

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

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

4 (142)
Июль — август 2020

4 (142)
July — August 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

Пяльчиков 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., ученый секретарь, ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень

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

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

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

Зейган 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 имени 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 № 1906. Подписано в печать 02.09.20. Формат 70x108/16. Уч.-изд. л. 7,67. Усл. печ. л. 10,85.

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. Pylchenkov, 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, Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk

Alexey N. Emelvyshin, 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://tumng.tyuiu.ru>

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

Free price.

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

- Курчиков А. Р., Козырев В. И.
**Изучение геотехногенной системы «водоносный пласт — скважина»
с использованием прецизионных наблюдений
на водозаборах Тюменской области** 8
- Милей Е. С., Бембель С. Р.
**Тектоно-седиментационный подход как основа для изучения
тонкослоистых коллекторов сложного геологического строения** 21
- Огай В. А., Сабурова Е. А., Довбыш В. О., Юшков А. Ю.
**Расчет перепада давления в сеноманской газовой скважине,
эксплуатируемой с пенообразователем** 36
- Смоляков Г. А., Гришкевич В. Ф., Гильманова Н. В., Ламинский Д. А.,
Сивкова А. В.
**Маркирование продуктивных интервалов
в баженовской свите по ограниченному комплексу
геофизических исследований скважин** 51

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Первошиков С. И.
**Модель молекулярной структуры капельных жидкостей
и газонасыщенных нефтей** 65

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

- Манжай В. Н., Мильке А. А., Зубарев Д. А.
**Теоретический расчет объемного расхода углеводородной жидкости
по степенному и логарифмическому выражениям** 77
- Толмачев А. А., Иванов В. А., Пономарева Т. Г.
**К вопросу о применении труб термопластовых армированных
для сооружения нефтегазопроводов в Арктике** 88

**Расчет перепада давления в сеноманской газовой скважине,
эксплуатируемой с пенообразователем**

В. А. Огай*, Е. А. Сабурова, В. О. Довбыш, А. Ю. Юшков

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: ogayvlad@mail.ru

Аннотация. На сегодняшний день многие из крупнейших сеноманских газовых залежей Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки, характеризующейся обводнением скважин и накоплением жидкости в стволе. Среди прочих технологий, позволяющих стабильно эксплуатировать такие скважины, применяется технология закачки жидких пенообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ) на забой. Существуют трудности, связанные с прогнозированием потерь давления в лифтовой колонне, содержащей вспененную с помощью ПАВ жидкость. В данной работе приводится описание методики университета Талсы (США) для расчета перепада давления вспененного потока, а также анализируются результаты применения этой методики для расчета потерь давления в газовых скважинах одного из месторождений России на падающей добыче.

Ключевые слова: добыча природного газа; сеноманские газовые скважины; «самозадавливание» скважин; вспененный поток; пенообразующие поверхностно-активные вещества

**Calculation of the pressure gradient in the Cenomanian gas well
operated with a foaming agent**

**Vladislav A. Ogai*, Elizaveta A. Saburova, Vadim O. Dovbysh,
Anton Yu. Yushkov**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: ogayvlad@mail.ru

Abstract. Many of the largest Cenomanian gas deposits in Western Siberia are in the final stage of development. There are the liquid loading in the well and gas production decrease. The choice of artificial lift technologies is due to both the technological features of the production process at a particular field, and the economic efficiency of their application. The technology of injection foaming surfactants into the well is widespread in the world, which is characterized by a relatively low level of capital investments and a high level of efficiency, including economic efficiency. There are difficulties associated with the prediction of the pressure gradient under foam flow in a production tubing. This article describes a method for calculating the pressure gradient under foam flow. The results of applying this method for calculating pressure gradient in gas wells of one of the Russian fields on the final stage of development.

Key words: natural gas production; Cenomanian gas wells; liquid loading; foam flow; foaming agent

Введение

Основные газовые месторождения Западной Сибири приурочены к апт-сеноманскому газоносному комплексу [1]. Сеноманский продуктивный комплекс содержит около двух третей запасов газа промышленных категорий по Западной Сибири; из сеноманских газовых залежей отбирается около 80 % природного газа, добываемого в России. Коллекторами для газа являются пески и алевролиты в различной степени глинистые. Залежи являются массивными, водоплавающими, залегают на сравнительно небольшой глубине до 1 300 м, характеризуются идентичностью геологического строения, что позволяет обобщить основные геолого-геофизические характеристики: газонасыщенная толщина может достигать 250 м, средняя пористость пород-коллекторов составляет 30–37 %, проницаемость варьируется от 0,001 до 7 мкм², газонасыщенность — от 47 до 93 %. Подконтактная водонасыщенная часть залежей, как на крыльях структур, так и по площади газоносности, сложена высокопроницаемыми песчано-алевролитовыми породами. Сеноманский газ на 98 % состоит из метана [2].

Уникальные месторождения сеноманского газа, такие как Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и др., находятся на завершающей стадии разработки. Сегодня эти месторождения выработаны в среднем более чем на 75 %, пластовое давление в зоне отбора уменьшилось почти на 90 % от начального и в некоторых местах достигает 1,0–1,5 МПа. Снижение давления в газонасыщенной части залежи приводит к активному внедрению пластовой воды. Так, например, на Медвежьем нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) при отборе 80 % начальных запасов обводнилось 35–38 % от начального газонасыщенного объема [2]. Также существенное снижение пластового давления приводит к значительному увеличению удельного содержания растворенных паров воды в добываемом газе, что приводит к росту объемов выпадения конденсационной воды в лифтовой колонне [3].

Для большинства месторождений характерны осложняющие добычу газа следующие проблемы: среднесуточные дебиты скважин снизились в 4–5 раз по сравнению с начальными, что обуславливает скопление конденсационной жидкости на забое и в лифтовых колоннах; требуются постоянные продувки для очистки ствола и предотвращения остановки скважин. Такие скважины составляют более 20 % от общего фонда, с каждым годом их число увеличивается [4].

