the Department of Technology of Mechanical Engineering, Industrial University of Tyumen

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:

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

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

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

4. **Технические требования к тексту.** Рукопись предоставляется в редакцию в виде файла (записанного на отдельном электронном носителе либо отправленного документом через электронную почту), набранного с использованием редактора Microsoft Word.

- Поля: верхнее — 2,8 см; нижнее — 5,07 см; левое — 4,2 см; правое — 4,2 см; переплет — 0. От края до колонтитула: верхнего — 1,25 см; нижнего — 4,1 см. Размер шрифта — 11 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. Материалы распечатываются в одном экземпляре. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены на отдельном электронном носителе, не содержащем посторонней информации.

7. Предоставляемая рукопись включает в себя:

- индекс УДК, заглавие статьи (10–12 слов), инициалы и фамилии авторов, наименование учреждения, откуда исходит рукопись;
- ключевые слова (не более 10 слов; отражают специфику темы, объект и результаты исследования) — на русском и английском языках;
- реферат объемом от 120 слов. Включает актуальность темы исследования, постановку проблемы, цели исследования, методы исследования, результаты и ключевые выводы — на русском и английском языках;

- сведения об авторах (полные ФИО, должность, ученая степень, звание, место работы, телефон, e-mail) — на русском и английском языках.

8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): введение (Introduction); объект и методы исследования (Methods); экспериментальная часть/постановка эксперимента (Experiment); результаты (Results and Discussion); обсуждение (Discussion); выводы (Conclusion); приложения (Acknowledgement); библиографический список (References). Объем статьи: 5–10 страниц.

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

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

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

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

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

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

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

Библиографический список. Авторы несут ответственность за достоверность каждой ссылки. Все источники должны быть последовательно пронумерованы. Ссылки на литературу заключаются в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»). Библиографический список должен быть представлен на русском (*Библиографический список*, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.5 2008) и английском (*References*, оформляется в соответствии с APA 6th Edition) языках. *Библиографический список* и *References* необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

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

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

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

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

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

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

Перепечатка материалов или их фрагментов 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.** The manuscript is submitted to the editorial staff as a file in Microsoft Word editor (on a data storage device or through e-mail).
 - Margins: top — 2,8 cm; bottom — 5,07 cm; left — 4,2 cm; right — 4,2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1,25 cm; bottom — 4,1 cm. 11 pt size (Times New Roman), interline interval — 1, paragraph indentation — 0,5 cm.
 - The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: regular — 12 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt; large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt.
 - Figures are carried out on computer and are inserted into article file after the reference in the text. They must be clean, clear and accurate. Captions are necessary. It is advisable to send figures in a separate file. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words. The illustrative materials (tables and figures) should not exceed $\frac{1}{3}$ of the total volume of the manuscript.
5. To apply the physical quantities in accordance with CMEA 1052-78 (Construction standard 528-80). Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.
6. Materials are printed in one copy. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented on a separate data storage device that doesn't contain outside information.
7. The presented manuscript contains:
 - The UDC code, the title of the article (10–12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.
 - Key words (no more than 10 words; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.
 - The abstract (no less than 120 words). It includes the relevance of the research topic, the statement of the problem, the research objectives, research methods, results and key findings — in Russian and English.
 - Information about the authors (author's name and surname; the position and academic title of the author; the name of organization, where he works; phone; e-mail) — in Russian and English.
8. **The article's structure** should contain the following headings (according to the IMRAD standard): Introduction; Methods; Experiment; Results and Discussion; Discussion; Conclusion; Acknowledgment; References. The volume of the article is 5–10 pages.
 - **Introduction.** It contains the relevance of the research topic, a review of the literature on the topic, the formulation of the problem, the goal and objectives.

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

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

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

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

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

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

- **References.** The authors are responsible for the reliability of each link. All sources must be sequentially numbered. References are presented in the text in square brackets (for example "as mentioned in [9, 10]"). References should be presented in Russian (they must be arranged in accordance with Russian National Standard R 7.0.5 2008) and English (they must be arranged in accordance with APA 6th Edition). Both versions of references should be divided into two independent parts, which are located under each other.

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

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

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

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

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

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of 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!**