В качестве примера рассмотрим результаты химического анализа отобранных проб жидкости, который проводится с целью контроля над обводнением скважин Медвежьего НГКМ в 2010 и 2015 гг. [2, 5].

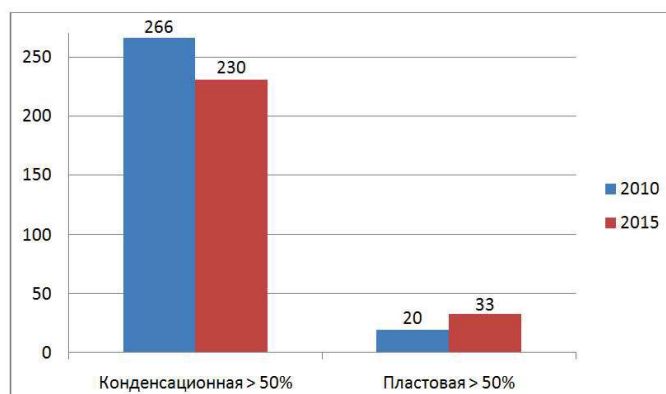


Рис. 1. Распределение скважин по характеру выносимой жидкости Медвежьего месторождения в 2010 и 2015 гг.

Из рисунка 1 видно, что в основном в продукции скважин преобладает конденсационная вода. Дополнительным подтверждением является тот факт, что в 2015 году содержание пластовой воды более 10 % было обнаружено только в 64 из 263 скважинах.

Также следует отметить, что одним из важных факторов, способствующих эксплуатации сеноманских газовых скважин месторождений падающей добычи в режиме «самозадавливания», является относительно большой диаметр лифтовых колонн, а именно 168 мм [6].

Для поддержания режима работы «самозадавливающихся» газовых скважин применяются различные геолого-технические мероприятия, такие как замена насосно-компрессорной трубы (НКТ) на меньший диаметр, применение плунжерного и концентрического лифтов и др. [7, 8].

В мировой практике и в нашей стране широкое распространение получила технология ввода в скважину пенообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ), которая отличается относительно низким уровнем капитальных вложений и высоким уровнем эффективности, в том числе экономической [9, 10]. ПАВ могут вводиться в скважину в виде твердых стержней или закачиваться в виде жидких растворов [11]. Накоплен значительный опыт применения ПАВ в различных регионах: на месторождениях Северного Кавказа, Краснодарского края, Оренбургской области, Крайнего Севера (Ямбургском, Уренгойском, Медвежьем и др.) [12].

При взаимодействии пенообразующего ПАВ, скважинного флюида и восходящего потока газа образуется пена, снижается плотность газожидкостной смеси, уменьшается коэффициент поверхностного натяжения между жидкостью и газом, что в итоге приводит к снижению критической скорости газа, необходимой для удаления жидкости и очистки скважины. У нас в стране последнее время набирает распространение технология закачки жидких пенообразователей в скважину, которая в сравнении с вводом твердых стержней ПАВ позволяет обеспечить стабильную концентрацию реагента в скапливаемом флюиде и автоматизацию технологического процесса. Технология также рекомендуется к применению в случае, если значение минимального дебита скважины по газу для выноса жидкости превышает максимально допустимые значения дебитов, исключая абразивный износ оборудования и разрушение призабойной зоны пласта [13]. В таком случае закачка пенообразователя исключит скопление жидкости и дополнительно будет способствовать очистке забоя скважины от песка с помощью пены, исключит образование песчаноглинистых пробок.

Так как технология эксплуатации сеноманских газовых скважин с пенообразователями получает все большее распространение, становится актуальным и вопрос учета перепада давления в стволе скважины, работающей с ПАВ. Корректный расчет перепада давления позволит точно прогнозировать забойное давление при заданном устьевом давлении для поддержания необходимого технологического режима эксплуатации скважины, а также может способствовать созданию VFP-таблиц (многопараметрических моделей (функций), описывающих многофазный вспененный поток при работе скважины с ПАВ) для гидродинамического моделирования разработки залежи с помощью симуляторов [14].

Объект и методы исследования

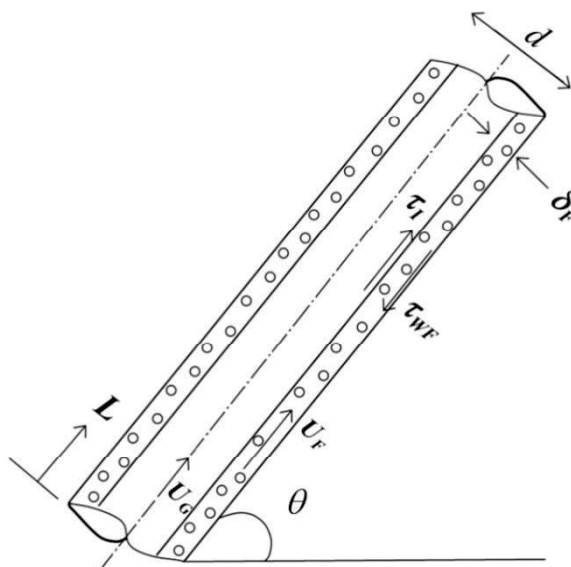
Разработанная в Университете Талсы (г. Талса, США) методика расчета перепада давления в стволе газовой скважины, работающей с пенообразовате-

лем, одной из первых была представлена в открытых литературных источниках [15]. Данная расчетная модель позволяет сделать процесс вычисления относительно быстрым в сравнении с немногочисленными аналогами, в которых используются итерационные вычисления [16]. Отклонение результатов расчета перепада давления по указанной методике от фактических промысловых данных составляет не более 30 % для 90 % данных [17].

Теоретические аспекты расчетной модели Университета Талсы

Модель применима для кольцевого режима течения с определенными допущениями, описанными ниже (рис. 2) [17].

Рис. 2. Кольцевой режим течения вспененного газожидкостного потока в трубопроводе



Баланс сил, действующих на пленку пены, поднимающуюся вдоль стенки лифтовой колонны (при этом жидкость в потоке содержится только в пленке пены)

$$-\left(\frac{dP}{dl}\right)_F + \tau_l \frac{S_l}{A_F} - \tau_{WF} \frac{S_F}{A_F} - \rho_F g \sin\theta = 0, \quad (1)$$

где $\left(\frac{dP}{dl}\right)_F$ — градиент давления в пенной пленке; τ_l — тангенциальное поверхностное напряжение, вызванное взаимодействием пленки пены и газового сердечника; S_l — периметр взаимодействия; A_F — площадь поперечного сечения пенной пленки; τ_{WF} — поверхностное напряжение, вызванное взаимодействием пленки пены и лифтовой колонной (трение); S_F — периметр лифтовой колонны; ρ_F — плотность пены; g — ускорение свободного падения; θ — угол наклона.

Баланс сил, действующих на газовый сердечник (ядро) или на поток газа в центральной части поперечного сечения лифтовой колонны (при этом в газовом сердечнике отсутствует пена или жидкость в капельном виде)

$$-\left(\frac{dP}{dl}\right)_C - \tau_l \frac{S_l}{A_C} - \rho_C g \sin\theta = 0, \quad (2)$$

где $\left(\frac{dP}{dl}\right)_C$ — градиент давления в газовом сердечнике; A_C — площадь поперечного сечения сердечника; ρ_C — плотность газа. Авторы модели считают градиенты давления в пенной пленке $\left(\frac{dP}{dl}\right)_F$ и газовом сердечнике $\left(\frac{dP}{dl}\right)_C$ равными.

Основные параметры расчетной модели



Важным параметром для функционирования расчетной модели является «unloading potential» U_{lrss}/U_{sgss} (безразмерный коэффициент разгрузки), который отражает способность пены, полученной при смешивании флюида определенного состава с содержанием конкретного пенообразователя заданной концентрации, выносить из трубопровода жидкость. Этот коэффициент можно получить с помощью эксперимента на установке малого масштаба (рис. 3) [15].

В пробирку слева помещается определенное количество скважинного флюида (или имитационного раствора) и ПАВ необходимой концентрации. Затем через пористый диск пропускается газ малого расхода и анализируется динамика выноса объема жидкости во времени (рис. 4).

Рис. 3. Фото установки для определения безразмерного коэффициента U_{lrss}/U_{sgss}

$$U_{lrss} = q/A_{pss}, \text{ (м/с),}$$

где q — скорость выноса жидкости из пробирки; A_{pss} — площадь поперечного сечения пробирки; U_{sgss} — скорость пропускаемого газа, м/с.

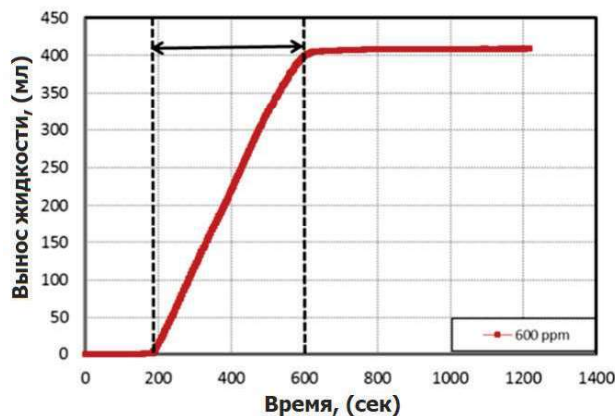


Рис. 4. Схематический рисунок экспериментального графика для определения коэффициента U_{lrss}/U_{sgss}

Ниже приведены зависимости, полученные эмпирическим путем. Содержание газа в пене (качество пены)

$$f_g = -0,00076 \left(\frac{U_{sg}}{h_F} \right) - 0,28 \left(\frac{U_{sl}}{h_F} \right) + 0,8, \quad (3)$$

где U_{sg} — приведенная скорость газа в стволе скважины (отношение расхода газа к площади поперечного сечения лифтовой колонны); h_F — объемное содержание пены в потоке; U_{sl} — приведенная скорость жидкости в лифтовой колонне (отношение расхода жидкости к площади поперечного сечения лифтовой колонны);

$$h_F = 1,6H_L + 36,12 \left(\frac{U_{sl}}{U_{sg}} \right), \quad (4)$$

где H_L — объемное содержание жидкости в потоке;

$$H_L = 1 - \alpha, \quad (5)$$

где α — объемное содержание газа в потоке;

$$\alpha = \frac{U_{sg}}{U_{sl} + U_{sg} + 0,18 U_{sg}^{0,63} \left[\frac{U_{sl}}{(U_{lrs} / U_{sgss})} \right]^{0,37}}. \quad (6)$$

Коэффициент межфазного трения между пленкой пены и газовым сердечником

$$f_l = \frac{0,88}{Re_{sg}^{0,31}} \left[1 + 80,51 \left(\frac{\delta_f}{d} \right) \right], \quad (7)$$

где Re_{sg} — число Рейнольдса для газа; δ_f — толщина пленки пены на стенке лифтовой колонны; d — диаметр лифтовой колонны;

$$Re_{sg} = \frac{\rho_g U_{sg} d}{\mu_g}, \quad (8)$$

где ρ_g — плотность газа; μ_g — коэффициент динамической вязкости газа.

Для оценки возможности применения данной методики для сеноманских газовых скважин месторождений, находящихся на стадии падающей добычи, было решено сопоставить расчетные данные с фактическими промышленными одного из месторождений Крайнего Севера. В скважинах присутствовала только вода, растворенная в газе, поэтому объем выпадения жидкой конденсационной воды в лифтовой колонне рассчитывался по номограмме влагосодержания сеноманского газа (рис. 5) [18].

Ежесуточное выпадение конденсационной воды в сеноманской газовой скважине определяется с использованием вышеприведенного графика по формуле

$$q_k = Q_z (W_z - W_y), \quad (9)$$

где q_k — количество конденсационной воды, выпадающей в скважине в сутки, кг; Q_z — дебит газа, тыс. м³/сут; W_z — влагосодержание газа при забойных давлениях и температуре, кг/1 000 м³, W_y — влагосодержание газа при устьевых давлениях и температуре, кг/1 000 м³.

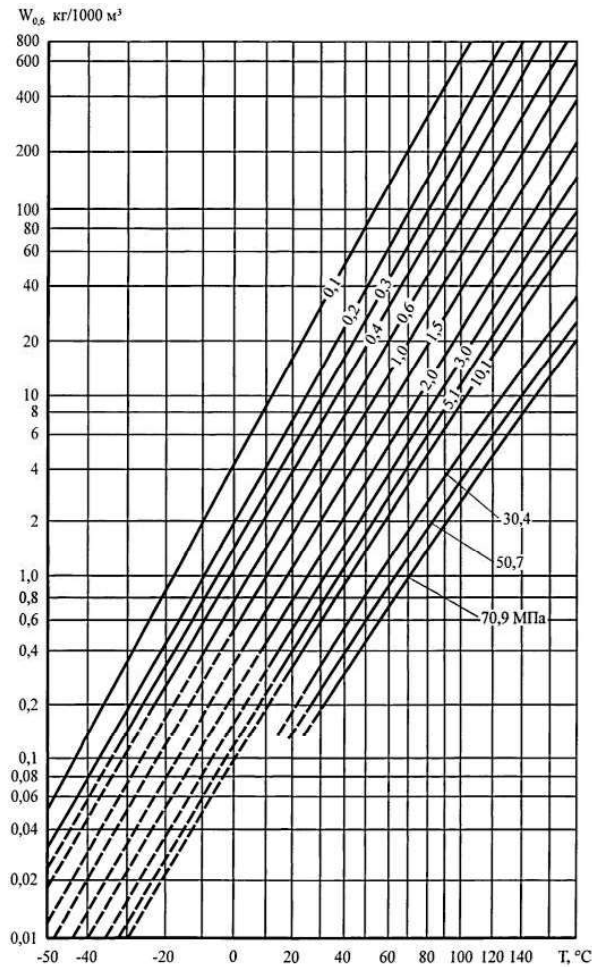


Рис. 5. Зависимость влагосодержания природного газа $W_{0,6}$ с относительной плотностью $\rho = 0,6$ от давления и температуры

Результаты

Фактические параметры скважин, эксплуатируемых в режиме непрерывной закачки жидкого пенообразователя в скважину, представлены в таблице.

Фактические параметры скважин, эксплуатируемых в режиме непрерывной закачки жидкого пенообразователя в скважину

Параметр	Значение
Устьевое давление P_y , МПа	0,6–0,9
Устьевая температура T_y , °С	8–10
Забойное давление P_z , МПа	0,7–1,2
Забойная температура T_z , °С	30–33
Внутренний диаметр лифтовой колонны $d_{лп}$, м	0,15
Длина ствола скважины L , м	1 100–1 200
Дебит газа $Q_{г2}$, тыс. м ³ /сут	61–107
Дебит жидкости $Q_{ж}$, л/час	6–10

Объем закачки раствора жидкого пенообразователя амфотерного типа составлял 12 л/сут, при содержании активного компонента 15–20 %.

Таким образом, при эксплуатации скважин концентрация активного компонента во вспененном потоке составляла 7 500–16 600 ppm. При этом отметим, что концентрация была выше оптимальной, определенной в лабораторных условиях, не менее чем в 4 раза. Завышенный объем закачки пенообразователя связан с ограниченной производительностью насоса-дозатора.

Значения безразмерного коэффициента разгрузки U_{lrss}/U_{sgss} для оптимальных значений концентрации различных типов ПАВ в пресной воде были экспериментально получены авторами методики (рис. 6) [17].

При достижении определенной концентрации ПАВ значение коэффициента перестает расти (исключение — катиоактивный ПАВ), так как не происходит увеличение способности вспененного потока выносить жидкость.

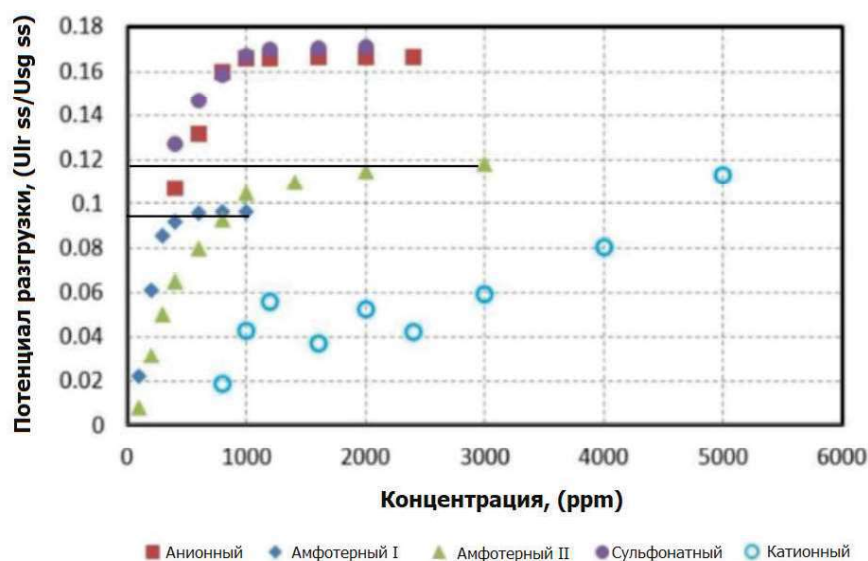


Рис. 6. Значения коэффициента U_{lrss}/U_{sgss} для различных типов ПАВ при вспенивании конденсационной воды

Мы предположили, что значение коэффициента в нашем случае для амфотерных ПАВ будет составлять 0,09 или 0,12. Но поскольку мы не имели возможности определить точное значение коэффициента, для проверки применимости методики и расчета мы также взяли еще несколько коэффициентов — «заниженный» 0,03 и «завышенный» 0,18.

Так как в нашем случае значение концентрации активного вещества было существенно завышено на всех режимах работы скважин, то значение принятого коэффициента постоянно для одного варианта расчета, несмотря на то, что концентрация ПАВ во вспененном потоке меняется из-за изменения расхода воды от 6 до 10 л/ч при постоянной закачке раствора ПАВ 12 л.

При расчете итогового перепада давления в лифтовой колонне, $\Delta P = P_3 - P_y$, скважина сегментировалась на участки по 100 м, последовательный расчет в сегментах производился от устья к забою. Итоговые результаты и их сопоставление с фактическими замерами представлены на рисунках 7, 8.

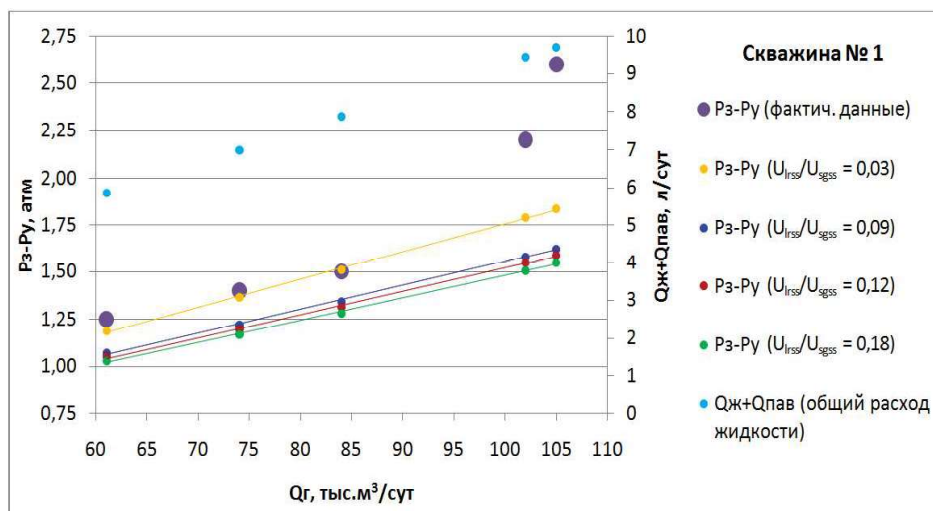


Рис. 7. Расчет перепада давления в стволе скважины № 1

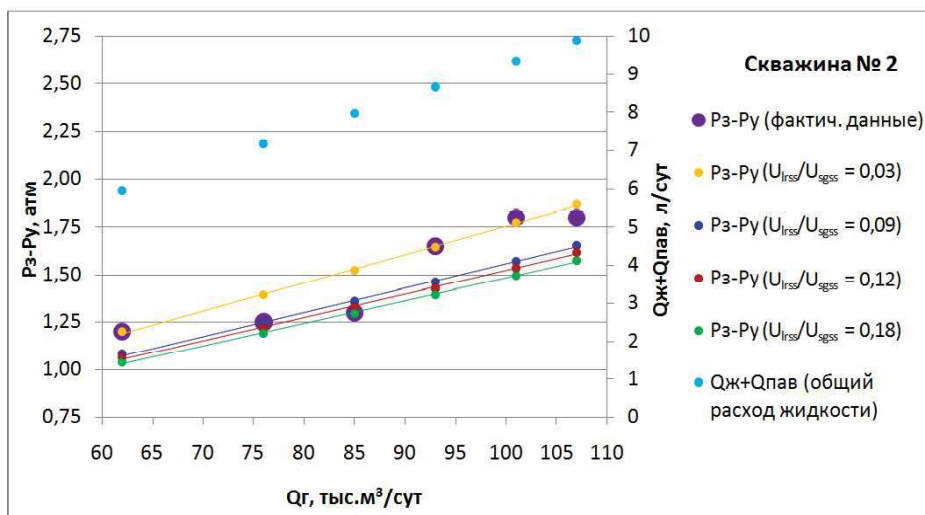


Рис. 8. Расчет перепада давления в стволе скважины № 2

Из расчетов видно, что методика учитывает эффект снижения потерь давления при увеличении концентрации ПАВ. Эффект обусловлен снижением объемного содержания жидкости в потоке, так как с ростом концентрации ПАВ увеличивается способность пены выносить жидкость.

Графики на рисунках 6 и 9 это подтверждают, а из эмпирических зависимостей (уравнения 5 и 6), которые были получены при обработке результатов «маломасштабного» и «крупномасштабного» экспериментов, видно, что рост коэффициента U_{Irss}/U_{sgss} ведет к снижению содержания (задержке) жидкости в потоке [17].

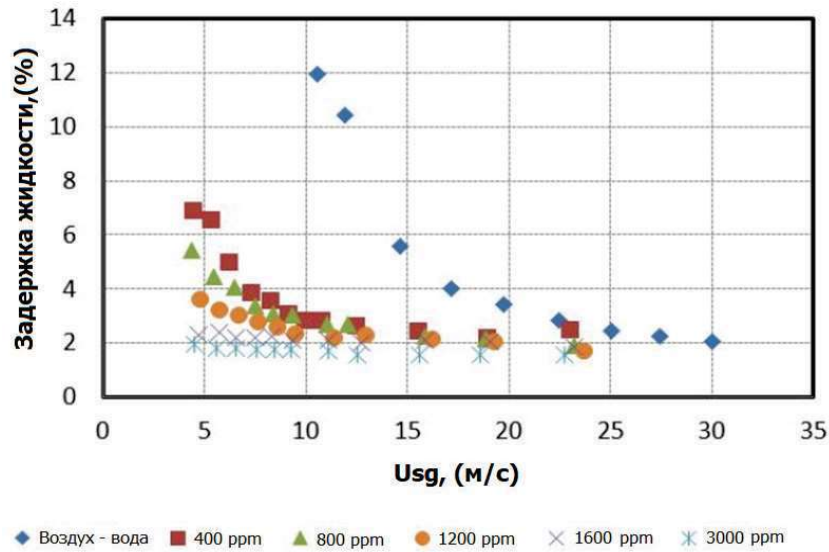


Рис. 9. Содержание жидкости во вспененном потоке для анионактивного ПАВ, $d_{\text{вн}} = 5 \text{ см}$; $V_{\text{ж}} = 0,01 \text{ м/с}$

Однако модель не учитывает увеличение потерь давления на трение между газовым сердечником и пленкой более вязкой пены при росте концентрации ПАВ. Такие эффекты наблюдаются при высоких концентрациях ПАВ (рис. 10) [19].

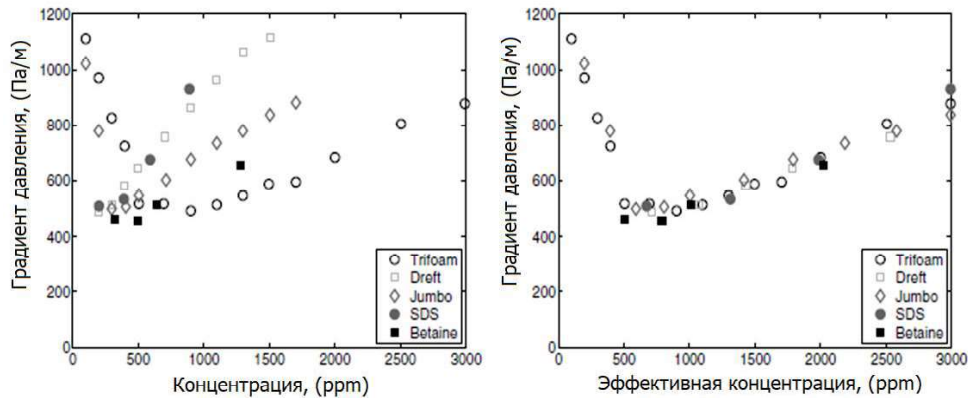


Рис. 10. Значение перепада давления во вспененном потоке для различных типов ПАВ, $d_{\text{вн}} = 5 \text{ см}$; $V_{\text{ж}} = 0,01 \text{ м/с}$; $V_{\text{г}} = 7,5 \text{ м/с}$. На левом графике горизонтальная ось отражает концентрацию ПАВ в потоке, на правом графике — эффективную концентрацию (произведение коэффициента, характеризующего пенящую способность пенообразователя и его концентрации в потоке)

Эффект роста потерь давления, связанных с трением между газом и вязкой пеной (с высокой концентрацией ПАВ), усиливается при высоких скоростях газа. Именно с этим связано возрастание расхождения между расчетными и фактическими данными по мере роста дебита газа (см. рис. 7, 8).

Выводы

Методика университета Талсы позволяет провести относительно быстрый расчет перепада давления в лифтовой колонне газовой скважины, эксплуатируемой с пенообразователем в потоке. Для этого требуется проведение маломасштабного эксперимента с использованием скважинного флюида (или имитационного раствора) и ПАВ заданной концентрации.

Авторы методики стремились создать относительно универсальную расчетную модель, которая учитывает улучшение способности пены выносить жидкость при росте концентрации ПАВ. Но методика не учитывает рост потерь давления на трение между газом и более вязкой пеной при росте концентрации ПАВ, что отмечают сами авторы [17]. С этим и связано относительно высокое расхождение расчета при наиболее вероятном значении коэффициента $U_{lrss}/U_{sgss} = 0,12$ и фактических данных, полученных при эксплуатации сеноманских газовых скважин со вспененным потоком конденсационной воды (рис. 11, 12).

Здесь коэффициент отклонения $k = \frac{(\Delta P_{\text{факт}} - \Delta P_{\text{расчет}}) \cdot 100 \%}{\Delta P_{\text{факт}}}$ доходит до 40 %.

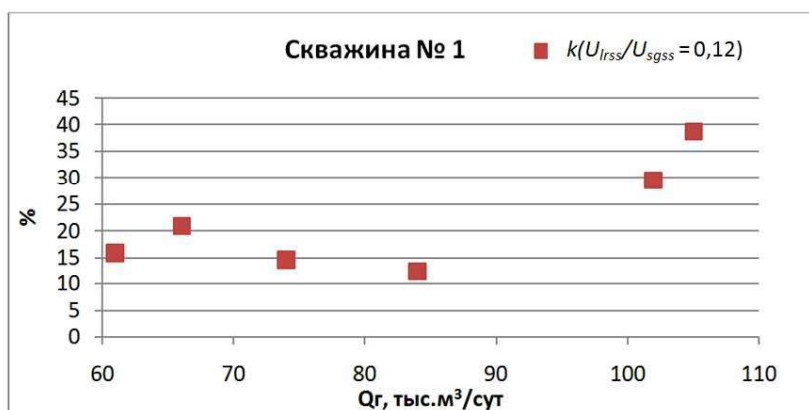


Рис. 11. Значение коэффициента k для скважины № 1



Рис. 12. Значение коэффициента k для скважины №2

Скважины эксплуатировались с завышенной концентрацией ПАВ по причине ограничений производительности насоса-дозатора. В статье показано, что в данных условиях применение методики университета Талсы сомнительно. Для повышения точности прогнозирования перепада давления в лифтовой колонне скважины, возможно, лучшим вариантом будет предварительное тестирование конкретных типов ПАВ с различной концентрацией в потоке на проточных стендах [20] и использование расчетных моделей, которые работают на основе результатов данных тестов [19].

Библиографический список

1. Особенности разведки и разработки газовых месторождений Западной Сибири / О. Ф. Андреев, К. С. Басниев, Л. Б. Берман [и др.]. – Москва : Недра, 1984. – 221 с. – Текст : непосредственный.
2. Колмаков, А. В. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа / А. В. Колмаков, П. С. Кротов, А. В. Кононов. – Санкт-Петербург : Недра, 2012. – 175 с. – Текст : непосредственный.
3. Ли, Дж. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин : технологические решения по удалению жидкости из скважин / Дж. Ли, Г. Никенс, М. Уэллс ; науч. ред. С. Г. Вольпин, И. В. Шулятиков. – Москва : Премиум Инжиниринг, 2008. – 365 с. – Перевод изд.: Gas well deliquification / James Lea, Henry Nickens, Michael Wells, 2003. – Текст : непосредственный.
4. Эксплуатация самозадавливающихся скважин в условиях завершающего этапа разработки месторождения / В. З. Минликаев, Д. В. Дикамов, А. Г. Глухеньких [и др.] – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2010. – № 2 (642). – С. 76–77.
5. Паникаровский, Е. В. Повышение эффективности применения пенообразователей для удаления жидкости с забоев газовых скважин / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, Ю. В. Ваганов. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-3-54-63. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 54–63.
6. Проблемы эксплуатации обводняющихся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи / А. С. Епрынцев, П. С. Кротов, А. В. Нурмакин, А. Н. Киселев. – Текст : непосредственный // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2011. – № 16 (135). – С. 41–45.
7. Итоги реализации комплексной программы реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа на 2011–2015 гг. / В. З. Минликаев, А. В. Коваленко, Н. А. Билалов, А. В. Елистратов. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2017. – № 1 (747). – С. 30–34.
8. Joseph, A. Classification and Management of Liquid Loading in Gas Wells Sand / A. Joseph, C. M., J. A. Ajienka. – DOI 10.2118/167603-MS. – Текст : электронный // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – 2013. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-167603-MS>.
9. Production Optimization of High Temperature Liquid Hold Up Gas Well Using Capillary Surfactant Injection / S. A. Kalwar, A. Q. Awan, A. U. Rehman, H. S. Abbasi. – DOI: 10.2118/183676-MS. – Текст : электронный // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, 6–9 March, Manama, Kingdom of Bahrain. – 2017. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-183676-MS>.
10. Rauf, O. Gas Well Deliquification—A Brief Comparison between Foam Squeeze and Foam Batch Approach / O. Rauf. – Текст : непосредственный // Journal of Industrial and Intelligent Information. – 2015. – Vol. 3, Issue 1. – P. 45–47.

11. Most Successful Batch Application of Surfactant in North Sea Gas Wells / W. Schinagl, M. Caskie, S. R. Green [et al.] – DOI 10.2118/108380-MS. – Текст : электронный // SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, 4-7 September, Aberdeen, Scotland, U.K. – 2007. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-108380-MS>.
12. Корякин, А. Ю. Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса / А. Ю. Корякин. – Москва, 2016. – 272 с. – Текст : непосредственный.
13. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления / Д. В. Изюмченко, Е. В. Мандрик, С. А. Мельников [и др.] – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2018. – № 1 (33). – С. 235–241.
14. Юшков, А. Ю. Экспериментальный стенд для исследования газожидкостных потоков и потоков пены / А. Ю. Юшков, В. А. Огай, Н. Е. Портнягин. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-3-86-95. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 86–95.
15. Ajani, A. Pressure Drop Prediction in Vertical Wells under Foam Flow Conditions / A. Ajani, M. Kelkar. – DOI 10.2118/181237-MS. – Текст : электронный // SPE North America Artificial Lift Conference and Exhibition, 25–27 October, The Woodlands, Texas, USA. – 2016. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-181237-MS>.
16. The use of surfactants for gas well deliquification : a comparison of research projects and developed models / J. M. C. van'tWestende, R. A. W. M. Henkes, A. Ajani, M Kelkar. – Текст : электронный // 18th International Conference on Multiphase Production Technology, 7–9 June, Cannes, France. – 2017. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/BHR-2017-161>.
17. Kelkar, M. Gas Well Pressure Drop Prediction under Foam Flow Conditions / M. Kelkar, C. Sarica; RPSEA 09122-01 Final Report. – Текст : электронный. – URL: https://rpsea.org/sites/default/files/2018-06/09122-01-FR-Gas_Well_Pressure_Drop_Prediction_Foam_Flow-01-04-16_P.pdf.
18. Мазанов, С. В. Технологии восстановления и повышения производительности газовых скважин : на примере месторождений Крайнего Севера : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Мазанов Сергей Владимирович. – Ставрополь, 2006. – 160 с. – Текст : непосредственный.
19. Van Nimwegen, A. T. Modelling of upwards gas-liquid annular and churn flow with surfactants in vertical pipes / A. T. van Nimwegen, L. M. Portela, R. A. W. M. Henkes. – DOI 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2017.09.012. – Текст : непосредственный // International Journal of Multiphase Flow. – 2018. – Vol. 105. – P. 1–14.
20. Применение высокоточных цифровых кварцевых датчиков давления для повышения качества исследований газожидкостных потоков и регулирования режимов эксплуатации газовых скважин / И. Г. Анцев, Г. А. Сапожников, Ю. В. Савельев [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 5 (222). – С. 38–43.

References

1. Andreev, O. F., Basniev, K. S., Berman, L. B., Gritsenko, A. I., Kosukhin, L. D., Mirzadzhanzade A. Kh.,... Stepanova, G. S. (1984). Osobennosti razvedki i razrabotki gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Moscow, Nedra Publ., 221 p. (In Russian).
2. Kolmakov, A. V., Krotov, P. S., & Kononov, A. V. (2012). Tekhnologii razrabotki senomanskikh zalezhey nizkonapornogo gaza. St. Petersburg, Nedra Publ., 175 p. (In Russian).

3. Lea, J., Nickens, H., & Wells, M. (2003). Gas well deliquification. Solution to gas well liquid loading problems. Oxford, Butterworth-Heinemann, 314 p. (In English).
4. Minlikaev, V. Z., Dikamov, D. V., Glukhen'kikh, A. G., Melnikov, I. V., & Shulyatkov, I. V. (2010). Operation of self-completion wells at the final stage of field development. *Gas Industry*, (2(642)), pp. 76-77. (In Russian).
5. Panikarovskii, E. V., Panikarovskii, V. V., & Vaganov, Yu. V. (2019). Improving efficiency of application foam sheets to remove liquid from gas wells. *Oil and Gas Studies*, (3), 54-63. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-54-63
6. Epryntsev, A. S., Krotov, P. S., Nurmakin, A. V., & Kiselev, A. N. (2011). Exploitation problems of liquid loaded wells of gas fields on declining production. *Vestnik of the Orenburg State University*, (16(135)), pp. 41-45. (In Russian).
7. Minlikaev, V. Z., Kovalenko, A. V., Bilalov, N. A., & Elistratov, A. V. (2017). Results of the implementation of comprehensive program on the reconstruction and technical re-equipment of gas recovery facilities for 2011-2015. *Gas Industry*, (1(747)), pp. 30-34. (In Russian).
8. Joseph, A., Sand, C. M., & Ajiienka, J. A. (2013). Classification and management of liquid loading in gas wells. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. (In English). Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-167603-MS>. DOI: 10.2118/167603-MS
9. Kalwar, S. A., Awan, A. Q., Rehman, A. U., & Abbasi, H. S. (2017). Production optimization of high temperature liquid hold up gas well using capillary surfactant injection. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, 6-9 March, Manama, Kingdom of Bahrain (In English). Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-183676-MS>. DOI: 10.2118/183676-MS
10. Rauf, O. (2015). Gas Well Deliquification—A Brief Comparison between Foam Squeeze and Foam Batch Approach. *Journal of Industrial and Intelligent Information*, 3(1), pp. 45-47. (In English).
11. Schinagl, W., Caskie, M., Green, S. R., Docherty, M., & Hodds, A. C. (2007). Most successful batch application of surfactant in North Sea gas wells. SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, 4-7 September, Aberdeen, Scotland, U.K. (In English). Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-108380-MS>. DOI: 10.2118/108380-MS
12. Koryakin, A. Yu. (2016). Kompleksnye resheniya zadach razrabotki i ekspluatatsii skvazhin Urengoykogo dobyvayushchego kompleksa. Moscow, 272 p. (In Russian).
13. Izyumchenko, D. V., Mandrik, Ye. V., Melnikov, S. A., Ploskov, A. A., Moiseyev, V. V., Kharitonov, A. N., & Pamuzhak, S. G. (2018). Operation of gas wells in conditions of active water and sand manifestation. *Vesti gazovoy nauki*, (1(33)), pp. 235-241. (In Russian).
14. Yushkov, A. Yu., Ogai, V. A., & Portnyagin, N. E. (2019). Experimental facility for the study gas-liquid flows and foams. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 86-95. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-86-95
15. Ajani, A., & Kelkar, M. (2016). Pressure Drop Prediction in Vertical Wells under Foam Flow Conditions. SPE North America Artificial Lift Conference and Exhibition, 25-27 October, The Woodlands, Texas, USA. (In English). Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-181237-MS>. DOI: 10.2118/181237-MS
16. Van'tWestende, J. M. C., Henkes, R. A. W. M., Ajani, A., & Kelkar, M. (2017). The use of surfactants for gas well deliquification : a comparison of research projects and developed models. 18th International Conference on Multiphase Production Technology, 7-9 June, Cannes, France. (In English). Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/BHR-2017-161>.

17. Kelkar, M., & Sarica, C. (2015). Gas Well Pressure Drop Prediction under Foam Flow Conditions. (In English). Available at: https://rpsea.org/sites/default/files/2018-06/09122-01-FR-Gas_Well_Pressure_Drop_Prediction_Foam_Flow-01-04-16_P.pdf.

18. Mazanov, S. V. (2006). Tekhnologii vosstanovleniya i povysheniya proizvoditel'nosti gazovykh skvazhin : na primere mestorozhdeniy Kraynego Severa. Diss. kand. tekhn. nauk. Stavropol, 160 p. (In Russian).

19. Van Nimwegen, A. T., Portela, L. M., & Henkes, R. A. W. M. (2018). Modelling of upwards gas-liquid annular and churn flow with surfactants in vertical pipes. *International Journal of Multiphase Flow*, 105, pp. 1-14. (In English). DOI: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2017.09.012

20. Ancev, I. G., Sapozhnikov, G. A., Savelev, Yu. V., Krivoshapko, D. A., & Ogai, V. A. (2019). Use of high-precision digital quartz pressure sensors for increasing of gaz-liquid flows testing quality and gaz wells operation modes regulation. *Neft. Gas. Novacii*, (5(222)), pp. 38-43. (In Russian).

Сведения об авторах

Огай Владислав Александрович, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: ogayvlad@mail.ru

Сабурова Елизавета Альбертовна, студент Высшей инженерной школы, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Довбыш Вадим Олегович, аспирант кафедры маркетинга и муниципального управления, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Юшков Антон Юрьевич, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Vladislav A. Ogai, Assistant at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: ogayvlad@mail.ru

Elizaveta A. Saburova, Student of Higher Engineering School, Industrial University of Tyumen

Vadim O. Dovbysh, Postgraduate at the Department of Marketing and Government Administration, Industrial University of Tyumen

Anton Yu. Yushkov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen