

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

2 (140)
Март — апрель 2020

2 (140)
March — April 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., 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

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 Александр 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

Цахадя 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 № 1882. Подписано в печать 01.06.20. Формат 70х108/16. Уч.-изд. л. 9,55. Усл. печ. л. 13,12.

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

- Туренко С. К., Черепанов Е. А.
Адаптивный подход к обработке и интерпретации данных геофизических исследований скважин с целью построения сейсмогеологических моделей 8

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Бакирова А. Д., Шаляпин Д. В., Бабушкин Э. В., Бакиров Д. Л., Кузнецов В. Г.
Проблемы и решения, возникающие при бурении скважин в неустойчивых глинисто-аргиллитовых породах 18
- Бочаров О. Б., Телегин И. Г.
Анализ решений температурной модели Маскета — Леверетта для разных типов нефтей 26
- Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В., Мансурова М. М., Листак М. В.
Применение многостадийного гидроразрыва пласта при разработке ачимовских отложений Уренгойского месторождения 38
- Поскониная Е. А., Курчатова А. Н.
Оптимизация решений по термостабилизации грунтов оснований 49
- Пяльченков В. А., Пяльченков Д. В.
Разработка и испытания шарошечного долота с новым расположением зубков по шарошкам 60
- Сагитова И. М., Сагитов Д. К., Зейгман Ю. В.
Оценка влияния проницаемостной неоднородности недонасыщенных нефтью пластов на изменение начальной обводненности скважинной продукции 69
- Чебан С. Е., Валеев М. Д., Леонтьев С. А., Семененко А. Ф.
Техническое решение подачи растворителя асфальтосмолопарафиновых отложений в колонну насосно-компрессорных труб нефтяных скважин 82
- Якупов А. У., Черенцов Д. А., Воронин К. С., Земенков Ю. Д.
Регрессионный анализ показателей численного эксперимента по определению времени остывания нефти 89

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

- Грученкова А. А., Чепур П. В., Тарасенко А. А.
Исследование влияния цилиндрической жесткости стенки на напряженно-деформированное состояние резервуара при локальной осадке 98

Квасов И. Н., Шендалева Е. В., Штенгауэр О. В., Александров М. А. Анализ экологических рисков на магистральных и технологических нефтепроводах	107
--	------------

Скворцова Е. Н., Дерюгина О. П. Подбор эффективных ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений для транспорта нефти Кондинского месторождения	120
--	------------

ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Шумахер М. Ю., Коновалов В. В., Мельников А. П. Исследование дисперсных и реологических свойств углеводородсодержащих кислотных эмульсий и их эффективности в удалении асфальтосмолопарафиновых отложений	128
---	------------

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

Челомбитко С. И., Пивень В. В. Методы оценки загрязнения территорий разливами нефти или нефтепродуктов	140
--	------------

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)	147
Правила подготовки рукописи (на английском языке)	149

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

- Turenko S. K., Cherepanov E. A.
**An adaptive approach to processing and interpretation well testing data
in order to build seismic models** 8

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

- Bakirova A. D., Shalyapin D. V., Babushkin E. V., Bakirov D. L., Kuznetsov V. G.
Well drilling in weak clay-claystone rocks: challenges and remedies 18
- Bocharov O. B., Telegin I. G.
**Analysis of solutions of the Muskat — Leverett non-isothermal model
for different types of oils** 26
- Panikarovskii E. V., Panikarovskii V. V., Mansurova M. M., Listak M. V.
**Application of multi-stage hydraulic fracturing in the development
of Achimov sediments at the Urengoy oil and gas condensate field** 38
- Poskonina E. A., Kurchatova A. N.
Optimization of thermal stabilization of soils applications 49
- Pyalchenkov V. A., Pyalchenkov D. V.
**Development and testing of rolling cutter bit
with a new arrangement of teeth on the balls** 60
- Sagitova I. M., Sagitov D. K., Zeigman Yu. V.
**Estimating the effect of permeability variability of undersaturated oil reservoirs
on the change in the start water-cut of well production** 69
- Cheban S. E., Valeev M. D., Leontiev S. A., Semenenko A. F.
**Technical solution for supplying a wax (deposition) inhibitor
to a tubing string of oil wells** 82
- Yakupov A. U., Cherentsov D. A., Voronin K. S., Zemenkov Yu. D.
**Regression analysis of indicators of a numerical experiment
to determine the cooling time of oil** 89

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

- Gruchenkova A. A., Chepur P. V., Tarasenko A. A.
**Studying of the wall cylindrical rigidity influence on the stress-strain state
of the tank during local settlement** 98

Kvasov I. N., Shendaleva E. V., Shtengauer O. V., Aleksandrov M. A. Environmental risk analysis of accident on main and technological oil pipelines	107
---	------------

Skvortsova E. N., Deryugina O. P. Selection of effective wax (deposition) inhibitors to oil production and transportation at the Kondinskoye oil field	120
--	------------

CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

Shumakher M. Yu., Konovalov V. V., Melnikov A. P. Studying dispersed and rheological properties of hydrocarbon-containing acid emulsions and their efficiency in removing asphalt-resin-paraffin deposits	128
---	------------

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

Chelombitko S. I., Piven V. V. Methods for assessing territory pollution by oil or petroleum product spills	140
---	------------

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	147
Manuscripts presentation requirements (In English)	149

**Адаптивный подход к обработке и интерпретации
данных геофизических исследований скважин
с целью построения сейсмогеологических моделей**

С. К. Туренко^{1*}, Е. А. Черепанов²

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

*e-mail: turenkosk@tyuiu.ru

Аннотация. С целью повышения эффективности геофизических исследований скважин (ГИС) при построении сейсмогеологических моделей нефтегазовых объектов предлагается использовать разработанный авторами адаптивный подход к обработке и интерпретации данных ГИС. Существо подхода заключается в разбиении процесса на этапы, выработке для каждого этапа многовариантной схемы решения и формальных критериев оценки результатов.

Разработана принципиальная схема реализации предлагаемого подхода применительно к обработке и интерпретации данных ГИС с целью построения сейсмогеологических моделей терригенных отложений Западной Сибири. Предложены формализованные критерии оценки качества результатов обработки данных ГИС, моделирования кривых ГИС, определения петрофизических параметров. Полученные результаты проиллюстрированы на практических данных по нефтяным месторождениям Западной Сибири.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин (ГИС); сейсмогеологические модели; моделирование данных акустического и плотностного каротажа; управление процессом обработки и интерпретации данных ГИС

**An adaptive approach to processing and interpretation well testing data
in order to build seismic models**

Sergey K. Turenko^{1*}, Evgeny A. Cherepanov²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

*e-mail: turenkosk@tyuiu.ru

Abstract. The article is devoted to increasing the efficiency of well testing in the construction of seismic models of oil and gas objects. We suggest using the adaptive approach, which has been developed by us, to processing and interpretation of well testing data; it will increase the efficiency of management of the processing and interpretation of well testing data. The essence of the approach consists of dividing the process into stages, developing for each stage a multivariate decision scheme, and formal criteria for evaluating the results.

A conceptual framework has been developed for the implementation of the proposed approach as applied to the processing and interpretation of well testing data in order to construct seismic models of terrigenous deposits in Western Siberia. We propose formalized criteria for assessing the quality of processing results of well testing data, modeling of well testing curves, and determination of petrophysical parameters. The results obtained are illustrated on practical data on oil fields in Western Siberia.

Key words: well testing, seismic models; modeling of acoustic and density logging data; management of the processing and interpretation of well testing data

Введение

Качество сейсмогеологических моделей, являющихся основой геологических моделей нефтегазовых объектов, во многом определяется качеством входных данных геофизических исследований скважин (ГИС).

Особенностью геофизических исследований являются многоэтапность, многофакторность, неопределенность условий и результатов измерений (неполнота, неточность, неоднородность, субъективность), зависимость результатов различных этапов. Для того чтобы процесс геофизических исследований был управляемым, он должен быть итеративным, адаптивным [1].

В работе предлагается адаптивный подход к обработке и интерпретации данных ГИС с целью построения сейсмогеологических моделей терригенных отложений Западной Сибири.

Сущность подхода заключается в следующем:

- процесс исследований разбивается на этапы;
- для каждого этапа предлагаются многовариантные методические схемы решения и формальные критерии оценки результатов.

Управление процессом и его реализация осуществляются по адаптивной схеме: планирование процесса, реализация, оценка результатов (контроль), адаптация процесса.

Такой подход позволяет выбирать наиболее эффективные решения на каждом этапе и в целом, а также иметь формальную оценку (протокол) качества как конечного, так и промежуточных результатов.

Принципиальная схема реализации предлагаемого подхода

Применительно к обработке и интерпретации данных ГИС с целью построения сейсмогеологических моделей *выделены следующие основные этапы процесса (подпроцессы):*

обработка данных ГИС; устранение в измеренных данных ошибок (искажений) негеологической природы;

- 1) восстановление кривых акустического каротажа (АК) и гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П) по данным других методов ГИС;
- 2) определение петрофизических параметров по данным керн — ГИС по всему исследуемому интервалу.

Для каждого этапа (подпроцесса) определена следующая адаптивная схема реализации:

- 1) определение последовательности действий (планирование в соответствии с выработанной методикой);
- 2) реализация процесса (подпроцесса);
- 3) оценка результатов на основе формализованного критерия (формирование протокола качества);
- 4) в случае неудовлетворительного результата, адаптация процесса, результата;
- 5) при получении требуемого результата передача результатов ГИС для построения сейсмогеологической модели;
- 6) построение сейсмогеологической модели на основе результатов сейсморазведки и ГИС;
- 7) оценка качества сейсмогеологической модели;
- 8) в случае неудовлетворительного качества сейсмогеологической модели, возврат на «переобработку» данных ГИС (сейсморазведка). «Точки входа» (слабые места) для «переобработки» данных ГИС определяются на основе «протокола качества», полученного на предыдущей итерации.

Ключевым моментом предлагаемого адаптивного подхода являются многовариантные методики реализации и оценка качества результатов на каждом этапе на основе формализованных критериев.

Кратко охарактеризуем реализацию предлагаемого подхода на выделенных этапах.

Цель этапа обработки данных ГИС — учет (устранение) факторов негеологической природы. К числу таких факторов следует отнести аппаратные ошибки, каверны, нестандартизованность масштабов записи кривых. Для оценки качества кривых по интервалу обработки предлагается показатель качества, учитывающий перечисленные выше факторы [2].

$$ПК = (1 - P_{\text{кав}}) \cdot (1 - P_{\text{ст}}) \cdot (1 - P_a) , \quad (1)$$

где ПК — показатель качества; $P_{\text{кав}}$ — вероятность ошибки из-за каверн; $P_{\text{ст}}$ — вероятность ошибки, связанной со стандартизацией кривых; P_a — вероятность ошибки из-за недоучета аппаратных ошибок.

В результате обработки кривых АК и ГГК-П возрастает их качество, что находит отражение в соответствующих показателях.

Оценка качества геофизических кривых до и после обработки позволяет оценить эффективность обработки. В качестве формального показателя эффективности обработки предлагается показатель

$$П_{\text{эо}} = \frac{ПК_{\text{вых}} - ПК_{\text{вх}}}{1 - ПК_{\text{вх}}} , \quad (2)$$

где $П_{\text{эо}}$ — показатель эффективности обработки; $ПК_{\text{вх}}$ — значение показателя качества кривой до обработки; $ПК_{\text{вых}}$ — значение показателя качества после обработки.

Оценку качества данных и эффективности обработки по предлагаемой методике можно проиллюстрировать на примере одного из месторождений Западной Сибири (таблица).

Показатели качества и эффективности обработки данных метода АК

Номер скважины	До обработки				После обработки				Эффективность
	Р _{кав}	Р _а	Р _{ст}	ПК	Р _{кав}	Р _а	Р _{ст}	ПК	П _{эо}
1	0,177	0,005	0,48	0,425	0,017	0,000	0,020	0,963	0,936
2	0,137	0,000	0,530	0,406	0,020	0,000	0,010	0,971	0,951
3	0,269	0,005	0,300	0,509	0,063	0,000	0,010	0,928	0,853
4	0,076	0,011	0,310	0,630	0,000	0,000	0,020	0,980	0,946
5	0,070	0,000	0,470	0,493	0,027	0,000	0,030	0,944	0,890
Среднее	–	–	–	0,532	–	–	–	0,959	0,915

Предложенный показатель характеризует качество кривых в целом (является интегральным). В дополнение к нему предлагается использовать показатель (функцию) надежности кривых

$$\Phi H(z) = 1 - \frac{\Phi H1(z) + \Phi H2(z) + \Phi H3(z)}{3}, \quad (3)$$

где $\Phi H1$, $\Phi H2$, $\Phi H3$ — показатели (функции), характеризующие присутствие перечисленных выше факторов (аппаратурные ошибки, влияние каверн, не стандартизованные кривые); z — глубина. Эти показатели принимают значения 0 (отсутствует фактор), 1 (присутствует фактор).

При $\Phi H(z) = 1$ влияние перечисленных факторов отсутствует.

При $\Phi H(z) = 0$ все перечисленные факторы присутствуют. Это наименее надежные участки кривых ГИС.

Функция надежности рассчитывается до и после обработки кривых ГИС. В случаях, когда влияние одного из факторов уверенно исключено, соответствующий показатель при расчетах принимается равным 0, в противном случае — 1.

При построении сейсмогеологической модели показатель надежности дает дифференциальную (поинтервальную, поточечную) оценку качества кривых ГИС и играет роль протокола состояния данных. Данная функция указывает интервалы, к которым в случаях необходимости нужно вернуться в первую очередь при комплексировании данных ГИС и сейсморазведки.

На этапе моделирования (восстановления) геофизических кривых АК и ГГК-П, на основе анализа существующих методик [3–5] и опыта их использования [6], разработана методическая схема выбора наиболее эффективного (из множества предложенных вариантов) способа восстановления кривых АК и ГГК-П по имеющимся данным ГИС [7]. При этом учитывается, какие данные измерены в скважине, каково их качество и какова эффективность метода восстановления. При этом качество восстановления кривых предлагается оценивать по корреляционной зависимости между синтетической и зарегистрированной кривыми в эталонной скважине. Для оценки качества восстановленных кривых акустического и плотностного методов ГИС по интервалу обработки предложен интегральный показатель качества (ПК_в), который количественно учитывает показатели качества входных данных и выбранного метода восстановления кривых.

$$ПКв = Пвх \cdot Пмв, \quad (4)$$

где Пвх — показатель качества входных данных; Пмв — показатель качества метода восстановления.

Качество входных данных (нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НКТ), методов кажущегося сопротивления (КС), АК), которые используются при моделировании, оценивается путем их сопоставления с эталонными величинами опорной скважины.

Для оценки качества входных данных введен показатель (Пвх), который характеризуется величиной коэффициента корреляции между значениями входных кривых исследуемой и опорной скважин.

Определение петрофизических параметров для решения задач сейсмогеологического моделирования осуществляется по предложенной авторами методике [8], учитывающей пористость скелета [9] при построении зависимостей между основными петрофизическими параметрами на керне.

Основные этапы указанной методики:

1. Построение связей между основными петрофизическими параметрами по результатам лабораторных исследований керна [10].
2. Построение моделей прогноза петрофизических параметров по данным ГИС [11].
3. Литологическое расчленение разреза по скважинам [12].
4. Построение интерпретационной модели данных ГИС [13–15].
5. Оценка качества результата [16, 17].

Коэффициент пористости (Кп) является одним из основных параметров, латеральное распространение которого прогнозируется при сейсмогеологическом моделировании. Применяя различные петрофизические методики оценки Кп, мы получаем коэффициенты пористости различного «качества». Одной из важнейших задач является количественная оценка качества параметров, используемых при построении сейсмогеологической модели. Для этого введен показатель качества (ПКп), основанный на количественном учете качества входных данных и методов определения Кп.

$$ПКп = ПКв \cdot ПКмп, \quad (5)$$

где ПКв — показатель качества входных данных; ПКмп — показатель качества метода определения Кп.

Качество входных данных (НКТ, ГГК-П, АК), используемых для расчета Кп, можно оценить путем их приведения к эталонным величинам опорной скважины.

Для оценки качества входных данных (ПКв) может быть использован коэффициент корреляции между значениями входных кривых исследуемой и опорной скважин.

Практическая апробация

Разработанное методическое обеспечение опробовано на обширном геолого-геофизическом материале по месторождениям Западной Сибири.

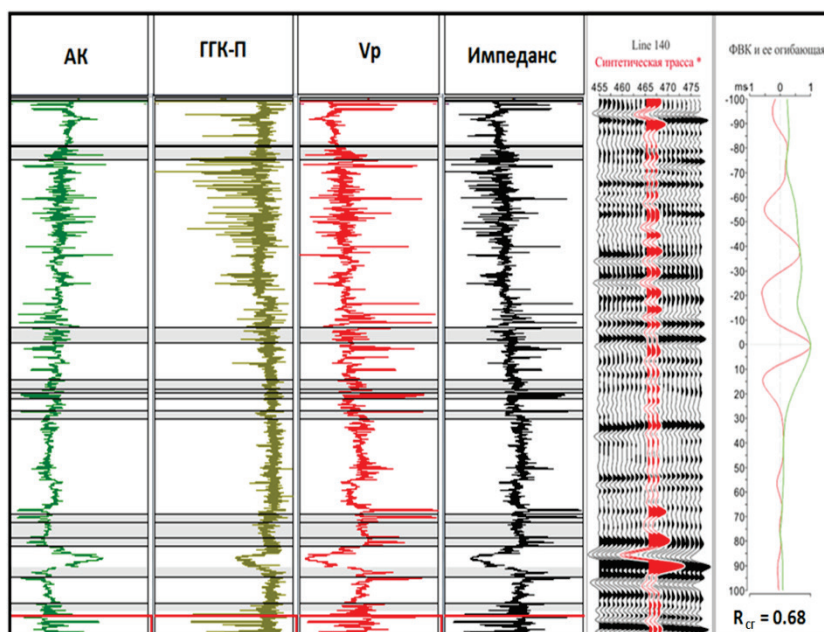
Данные ГИС при сейсмогеологическом моделировании использовались для решения следующих задач:

1. Сеймостратиграфическая привязка данных сейморазведки к скважинам;
2. Прогноз — определение насыщения и литологии по данным сейморазведки и ГИС:

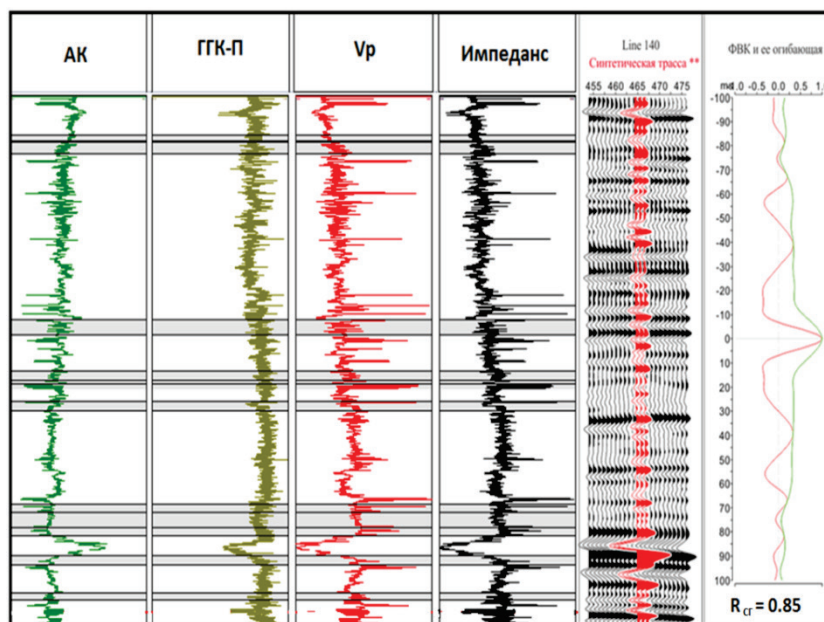
2.1. латеральная интерполяция данных ГИС в межскважинном пространстве в границах горизонтов, определенных по сейсморазведке (двумерные и трехмерные модели);

2.2. петроупругое моделирование (Rock Physics) — прогноз литологии и коллекторских свойств;

2.3. инверсионные построения по данным сейсморазведки и ГИС.



а)



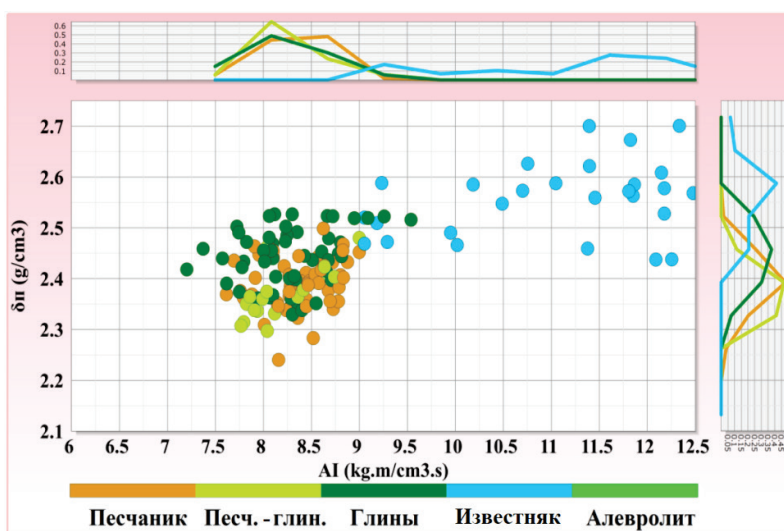
б)

Рис. 1. Влияние качества кривых АК, ГГК-П на результат привязки данных сейсморазведки к скважинам, где V_p — скорость продольной волны

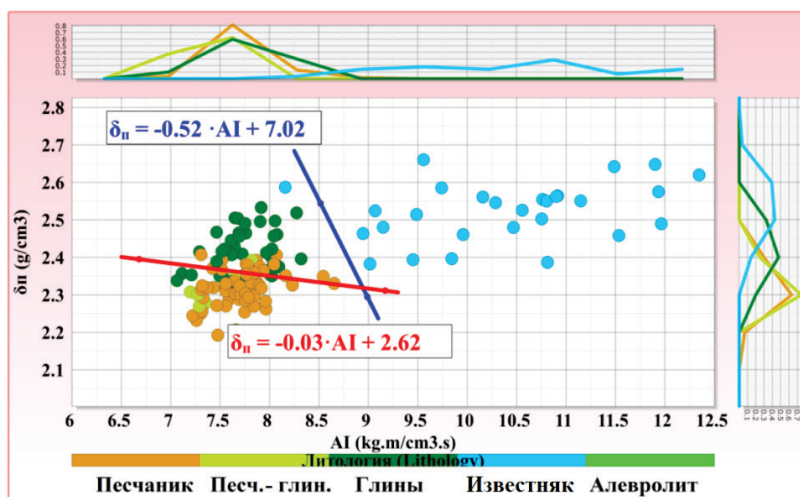
Влияние обработки данных ГИС на этап привязки можно рассмотреть на примере одного из месторождений Западной Сибири.

Приведен пример по одной скважине (рис. 1). Представлены исходные данные акустического и плотностного методов (см. рис. 1 а), соответствующие им синтетическая сейсмограмма и функция взаимной корреляции (ФВК) между синтетической и реальной сейсмограммами — 0,68. Также представлены синтетическая сейсмограмма (см. рис. 1 б), полученная по обработанным кривым, и ФВК этой сейсмограммы с реальной сейсмограммой. Коэффициент корреляции увеличился до 0,85.

На рисунке 2 представлены построенные распределения основных петроупругих параметров (импеданс и плотность) для решения задачи разделения по литотипам.



а)



б)

Рис. 2. Сопоставление плотности и акустического импеданса до (а) и после (б) обработки АК и ГГК-П

Из *рисунка 2 а* видно, что при использовании не обработанных кривых ГИС в поле упругих параметров карбонатные породы хорошо отделяются от песчано-глинистых пород, которые между собой замешаны в одном интервале значений.

Из анализа *рисунка 2 б* мы видим, что благодаря привлечению обработанных кривых АК и ГГК-П происходит четкое разделение основных литотипов по упругим характеристикам.

Выводы

В работе изложено существо адаптивного подхода к обработке и интерпретации данных ГИС с целью построения сейсмогеологических моделей терригенных отложений Западной Сибири.

Подход основан на разбиении процесса на подпроцессы, разработке для каждого подпроцесса многовариантных методик и формализованных критериев оценки результатов.

Предложенный подход позволяет формализовать («интеллектуализировать») процесс обработки и интерпретации данных ГИС, сделать его управляемым, повысить качество построения сейсмогеологических моделей.

Апробация предложенного подхода на нефтяных объектах Западной Сибири показала его эффективность.

Целесообразно развитие предлагаемого подхода и распространения на другие задачи и методы геофизических исследований, что потребует разработки соответствующей системы критериев оценки качества результатов на каждом этапе исследований.

Библиографический список

1. Деминг Э. У. Выход из кризиса / Пер. с англ. – Тверь: Альба, 1994. – 498 с.
2. Туренко С. К., Черепанов Е. А. Адаптивный подход к обработке данных геофизических исследований скважин при построении сейсмогеологических моделей нефтегазовых объектов // Нефтяное хозяйство. – № 5. – 2016. – С. 34–37.
3. Faust L. Y. A velocity function including lithologic variations // GEOPHYSICS. – 1953. – Vol. 18, Issue 2. – P. 271–288. DOI: 10.1190/1.1437869
4. Gardner G. H. F., Gardner L. W., Gregory A. R. Formation velocity and density — the diagnostic basics for stratigraphic traps // GEOPHYSICS. – 1974. – Vol. 39, Issue 6. – P. 770–780. DOI: 10.1190/1.1440465
5. Хабаров А. В., Лютова Т. Л. Повышение достоверности и обоснованности сейсмогеологического моделирования посредством применения специальных технологий обработки и интерпретации данных ГИС // Каротажник. – 2004. – № 3–4 (116–117). – С. 59–68.
6. Туренко С. К., Черепанов Е. А. Разработка методического обеспечения моделирования акустических и плотностных параметров в скважинах для построения сейсмогеологических моделей нефтегазовых объектов Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – № 9. – 2016. – С. 34–38.
7. Туренко С. К., Черепанов Е. А. Использование данных нейтронного каротажа при построении сейсмогеологических моделей нефтегазовых объектов Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 2. – С. 27–32.
8. Методика определения петрофизических параметров для решения задач сейсмогеологического моделирования / С. К. Туренко [и др.] // Каротажник. – 2017. – № 4 (274). – С. 49–64.
9. Беляков Е. О. Петрофизическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов Кальчинского месторождения и использование его результатов для интерпретации данных геофизических исследований скважин // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: сб. материалов 6-й науч.-практ. конф. Т. 2. – Ханты-Мансийск: ИД «ИздатНаукаСервис», 2003. – 460 с.
10. Латышова М. Г., Вендельштейн Б. Ю., Тузов В. П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М.: Недра. – 1990. – 311 с.

11. Элланский М. М., Еникеев Б. Н. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1991. – 204 с.
12. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин. – 2-е изд., перераб. – М.: Недра. – 1984. – 432 с.
13. Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). – М.: Недра, 1978. – 318 с.
14. Петрофизика: справочник. В 3 кн. / Под ред. Н. Б. Дортман, А. А. Молчановой. – М.: Недра, 1992.
15. Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. Петрофизика (физика горных пород) : учеб. для студентов вузов. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 367 с.
16. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин / А. М. Блюменцев [и др.]. – М.: Недра, 1991. – 265 с.
17. Лобанков В. М., Святохин В. Д. Эталонные модели пластов и скважин для нефте-промышленной геофизики // Нефтегазовое дело. – 2007. – Т. 5, № 2. – С. 71–76.

References

1. Deming, E. W. (2000). Out of the Crisis. Reprint edition. Cambridge, Massachusetts, the MIT Press; 524 p. (In English).
2. Turenko, S. K., & Cherepanov, E. A. (2016). An adaptive approach to processing well logging data when building seismic models of oil and gas objects. Oil Industry, (5), pp. 34-37. (In Russian).
3. Faust, L. Y. (1953). A velocity function including lithologic variations // GEOPHYSICS, 18(2), pp. 271-288. (In English). DOI: 10.1190/1.1437869
4. Gardner, G. H. F., Gardner, L. W., & Gregory, A. R. (1974). Formation velocity and density - the diagnostic basics for stratigraphic traps. GEOPHYSICS, 39(6), pp. 770-780. (In English). DOI: 10.1190/1.1440465
5. Khabarov A. V., & Lyutova, T. L. (2004). Povyshenie dostovernosti i obosnovannosti seysmogeologicheskogo modelirovaniya posredstvom primeneniya spetsial'nykh tekhnologiy obrabotki i interpretatsii dannykh GIS. Karotazhnik, (3-4(116-117)), pp. 59-68. (In Russian).
6. Turenko, S. K., & Cherepanov, E. A. (2016). Development of methodical ensuring modeling acoustic and density parameters in wells for creation of seismogeological models oil and gas objects of Western Siberia. Oil Industry, (9), pp. 34-38. (In Russian).
7. Turenko, S. K., & Cherepanov, E. A. (2016). Using the data of neutron logging for constructing seismic and geological models of oil and gas in Western Siberia objects. Oil and Gas Studies, (2), pp.27-32. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-2-27-32
8. Turenko, S. K., Cherepanov, E. A., Takkand, G. V., & Kalacheva, Ya. A. (2017). Petro-physical parameters evaluation technique for solving seismogeologic simulation problems. Karotazhnik, (4(274)), pp. 49-63. (In Russian).
9. Belyakov, E. O. (2003). Petrofizicheskoe modelirovanie fil'tratsionno-emkostnykh svoystv plastov-kollektorov Kal'chinskogo mestorozhdeniya i ispol'zovanie ego rezul'tatov dlya interpretatsii dannykh geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KHMAO: sbornik materialov shestoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Tom 2. Khanty-Mansiysk, IzdatNaukaServis Publ., 460 p. (In Russian).
10. Latyshova, M. G., Vendel'shteyn, B. Yu., & Tuzov, V. P. (1990). Obrabotka i interpretatsiya materialov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 311 p. (In Russian).
11. Ellanskiy, M. M., & Enikeev, B. N. (1991). Ispol'zovanie mnogomernykh svyazey v neftegazovoy geologii. Moscow, Nedra Publ., 204 p. (In Russian).
12. D'yakonov, D. I., & Leont'ev, E. I., & Kuznetsov, G. S. (1984). Obshchiy kurs geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. 2nd edition, revised. Moscow, Nedra Publ., 432 p. (In Russian).
13. Vendel'shteyn, B. Yu., & Rezvanov, R. A. (1978). Geofizicheskie metody opredeleniya parametrov neftegazovykh kolektorov (pri podschete zapasov i proektirovaniy razrabotki mestorozhdeniy). Moscow, Nedra Publ., 318 p. (In Russian).
14. Dortman, N. B., & Molchanova, A. A. (Eds.) (1992). Petrofizika: spravochnik. V 3 knigakh. Moscow, Nedra Publ. (In Russian).

15. Dobrynin, V. M., Vendel'shteyn, B. Yu., & Kozhevnikov, D. A. (2004). Petrofizika (fizika gornyykh porod). Moscow, Neft' i gaz Publ., National University of Oil and Gas "Gubkin University", 367 p. (In Russian).
16. Blyumentsev, A. M., Kalistratov, G. A., Lobankov, V. M., & Tsirul'nikov, V. P. (1991). Metrologicheskoe obespechenie geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 265 p. (In Russian).
17. Lobankov, V. M., & Svyatokhin, V. D. (2007). Etalonnnye modeli plastov i skvazhin dlya neftepromyslovoy geofiziki // Neftegazovoye delo, 5(2), pp. 71-76. (In Russian).

Сведения об авторах

Туренко Сергей Константинович, д. т. н., заведующий кафедрой прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: turenkosk@tyuiu.ru

Черепанов Евгений Александрович, к. г.-м. н., доцент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, начальник отдела промыслово-геофизического сопровождения сейсмических проектов и геолого-разведочных работ, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Information about the authors

Sergey K. Turenko, Doctor of Engineering, Head of the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, e-mail: turenkosk@tyuiu.ru

Evgeny A. Cherepanov, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, Head of Geophysical Seismic Support Projects and Exploration, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

**А. Д. Бакирова^{1*}, Д. В. Шаляпин^{1,2}, Э. В. Бабушкин², Д. Л. Бакиров²,
В. Г. Кузнецов¹**

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

*e-mail: adelyabakirova@mail.ru

Аннотация. Сохранение целостности стенок скважины в глинисто-аргиллитовых отложениях по-прежнему является актуальной производственной проблемой и областью научных исследований для предприятий Западной Сибири. На бурение боковых стволов в неустойчивых глинистых горных породах уходит большое количество непроизводительного времени, связанного с ликвидацией возникающих осложнений. Для решения данной проблемы был проведен анализ фактических причин осложнений при бурении боковых стволов на разные эксплуатационные объекты. Показано, что значительное непроизводительное время занимают осложнения, связанные с потерей устойчивости ствола скважины. Так, при бурении боковых стволов на некоторые эксплуатационные объекты на устранение потери устойчивости стенок скважин уходит до 50 % от общего времени строительства скважины. Даны наиболее эффективные рекомендации по предупреждению потери устойчивости глинисто-аргиллитовых горных пород: строгий контроль плотности бурового раствора, изменений давления, применение высокоингибирующих буровых растворов, при возникновении осложнений — установка закрепляющих ванн.

Ключевые слова: целостность ствола скважины; устойчивость стенок; глинисто-аргиллитовые горные породы

Well drilling in weak clay-claystone rocks: challenges and remedies

**Adelya D. Bakirova^{1*}, Denis V. Shalyapin^{1,2}, Eduard V. Babushkin²,
Daniyar L. Bakirov², Vladimir G. Kuznetsov¹**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

*e-mail: adelyabakirova@mail.ru

Abstract. The maintenance safety of the wellbore in clay-claystone formations is important aim for modern investigations for companies in Western Siberia as usual. There is a lot of non-productive time to do sidetrack due to weak clay rocks. The analysis was done to solve these true challenges of the sidetrack into the different production zones. There is a lot of non-productive time for the accident responses because of wellbore lose control. For example, 50 % of drilling time has non-productive time to stabilize wellbore. There are the most effective ways to prevent losing control of wellbore: control of mud density and pressure drop variation, using of inhibitors with high effectivity, applying stabilizing bath in dangerous zones.

Key words: safety of wellbore; wellbore stability; clay-claystone rocks

Введение

Бурение нефтяных и газовых скважин в интервалах неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород связано с возникновением различных осложнений (например, набухание, обвалы, выпучивания, появление плывунов) и, как следствие, возникновением аварий, которые в совокупности могут привести к обвалу горной породы, полной потере ствола скважины и забойного инструмента [1, 2].

Объект исследования

Накопленный отечественный и зарубежный опыт бурения в глинисто-аргиллитовых горных породах не всегда позволяет достичь безаварийного бурения, вследствие чего 10 % от времени строительства скважин тратится на устранение осложнений в результате набухания глин, осыпей и обвалов аргиллитов, ликвидация которых может занимать до 50 % непроизводительного времени [3, 4].

Проникновение фильтрата, который содержится в буровых промывочных жидкостях, в горные породы, сложенные уплотненными глинами, аргиллитами или глинистыми сланцами, может привести к их набуханию, дезинтеграции и в конечном счете к обрушению в ствол скважины [5, 6].

Вскрытие под большим зенитным углом продуктивных пластов в неустойчивых глинисто-аргиллитовых породах (например, покачевско-савуйской пачки глин, являющейся крышкой пласта БВ₁ Ватьеганского месторождения) считается основной проблемой при бурении боковых стволов с горизонтальным окончанием на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Вследствие слабой устойчивости таких отложений происходят осыпи и обвалы, требуется значительное время на нормализацию и стабилизацию ствола с целью исключения затяжек, посадок, прихватов бурильного инструмента [7, 8]. Однако большое количество извлекаемых запасов нефти в пластах БВ₁₋₂ требует от промышленности искать технологические решения и разрабатывать новые способы для предотвращения и ликвидации осложнений.

Результаты. Обсуждение

Решение описанной проблемы по сохранению целостности ствола скважины находится в детальном изучении причин неустойчивости. Анализ научных работ [9–15] позволяет выявить основные причины возникновения неустойчивости глинисто-аргиллитовых пород при бурении скважин в соответствующих интервалах:

- *Разгрузка горной породы со стороны скважины при бурении и отсутствие соответствующей компенсации гидростатическим давлением.* По мнению авторов [9], причины обвалов связаны с тем, что при бурении глинистые минералы, из-за снижения бокового давления, упруго расширяются, так как гидростатическое давление, создаваемое столбом бурового раствора, не компенсирует потерю горного давления со стороны скважины. При этом порода впитывает воду из бурового раствора. Вода, проникая в поры глины, «включает» капиллярное давление, и начинается выпучивание глины. Глина обрушается и попадает в ствол скважины — идет образование каверн. Помимо этого, на устойчивость ствола скважины влияет напряженное состояние горных пород. Так, горное давление в значительной степени влияет на выпадение частиц глин в ствол скважины, ввиду слабого противодействия на пласт [10, 11].

- *Увлажнение и набухание глинистых частиц при их гидратации в результате проникновения фильтрата бурового раствора в породу, в том числе и через микротрещины.* По мнению авторов [12], причиной неустойчивости глинистых пород является их увлажнение — пропитка дисперсной средой межчастичного и межпакетного пространства, приводящая к набуханию, нарушению строения и ослаблению прочности структурных связей между частицами пород. Такого же мнения придерживается и автор [13], считающий, что неустойчивость пород в скважинах связана главным образом с набуханием глинистых частиц, которое, в свою очередь, обусловлено гидрофильным характером глинистых минералов.

- *Осмотическое набухание глинистых частиц, связанное с различной минерализацией среды в скважине и флюида в породе.* Общеизвестно, что набухание глинистых пород происходит в результате воздействия на них воды, содержащейся в фильтрате бурового раствора на водной основе, который может проникать в породу путем фильтрации. Причиной осмотического набухания является разница концентраций солей в воде, окружающей набухающие агрегаты, и во внутриагрегатном растворе. Если концентрация внешнего по отношению к набухающим агрегатам раствора меньше суммарной концентрации раствора, находящегося во внутриагрегатных порах, то происходит набухание породы, которое возрастает с повышением разницы концентраций этих растворов. Если концентрация внешнего раствора больше концентрации порового раствора, то может происходить обратный процесс. При этом может наблюдаться сжатие породы, подобное тому, которое наблюдается при ее высушивании [14, 15].

Анализ промысловых данных строительства скважин на лицензионных участках ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» за период с 2014 по 2017 гг. выявил 876 случаев возникновения осложнений и аварий, произошедших при эксплуатационном бурении в глинах и аргиллитах. На ликвидацию осложнений затрачено 12–15 % времени строительства скважины. В период с 2015 по 2016 гг. при бурении боковых стволов зафиксировано 413 осложнений, 20–22 % времени затрачено на проходку глинисто-аргиллитовых формаций, кроме того, 14–17 % — это доля времени на ликвидацию осыпей и обвалов. В таблице отражены данные за 2015–2016 гг. по соотношению общего количества скважин к числу осложнений при их строительстве, а также представлена информация по времени на устранение конкретного осложнения.

Проведенный анализ выявил, что литология интервала и глубина залегания эксплуатационного объекта во многом определяют характер и вероятность возникновения осложнений при бурении боковых стволов. Это обуславливается наличием неустойчивых глинистых пород и вскрытых бурением про-

дуктивных пластов. На Ватъеганском месторождении предупреждение и ликвидация осложнений, связанных с неустойчивыми породами, характеризуются большими затратами времени и низкой эффективностью.

Сведения по количеству осложнений, возникающих при бурении скважин, и времени на их устранение

Объект	Виды осложнений			Количество скважин	Количество осложнений	Проработки, ч	Производительное время, ч
	поглощения, ч	газонефтеводопроявления, ч	прихваты, ч				
AB ₁ ²	–	–	4	7	19	15	714
AB ₃	2	–	–	3	8	14	690
AB ₆	–	–	42	1	4	–	606
AB ₇ ⁴	–	–	–	1	2	24	782
AB ₈ ¹	270	–	–	2	6	–	808
AB ₈ ²⁶	–	–	–	6	7	179	1 006
BB ₁	311	–	–	6	6	396	696
BB ₆	29	–	29	2	3	43	1 014
BB ₈	11	11	37	12	23	16	642
BB ₇ ³⁻⁴	–	15	–	3	5	13	799

Практический опыт бурения скважин позволил выработать различные технические и технологические способы по предупреждению неустойчивости ствола скважины. В основном к этим способам относятся регулирование параметров промывочной жидкости (плотность, показатель фильтрации и вязкость) и регулирование физико-химического взаимодействия бурового раствора на стенки скважины [7].

Промышленный опыт строительства скважин на Ватъеганском месторождении с применением некоторых, успешно апробированных на других месторождениях буровых промывочных жидкостей на водной основе выявил высокую вероятность осыпей покрышки пласта BB₁. Это объясняется высокой чувствительностью глинистых пород к фильтрату, что требует использования специальных буровых растворов.

Одним из методов борьбы с неустойчивостью стенок скважин является поддержание максимально возможной плотности промывочной жидкости, что считается главным фактором стабилизации и поддержания устойчивости стенок скважины [16]. Наличие зон с аномально низкими пластовыми давлениями во вскрытых бурением пластах группы А и в целевых пластах группы Б повышает риски при применении буровых растворов повышенной плотности.

Другим методом борьбы с гидратацией глин является применение растворов на углеводородной основе (РУО) и высококонцентрированных солевых растворов, поскольку данные промывочные жидкости не фильтруются в глинистые породы. Но в то же время из-за высокой вязкости и эквивалентной циркуляционной плотности возникают поглощения, особенно при наличии во вскрытом геологическом разрезе зон с низкими пластовыми давлениями [17–19].

Механическая кольматация также представляет собой способ предотвращения проникновения фильтрата в глины и аргиллиты. Закупоривание трещин и пор горных пород происходит за счет применения реагентов, размеры которых равны или превышают размер самих пор [15].

В дополнение к вышесказанному может использоваться способ кольматации за счет образования нерастворимых соединений внутри микротрещин и пор породы, как например, установка силикатных ванн. Жидкое стекло, входящее в их состав, оказывает крепящее действие за счет образования нерастворимых или малорастворимых гидросиликатов поливалентных металлов, которые кольматируют поровое и трещинное пространство, снижая проникновение фильтрата раствора в породу и предотвращая проникновение порового давления. Кроме того, при $pH = 7$ и менее, может параллельно происходить реакция образования гелей кремниевых кислот, также обладающих высокими кольматирующими свойствами [10]. Установка силикатной ванны проводится сразу после проработки скважины в местах осложнений перед спуском обсадной колонны. Такую технологию и рецептуру (в состав ванны входят жидкое стекло, карбоксиметилцеллюлоза и поверхностно-активные вещества) разработали в институте «ТатНИПИнефть» и применили на скважинах ООО «Татнефть-Бурение» [20].

Таким образом, способы предупреждения потери устойчивости ствола скважины можно классифицировать следующим образом:

- контроль плотности бурового раствора (поддержание минимально необходимой/максимально допустимой плотности), а также контроль колебаний давлений в стволе скважины во время проведения технологических операций;
- применение буровых растворов на водной основе с высокими ингибирующими и крепящими свойствами либо растворов на безводной основе (РУО, обратные эмульсии);
- установка закрепляющих поверхность породы ванн в призабойной зоне пласта.

Выводы

Проанализированы причины потери устойчивости и способы предупреждения осложнений ствола скважины при бурении в интервалах глинисто-аргиллитовых пород.

Проведенный анализ причин осложнений на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в период за 2014–2017 гг. показал, что доля осложнений, связанных с потерей устойчивости стенок скважин при бурении боковых стволов, составляет 20–22 %.

Проблема набухания глинисто-аргиллитовых горных пород является актуальной, поскольку не разработаны унифицированные и действенные методы по борьбе и предотвращению аварий и осложнений, вызванных проникновением фильтрата в глинистые минералы. Для решения данной проблемы в перспективе должны быть разработаны новые лабораторные методы исследования набухания глин, в основе которых будут эксперименты на цельных образцах керна, что позволит досконально изучить механизм фильтрации жидкости под давлением в условиях близких к горно-геологическим.

Библиографический список

1. Самотой А. К. Прихваты колонн при бурении скважин. – М.: Недра, 1984. – 204 с.
2. Пустовойтенко И. П. Предупреждения и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении: учеб. пособие. – М.: Недра, 1987. – 237 с.
3. Курочкин Б. М. Техника и технология ликвидации осложнений при бурении и капитальном ремонте скважин. В 2 частях. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – Ч. 1. – 2007. – 598 с.
4. Курочкин Б. М. Техника и технология ликвидации осложнений при бурении и капитальном ремонте скважин. В 2 частях. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – Ч. 2. – 2008. – 554 с.
5. Технология и техника бурения: учеб. пособие. В 2 ч. / В. С. Войтенко [и др.]; под общ. ред. В. С. Войтенко. – Ч. 2. Технология бурения скважин. – Минск: Новое знание; М.: ИНФРА-М, 2013. – 613 с.
6. Киреев А. М., Симонов В. И. Обобщение опыта ликвидации осложнений на скважинах Западной Сибири // Проблема развития Западно-Сибирского топливно-энергетического комплекса: сб. науч. тр. / ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1984. – С. 34–36.
7. Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М. Бурение скважин в осложненных условиях: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1987. – 269 с.
8. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник. – 6-е изд., испр. – М.: Академия, 2011. – 352 с.
9. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 2002. – 632 с.
10. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учебник. – М.: Недра, 2000. – 678 с.
11. Мосин В. А. Устойчивость глинистых пород при бурении нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2017. – 422 с.
12. Ингибирующие буровые растворы и устойчивость глинистых пород / А. А. Хуббатов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 5. – С. 64–67.
13. Храмченков М. Г., Храмченков Э. М., Петруха В. В. Особенности набухания глинистых пород в растворах электролитов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 62–63.
14. Обеспечение устойчивости глинистых отложений в горизонтальных скважинах ОАО «Самаранефтегаз» / А. С. Нечаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 38–41.
15. Грей Дж. Р., Дарли Г. С. Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
16. Рязанов Я. А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: Летопись, 2005. – 662 с.
17. Совершенствование технологии строительства горизонтальных скважин / Д. Л. Бакиров [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 1 (613). – С. 55–59. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-55-59
18. Обеспечение безаварийной проводки горизонтальных боковых стволов в интервалах залегания неустойчивых пород / Д. Л. Бакиров [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 46–49.
19. Предупреждение и борьба с дифференциальными прихватами при бурении горизонтальных и субгоризонтальных участков скважин / М. М. Фаттахов [и др.] // Бурение и нефть. – 2012. – № 8. – С. 38–41.
20. Использование модифицированного силикатного раствора для установки ванны при заканчивании строительства скважин [Электронный ресурс] / Р. И. Катеева [и др.]. – Режим доступа: <http://ecoburneft.ru/index.php/2009-10-21-06-55-11/65-2009-10-22-10-40-24>.

References

1. Samotoy, A. K. (1984). Prikhvaty kolonn pri burenii skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 204 p. (In Russian).
2. Pustovoytenko, I. P. (1987). Preduprezhdeniya i metody likvidatsii avariyy i oslozhneniy v burenii. Moscow, Nedra Publ., 237 p. (In Russian).
3. Kurochkin, B. M. (2007). Tekhnika i tekhnologiya likvidatsii oslozhneniy pri burenii i kapital'nom remonte skvazhin. V dvukh chastyakh. Chast' 1. Moscow, VNIIOENG JSC Publ., 598 p. (In Russian).
4. Kurochkin, B. M. (2008). Tekhnika i tekhnologiya likvidatsii oslozhneniy pri burenii i kapital'nom remonte skvazhin. V dvukh chastyakh. Chast' 2. Moscow, VNIIOENG JSC Publ., 554 p. (In Russian).

5. Voytenko, V. S., Smychnik, A. D., Tukhto, A. A., & Shemet, S. F. (2013). Tekhnologiya i tekhnika bureniya. V 2 chastyakh. Chast' 2. Tekhnologiya bureniya skvazhin. Minsk, Novoe znanie Publ.; Moscow, INFRA-M Publ., 613 p. (In Russian).
6. Kireev, A. M., & Simonov, V. I. (1984). Obobshchenie opyta likvidatsii oslozhneniy na skvazhinakh Zapadnoy Sibiri. Problema razvitiya Zapadno-Sibirskogo toplivno-energeticheskogo kompleksa, Tyumen, pp. 34-36. (In Russian).
7. Kudryashov, B. B., & Yakovlev, A. M. (1987). Burenie skvazhin v oslozhnennykh usloviyakh. Moscow, Nedra Publ., 269 p. (In Russian).
8. Vadetskiy, Yu. V. (2011). Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin. 6th edition, revised. Moscow, Akademiya Publ., 352 p. (In Russian).
9. Basarygin, Yu. M., Bulatov, A. I., & Proselkov, Yu. M. (2002). Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 632 p. (In Russian).
10. Basarygin, Yu. M., Bulatov, A. I., & Proselkov, Yu. M. (2002). Oslozhneniya i avarii pri bureanii neftyanykh i gazovykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 678 p. (In Russian).
11. Mosin, V. A. (2017). Ustoychivost' glinistyykh porod pri bureanii neftyanykh i gazovykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 422 p. (In Russian).
12. Khubbatov A. A., Gaydarov, A. M., Norov, A. D., & Gaydarov, M. M.-R. (2015). The inhibiting drilling muds and stability of clay rocks. Oil Industry, (5), pp. 64-67. (In Russian).
13. Khrumchenkov, M. G., Khrumchenkov, E. M., & Petrukha, V. V. (2015). The peculiarities of clayey rock swelling in electrolyte solutions. Oil Industry, (9), pp. 62-63. (In Russian).
14. Nechaev, A. S., Semin, A. V., Rastegaev, B. A., Nozhkina, O. V., Kapitonov, V. A., & Dorovskikh, I. V. (2014). Ensuring the sustainability of the clay deposits in horizontal wells of Samaraneftegas. Oil Industry, (11), pp. 38-41. (In Russian).
15. Grey, G. R., & Darley, H. C. H. (1988). Composition and properties of drilling and completion fluids. 6th edition. Oxford, the United Kingdom, Gulf Professional Publishing, 720 p. (In English).
16. Ryazanov, Ya. A. (2005). Entsiklopediya po burovym rastvoram. – Orenburg, Letopis' Publ., 662 p. (In Russian).
17. Bakirov, D. L., Fattakhov, M. M., Babushkin, E. V., Kovalev, V. N., Shurupov A. M., Fatikhov, V. V., & Teregulov, O. F. (2020). Improvement of technologies for horizontal wells construction. Oilfield Engineering, (1(613)), pp. 55-59. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-55-59
18. Bakirov, D. L., Podkuyko, P. P., Babushkin, E. V., & Fattakhov, M. M. (2011). Ensuring trouble-free construction of horizontal offshoots in the intervals of occurrence of unstable rocks. Oil Industry, (8), pp. 46-49. (In Russian).
19. Fattakhov, M. M., Bakirov, D. L., Babushkin, E. V., & Akhmetshin, I. K. (2012). Prevention and elimination of differential sticking during drilling of horizontal and sub-horizontal sections of wells. Burenie i nef't', (8), pp. 38-41. (In Russian).
20. Kateeva, R. I., Abdullin, I. M., Kateev, R. I., Nikitin, V. N., Zagrutdinov, D. A., & Kashapov, S. A. Ispol'zovanie modifitsirovannogo silikatnogo rastvora dlya ustanovki vannы pri zakanchivanii stroitel'stva skvazhin. (In Russian). Available at: <http://ecoburneft.ru/index.php/2009-10-21-06-55-11/65-2009-10-22-10-40-24>

Сведения об авторах

Бакирова Аделя Данияровна, аспирант, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: adelya-bakirova@mail.ru

Шалыпин Денис Валерьевич, аспирант, инженер 2 категории отдела научно-исследовательских работ по буровым и тампонажным растворам, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИ-нефть», г. Тюмень

Information about the authors

Adelya D. Bakirova, Postgraduate, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: adelyabakirova@mail.ru

Denis V. Shalyapin, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, Engineer of 2nd grade of the Research Works in Drilling and Cement Muds Department, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Бабушкин Эдуард Валерьевич, к. т. н.,
начальник управления проектирования и
мониторинга строительства скважин,
филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Ко-
галымНИПИнефть», г. Тюмень

Бакиров Данияр Лябипович, к. т. н.,
заместитель директора филиала, филиал
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Когалым-
НИПИнефть», г. Тюмень

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

Eduard V. Babushkin, Candidate of Engi-
neering, the Chief of the Well Profile Design
and Monitoring Department, KogalymNIPIneft
Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Daniyar L. Bakirov, Candidate of Engi-
neering, Assistant Director of Branch, Koga-
lymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering
LLC, Tyumen

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

**Анализ решений температурной модели Маскета — Леверетта
для разных типов нефтей**

О. Б. Бочаров¹, И. Г. Телегин^{2*}

¹Новосибирский технологический центр АО «Бейкер Хьюз», г. Новосибирск, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: igtelegin@yandex.ru

Аннотация. В работе численными методами анализируются особенности решений неизоотермической модели двухфазной фильтрации Маскета — Леверетта с постоянными остаточными насыщенностями. Рассматривается структура решений задач термозаводнения для мало- и высоковязких видов нефти. Приведены типичные решения для различных характерных видов функциональных параметров модели. В работе показано, что вытеснение высоковязкой нефти горячей водой является эффективным методом увеличения нефтеотдачи. В частности, если в случае термозаводнения месторождения с маловязкой нефтью нефтеотдача увеличивается всего на несколько процентов, то для месторождения с высоковязкой нефтью термозаводнение увеличивает нефтеотдачу на десятки процентов. Показано, что для повышения эффективности термозаводнения необходимо закачивать горячую воду с минимально возможным капиллярным параметром. Высокая суммарная скорость фильтрации уменьшает суммарные потери тепла через кровлю и подошву пласта. Численные эксперименты показали, что для адекватного моделирования термозаводнения кроме учета изменения вязкости нефти необходимо учитывать действие капиллярных сил и вариацию относительных фазовых проницаемостей в процессе эксплуатации нефтяного месторождения.

Ключевые слова: модель Маскета — Леверетта; капиллярное давление; функция Леверетта; водонасыщенность

**Analysis of solutions of the Muskat — Leverett non-isothermal model
for different types of oils**

Oleg B. Bocharov¹, Igor G. Telegin^{2*}

¹Novosibirsk Technology Center Baker Hughes JSC, Novosibirsk, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: igtelegin@yandex.ru

Abstract. In this article, numerical methods are used to analyze the features of solutions to the non-isothermal Muskat — Leverett two-phase filtration model. The structure of solutions to thermal waterflooding problems for low-viscosity and high viscosity types of oil is considered. Typical solutions for different types of functional parameters of the model are shown. The simulations show that hot water displacement of high-viscosity oil is an effective method of increasing oil recovery. In particular, if in the case of thermal flooding the reservoir with low-viscosity oil, recovery increases by only a few percent, then for a field with high viscosity oil,

thermal flooding increases oil recovery by tens of percent. It is shown that in order to increase the efficiency of the thermal flooding it is necessary to pump hot water with the minimum possible capillary parameter. High total filtration rate reduces total heat loss through the roof and sole of the formation. Numerical experiments have shown that for an adequate simulation of thermal flooding, in addition to taking into account changes in oil viscosity, it is necessary to take into account the action of capillary forces and the variation of relative phase permeability during the operation of the oil field.

Key words: Muskat — Leverett model; capillary pressure; Leverett's function; water saturation

Введение

Ежегодно в России добывается 500–560 млн тонн нефти. В первую очередь нефтяные компании разрабатывают нефтяные залежи с легко извлекаемой нефтью, и потому с течением времени все большая часть остаточных запасов приходится на трудноизвлекаемые запасы. В связи с этим большое значение имеют методы увеличения нефтеотдачи (МУН), в частности — термические. Изучением и моделированием этих методов разработки месторождений занимались многие ученые, как в России, так и за рубежом [1–14]. В работе [11], в частности, была выделена модель неизотермической двухфазной фильтрации Маскета — Леверетта (МЛТ), для которой удалось решить вопрос о существовании решения. Методы построения и свойства численных решений классической задачи вытеснения для МЛТ модели подробно рассмотрены в работах [12–14]. В данной работе изучаются особенности решений и эффективность термоводнения для различного типа нефтей при постоянных остаточных насыщениях. Изучается также влияние функциональных параметров на решение МЛТ модели.

Уравнения МЛТ модели

В однородной пористой среде одномерная модель неизотермической двухфазной фильтрации Маскета — Леверетта (МЛТ) имеет вид [11, 12]:

$$\begin{cases} m \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} (K_0 a_1 (-\frac{\partial p_c}{\partial x}) - v(t)b) \equiv -\frac{\partial v_1}{\partial x}; \\ \frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} (\lambda \frac{\partial \theta}{\partial x} - v(t)\theta), \end{cases} \quad (1)$$

где t — время; $0 \leq x \leq L$ — пространственная переменная, L — расстояние от нагнетательной скважины до нефтяной; $s = (s_1 - S_1^0)/(1 - S_2^0 - S_1^0)$ — динамическая насыщенность смачивающей фазы (например воды), s_1 — истинная водонасыщенность, $(S_1^0, S_2^0) = \text{const}$ — остаточные водо- и нефтенасыщенности; $\theta \in (\theta_{\min}, \theta_{\max})$ — температура; $m = m_0(1 - S_1^0 - S_2^0)$, $m_0 = \text{const}$ — пористость нефтяного пласта; $K_0 = \text{const}$ — абсолютная проницаемость коллектора; $a_1(s, \theta) = k_2 b / \mu_2$; $p_c(s, \theta) = (m_0 / K_0)^{1/2} \sigma(\theta) j(s)$ — капиллярное давление, $\sigma(\theta)$ — коэффициент поверхностного натяжения, $j(s)$ — функция Леверетта; $b(s, \theta) = k_1 / [k_1 + (\mu_1 / \mu_2) k_2]$ — функция Баклея — Леверетта; $k_i(s)$ — относительные фазовые проницаемости; v_i — скорость фильтрации i -й фазы, $v = v_1 + v_2$; $\mu_2(\theta) = \mu_o(\theta)$ — вязкость нефти; $\mu_1(\theta)$ — вязкость воды;

$\lambda(s, \theta) = \sum_{i=1}^3 \frac{\alpha_i \lambda_i}{\rho_i c_{pi}}$ — коэффициент температуропроводности смеси; ρ_i — плотности (индекс $i = 1$ соответствует воде, $i = 2$ — нефти, $i = 3$ — коллектору); $\alpha_1 = m_0 s_1$, $\alpha_2 = m_0(1 - s_1)$, $\alpha_3 = 1 - m_0$; c_{pi} — теплоемкость фазы при постоянном давлении; λ_i — коэффициенты теплопроводности. Отметим, что

$$k_1(0) = k_2(1) = 0; \quad j(s) > 0, \quad dj/ds \leq 0, \quad 0 \leq s \leq 1.$$

Положив $v(t) = Q_0 = \text{const}$, введем безразмерные переменные: $x^* = x/L$, $t^* = Q_0 t / (mL)$, $\theta^* = (\theta - \theta_{\min}) / (\theta_{\max} - \theta_{\min})$, $\lambda^* = \lambda / \lambda_0$, $\lambda_0 = \lambda(0, \theta_{\min})$ (далее звездочки у безразмерных величин опускаются). В силу доказанного в работе [11] принципа максимума значения $\theta_{\min}$ и $\theta_{\max}$ достигаются на границах области при $x = 1$ и $x = 0$. Систему уравнений (1) в новых обозначениях можно записать в виде

$$\frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} (\varepsilon_c a \frac{\partial u}{\partial x} - b) = -\frac{\partial v_1}{\partial x}, \quad \frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} (\varepsilon_\theta \lambda \frac{\partial \theta}{\partial x} - m \theta), \quad (2)$$

где $\varepsilon_c = \Gamma^* (m_0 K_0)^{1/2} / (Q_0 L M)$ — капиллярный параметр; $a(s, \theta) = k_2 b / \mu_2^*$; $u(s, \theta) = -j \sigma^*$; $\varepsilon_\theta = m \lambda_0 / (Q_0 L)$; $\sigma^* = \sigma / \Gamma$; $\mu = \mu_1^* / \mu_2^*$; $\mu_2^* = \mu_2 / M$; $\mu_1^* = \mu_1 / M$; $\Gamma = \max(\sigma(\theta))$, $M = \max(\mu_2(\theta))$, $\theta \in [0; 1]$. Звездочки в дальнейшем изложении опускаются. При $\varepsilon_c = 0$ будем иметь неизотермическую модель Баклея — Леверетта (БЛТ), в случае $\mu_1 = \text{const}$, $\mu_2 = \text{const}$ и $\sigma = \text{const}$ приходим к варианту классической модели Маскета — Леверетта (МЛ).

Постановка начально-краевой задачи для системы (2)

Начально-краевые условия для температуры. В нагнетательную скважину ($x = 0$) подается вода с заданной температурой, на добывающей скважине ($x = 1$) происходит свободный вынос тепла. В начальный момент задано распределение температуры в пласте. Эти предположения соответствуют следующей начально-краевой задаче для температуры:

$$\theta|_{x=0} = \theta_1, \quad \varepsilon_\theta \lambda \frac{\partial \theta}{\partial x} |_{x=1} = 0; \quad \theta(x, 0) = \theta_0, \quad x \in (0; 1). \quad (3)$$

Начально-краевые условия для водонасыщенности. На нагнетательной скважине задается расход вытесняющей фазы. На забое добывающей скважины будем использовать условие, описанное в работе [14]. Это условие реализует гипотезу: доля фазы в суммарном потоке на выходе из пористой среды пропорциональна ее подвижности. Данные предположения соответствуют следующей начально-краевой задаче для s :

$$v_1|_{x=0} = -(\varepsilon_c a \frac{\partial u}{\partial x} - b)|_{x=0} = I; \quad \varepsilon_c a \frac{\partial u}{\partial x} |_{x=1} = 0; \quad s(x, 0) = s_0(x), \quad x \in [0; 1]. \quad (4)$$

Численный алгоритм

Введем сетку E с распределенными узлами, $E = \{x_i = ih, t^n = n\tau, n = 0, 1, 2, \dots, i = 0, \dots, N\}$, $h = 1/N$ — шаг по пространственной координате, $\tau = rh^2$ — шаг по временной переменной, r — число Куранта. Шаг h брался равным 0,005 ($N = 200$), а шаг τ равным 0,00025. В данном пункте в записи разностных схем применяются обозначения из работы [15].

Уравнение для температуры θ и насыщенности s аппроксимировались неявными разностными схемами первого порядка

$$\begin{cases} \frac{\theta_i^{n+1} - \theta_i^n}{\tau} = \frac{\varepsilon_\theta}{h} (\lambda_{i+1/2}^n \theta_{x,i}^{n+1} - \lambda_{i-1/2}^n \theta_{x,i}^{n+1}) - m \theta_{o,x,i}^{n+1} + \mathcal{G} \theta_{xx,i}^n, i = \overline{1, N-1}; \\ \frac{\theta_N^{n+1} - \theta_N^n}{\tau} = -\frac{2\varepsilon_\theta}{h} \lambda_{N-1/2}^n \theta_{x,N}^{n+1} - m \theta_{x,N}^{n+1}, \theta_i^0 = \theta_0; \theta_0^n = \theta_0^{n+1} = \theta_1; \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} \frac{s_i^{n+1} - s_i^n}{\tau} = \frac{\varepsilon_c}{h} (a_{i+1/2}^n u_{x,i}^{n+1} - a_{i-1/2}^n u_{x,i}^{n+1}) - b_{x,i}^{n+1}, i = \overline{1, N-1}, n = 0, 1, 2, \dots; \\ \frac{h}{2} \frac{s_0^{n+1} - s_0^n}{\tau} = 1 + \varepsilon_c a_{1/2}^n u_{x,1}^{n+1} - b_{1/2}^{n+1}; s_i^0 = 0, i = \overline{0, N}; \\ \frac{h}{2} \frac{s_N^{n+1} - s_N^n}{\tau} = -\varepsilon_c a_{N-1/2}^n u_{x,1}^{n+1} - \frac{(b_N^{n+1} - b_{N-1}^{n+1})}{2}; \end{cases} \quad (6)$$

в разностных уравнениях для коэффициентов в дробных узлах применялась аппроксимация — $f_{i+1/2}^n = f((s_{i+1}^n + s_i^n)/2, (\theta_{i+1}^n + \theta_i^n)/2)$. С целью улучшения аппроксимации уравнения для температуры, конвективное слагаемое мы приближали центральной разностью, при этом в связи с малостью коэффициента температуропроводности в разностное уравнение добавлена искусственная вязкость с коэффициентом $\mathcal{G} = mh/4,5$. Разностные системы (5)–(6) решались последовательно: полученное из (5) значение температуры применялось при решении (6). Системы (5)–(6) решались методом правой прогонки. Для нелинейных функций $b(s, \theta)$ и $u(s, \theta)$ применялась линеаризация по Ньютону:

$$f(s_i^{n+1}, \theta_i^{n+1}) = f(s_i^n, \theta_i^{n+1}) + \frac{df(s_i^n, \theta_i^{n+1})}{ds} \cdot (s_i^{n+1} - s_i^n).$$

Схемы для каждого уравнения неявные, но их последовательное решение вносит элемент явности в решения систем (5)–(6). Эту особенность мы учитывали при выборе временного шага для устойчивого счета и лучшей сходимости итерационного процесса.

На каждом временном шаге контролировалась обводненность пласта $\eta(t) = 100\% \cdot \int_0^1 s(x, t) dx$. Рассчитывалась также разность $\Delta\eta(t) = \eta_k(t) - \eta_\theta(t)$,

где $\eta_k(t)$ — обводненность по классической МЛ модели, а $\eta_\theta(t)$ — обводненность по МЛТ модели, отслеживалось также положение $x_c(t)$ — фронтовой водонасыщенности в БЛ модели s_c , которая определяется решением нелинейного уравнения:

$$\frac{db_s(s_c, 0)}{ds} = \frac{b(s_c, 0)}{s_c}.$$

В работе использованы модельные параметры: $k_1 = s^2$, $k_2 = (1 - s)^2$, $j(s) = C_1 - C_1 s^\xi + (1 - C_1)(1 - s)^\omega$, $C_1 = 0,5$, $\xi = \omega = 5$, $\varepsilon_\theta = 10^{-6}$, $m_0 = 0,25$, $\mu_2 = \mu_{2max} + (\mu_{2min} - \mu_{2max})\theta$, $\sigma = \sigma_{max} + (\sigma_{min} - \sigma_{max})\theta$, $\sigma_{max} = 1$, $\mu_{2max} = 1$, $\lambda_1 = 0,644$ Вт/(м · К), $\lambda_2 = 0,08$ Вт/(м · К), $\lambda_3 = 2,40$ Вт/(м · К), $\rho_1 = 1\,000$ кг/м³, $\rho_2 = 950$ кг/м³, $\rho_3 = 4\,216$ кг/м³, $c_{p1} = 4\,071$ Дж/(кг · К), $c_{p2} = 2\,100$ Дж/(кг · К), $c_{p3} = 920$ Дж/(кг · К), $S_1^0 = S_2^0 = 0,1$. В силу выбора обезразмеривания величина μ_1 будет выражать отношение вязкости воды к вязкости нефти при θ_0 .

С точки зрения разработки нефтяных месторождений основной критерий классификации нефтей — это вязкость. Именно вязкость нефти определяет наиболее эффективный способ разработки месторождения и эффективность применения МУН. Классификация нефтей по вязкости, утвержденная Минприроды России, приведена в таблице¹. Отметим, что для сверхвязких нефтей уравнения (1) будут не актуальны. В данной работе маловязкие нефти и нефти с повышенной вязкостью рассматриваются совместно. В силу выбора обезразмеривания тип нефти в уравнении (2) будет определяться через параметр μ_1 (см. таблицу, третий столбец).

Классификация нефти по вязкости

Тип нефти	Диапазон вязкости нефти μ_o , мПа · с	Диапазон параметра μ_1
С незначительной вязкостью	До 5	Больше 0,2
Маловязкие	5–10	0,1–0,2
С повышенной вязкостью	10–30	0,0333–0,1
Высоковязкие	30–200	0,005–0,0333
Сверхвязкие	Больше 200	Меньше 0,005

Особенности влияния температуры на решения задачи вытеснения

На всех представленных ниже рисунках тонкими линиями обозначены результаты контрольного расчета по МЛ модели, тонкими линиями с точками — температурные профили.

Закатка горячей воды или пара моделировалась заданием $\theta_1 = 1$, $\theta_0 = 0$. На рисунках 1–3 приведены решения (помечены темными ромбиками) для разного типа нефтей в случае зависимости от температуры только вязкости нефти, при следующих параметрах: $\sigma = 1$, $\varepsilon_c = 0,1$. Параметры μ_o и μ_{2min} были взяты разными для разного типа нефтей: для рисунка 1 — $\mu_o = 1$ мПа · с и $\mu_{2min} = 0,2$ (нефть с незначительной вязкостью); для рисунка 2 — $\mu_o = 10$ мПа · с и $\mu_{2min} = 0,2$ (маловязкая нефть и нефть с повышенной вязкостью); для рисунка 3 — $\mu_o = 100$ мПа · с и $\mu_{2min} = 0,05$ (высоковязкая нефть). Перед температурным фронтом образуется зона пониженной водонасыщенности, а после температурного фронта — дополнительный фронт вытеснения [12, 13]. Из рисунков 1–3 видно, что с увеличением вязкости нефти амплитуда дополнительного фронта вытеснения растет.

¹ Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р (ред. от 19.04.2018) «Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_253923/.

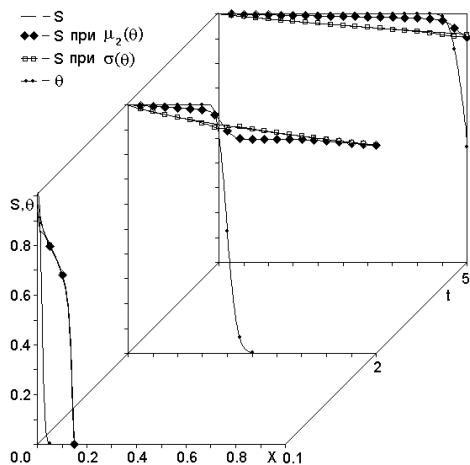


Рис. 1. Распределение (s, θ) при вытеснении нефти с незначительной вязкостью горячей водой, $\mu_o = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, $\epsilon_c = 0,1$

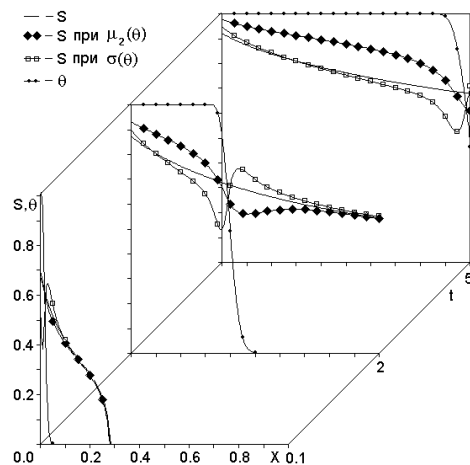


Рис. 2. Распределение (s, θ) при вытеснении маловязкой нефти горячей водой, $\mu_o = 10 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, $\epsilon_c = 0,1$

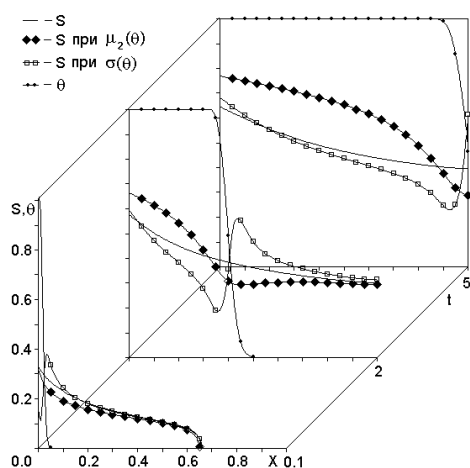


Рис. 3. Распределение (s, θ) при вытеснении высоковязкой нефти горячей водой, $\mu_o = 100 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, $\epsilon_c = 0,1$

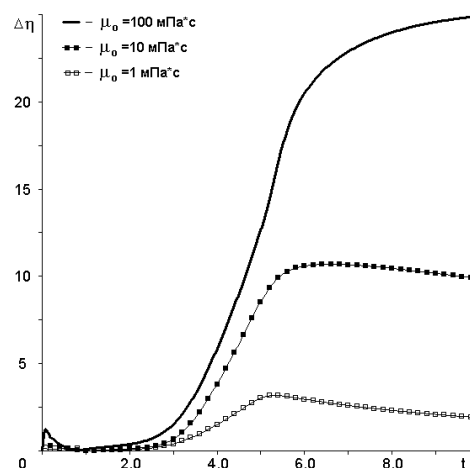


Рис. 4. Распределение $\Delta\eta(t)$ при вытеснении нефти горячей водой, $\epsilon_c = 0,1$, вязкость нефти зависит от температуры

В случае, когда от температуры зависит поверхностное натяжение σ , перед температурным фронтом образуется локальный максимум, а после температурного фронта — локальный минимум [12, 13]. На рисунках 1–3 приведены полученные решения (помечены светлыми квадратиками) при $\sigma_{min} = 0,5$, $\mu_2 = 1$, $\epsilon_c = 0,1$. Параметр μ_o варьировался в соответствии с типом вытесняемой нефти. Из рисунков следует, что с увеличением вязкости нефти μ_o растут величины локальных максимумов-минимумов. В связи с тем, что для нефти с незначительной вязкостью температурные эффекты малы, далее сравниваются мало-вязкая нефть и высоковязкая нефть.

На рисунке 4 приведены $\Delta\eta(t)$ для вариантов зависимости вязкости нефти от θ . Из рисунков 1–4 видно, что на увеличение нефтеотдачи наиболее интенсивно воздействует уменьшение вязкости нефти при увеличении температуры.

Влияние капиллярного параметра ε_c на решения МЛТ модели

На рисунке 5 представлены графики (s, θ) при решении задачи вытеснения маловязкой нефти горячей водой с параметрами $\sigma_{min} = 0,5$, $\mu_{2min} = 0,2$, и $\mu_o = 10$ мПа · с. Соответствующие обводненности $\eta(t)$ приведены на рисунке 6. На рисунке 7 и 8 выведены графики (s, θ, η) при вытеснении высоковязкой нефти горячей водой с параметрами $\sigma_{min} = 0,5$, $\mu_{2min} = 0,05$, и $\mu_o = 100$ мПа · с. Сравнив рисунки 5–8, можно заметить, что увеличение капиллярного параметра ε_c ослабляет температурные эффекты в решении $s(x, t)$, связанные с вариацией вязкости нефти. В то же время особенности решения $s(x, t)$, связанные с зависимостью σ от θ , проявляются сильнее. При больших значениях ε_c вместо дополнительного фронта вытеснения образуется зона с повышенным нефтесодержанием, а зона выполаживания перед температурным фронтом преобразуется в максимум водонасыщенности. На рисунке 6 показано разделение графиков обводненности $\eta(t)$ для разных ε_c на 4 участка:

- 1) $0 \leq t \leq t_1$ — обводненности с графической точностью совпадают;
- 2) $t_1 \leq t \leq t_2$ — за счет подхода области изменения водонасыщенности по сравнению с МЛ моделью, обводненность пласта по МЛТ модели растет либо быстрее (за счет выполаживания перед температурным фронтом в случае $\mu_2(\theta)$), либо медленнее (за счет максимума водонасыщенности в случае $\sigma(\theta)$);
- 3) $t_2 \leq t \leq t_3$ — приход температурного фронта и резкий рост обводненности;
- 4) $t_3 \leq t \leq \infty$ — обводненности по МЛТ и по МЛ модели растут сопоставимо.

Из анализа графиков 5 и 8 легко видеть, что эффективность использования тепла при больших скоростях вытеснения (то есть малых ε_c) выше, чем при малых скоростях вытеснения.

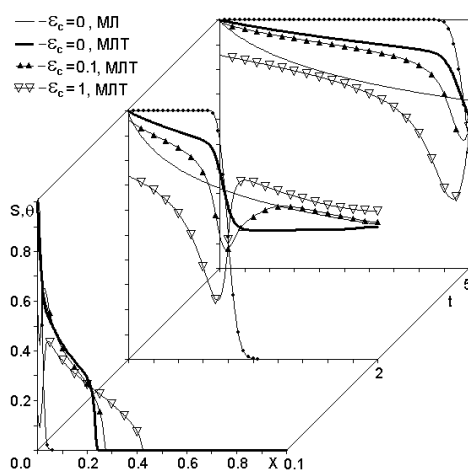


Рис. 5. Распределения (s, θ) при вытеснении маловязкой нефти горячей водой, $\mu_o = 10$ мПа · с, $\mu_{2min} = 0,2$, $\sigma_{min} = 0,5$, вариация ε_c

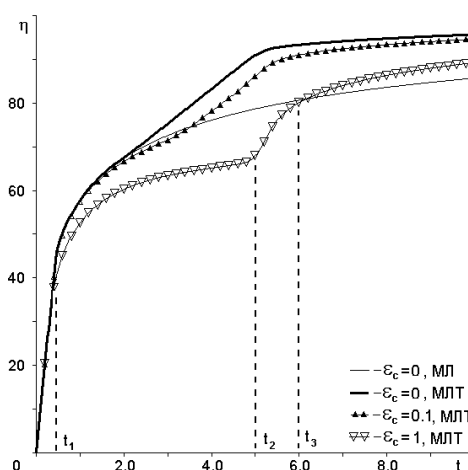


Рис. 6. Графики $\eta(t)$ при вытеснении маловязкой нефти горячей водой, $\mu_{2min} = 0,2$, $\sigma_{min} = 0,5$, $\mu_o = 10$ мПа · с, вариация ε_c

Отметим также, что подобное понижение водонасыщенности с притоком нефти в окрестность точки $x = 0$ характерно для процессов ПТОС (паротепловая обработка скважин) [2]. В процессе ПТОС расход воды небольшой (значит ε_c большое) и сочетается с термокапиллярной пропиткой пласта.

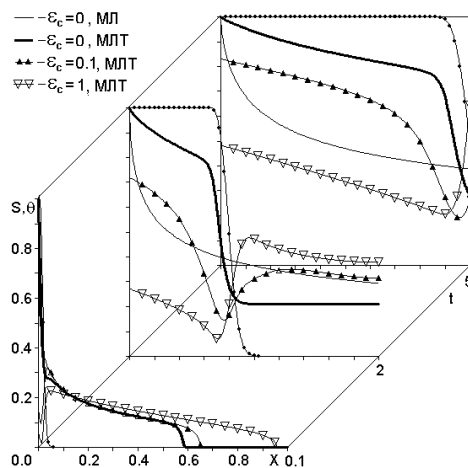


Рис. 7. Графики (s, θ) при вытеснении высоковязкой нефти горячей водой, $\mu_{2min} = 0,05$, $\sigma_{min} = 0,5$, $\mu_o = 100$ мПа · с, вариация ε_c

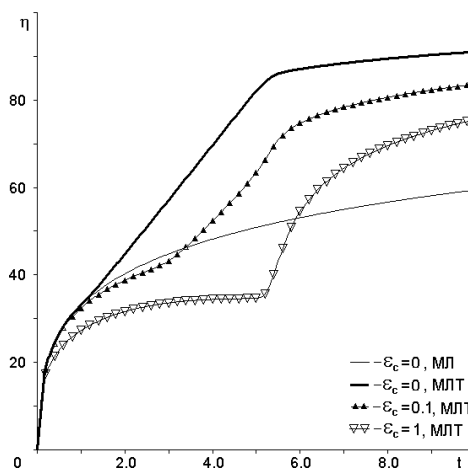


Рис. 8. Графики $\eta(t)$ при вытеснении высоковязкой нефти горячей водой, $\mu_{2min} = 0,05$, $\sigma_{min} = 0,5$, $\mu_o = 100$ мПа · с, вариация ε_c

Использование разных представлений функций $k_f(s)$

Влияние различного вида фазовых проницаемостей на решение $s(x, t)$ в изотермическом случае исследовалось во многих работах, например [16, 17], в данной работе изучается влияние $k_f(s)$ на неизоотермическое решение.

Первая серия расчетов была проведена при использовании $k_2(s) = (1-s)^2$, а фазовая проницаемость по воде, следуя работе [18], рассчитывалась по формуле $k_1(s) = s^\gamma$, $\gamma \in [1; 5]$. На рисунке 9 приведена серия графиков разницы обводненностей $\Delta\eta(t)$ для случая высоковязкой нефти при разных γ . Из данного графика можно определить следующие тенденции:

- эффективность заводнения горячей водой уменьшается при увеличении γ , наибольшая эффективность при $\gamma = 1$;
- графики $\Delta\eta(t)$ при $\gamma > 1$ расположены последовательно, увеличение параметра γ уменьшает максимум графика;
- график $\Delta\eta(t)$ при $\gamma = 1$ ведет себя иначе, до момента $t \approx 5,6$ график расположен ниже остальных вариантов, при $t > 5,6$ резко возрастает и опережает остальные варианты.

Вторая серия расчетов была проведена с использованием $k_f(s) = s^2$, а функция $k_2(s) = (1-s)^\beta$ рассчитывалась с различными $\beta \in [1; 5]$. На рисунке 10 приведена полученная серия графиков разницы обводненностей $\Delta\eta(t)$ при разных β . Из рисунка 10 легко увидеть следующие закономерности:

- эффективность заводнения горячей водой уменьшается при увеличении β , наибольшая эффективность при $\beta = 1$;

- графики $\Delta\eta(t)$ пересекаются в точках расположенных правее $t > 5,5$;
- графики $\Delta\eta(t)$ до $t < t_\beta$ расположены последовательно, чем больше β , тем график расположен выше, при $t > t_\beta$ расположение меняется на обратное.

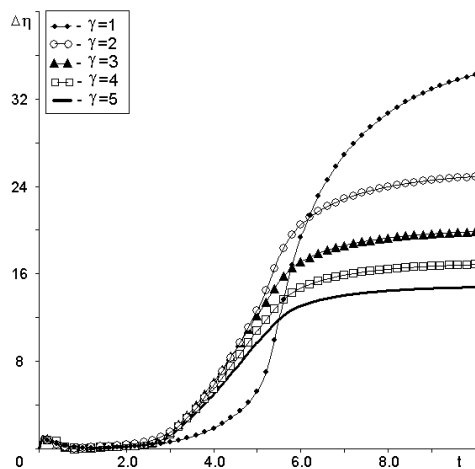


Рис. 9. Распределения $\Delta\eta(t)$ при разных γ
и $\varepsilon_c = 0,1$, $\mu_o = 100 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, $\sigma = 1$, $\mu_{2min} = 0,05$

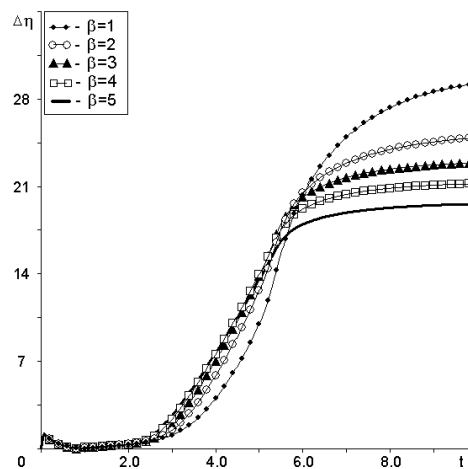


Рис. 10. Распределения $\Delta\eta(t)$ при разных β
и $\varepsilon_c = 0,1$, $\mu_o = 100 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, $\sigma = 1$, $\mu_{2min} = 0,05$

Использование разных представлений функции Леверетта $j(s)$

Условие корректности традиционных краевых задач для уравнения (1) накладывает только одно требование — монотонность $j(s)$, $dj(s)/ds \leq 0$ [11]. Вид функции Леверетта определяется по натурным или экспериментальным данным. Наиболее интересны случаи с участком, на котором $dj(s)/ds = 0$.

Если размер пор неодинаков (неоднородный пласт), необходима дополнительная сила выталкивания для миграции углеводородов в мелкие поры, и поэтому форма кривой $j(s)$ будет более пологой (рис. 11, толстая линия, вариант 1). Если размер пор «средний» и однороден, то порода быстро заполняется углеводородами после превышения давления вытеснения, а $j(s)$ образует «L»-образную форму (см. рис. 11, темные треугольники, вариант 2). И последний вариант: поры однородные и мелкие (см. рис. 11, светлые треугольники, вариант 3)². Легко видеть, что формула $j(s) = C_I - C_I s^\xi + (1 - C_I)(1 - s)^\omega$ описывает все эти случаи:

- 1) варианту 1 будет соответствовать $C_I = 0,5$; $\xi = \omega = 5$;
- 2) варианту 2 — $C_I = 0,01$; $\xi = \omega = 10$;
- 3) варианту 3 — $C_I = 0,5$; $\xi = \omega = 10$.

В данной работе уже использовалась функция Леверетта с параметрами варианта 1, поэтому далее рассмотрим варианты 2 и 3.

Расчеты с вариантами 2 и 3 приведены на рисунке 12. Из рисунка видно, что для варианта 2 характерны особенности решения $s(x, t)$:

- отсутствие структуры минимум-максимум. Это объясняется тем, что $dp(s, \theta)/d\theta$ мало, либо равно 0;
- дополнительный тепловой фронт вытеснения ярко выражен.

² petroleumengineers.ru/sites/default/files/7._capillary_pressure_rus_ok.ppt [Электронный ресурс].

В то же время для варианта 3 характерны другие особенности:

- хорошо выражена структура минимум-максимум.
- дополнительный тепловой фронт слабо выражен и сильно размазан.

Вариант 1 является промежуточным между вариантами 2 и 3.

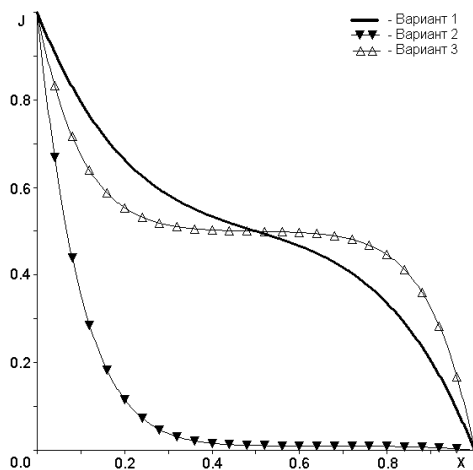


Рис. 11. Варианты функции Леверетта $j(s)$

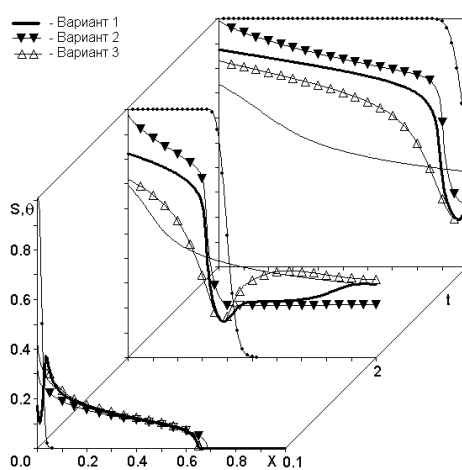


Рис. 12. Графики (s, θ) при вытеснении высоковязкой нефти горячей водой, $\mu_{2min} = 0,05$, $\sigma_{min} = 0,5$, $\mu_o = 100$ мПа · с, вариация функции $j(s)$

Выводы

Вытеснение горячей водой высоковязкой нефти является эффективным МУН. Если в случае маловязкой нефти нефтеотдача увеличивается всего на несколько процентов, то для высоковязкой нефти термозаводнение увеличивает нефтеотдачу на десятки процентов. Для увеличения эффективности термозаводнения необходимо закачивать горячую воду с минимально возможным капиллярным параметром ϵ_c , что, в частности, возможно с увеличением Q_0 . Кроме того, высокая скорость фильтрации ($\sim Q_0$) уменьшает суммарные потери тепла через кровлю и подошву пласта. Как показывают численные эксперименты, для адекватного моделирования термозаводнения кроме учета вариации вязкости нефти необходимо учитывать капиллярные эффекты и изменения относительных фазовых проницаемостей в процессе эксплуатации нефтяного месторождения. Данные выводы получены в случае постоянных остаточных насыщенныхностей.

Библиографический список

1. Алишаев М. Г., Розенберг М. Д., Теслюк Е. В. Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений / Под ред. Г. Г. Вахитова. – М.: Недра, 1985. – 271 с.
2. Байбаков Н. К., Гарушев А. Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1977. – 238 с.
3. Бадалянц Г. А. Огаджанянц В. П. Исследование влияния температуры на содержание связанной воды в пористых средах // Исследование в области разработки нефтяных месторождений и гидродинамики пласта: сб. науч. тр. Вып. 57. – М: ВНИИ Нефтегаз, 1976. – С. 43–46.

4. Боксерман А. А., Якуба С. И. Численное исследование процесса вытеснения нефти паром // Механика жидкости и газа. – 1987. – № 4. – С. 78–84.
5. Боксерман А. А., Якуба С. И. О расчетах процесса вытеснения нефти оторочками пара / Тр. ВНИИнефть. – 1977. – Вып. 61. – С. 76–85.
6. Булыгин В. Я. Гидромеханика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1974. – 230 с.
7. Булыгин В. Я., Локотунин В. А. Исследование неизо термической фильтрации двухфазной жидкости // Численное решение задач фильтрации многофазной несжимаемой жидкости: сб. науч. тр. – Новосибирск, 1977. – С. 44–51.
8. Булыгин В. Я., Кожеватов Ю. И., Локотунин В. А. Расчеты процессов тепло- и массопереноса при вытеснении нефти водой // Численное решение задач фильтрации многофазной несжимаемой жидкости: сб. науч. тр. – Новосибирск, 1980. – С. 53–58.
9. Рубинштейн Л. И. Температурные поля в нефтяных пластах. – М.: Недра, 1972. – 276 с.
10. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965. – 238 с.
11. Бочаров О. Б., Монахов В. Н. Краевые задачи неизо термической двухфазной фильтрации в пористых средах // Динамика сплошной среды: сб. науч. тр. / ИГиЛ СО РАН. – 1988. – Вып. 86. – С. 47–59.
12. Бочаров О. Б., Телегин И. Г. О некоторых особенностях неизо термической фильтрации несмешивающихся жидкостей // Теплофизика и аэромеханика. – 2002. – Т. 9, № 3. – С. 459–467.
13. Бочаров О. Б., Телегин И. Г. Численное исследование неизо термической фильтрации несмешивающихся жидкостей в гравитационном поле // Теплофизика и аэромеханика. – 2004. – Т. 11, № 2. – С. 281–290.
14. Бочаров О. Б., Телегин И. Г. Анализ влияния гравитационных сил на распределение водонасыщенности вблизи нефтяных скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 3. – С. 30–35.
15. Самарский А. А. Введение в теорию разностных схем. – М.: Наука. – 1971. – 552 с.
16. Бочаров О. Б., Кузнецов В. В., Чехович Ю. В. О структуре решений задачи Раппопорта-Лиса // Динамика сплошной среды: сб. науч. тр. / Ин-т гидродинамики СО АН СССР. – Новосибирск. – 1988. – Вып. 85. – С. 13–21.
17. Грачев С. И., Хайруллин А. А., Хайруллин Аз. А. Аппроксимация относительных фазовых проницаемостей кубической параболой // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 2. – С. 37–43.
18. Развитие исследований по теории фильтрации в СССР (1917–1967) / Отв. ред. П. Я. Полубаринова-Кочина. – М.: Наука, 1969. – 546 с.

References

1. Alishaev, M. G., Rozenberg, M. D., & Teslyuk, E. V. (1985). Neizotermicheskaya fil'tratsiya pri razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy. Moscow, Nedra Publ., 271 p. (In Russian).
2. Baybakov, N. K., & Garushev, A. R. (1977). Teplovye metody razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy. Moscow, Nedra Publ., 238 p. (In Russian).
3. Badalyants, G. A. & Ogadzhanyants, V. P. (1976). Issledovanie vliyaniya temperatury na sodержanie svyazannoy vody v poristyykh sredakh. Issledovanie v oblasti razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy i gidrodinamiki plasta, (57). Moscow, VNII Neftegaz Publ., pp. 43-46.
4. Bokserman, A. A., & Yakuba, S. I. (1987). Chislennoe issledovanie protsesssa vytesneniya nef'ti parom. Mekhanika zhidkosti i gaza, (4), pp. 78-84. (In Russian).
5. Bokserman, A. A., & Yakuba, S. I. (1977). O raschetakh protsesssa vytesneniya nef'ti ot-rochkami para. Trudy VNIIneft', (61), pp. 76-85.
6. Bulygin, V. Ya. (1974). Gidromekhanika nef'tyanogo plasta. Moscow, Nedra Publ., 230 p. (In Russian).
7. Bulygin, V. Ya., & Lokotunin, V. A. (1977). Issledovanie neizotermicheskoy fil'tratsii dvukhfaznoy zhidkosti. Chislennoe reshenie zadach fil'tratsii mnogofaznoy neszhimayemoy zhidkosti. Novosibirsk, pp. 44-51. (In Russian).
8. Bulygin, V. Ya., Kozhevato, Yu. I., & Lokotunin, V. A. (1980). Raschety protsessov teplo- i massopere nosa pri vytesnenii nef'ti vodoy. Chislennoe reshenie zadach fil'tratsii mnogofaznoy neszhimayemoy zhidkosti. Novosibirsk, pp. 53-58. (In Russian).
9. Rubinshteyn, L. I. (1972). Temperaturnye polya v nef'tyanykh plastakh. Moscow, Nedra Publ., 276 p. (In Russian).
10. Chekalyuk, E. B. (1965). Termodinamika nef'tyanogo plasta. Moscow, Nedra Publ., 238 p. (In Russian).

11. Bocharov, O. B., & Monakhov, V. N. (1988). Kraevye zadachi neizotermicheskoy dvukhfaznoy fil'tratsii v poristyykh sredakh. *Dinamika sploshnoy sredy*, (86), pp. 47-59. (In Russian).
12. Bocharov, O. B., & Telegin, I. G. (2002). On some peculiarities of nonisothermal filtration of immiscible fluids. *Thermophysics and Aeromechanics*, 9(3), pp. 459-467. (In Russian).
13. Bocharov, O.B., & Telegin, I. G. (2004). Numerical study of non-isothermal filtration of immiscible fluid in gravitational field. *Thermophysics and Aeromechanics*, 11(2), pp. 281-290. (In Russian).
14. Bocharov, O.B., & Telegin, I. G. (2011). Analysis of gravity forces influence on water saturation distribution near the oil wells. *Higher Educational Institutions News. Neft' i Gas*, (3), pp. 30-35. (In Russian).
15. Samarskiy, A. A. (1971). *Vvedenie v teoriyu raznostnykh skhem*. Moscow, Nauka Publ., 552 p. (In Russian).
16. Bocharov, O. B., Kuznetsov, V. V., & Chekhovich, Yu. V. (1988). O strukture resheniy zadachi Rappoport-Lisa. *Dinamika sploshnoy sredy*, (85). Novosibirsk, pp. 13-21. (In Russian).
17. Grachev, S. I., Khairullin, A. A., & Khairullin, Az. A. (2012). Approximation of relative phase permeabilities by cubic parabola. *Higher Educational Institutions News. Neft' i Gas*, (2), pp. 37-43. (In Russian).
18. Polubarinova-Kochina, P. Ya. (Ed.) (1969). *Razvitie issledovaniy po teorii fil'tratsii v SSSR (1917-1967)*. Moscow, Nauka Publ., 546 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Бочаров Олег Борисович, к. ф.-м. н., доцент, Новосибирский технологический центр АО «Бейкер Хьюз», г. Новосибирск

Телегин Игорь Григорьевич, к. ф.-м. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: igtelegin@yandex.ru

Information about the authors

Oleg B. Bocharov, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor, Novosibirsk Technology Center Baker Hughes JSC, Novosibirsk

Igor G. Telegin, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: igtelegin@yandex.ru

УДК 622.276

**Применение многостадийного гидроразрыва пласта при разработке
ачимовских отложений Уренгойского месторождения**

Е. В. Паникаровский*, В. В. Паникаровский, М. М. Мансурова, М. В. Листак

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

Аннотация. Разработка глубокозалегающих ачимовских залежей позволяет извлекать дополнительные объемы газа и газового конденсата на месторождениях с падающей добычей, а также реализовывать стратегии по внедрению новых методов увеличения добычи нефти, газа и конденсата. Снижение продуктивности скважин в процессе разработки газоконденсатных месторождений требует применения новых методов интенсификации добычи. Основным методом повышения продуктивности ачимовских скважин является гидроразрыв пласта (ГРП). Выбор технологии ГРП для низкопроницаемых ачимовских отложений особенно важен для создания трещин ГРП большого размера и высокой проницаемости, а также сохранения фильтрационных характеристик пород-коллекторов. Многостадийный гидроразрыв пласта является наиболее эффективным методом интенсификации добычи газа и газоконденсата при разработке ачимовских залежей.

Ключевые слова: многостадийный гидроразрыв пласта; субгоризонтальная скважина; хвостовик; пакер; ачимовские отложения; гидродинамические исследования; порода-коллектор

**Application of multi-stage hydraulic fracturing in the development
of Achimov sediments at the Urengoy oil and gas condensate field**

**Evgeny V. Panikarovskii*, Valentin V. Panikarovskii, Mashkhura M. Mansurova,
Marina V. Listak**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

Abstract. The development of deep-lying Achimov deposits makes it possible to extract additional volumes of gas and gas condensate in the fields with decreasing production, as well as implement strategies to introduce new methods to increase oil, gas and condensate production. The decrease in well productivity during the development of gas condensate fields requires the use of new methods of intensification of production. The main method for increasing the productivity of Achimov wells is hydraulic fracturing. The choice of hydraulic fracturing technology for low-permeability Achimov deposits is especially important for creating large hydraulic fractures and high permeability, as well as maintaining the filtration characteristics of reservoir rocks. Multi-stage hydraulic fracturing is the most effective method of intensifying gas and gas condensate production in the development of the Achimov deposits.

Key words: multi-stage hydraulic fracturing; subhorizontal well; liner; packer; Achimov deposits; hydrodynamic studies; reservoir rock

Введение

Одним из основных способов поддержания рентабельных уровней добычи нефти и газа является разработка новых технологий интенсификации притоков пластовых флюидов и заканчивания скважин [1].

Для проведения успешной интенсификации притока на месторождениях Западной Сибири из низкопроницаемых пород-коллекторов применяется технология многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), который проводят при заканчивании горизонтальных и наклонно направленных скважин. На практике применяют два типа МГРП, первый тип гидроразрыва пласта (ГРП) проводится с использованием технологии спуска пакерных компоновок [2–6].

При использовании первой технологии проведения ГРП в скважину проводят спуск специального устройства, которое проводит многократный разрыв пласта в горизонтальной, зацементированной части колонны, что приводит к притоку углеводородов из продуктивного пласта.

При применении второго способа ГРП в горизонтальный участок ствола скважины проводят спуск компоновки, оснащенной разрывными муфтами и заколонными пакерами для разделения интервалов проведения ГРП (рис. 1).

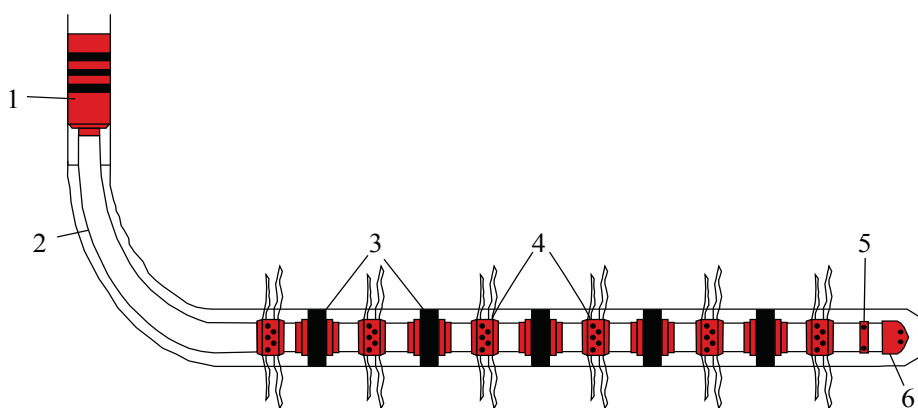


Рис. 1. Компоновка для проведения ГРП с разрывными муфтами и заколонными пакерами: 1 — подвеска хвостовика; 2 — обсадная колонна; 3 — заколонный пакер; 4 — разрывная муфта ГРП; 5 — обратный клапан; 6 — башмак

При проведении закачивания жидкости ГРП в нее вводят растворимые шары определенного диаметра (начиная с минимального), которые при посадке в седла разрывных муфт проводят их открытие для сообщения с продуктивным пластом и далее проводят ГРП.

После проведения первой стадии ГРП в жидкость вводят растворимый шар наименьшего диаметра для активации следующей разрывной муфты напротив следующего интервала проведения ГРП. В результате многократного спуска шаров различного диаметра активируются все разрывные муфты, и обеспечивается проведение запланированного МГРП в горизонтальном участке скважины [2, 5–8].

В Западной Сибири применяются технологии проведения МГРП, состоящие от трех до семи стадий, в результате чего создаются системы трещин для увеличения притоков углеводородов.

Объект и методы исследования

В результате проведения разработки глубокозалегающих ачимовских отложений можно провести извлечение дополнительных объемов углеводородов на газовых месторождениях в период падающей добычи, а также реализовать стратегии по внедрению новых методов увеличения добычи нефти, газа и конденсата [9, 10]. На Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении нефтегазоносность продуктивных пластов определяется от сеноманских до нижнеюрских отложений. В ачимовской толще в неокомских отложениях по краям находятся нефтяные оторочки.

Ачимовские пласты, по данным геолого-разведочных работ, имеют линзовидно-прерывистое распространение. Образовались эти пласты в условиях лавинной седиментации и представляют собой фондоморфные части валланжинских клиноформных комплексов [11–13].

Нефтегазоносный пласт Ач₆ развит на Восточно-Уренгойской, Северо-Есетинской, Есетинской и Ево-Яхинской площадях, пласт Ач₅ — на Есетинской, Восточно-Уренгойской, Самбургской, Северо-Самбургской площадях, пласт Ач₃₋₄ распространен на Самбургской и Северо-Самбургской площадях, пласт Ач₁₋₂ — на Табьяхинской и Хадуттейской площадях.

Продуктивные пласты Ач₃₋₄, Ач₅ характеризуются наибольшими размерами и высокой продуктивностью. Средние дебиты газоконденсата на различных режимах во многих скважинах изменяются от 300 до 400 тыс. м³/сут. Ачимовские отложения являются одним из наиболее сложнопостроенных объектов геологического разреза. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) ачимовских пород-коллекторов очень низкие, проницаемость составляет от $1,0 \cdot 10^{-3}$ до $10,0 \cdot 10^{-3}$ мкм², открытая пористость изменяется от 0,16 до 0,20 д.ед., присутствует трещинный и порово-трещинный типы коллектора [12].

Песчано-глинистые отложения ачимовской толщи повсеместно перекрываются нижневаланжинскими глинами и аргиллитами значительной толщины, которая колеблется от 150 до 300 м. Разработка ачимовских газоконденсатных залежей Уренгойского нефтегазоносного региона началась с 2013 года, и первоочередными объектами разработки стали газоконденсатные залежи пластов Ач₃₋₄ и Ач₅. Залежи пластов Ач₁, Ач₂ и Ач₆ из-за недостаточной изученности являются второстепенными объектами эксплуатации и будут осваиваться на более поздних стадиях разработки ачимовской толщи.

В пределах Уренгойского месторождения в разрезе ачимовских отложений выделены четыре нефтегазоконденсатных объекта: первый объект — это группа пластов Ач₁ и Ач₂, второй объект — пласт Ач₃₋₄, третий объект — пласт Ач₅, четвертый объект — пласт Ач₆ [10].

Для вовлечения в разработку ачимовских залежей Уренгойского месторождения рекомендуется бурение скважин трех типов: вертикальные скважины, скважины с S-образным профилем и субгоризонтальные скважины.

Для скважин с S-образным профилем глубина по стволу составляет 4 194 м, с субгоризонтальным профилем — 4 517 м.

Пластовые давления в пластах БУ₁₀–БУ₁₆ не совместимы с условиями одновременного вскрытия с пластами ачимовской толщи, так как коэффициент аномальности в ачимовских пластах достигает 1,66, а у вышележащих пластов не превышает 1,15, что требует проведение спуска хвостовика в интервалах от 3 490 до 3 770 м и от 3 904 до 4 194 м. Для субгоризонтальных скважин хвостовик спускается в интервалы от 3 430 до 3 740 м и от 3 782 до 4 517 м. Спуск хвостовик проводится для изоляции и проведения освоения продуктивных пластов. Для подвески колонны насосно-компрессорных труб и гермети-

зации заколонного пространства в голове хвостовика проводят установку подвесного устройства с пакерами. Крепление хвостовика тампонажным раствором проводится в скважинах вертикальных и с S-образным профилем по всей длине. В субгоризонтальных скважинах хвостовик цементируется от кровли продуктивного пласта до подвески хвостовика.

Для перекрытия пластов неокомских отложений (БУ) и переходной неустойчивой зоны с коэффициентом аномальности до 1,15 проводят спуск эксплуатационной колонны.

Исходя из вышеизложенных условий, принимают глубину спуска колонны до 3 580 м по вертикали, для S-образных скважин — 4 004 м по стволу скважины, для субгоризонтальных скважин — до 3 530 м по вертикали и 3 937 м по стволу скважины (рис. 2, 3) [14].

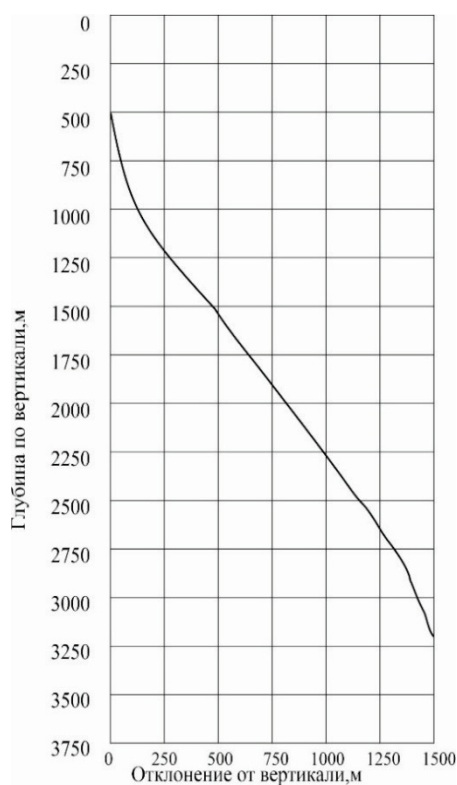


Рис. 2. Профиль эксплуатационной S-образной скважины

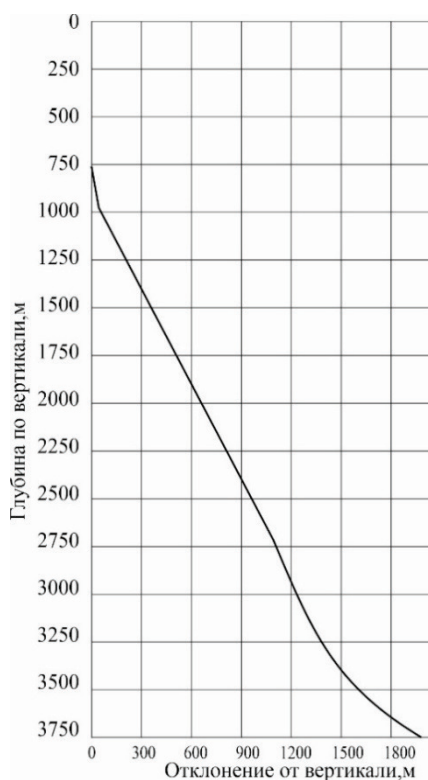


Рис. 3. Профиль эксплуатационной субгоризонтальной скважины

В интервале сеноманских отложений на глубине от 1 400 до 2 200 м возможны поглощения бурового раствора в процессе бурения скважины, для их предупреждения и ликвидации проводят их перекрытие спуском промежуточной колонны, при этом оставляют возможность проведения геофизических исследований (ГИС).

С учетом распределения эффективных газонасыщенных толщин в пределах ачимовских залежей расстояние между забоями эксплуатационных скважин на эксплуатационных участках составляет от 1 200 до 1 700 м.

Результаты и обсуждение

Разработка глубокозалегающих ачимовских отложений позволяет добывать дополнительные объемы газа и конденсата на месторождениях, вступивших в стадию падающей добычи. Ачимовские отложения можно отнести к трудноизвлекаемым запасам, и для успешной их разработки следует использовать метод интенсификации притока углеводородов с помощью проведения ГРП, обеспечивающий эффективный процесс извлечения углеводородов из низкопроницаемого коллектора.

Эффективность ГРП существенно возрастает при применении этого метода в качестве основного элемента разработки месторождения по сравнению с единичными случаями его использования на отдельных скважинах. При этом учет размера и ориентации трещин разрыва пласта становится необходимым элементом проектирования систем разработки нефтяных и газовых месторождений. Успешное проведение ГРП определяется степенью оптимальности программы проведения ГРП, которая зависит от достоверности и полноты параметров, заложенных в программу проведения работ [10].

Базой для проектирования процесса ГРП являются геологические, геофизические исследования, сведения о конструкции скважин и особенностях их работы. Эффект от проведения мероприятий ГРП достигается за счет увеличения гидродинамической связи между скважиной и пластом, определяющей продуктивность скважины, а установление продуктивной характеристики до и после проведения ГРП является наиболее точной оценкой эффекта его проведения. Расчеты процесса ГРП показали, что гидроразрыв пласта в значительной мере изменяет направление фильтрационных потоков газоконденсатной смеси в призабойной зоне пласта и, соответственно, характер накопления ретроградного конденсата в этой зоне пласта.

Максимальная насыщенность конденсатом отмечается в трещине ГРП и прилегающей к ней зоне. Насыщенность ретроградным конденсатом в этой зоне зависит от соотношения проводимостей пласта и трещины разрыва для различных фаз. Значительную роль в этом случае играют фазовые проницаемости пород-коллекторов и трещины ГРП, определяющие как критические значения насыщенности фаз, так и темпы изменения фазовой проницаемости газа и конденсата при изменении их насыщенности. В зависимости от вида принятых в расчетах фазовых проницаемостей пород и трещины эффективность гидроразрыва газоконденсатных пластов может быть выше или ниже эффективности этого процесса в газовых пластах. Если при одних и тех же значениях насыщенности относительные фазовые проницаемости трещины ГРП выше средних по пласту, то кратность увеличения дебита газоконденсатных скважин выше, чем у газовых скважин. В случае с более ухудшенными относительными фазовыми проницаемостями трещины ГРП отмечается меньшая эффективность ГРП по сравнению с газовыми пластами [3, 6].

Гидродинамические исследования (ГДИ), проведенные в отдельных скважинах Уренгойского месторождения, которые вскрыли пласты $A_{ч3-4}$ и $A_{ч5}$, позволили установить зависимость их дебита от типа вскрытия, заканчивания скважин и способа интенсификации притока (таблица).

По данным ГДИ, средний дебит скважин с субгоризонтальным вскрытием после проведения в них МГРП составляет 1346 тыс. $m^3/сут$, в остальных субгоризонтальных скважинах, где проведен одностадийный ГРП, средний дебит не превышает 850 тыс. $m^3/сут$. В скважинах с вертикальным вскрытием и ГРП средний дебит не превышает 751 тыс. $m^3/сут$, а скважины с горизонтальным вскрытием без ГРП имеют средний дебит 950 тыс. $m^3/сут$.

Средние параметры работы скважин с различным типом вскрытия

Тип вскрытия	Тип ГРП	Количество скважин	Средний дебит скважин, тыс. м ³ /сут	Средняя депрессия на пласт, МПа	Средняя продуктивность, тыс. м ³ /сут/МПа ²	Средний конденсатогазовый фактор, г/м ³
Вертикальный	Без ГРП	2	257	9,0	0,3	458
Вертикальный	ГРП	31	751	11,0	0,8	395
Горизонтальный	Без ГРП	1	950	13,0	0,8	356
Субгоризонтальный	Без ГРП	14	759	11,0	0,7	361
Субгоризонтальный	ГРП	1	850	12,0	0,6	400
Субгоризонтальный	МГРП	6	1346	5,0	2,7	396

Согласно графику, приведенному на рисунке 4, можно отметить, что самая высокая депрессия на пласт наблюдается при эксплуатации скважин с горизонтальным типом вскрытия после проведения МГРП, которые имеют более высокую продуктивность, чем все остальные скважины.

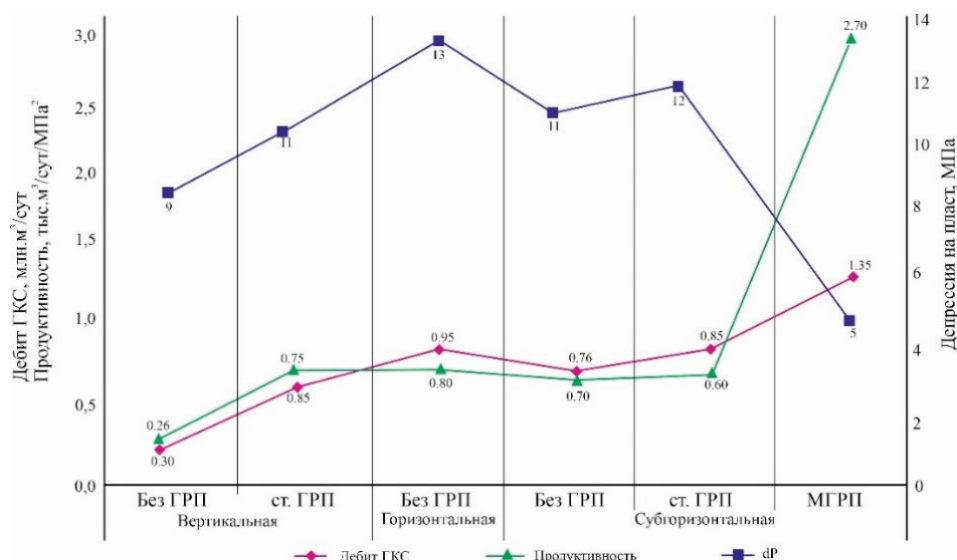


Рис. 4. Средний дебит работы скважин с различным типом вскрытия

В действующем фонде эксплуатационных скважин, пробуренных на ачимовские отложения, были проведены более 62 операций по гидроразрыву пласта, из них в пласте Ач₃₋₄ — 9 ГРП, и более 50 ГРП выполнены в пласте Ач₅. Свыше половины всех процессов ГРП проведены по технологии большеобъемного ГРП, а 24 процесса ГРП — по технологии HiWay. Для формирования внутренней структуры трещин использовались проппанты: BorProp 20/40, Fores 20/40, а для закрепления трещин в призабойной зоне с целью предупреждения обратного выноса проппанта применялись проппанты: ForesRCP 16/20 и ForesRCP 20/40 (рис. 5).

Суммарное количество закаченной смеси в продуктивные пласты по операциям составляет 44,8 тыс. м³, масса закаченного проппанта в трещины ГРП — 12,35 тыс. т (рис. 6).

На основании гидродинамических исследований скважин проводилась оценка эффективности ГРП, и было установлено, что почти во всех скважинах достигнуты или превышены ожидаемые дебиты газоконденсата. По результатам ГИС, проведенных после ГРП, отмечается, что основные газоотдающие интервалы приурочены к кровле продуктивных пластов (см. рис. 6).

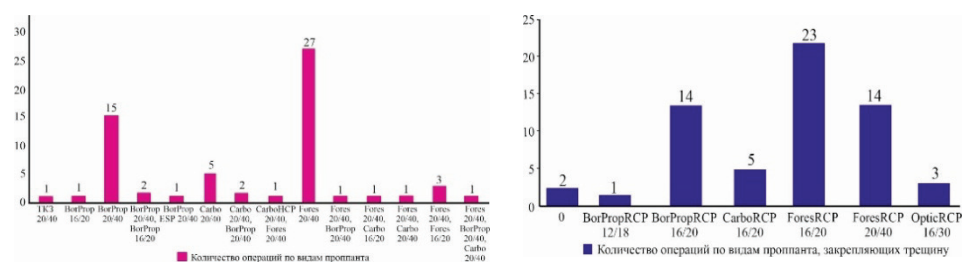


Рис. 5. Распределение количества операций с разными видами проппанта

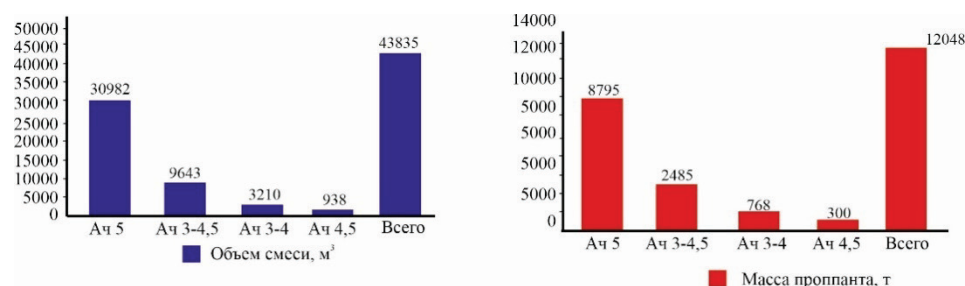


Рис. 6. Распределение массы проппанта, закаченного в трещины ГРП

На эксплуатационных ачимовских скважинах процессы ГРП проводились по двум технологиям: большеобъемный ГРП, где масса закаченного проппанта достигала 300 т, и технология HiWay, где масса проппанта превышала 200 т¹.

Технология HiWay предназначена для создания трещин высокой проводимости при значительно меньшей массе проппанта, чем при проведении большеобъемного ГРП. На рисунке 7 представлено сопоставление масс проппанта, закаченного в трещины ГРП по двум технологиям.

Из рисунка 7 видно, что в скважины, освоенные по технологии HiWay, закачивалось на 38,5 % проппанта меньше, чем по технологии большеобъемного ГРП.

При сопоставлении размеров полудлины трещин по результатам планирования ГРП можно отметить, что отклонение размеров полудлины трещин в большую величину происходит у технологии HiWay (рис. 8).

¹ «Шлюмберже» (Schlumberger): сайт компании [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.slb.ru/>.

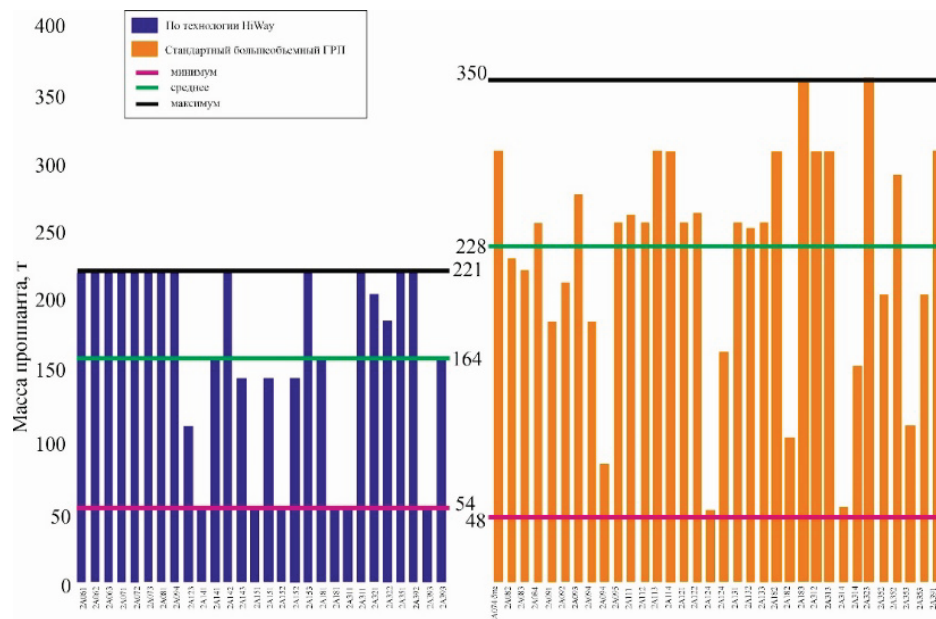


Рис. 7. Сопоставление массы пропанга по технологии HiWay и технологии большеобъемного ГРП

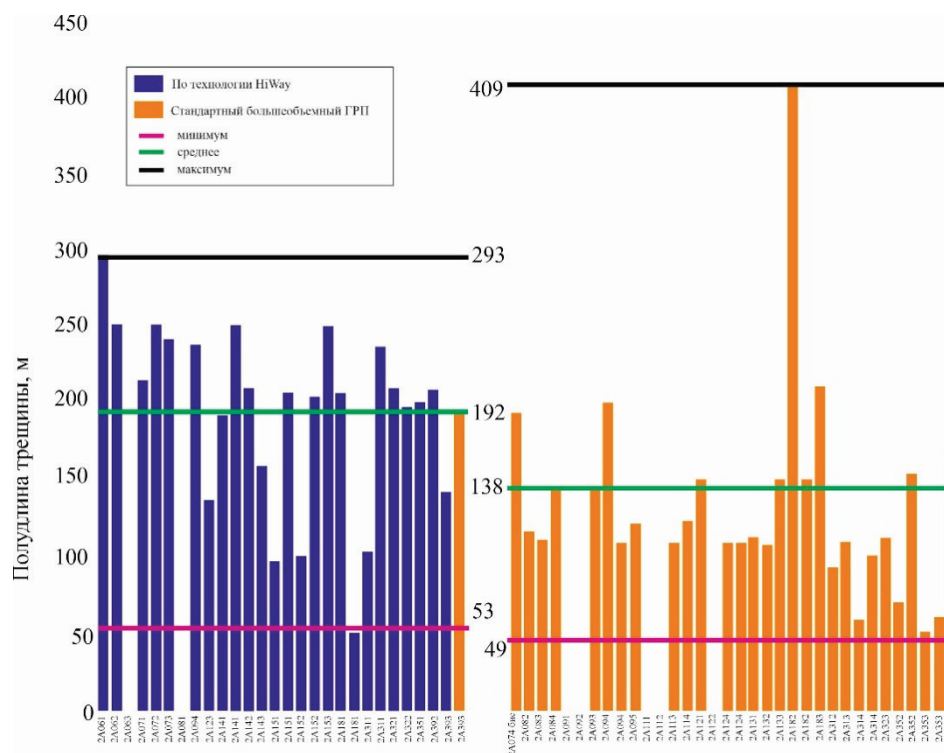


Рис. 8. Сопоставление полудлины трещины ГРП по технологии HiWay и технологии большеобъемного ГРП

Кроме этого, при проведении ГРП для создания трещин используется структурообразующий материал J954, масса которого на один ГРП по технологии HiWay составляет около 125 т, что позволяет значительно снизить массу проппанта для закрепления трещин ГРП по технологии HiWay по сравнению с технологией большеобъемного ГРП.

После проведения данных геолого-технических мероприятий на скважинах ачимовских отложений Уренгойского месторождения наблюдается прирост дебита в 2,5 раза, длительность эффекта ГРП сохраняется в течение трех лет.

Выводы

Анализ продуктивности скважин ачимовских отложений показал, что продуктивная характеристика пластов Ач₅ и Ач₆ значительно ниже, чем у пласта Ач₃₋₄. Это связано с низкими ФЕС пород-коллекторов вышеуказанных пластов. Однако даже при низких показателях ФЕС пласты Ач₅ и Ач₆ являются важнейшими эксплуатационными объектами, поскольку при одинаковых забойных давлениях выход конденсата по ним в два раза превышает конденсатогазовый фактор по пласту Ач₃₋₄ [10, 15].

Снижение продуктивности скважин в процессе разработки газоконденсатных месторождений требует применения новых методов интенсификации добычи. Основным методом повышения продуктивности скважин ачимовских отложений является гидроразрыв пласта [16]. Выбор технологии ГРП для низкопроницаемых ачимовских отложений особенно важен в создании больших размеров проницаемых трещин и сохранения фильтрационных характеристик пород-коллекторов, окружающих трещину, что создает благоприятные условия для фильтрации газа и конденсата в призабойную зону скважин.

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. Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В., Клещенко И. И. Перспективы использования физико-химических методов увеличения продуктивности скважин // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 3. – С. 20–25.
2. Испытание технологий гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах ООО «РН-Пурнефтегаз» / А. Р. Латыпов [и др.]. – Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 5. – С. 58–61.
3. Басарыгин Ю. М., Будников В. Ф., Булатов А. И. Исследование факторов и реализация мер долговременной эксплуатации нефтяных и газовых скважин. В 6 ч. Ч. 4. Книга 3. Гидроразрыв пласта / Отв. ред. А. И. Булатов. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2004. – 314 с.
4. Басарыгин Ю. М., Будников В. Ф., Булатов А. И. Исследование факторов и реализация мер долговременной эксплуатации нефтяных и газовых скважин. В 6 ч. Ч. 4. Книга 4. Гидроразрыв пласта / Отв. ред. А. И. Булатов. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2004. – 388 с.
5. Мешков В. М., Шубенок Д. С. Оценка эффективности гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на основе термогидродинамических исследований // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 7. – С. 110–114.
6. Ушаков А. С., Стрекалов А. В., Королев М. С. Обоснование показателей гидроразрыва пласта для горизонтальных скважин // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 5. – С. 64–67.

7. Fracturing Horizontal Transverse, Horizontal Longitudinal and Vertical Wells: Criteria for Decision / M. J. Economides [et al.] // Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference (19–21 October, 2010). – Calgary, Alberta, Canada. – Available at: <https://doi.org/10.2118/137328-MS>
8. Верховцев П. Н., Елесин М. В., Исламгалиев Р. Ф. Опыт проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах ОАО «РН Няганьнефтегаз» // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». – 2014. – № 2. – С. 19–22.
9. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин / А. И. Гриценко [и др.]. – М.: Недра, 1997. – 364 с.
10. Вяхирев Р. И., Гриценко А. И., Тер-Саркисов Р. М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: Недра, 2002. – 880 с.
11. Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В. Вскрытие сложнопостроенных коллекторов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 126 с.
12. Паникаровский В. В., Паникаровский Е. В., Клещенко И. И. Петрофизические исследования пород-коллекторов с целью повышения продуктивности скважин // Обз. Инф. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2006. – 100 с.
13. Закиров Н. Н., Клещенко И. И. К вопросу применения геолого-технических мероприятий для стабилизации проектного уровня добычи нефти // Экологические проблемы нефтедобычи — 2018: материалы VII междунар. конф. С элементами научной школы для молодежи (21–23 дек. 2018 г.). – Уфа, 2018. – С. 19–20.
14. Паникаровский В. В., Паникаровский Е. В. Строительство субгоризонтальных скважин в ачимовских отложениях // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 3. – С. 101–106. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-3-101-106
15. Бородин В. Н., Курчиков А. Р., Храмова А. В. Литологическая характеристика пород-коллекторов и физико-химический состав флюидовых систем ачимовской толщи севера Западной Сибири. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 80 с.
16. Паникаровский В. В., Паникаровский Е. В., Сохошко С. К. Применение гидравлического разрыва пласта для повышения нефтеотдачи // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 4. – С. 76–80. DOI: 10.31660/0445-0108-2015-4-76-80

References

1. Panikarovskii, E. V., Panikarovskii, V. V., & Kleshchenko, I. I. (2006). Perspektivy ispol'zovaniya fiziko-khimicheskikh metodov uvelicheniya produktivnosti skvazhin. Oilfield Engineering, (3), pp. 20–25. (In Russian).
2. Latypov, A. R., Khajdar, A. M., Vafin, I. I., & Kuznetsov, A. V. (2009). Testing of horizontal well fracturing technologies at the Rosneft-Purneftegaz oilfield conditions. Oil Industry, (5), pp. 58–61. (In Russian).
3. Basarygin, Yu. M., Budnikov, V. F., & Bulatov, A. I. (2004). Issledovanie faktorov i realizatsiya mer dolgovremennoy ekspluatatsii neftyanykh i gazovykh skvazhin. V 6 chastyakh. Chast' 4. Kniga 3. Gidrorazryv plasta. Krasnodar, Prosveshchenie-Yug Publ., 314 p. (In Russian).
4. Basarygin, Yu. M., Budnikov, V. F., & Bulatov, A. I. (2004). Issledovanie faktorov i realizatsiya mer dolgovremennoy ekspluatatsii neftyanykh i gazovykh skvazhin. V 6 chastyakh. Chast' 4. Kniga 4. Gidrorazryv plasta. Krasnodar, Prosveshchenie-Yug Publ., 388p. (In Russian).
5. Meshkov, V. M., & Shubenok, D. S. (2008). Estimation of hydrofracturing efficiency in horizontal wells on the basis of thermohydrodynamic researches. Oil Industry, (7), pp. 110–114. (In Russian).
6. Ushakov, A. S., Strekalov, A. V., & Korolev, M. S. (2010). Obosnovanie pokazateley gidrorazryva plasta dlya gorizontallykh skvazhin. Territoriya Neftegaz, (5), pp. 64–67. (In Russian).
7. Economides, M. J., Porcu, M. M., Yang, M., & Martin, A. N. (2010). Fracturing Horizontal Transverse, Horizontal Longitudinal and Vertical Wells: Criteria for Decision. Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference (19–21 October). Calgary, Alberta, Canada (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/137328-MS>
8. Verkhovtsev, P. N., Elesin, M. V., & Islamgaliev, R. F. (2014). Opyt provedeniya mnogostadiynogo gidrorazryva plasta v gorizontallykh skvazhinakh ОАО "РН Няганьнефтегаз". Nauchno-tehnicheskii vestnik ОАО "НК "Rosneft", (2), pp. 19–22. (In Russian).
9. Gritsenko, A. I., Podyuk, V. G., Ter-Sarkisov, P. M., & Shandrygin, A. N. (1997). Metody povysheniya produktivnosti gazokondensatnykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 364 p. (In Russian).

10. Vyakhirev, R. I., Gritsenko, A. I., & Ter-Sarkisov, R. M. (2002). Development and exploitation of gas fields. Moscow, Nedra Publ., 880 p. (In Russian).
11. Panikarovskii, E. V., & Panikarovskii, V. V. (2012). Vskrytie slozhnopostroyennykh kollektorov. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 126 p. (In Russian).
12. Panikarovskii, V. V., Panikarovskii, E. V., & Kleshchenko, I. I. (2006). Petrofizicheskie issledovaniya porod-kollektorov s tsel'yu povysheniya produktivnosti skvazhin. Obz. Inf. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy. Moscow, IRTS Gazprom LLC Publ., 100 p. (In Russian).
13. Zakirov, N. N., & Kleshchenko I. I. (2018). K voprosu primeneniya geologo-tekhnicheskikh meropriyatiy dlya stabilizatsii proektnogo urovnya dobychi nefti. Ekologicheskie problemy nefte dobychi - 2018: materialy VII mezhdunarodnoy konferentsii s elementami nauchnoy shkoly dlya molodezhi (December, 21-23, 2018). Ufa, pp. 19-20. (In Russian).
14. Panikarovskii, V. V., & Panikarovskii, E. V. (2016). Construction of subhorizontal wells in the Achimov deposits. Oil and Gas Studies, (3), pp. 101-106. (In Russian). DOI: 10.31660/04450108-2016-3-101-106
15. Borodkin, V. N., Kurchikov, A. R., & Khramtsova, A. V. (2013). Litologicheskaya kharakteristika porod-kollektrov i fiziko-khimicheskiy sostav flyuidovykh sistem achimovskoy tolshchi severa Zapadnoy Sibiri. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 80 p. (In Russian).
16. Panikarovskii, V. V., Panikarovskii, E. V., & Sohoshko, S. K. (2015). Use of formation hydraulic fracturing for oil recovery enhancement. Oil and Gas Studies, (4), pp. 76-80. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2015-4-76-80

Сведения об авторах

Паникаровский Евгений Валентинович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru

Паникаровский Валентин Васильевич, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Мансурова Маишхура Музаффаровна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Листак Марина Валерьевна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Evgeny V. Panikarovskii, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru

Valentin V. Panikarovskii, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Mashkhura M. Mansurova, Assistant at the Department of Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Marina V. Listak, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

УДК 624.139

Оптимизация решений по термостабилизации грунтов оснований

Е. А. Посконина^{1*}, А. Н. Курчатова^{1,2}

¹АО «Мессояханефтегаз», г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: Poskonina.EA@tmn.gazprom-neft.ru

Аннотация. При использовании многолетнемерзлых грунтов в качестве оснований сооружений по принципу I в проектах оснований и фундаментов необходимо предусматривать мероприятия по устранению или уменьшению теплового воздействия сооружений на мерзлые грунты.

При выборе решений по термостабилизации грунтов (ТСГ) обычно стоит задача не только обеспечить надежность оснований и фундаментов на мерзлых грунтах, но и снизить затраты на строительство и эксплуатацию сооружений за счет оптимизации принятых решений. Для этого требуется выполнение прогнозных теплотехнических расчетов грунтов основания. Анализ нормативной литературы показал отсутствие утвержденных требований к алгоритму выполнения данных расчетов.

В статье рассмотрены основные проблемы, возникающие при выполнении теплотехнических расчетов, и ошибки при выборе решений по ТСГ. Приведены примеры оптимизации решений по ТСГ. Также определены пути решения выявленных проблем: типизация инженерно-геокриологических условий; типизация сооружений по интенсивности теплового воздействия; выбор оптимальных решений по ТСГ для каждого выделенного типа; разработка регламента на выполнение прогнозных расчетов температурного режима грунтов оснований.

Ключевые слова: многолетнемерзлые грунты; прогнозные расчеты; температурный режим грунтов основания; температурная стабилизация грунтов; геотехнический мониторинг

Optimization of thermal stabilization of soils applications

Elena A. Poskonina^{1*}, Anna N. Kurchatova^{1,2}

¹Messoyakhaneftgaz JSC, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: Poskonina.EA@tmn.gazprom-neft.ru

Abstract. To provide the first principle of usage the permafrost ground as the base it is necessary to design methods that eliminate or decrease structures thermal influence on permafrost.

Usually choosing thermal stabilization solutions the task is to ensure foundation reliability on permafrost but also decrease the construction and operation expenses due to optimization of adopted decisions. Forecast modeling of soil bases temperature regime is required for this. Analysis of norms and standards showed the absence of standardized requirements to the calculations algorithm.

The article is devoted to the main problems of forecast modeling of soil base temperature regime and mistakes in selecting of thermal stabilization solutions. We give the examples of optimization of thermal stabilization solutions. Also, we determine the ways to solve the identified problems; these include typification of engineering and geocryological conditions, typification of structures by intensity of thermal influence, selecting of optimal thermal stabilization solutions for each type, standard elaboration of making forecast modeling of soil base temperature regime.

Key words: permafrost; forecast modeling; soil base temperature regime; thermal stabilization of soil; geotechnical monitoring

Введение

При использовании многолетнемерзлых грунтов (ММГ) в качестве оснований сооружений по принципу I в проектах оснований и фундаментов необходимо предусматривать мероприятия по устранению или уменьшению теплового воздействия сооружений на мерзлые грунты.

К объектам, оказывающим тепловое воздействие на грунты, относятся эксплуатационные скважины; трубопроводы подземной и наземной прокладки; подземные емкости; сооружения с полами по грунту; факельные установки и др.

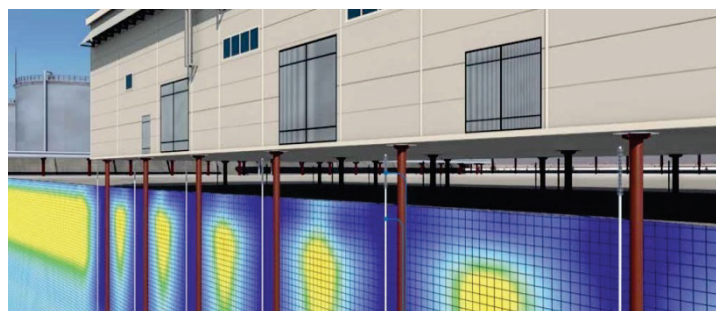
Также существенное влияние на повышение температуры грунтов оказывает изменение климатических параметров [1–7].



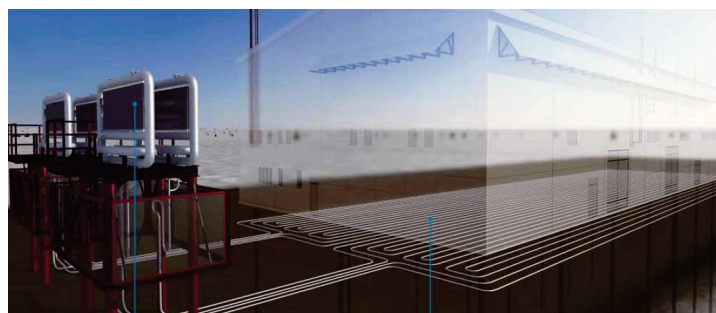
Рис. 1. Снегонакопление на объектах нефтегазовых месторождений в тундровой зоне

По данным метеостанции Тазовский, в последние годы среднегодовая температура воздуха превышает среднемноголетние значения на величину от 1,0 до 5,3 °С^{1,2,3}.

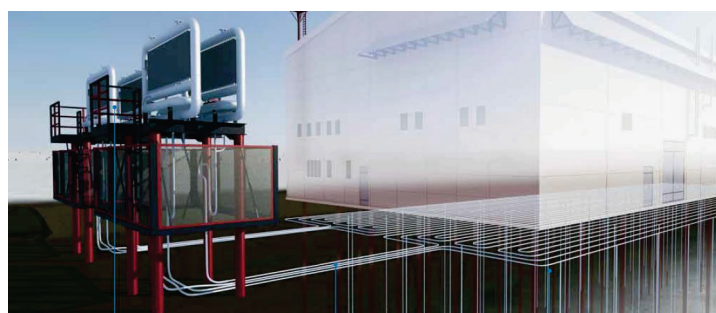
На объектах нефтегазовых месторождений в тундровой зоне высота снежного покрова зачастую выше климатической нормы в 2–3 раза из-за влияния метелевого переноса и конструктивных особенностей сооружений (рис. 1).



а)



б)



в)

Рис. 2. Активные методы ТСГ: а) СОУ; б) ГЕТ; в) ВЕТ

¹ Научно-прикладной справочник по климату СССР. Серия 3: Многолетние данные. Части 1–6. Выпуск 17. Тюменская и Омская области. – СПб.: Гидрометеиздат, 1998. – 703 с.

² СП 131.13330.2012. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>.

³ Расписание погоды [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rp5.ru/>.

При выборе решений по термостабилизации грунтов (ТСГ) перед проектировщиком обычно стоит задача не только обеспечить надежность оснований и фундаментов на мерзлых грунтах, но и снизить затраты на строительство и эксплуатацию сооружений за счет оптимизации принятых решений.

Методы термостабилизации делятся на пассивные и активные.

Пассивные методы:

- устройство вентилируемого подполья;
- теплоизоляция: в виде плоских экранов или трубчатая (теплоизоляция скважин и трубопроводов).

К активным методам (рис. 2) относятся [8]:

- индивидуальные сезоннодействующие охлаждающие устройства (СОУ);
- горизонтальные естественнодействующие трубчатые системы (ГЕТ);
- вертикальные естественнодействующие трубчатые системы (ВЕТ).

Чтобы принять решение о необходимости ТСГ, требуется выполнение прогнозных теплотехнических расчетов как на этапе проектирования, так и на этапе эксплуатации, в случае если не обеспечивается проектный температурный режим грунтов.

Анализ нормативной литературы показал отсутствие утвержденных требований к алгоритму выполнения прогнозных расчетов температурного режима грунтов^{4,5,6,7}.

В статье рассмотрены основные проблемы, возникающие при выполнении теплотехнических расчетов, и ошибки при выборе решений по термостабилизации грунтов, приведены примеры оптимизации решений по ТСГ, а также определены пути решения выявленных проблем.

Моделирование температурного режима грунтов оснований

Разработка раздела проектной документации «Температурная стабилизация грунтов» подразделяется на следующие этапы:

1 этап. Сбор исходных данных, выбор программного комплекса.

2 этап. Выполнение теплотехнических расчетов без применения мероприятий по ТСГ.

3 этап. Анализ результатов и решение о необходимости ТСГ.

Если по результатам расчета на весь расчетный срок эксплуатации несущая способность и устойчивость фундамента не обеспечивается, анализируется возможность изменения конструкции фундамента (увеличение длины свай, их диаметра и т. д.) или выполняется расчет при условии применения пассивных методов термостабилизации.

4 этап. Выбор мероприятий по ТСГ (при необходимости) и разработка чертежей.

В случае неэффективности пассивных методов разрабатывают мероприятия по ТСГ.

5 этап. Расчеты с учетом применения мероприятий по ТСГ.

⁴ СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88 [Электронный источник]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095519>.

⁵ СТО Газпром 2-3.1-072-2006. Регламент на проведение геотехнического мониторинга объектов газового комплекса в криолитозоне [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://elima.ru/docs/?id=6209>.

⁶ СТО Газпром 2-2.3-435-2010. Проектирование оснований, фундаментов, инженерной защиты и мониторинга объектов ОАО «Газпром» в условиях Крайнего Севера [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.skonline.ru/doc/72467.html>.

⁷ РСН 67-87. Инженерные изыскания для строительства. Составление прогноза изменений температурного режима вечномерзлых грунтов численными методами [Электронный ресурс]. – Введ. 1988-01-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901708505>.

На этапе разработки проектной документации должны выполняться типизация инженерно-геокриологических условий в пределах площадки, типизация сооружений по конструктивным особенностям и тепловому воздействию на грунты.

Для каждой группы выбирается сооружение, для которого выполняются теплотехнические расчеты и, в случае необходимости, разрабатываются технические решения по ТСГ.

На стадии проектирования рабочей документации для сооружений, оказывающих тепловое воздействие на грунты оснований, а также для сооружений повышенного уровня ответственности является обязательным выполнение теплотехнических расчетов на весь срок эксплуатации (либо до наступления стабилизации температурного режима грунтов).

В настоящее время при проектировании на вечномёрзлых грунтах используются современные программные комплексы, такие как Frost 3D Universal, Permafrost 3D, TermoStab, Termoground и др., которые позволяют выполнять моделирование температурного режима грунтов численными методами.

Основным требованием, предъявляемым к численным методам, является решение уравнения теплопроводности с заданной точностью за приемлемое время. Сезонные колебания климатических параметров (температуры воздуха, скорости ветра, высоты снежного покрова) на верхней границе расчетной области задаются граничными условиями третьего рода. На нижней границе принимается постоянная температура, равная среднегодовой температуре грунта, принятой по данным изысканий. На боковых гранях расчетной области задается нулевой тепловой поток, что соответствует условию симметрии. Работа охлаждающих устройств моделируется внутренними граничными условиями третьего рода с параметрами, зависящими от времени. Выбор теплофизических параметров определяется типом грунта, его льдистостью/влажностью, значение температуры начала фазового перехода зависит от концентрации солей в поровой влаге [9].

Одной из основных проблем при выполнении прогнозных расчетов температурного режима грунтов оснований является выбор начальных условий. Низкое качество исходных данных, а также отсутствие единых, закрепленных в нормативных документах требований к выполнению данных расчетов приводят к ошибкам при выборе конструкции оснований и фундаментов.

Согласно требованиям^{8,9}, для всех зданий и сооружений, расположенных в районах распространения ММГ, необходимо проводить геотехнический мониторинг (ГТМ), который предусматривает контроль температурного и гидрогеологического (при необходимости) режима грунтов, перемещений конструкций фундаментов.

Примеры оптимизации решений по термостабилизации грунтов

1) Рассмотрим в качестве примера *результаты прогнозного расчета для сооружения с вентилируемым подпольем* — блока комплектной трансформаторной подстанции (размером 6,8 × 12,0 м).

По итогам выполнения прогнозного расчета проектной организацией представлены графики распределения температуры грунтов в основании сооружения на начало эксплуатации (рис. 3) и на конец тридцатого года эксплуатации (рис. 4). Анализ графиков показал значительное повышение температуры

⁸ СП 25.13330.2012.

⁹ СТО Газпром 2-3.1-072-2006.

грунтов под нижним концом свай: с $-2,6$ до $-1,6$ °С. Повышение температуры грунтов вызвано тем, что в расчетах значительно ухудшены исходные условия: предусмотрена укладка талой насыпи на непромерзший грунт, что противоречит нормативным требованиям¹⁰.

Помимо этого, одновременно учтено изменение температуры воздуха за счет глобального потепления климата [10–13] и применен температурный коэффициент $\gamma_t = 0,22$, учитывающий изменение температуры грунтов основания из-за случайных изменений температуры наружного воздуха, что существенно снизило несущую способность свай.

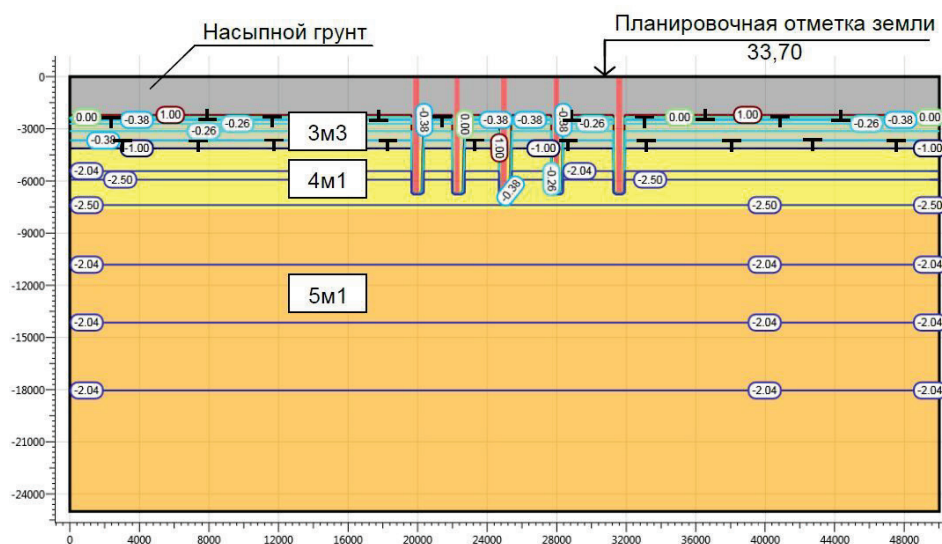


Рис. 3. Температура грунта на начало эксплуатации

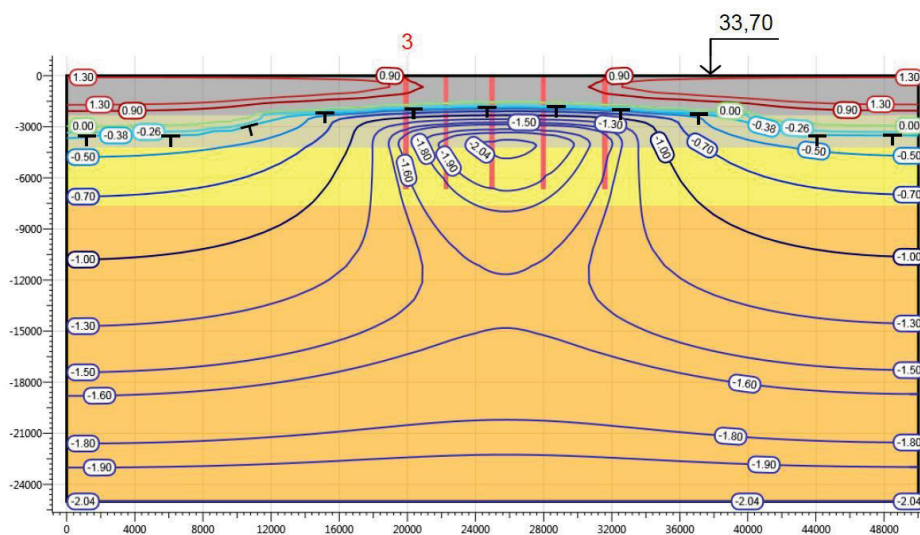


Рис. 4. Температура грунта на конец тридцатого года эксплуатации

¹⁰ СП 25.13330.2012.

2) *Расчет минимального расстояния между эксплуатационными скважинами.*

Как известно, тепловое воздействие от добывающих скважин является серьезной проблемой при их эксплуатации в условиях Крайнего Севера. При этом происходит вытаивание льда, содержащегося в мерзлом грунте, проседание грунта и формирование приустьевой воронки вблизи дневной поверхности, что может привести к нарушению устойчивости колонны скважины при ее возможных горизонтальных перемещениях [14–19].

В нормативно-методических документах, регламентирующих строительство и эксплуатацию скважин на мерзлых грунтах, предусматривается выполнение следующего условия: радиусы оттаивания мерзлых грунтов вокруг устьев соседних скважин не должны сливаться в течение всего периода эксплуатации¹¹.

Для этого необходимо выполнение прогнозных расчетов температурного режима грунтов оснований. На данный момент отсутствует единая методика, что зачастую приводит к ошибкам. Рассмотрим их на примере первоначальной версии расчетов, выполненных для кустовых площадок 4-й очереди. Анализ представленных проектной организацией прогнозных теплотехнических расчетов выявил следующие ошибки:

- не учтено взаимное тепловое влияние скважин при кустовом расположении;
- не учтена конвекция воздуха между насосно-компрессорной трубой и эксплуатационной колонной.
- отсутствует информация о сроках укладки насыпи и ее свойствах;
- использованное программное обеспечение не учитывает влияние сезонных изменений климата на верхней границе расчетной области.

Все это привело к сокращению радиусов растепления. Сравнение результатов расчетов для кустовых площадок 3-й и 4-й очереди показало, что значения радиусов оттаивания для 4-й очереди меньше примерно в два раза.

На основании выполненных расчетов проектным институтом было принято неверное решение о возможности применения конструкции скважины без термокейса при расстоянии между скважинами 14 м и температуре флюида 30 и 40 °С.

3) *Площадка сброса воды, площадка технологических аппаратов.*

Для площадки сброса воды и площадки технологических аппаратов I и II очереди Центрального пункта сбора были приняты следующие решения по ТСТ: для сооружений I очереди принят теплоизоляционный экран из Пеноплэкса толщиной 200 мм; для сооружений II очереди предлагается установка СОУ совместно с укладкой Пеноплэкса толщиной 100 мм.

Для оценки эффективности и экономической целесообразности предлагаемых проектных решений было выполнено следующее:

- сравнение инженерно-геологических условий и температуры грунтов на период изысканий для сооружений I и II очереди;
- сравнение длины свай в грунте;
- анализ прогнозных расчетов температурного режима грунтов основания;
- анализ данных ГТМ для сооружений I очереди.

Был сделан вывод, что для сохранения грунтов оснований сооружений в мерзлом состоянии достаточно укладки теплоизоляции из Пеноплэкса толщиной 200 мм, нет необходимости в применении СОУ.

¹¹ Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/499011004>.

Оптимизация мероприятий по ТСГ позволила существенно сократить капитальные затраты на строительство данных сооружений. Экономический эффект составил 6,4 млн руб. (таблица).

Экономический эффект

Показатель	Значение, тыс. руб.
Уменьшение затрат за счет исключения установки СОУ	8 474,63
Увеличение затрат за счет укладки слоя Пеноплэкса толщиной 200 мм	2 065,64
Экономический эффект	6 408,99

Результаты

Анализ проектных решений по температурной стабилизации грунтов оснований различных сооружений выявил типовые ошибки выполнения прогнозных теплотехнических расчетов, которые могут привести как к недооценке теплового влияния сооружения, так и к принятию избыточных решений, требующих значительных ресурсных и, следовательно, финансовых затрат.

Основные группы ошибок при выполнении теплотехнических расчетов:

1. Выполнение расчетов в программных комплексах, не прошедших верификацию с опытными данными, в том числе не учитывающих сезонную изменчивость метеорологических параметров (температура воздуха, снежный покров, скорость ветра).
2. Неправильный выбор исходных данных: инженерно-геологических условий и начальной температуры грунта; моделирование укладки насыпи на талый грунт, что приводит к повышению температуры грунтов и, следовательно, к уменьшению несущей способности свай.
3. Ошибки при построении расчетной модели: выбор размеров, граничных условий, шага сетки; учет взаимного влияния скважин при кустовом расположении и т. д.

Выводы

При проектировании сооружений на ММГ существуют следующие проблемы:

- отсутствие единых требований к выполнению прогнозных расчетов;
- отсутствие типовых решений по ТСГ;
- избыточность либо недостаточность мероприятий по ТСГ, предлагаемых проектировщиком.

Пути решения выявленных проблем:

- типизация инженерно-геокриологических условий;
- типизация сооружений по интенсивности теплового воздействия;
- выбор оптимальных решений по ТСГ для каждого выделенного типа;
- разработка регламента на выполнение прогнозных расчетов температурного режима грунтов оснований.

Библиографический список

1. Стрелецкий Д. А., Шикломанов Н. И., Гребенец В. И. Изменение несущей способности мерзлых грунтов в связи с потеплением климата на севере Западной Сибири // Криосфера Земли. – 2012. – Т. XVI, № 1. – С. 22–32.
2. Effect of snow cover on pan-Arctic permafrost thermal regimes / H. Park [et al.] // Climate Dynamics. – 2015. – Vol. 44, Issue 9–10. – P. 2873–2895. DOI: 10.1007/s00382-014-2356-5
3. Методы оценки последствий изменения климата для физических и биологических систем: моногр. / О. А. Анисимов [и др.]; под ред. С. М. Семенова; Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет). – М.: НИЦ «Планета», 2012. – 512 с.
4. Малкова Г. В., Павлов А. В., Скачков Ю. Б. Оценка устойчивости мерзлых толщ при современных изменениях климата // Криосфера Земли. – 2011. – Т. XV, № 4. – С. 33–36.
5. О роли некоторых природных факторов в промерзании грунтов / Н. И. Осокин [и др.] // Материалы гляциологических исследований. – 2000. – Вып. 88. – С. 41–45
6. Осокин Н. И., Сосновский А. В. Пространственная и временная изменчивость толщины и плотности снежного покрова на территории России // Лёд и Снег. – 2014. – Т. 54, № 4. – С. 72–80. DOI: 10.15356/2076-6734-2014-4-72-80
7. Осокин Н. И., Сосновский А. В. Влияние динамики температуры воздуха и высоты снежного покрова на промерзание грунта // Криосфера Земли. – 2015. – Т. XIX, № 1. – С. 99–105.
8. Системы температурной стабилизации грунтов оснований в криолитозоне: актуальные вопросы исследований, расчетов, проектирования, производства, строительства, авторского надзора и мониторинга: труды ученых и специалистов ООО НПО «Фундаментстройаркос» (за 2010–2014 гг.) / Науч. ред. Г. М. Долгих; НПО «Фундаментстройаркос». – Новосибирск: Гео, 2014. – 217 с.
9. Курчатова А. Н., Посконина Е. А. Моделирование теплового взаимодействия песчаной насыпи и мерзлых грунтов основания // Основания, фундаменты и механика грунтов. – 2018. – № 4. – С. 28–32. DOI: 10.1007/s11204-018-9537-x
10. Анисимов О. А., Жильцова Е. Л. Об оценках изменений климата регионов России в 20 и начале 21 веков по данным наблюдений // Метеорология и гидрология. – 2012. – № 6. – С. 95–107.
11. Израэль Ю. А., Павлов А. В., Анохин Ю. А. Эволюция криолитозоны при современных изменениях глобального климата // Метеорология и гидрология. – 2002. – № 1. – С. 22–34.
12. Васильев А. А., Дроздов Д. С., Москаленко Н. Г. Динамика температуры многолетнемерзлых пород Западной Сибири в связи с изменениями климата // Криосфера Земли. – 2008. – Т. XII, № 2. – С. 10–18.
13. Хрусталев Л. Н., Давыдова И. В. Прогноз потепления климата и его учет при оценке надежности оснований зданий на вечномёрзлых грунтах // Криосфера Земли. – 2007. – Т. XI, № 2. – С. 68–75.
14. Горелик Я. Б., Солдатов П. В., Селезнев А. А. Инженерно-геокриологические условия Ямбургского газоконденсатного месторождения и динамика состояния кустовых площадок эксплуатационных скважин // Криосфера Земли. – 2015. – Т. XIX, № 1. – С. 58–69.
15. Горелик Я. Б., Солдатов П. В. Метод расчета вертикальной нагрузки на крепь скважины при оттаивании вмещающих мерзлых пород // Криосфера Земли. – 2018. – Т. XXII, № 2. – С. 50–60. DOI: 10.21782/KZ1560-7496-2018-2(50-60)
16. Горелик Я. Б., Романюк С. Н., Хабитов А. Х. Учет совместного теплового действия скважин в кусте при расчете параметров области протаивания мерзлых грунтов // Криосфера Земли. – 2019. – Т. XXIII, № 2. – С. 79–87. DOI: 10.21782/KZ1560-7496-2019-2(79-87)
17. Goodman M. A. Arctic well completion. Part 5. Designing casing and wellheads for Arctic service // World Oil. – 1978. – Vol 186. – Available at: <https://www.osti.gov/biblio/6437799>.
18. Xie J. Analysis of Thaw Subsidence Impacts on Production Wells // SIMULIA Customer Conference (May, 18–21). – 2009. – Available at: <https://pdfs.semanticscholar.org/ff15/8bfc58824e50be79270fb75760fe2bb13ff6.pdf>.
19. Xie J. A Study of Strain-Based Design Criteria for Thermal Well Casings. World Heavy Oil Congress (March, 10–12, 2008). – Edmonton. – Available at: https://www.researchgate.net/profile/Jueren_Xie/publication/308709439_A_Study_of_Strain-Based_Design_Criteria_for_Thermal_Well_Casings/links/57ec206908ae92a5dbd06169/A-Study-of-Strain-Based-Design-Criteria-for-Thermal-Well-Casings.pdf.

References

1. Streletskiy, D. A., Shiklomanov, N. I., & Grebenets, V. I. (2012). Changes of foundation bearing capacity due to climate warming in Northwest Siberia. *Earth's Cryosphere*, XVI(1), pp. 22-32. (In Russian).
2. Park, H., Fedorov, A. N., Zheleznyak, M. N., Konstantinov, P. Y., & Walsh, J. E. (2015). Effect of snow cover on pan-Arctic permafrost thermal regimes. *Climate Dynamics*, 44(9-10), pp. 2873-2895. (In English). DOI: 10.1007/s00382-014-2356-5
3. Anisimov, O. A., Borshch, S. V., Georgievskiy, V. Yu., Insarov, G. E., Kobysheva, N. V., Kostyanov, A. G.,... Shmakin, A. B. (2012). *Metody otsenki posledstviy izmeneniya klimata dlya fizicheskikh i biologicheskikh sistem: monogr.* Moscow, Planeta SRC Publ., 512 p. (In Russian).
4. Malkova, G. V., Pavlov, A. V., & Skachkov, Yu. B. (2011). Otsenka ustoychivosti merzlykh tolshch pri sovremennykh izmeneniyakh klimata. *Earth's Cryosphere*, XV(4), pp. 33-36. (In Russian).
5. Osokin, N. I., Samoylov, R. S., Sosnovskiy, A. V., & Sokratov, S. A. (2000). Role of some natural factors in freezing of soils. *Data of glaciological studies*, (88), pp. 41-45. (In Russian).
6. Osokin, N. I., & Sosnovsky, A. V. (2014). Spatial and temporal variability of depth and density of the snow cover in Russia. *Ice and Snow*, 54(4), pp. 72-80. (In Russian). DOI: 10.15356/2076-6734-2014-4-72-80
7. Osokin, N. I., & Sosnovskiy, A. V. (2015). Impact of dynamics of air temperature and snow cover thickness on the ground freezing. *Earth's Cryosphere*, XIX(1), pp. 99-105. (In Russian).
8. Dolgikh, G. M. (Ed.). (2014). *Sistemy temperaturnoy stabilizatsii gruntov osnovaniy v kriolitozone: aktual'nye voprosy issledovaniy, raschetov, proektirovaniya, proizvodstva, stroitel'stva, avtorskogo nadzora i monitoringa: trudy uchenykh i spetsialistov OOO NPO "Fundament-stroyarkos" (za 2010-2014 gg.).* Novosibirsk, Geo Publ., 217 p. (In Russian).
9. Kurchatova, A. N., & Poskonina, E. A. (2018). Modeling of the thermal interaction of sandy fill and frozen base soils. *Soil Mechanics and Foundation Engineering*, (4), pp. 28-32. (In Russian). DOI: 10.1007/s11204-018-9537-x
10. Anisimov, O. A. & Zhil'tsova, E. L. (2012). Climate Change Estimates for the Regions of Russia in the 20th Century and at the Beginning of the 21st Century Based on the Observation Data. *Meteorologiya i Gidrologiya*, (6), pp. 95-107. (In Russian).
11. Izrael, Yu. A., Pavlov, A. V., & Anokhin, Yu. A. (2002). Evolution of the Cryolithozone under Present-Day Global Climate Changes. *Meteorologiya i Gidrologiya*, (1), pp. 22-34. (In Russian).
12. Vasiliev, A. A., Drozdov, D. S., & Moskalenko, N. G. (2008). Permafrost temperature dynamics of West Siberia in context of climate change. *Earth's Cryosphere*, XII(2), pp. 10-18. (In Russian).
13. Khrustalyov, L. N., & Davidova, I. V. (2007). Forecast of climate warming and account of it at estimation of foundation reliability for buildings in permafrost zone. *Earth's Cryosphere*, XI(2), pp. 68-75. (In Russian).
14. Gorelik, J. B., Soldatov, P. V., & Seleznev, A. A. (2015). Engineering and geocriological conditions of the Yamburg gas and condensate reservoir and dynamics of the ground state of boreholes. *Earth's Cryosphere*, XIX(1), pp. 58-69. (In Russian).
15. Gorelik, J. B., & Soldatov, P. V. (2018). Method of calculation of axial load on the well's casing during thawing of frozen host sediments. *Earth's Cryosphere*, XXII(2), pp. 50-60. (In Russian). DOI: 10.21782/KZ1560-7496-2018-2(50-60)
16. Gorelik, J. B., Romanyuk, S. N., Khabitov, A. H. (2019). Constraining thaw boundary around multiple wells with regard to their joint thermal effect. *Earth's Cryosphere*, XXIII(2), pp. 79-87. (In Russian). DOI: 10.21782/KZ1560-7496-2019-2(79-87)
17. Goodman, M. A. (1978). Arctic well completion. Part 5. Designing casing and wellheads for Arctic service. *World Oil*, 186. (In English). Available at: <https://www.osti.gov/biblio/6437799>
18. Xie, J. (2009). Analysis of Thaw Subsidence Impacts on Production Wells. *SIMULIA Customer Conference* (May, 18-21). (In English). Available at: <https://pdfs.semanticscholar.org/ff15/8bfc58824e50be79270fb75760fe2bb13ff6.pdf>
19. Xie, J. A (2008). Study of Strain-Based Design Criteria for Thermal Well Casings. *World Heavy Oil Congress* (March, 10-12, 2008). Edmonton. (In English). Available at: https://www.researchgate.net/profile/Jueren_Xie/publication/308709439_A_Study_of_Strain-Based_Design_Criteria_for_Thermal_Well_Casings/links/57ec206908ae92a5dbd06169/A-Study-of-Strain-Based-Design-Criteria-for-Thermal-Well-Casings.pdf

Сведения об авторах

Посконина Елена Александровна, главный специалист отдела по геотехническому мониторингу, АО «Мессояханефтегаз», г. Тюмень, e-mail: Poskonina.EA@tmn.gazprom-neft.ru

Курчатова Анна Николаевна, к. г.-м. н., начальник отдела по геотехническому мониторингу, АО «Мессояханефтегаз», доцент кафедры криологии Земли, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Elena A. Poskonina, Chief Specialist of the Department of Geotechnical Monitoring, Messoyakhaneftegaz JSC, Tyumen, e-mail: Poskonina.EA@tmn.gazprom-neft.ru

Anna N. Kurchatova, Candidate of Geology and Mineralogy, Head of the Department of Geotechnical Monitoring, Messoyakhaneftegaz JSC, Tyumen, Associate Professor at the Department of the Earth's Cryology, Industrial University of Tyumen

УДК 622.24.051

**Разработка и испытания шарошечного долота с новым
расположением зубков по шарошкам**

В. А. Пяльченков*, Д. В. Пяльченков

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: pial228@rambler.ru*

Аннотация. Исследованиями установлено, что осевая нагрузка, приложенная к долоту, распределяется по венцам шарошек неравномерно. Наиболее загруженными являются средние венцы. Величина осевого усилия, воспринимаемая отдельным венцом, связана с деформацией деталей шарошечного узла. Уменьшить неравномерность загрузки венцов можно за счет смещения их по шарошке вдоль радиуса долота, располагая их так, чтобы вертикальная линия, проходящая через центр нижнего шарика замкового подшипника, проходила через середину зазора между венцами соседних шарошек. Долота с новым вариантом размещения зубков по шарошкам были испытаны на стенде и в промышленных условиях. У долот данной конструкции осевая нагрузка распределялась по венцам более равномерно, что позволило повысить показатели эффективности их работы.

Ключевые слова: бурение; долото; шарошка; вооружение шарошки; опора; нагрузка

**Development and testing of rolling cutter bit with a new arrangement
of teeth on the balls**

Vladimir A. Pyalchenkov*, Dmitry V. Pyalchenkov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: pial228@rambler.ru*

Abstract. Research has found that the axial load applied to the bit is distributed unevenly along the crowns of the balls. The middle crowns are the busiest. The value of the axial force perceived by a separate ring is associated with the deformation of the details of the ball joint. You can reduce the uneven loading of crowns by shifting them along the ball along the radius of the bit, placing them so that the vertical line passing through the center of the lower ball of the lock bearing passes through the middle of the gap between the crowns of neighboring balls. The bits with the new option of placing the teeth on the balls were tested on the stand and in industrial conditions. For the bits of this design, the axial load was distributed more evenly over the crowns, which allowed increasing the efficiency of their work.

Key words: well drilling; bit; roller; cutting structures of roller; support; load

Введение

При бурении скважин, предназначенных для добычи нефти и газа (глубоких), взрывных скважин на карьерах (мелких) и других скважин применяют разнообразный буровой инструмент. В зависимости от формы буримого забоя буровой инструмент называют либо буровым долотом, либо бурильной головкой. Долотами производят бурение скважин сплошным забоем, бурильными головками — кольцевым забоем. Бурение кольцевым забоем осуществляют для извлечения колонки породы — керна. По принципу воздействия долот на горную породу (по механизму разрушения горной породы) долота для вращательного бурения принято подразделять на долота режущего или режуще-истирающего действия и долота ударного или ударно-сдвигающего действия [1]. Хотя эта классификация достаточно условна, так как долота одного типа могут одновременно оказывать на породу различное воздействие. К долотам режущего или режуще-истирающего действия принято относить лопастные, фрезерные и алмазные долота, долота PDC, а также одношарошечные и двухшарошечные долота со сферическими головками, у которых происходит непрерывный контакт зубцов с забоем. К долотам ударного или ударно-сдвигающего действия относятся шарошечные долота с коническими шарошками. Несмотря на все расширяющуюся область применения долот PDC, до последнего времени одним из наиболее распространенных инструментов для бурения различных скважин являются шарошечные долота. Этими долотами выполняется наибольший объем бурения скважин в большинстве стран. Из всех буровых долот шарошечные долота имеют самую сложную конструкцию. Весьма сложной и специфической является и технология их изготовления. К материалу деталей шарошечных долот предъявляются тоже очень высокие требования. На поверхности корпуса шарошки расположены породоразрушающие элементы. Они могут быть стальными, профрезерованными непосредственно на выступающем кольцеобразном участке корпуса шарошки, называемым венцом. Такие элементы называют зубьями или зубцами. Породоразрушающие элементы могут быть также выполнены в виде стержней, изготовленных спеканием из карбидовольфрамового порошка (твердого сплава), запрессованных в отверстия, просверленные на венцах шарошек. Такие элементы называют зубками. Совокупность породоразрушающих элементов принято называть вооружением шарошки или долота в целом. В связи с этим различают долота с фрезерованным вооружением или с твердосплавным вооружением. Шарошки установлены на опорах, состоящих из нескольких различных подшипников.

Опора в процессе вращения шарошки обеспечивает передачу осевой нагрузки и крутящего момента, приложенных к долоту, через подшипники на элементы вооружения шарошки, непосредственно контактирующие с породой забоя. Рассмотрим схему сил, действующих на шарошку со стороны забоя (рис. 1) [1].

Со стороны забоя на шарошку действуют вертикальная составляющая удельной реакции забоя q_1 , удельные нагрузки q_2 и q_3 , вызываемые поперечным проскальзыванием зубьев по забою и стенкам скважины в направлении вращения долота, удельная нормальная реакция стенки скважины q_4 на затылочную часть шарошки и удельная нагрузка q_5 , связанная с проскальзыванием зубьев шарошки в радиальном направлении, вызванном смещением оси шарошки в плане e_0 .

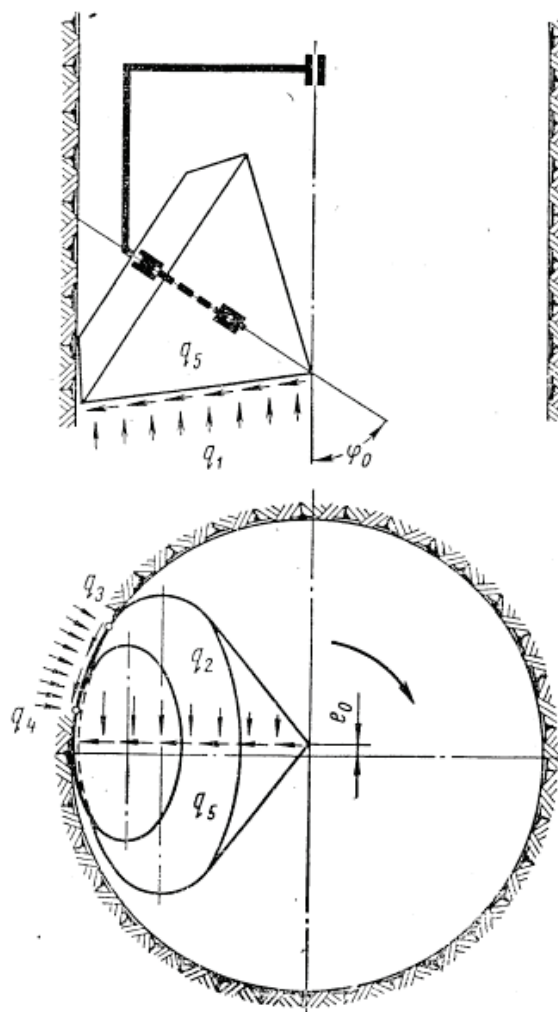


Рис. 1. Нагрузки, действующие на тело шарошки со стороны разрушаемой породы

Необходимо отметить, что представленная схема сил, действующих на вооружение и опору шарошки, является достаточно условной. Ввиду высокой сложности процесса взаимодействия вооружения шарошек с породой и сложности конструкции шарошечного долота вопрос о величине и источниках возникновения нагрузок в опоре шарошки до сих пор недостаточно изучен и является дискуссионным [1–8]. В частности, имеются противоречивые данные о загруженности деталей вооружения и подшипников. Непосредственное измерение усилий, действующих на отдельные элементы вооружения (зубки) долота П215,9К-ПВ со стороны материала забоя, было проведено с помощью специального устройства [9–13]. Эти измерения показали, что величины усилий, действующих на зубки разных венцов и разных шарошек, отличаются друг от друга. Самыми загруженными зубками у испытуемых долот являются зубки, расположенные на средних венцах всех шарошек. Статистическая обработка результатов измерения, представленных в виде цифровой информации, выполненная по специальной программе, позволила установить, что математическое ожидание осевого усилия за шесть оборотов долота, действующего на средний венец первой шарошки, может составлять около 20 % от общей осевой силы, прило-

женной к долоту. Это существенно превышает величины усилий, приходящихся на зубки периферийных и вершинных венцов этой шарошки. Математические ожидания осевых усилий, действующих на средние венцы других шарошек, также превышают аналогичные усилия, действующие на зубки периферийных и вершинных венцов. Результаты измерений показали, что отдельные зубки среднего венца первой шарошки долота ПИ215,9К-ПВ могут воспринимать до 50 % всей осевой нагрузки.

Объект и методы исследования

Одним из факторов, обуславливающих неравномерность загруженности зубков, расположенных на разных венцах шарошек, является различная жесткость системы «шарошка — забой», при взаимодействии с забоем венцов шарошек, расположенных на разных радиусах долота. К такому выводу можно прийти, рассмотрев плоскую модель взаимодействия шарошек долота, нагруженного осевой силой и крутящим моментом с материалом забоя в случае, когда каждая шарошка опирается на один зубок (рис. 2).

Если предположить, что корпус долота может перемещаться только строго вертикально, без перекосов, то такая система будет один раз статически неопределимой. Чтобы ее решить, нужно, кроме уравнений статики, составить дополнительные уравнения совместной деформации деталей долота. Таким образом, величины усилий P_1 и P_2 будут обратно пропорциональны жесткости шарошечного узла при контакте с забоем соответствующих зубков. Для проверки данного предположения были проведены аналитические и экспериментальные исследования вертикальной жесткости шарошечного узла в зависимости от радиуса приложения осевой нагрузки к шарошке. На основе этого предположения был разработан экспериментально-теоретический метод расчета величины усилий, действующих на вооружение шарошек долота [14]. Сравнение результатов расчетов с экспериментальными данными позволяет сделать вывод о том, что этот метод может применяться и для качественной, и для количественной оценки величин нагрузок, действующих на венцы шарошек, особенно на стадии проектирования при выборе оптимального расположения вооружения по шарошке.

Результаты

Анализ результатов измерений позволил установить, что математическое ожидание величины осевой силы, действующей на тот или иной венец шарошек долота, зависит от того, на каком расстоянии от оси долота находится данный венец. Величина вертикального перемещения венца, происходящего

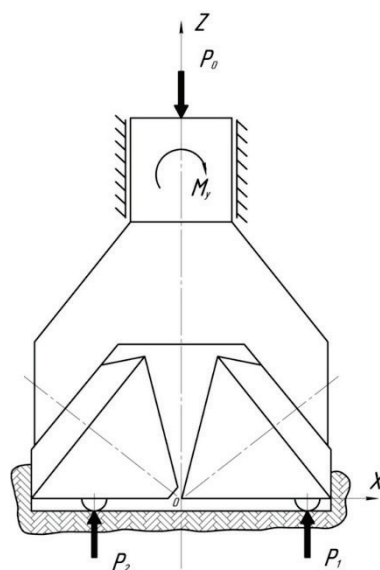


Рис.2. Плоская модель шарошечного долота

в результате деформации подшипников опорного узла, цапфы, выборки зазоров в подшипниках, происходящего под действием приложенной к венцу осевой нагрузки, также зависит от расстояния от оси долота до данного венца. Эти зависимости, полученные в результате измерений [12, 15], приведены на рисунке 3. Здесь же представлена конструкция подшипников, на которых закреплены шарошки испытываемого долота П215,9К-ПВ.

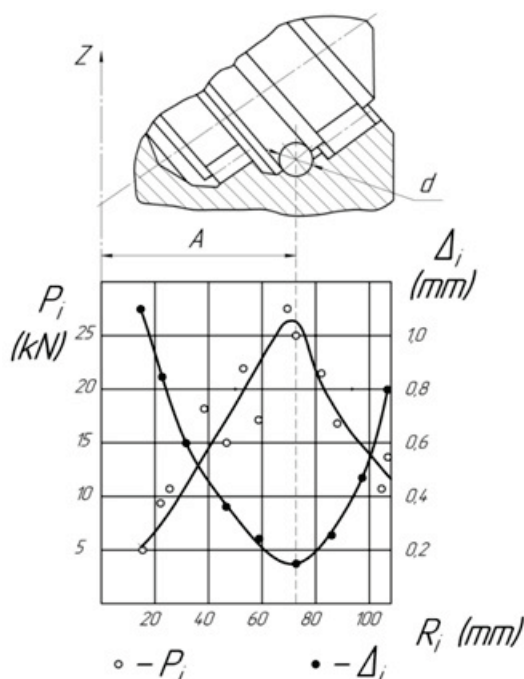


Рис. 3. Зависимость осевого усилия на венце P_i и вертикального перемещения венца Δ_i от расстояния до оси долота R_i для долота П215,9К-ПВ

Анализируя приведенные на рисунке 3 зависимости, нетрудно сделать вывод о том, математическое ожидание усилия, действующего на венец, обратно пропорционально его перемещению. Чем жестче венец, тем большую долю осевой нагрузки он воспринимает. Причем обе кривые имеют экстремум, находящийся на одинаковом расстоянии A от оси долота. Сопоставляя эти кривые с конструкцией подшипникового узла шарошек, можно убедиться, что на таком же расстоянии от оси долота находится центр нижнего тела качения шарикового подшипника. Различное перемещение венцов и их различная загруженность могут быть обусловлены изменением напряженного состояния деталей долота при изменении точки приложения

усилия, действующего на венец со стороны разрушаемой породы [16, 17].

Приведенный анализ позволяет предложить новый подход к выбору схемы размещения зубков вооружения на корпусе шарошек долота. Суть этого нового подхода к проектированию вооружения шарошек заключается в том, чтобы исключить размещение венцов шарошек на расстоянии A (см. рис. 3) от оси долота. Данный подход защищен авторским свидетельством на изобретение [18], полученным на конструкцию «Буровое шарошечное долото», отличающееся тем, что с целью повышения долговечности работы долота путем более равномерного распределения нагрузки по отдельным подшипникам и венцам шарошек, все венцы расположены по шарошкам согласно соотношению:

$$|A - R_i| \geq d/2, \quad (1)$$

где A — максимальное расстояние от оси долота до центра шарика замкового подшипника; R_i — максимальное расстояние от оси долота до точки пересечения оси симметрии венца с образующей шарошки; d — диаметр шарика замкового подшипника.

Анализ серийных конструкций шарошечных долот Ш215,9К-ПВ и Ш215,9ТКЗ-ЦВ-3, на которых проводились исследования, показал, что приведенное выше условие (1) не соблюдается у обоих типов долот. Средние венцы первых шарошек этих долот расположены на радиусах R_i , равных расстоянию A . Как показали наши исследования [19, 20], именно на зубки этих венцов действует наибольшее по величине осевое усилие.

Обсуждение

Руководствуясь предложенной в [18] формулой изобретения, в конструкцию долота Ш215,9К-ПВ были внесены изменения, заключающиеся в размещении зубков на корпусах шарошек в соответствии с выражением (1). Новое расположение венцов по шарошкам долота Ш215,9К-ПВ представлено на рисунке 4. Также на рисунке представлена конструкция подшипников, на которых закреплены шарошки.

Прежде чем изготавливать долото с новым расположением венцов по шарошкам, по разработанному нами методу [14] были определены величины математических ожиданий осевых усилий, которые будут действовать на венцы шарошек со стороны забоя. Результаты расчетов подтвердили, что у долота с новым расположением венцов по шарошкам расчетные математические ожидания осевых усилий должны распределяться по венцам более равномерно, чем у серийных долот. После аналитической проверки предложенной схемы расположения вооружения, было принято решение об изготовлении натурных образцов долот.

Все изготовленные долота были тщательно проверены на соблюдение параметров точности, установленных нормативной документацией. В результате обмеров было отобрано долото, разновысотность шарошек которого была минимальной. Это было сделано для того, чтобы максимально снизить влияние точности изготовления на результаты исследований [19, 20]. У отобранного долота на стенде [10–12] были замерены величины математических ожиданий осевых усилий, действующих на венцы шарошек со стороны забоя в стендовых условиях. Результаты экспериментальных стендовых испытаний также показали, что у долота с новым расположением венцов по шарошкам математические ожидания осевых усилий распределяются по венцам более равномерно, чем у серийных долот. Так, например, наиболее загруженные средние венцы первой, второй и третьей шарошек серийного долота воспринимают 19,1, 12,2 и 9,9 %

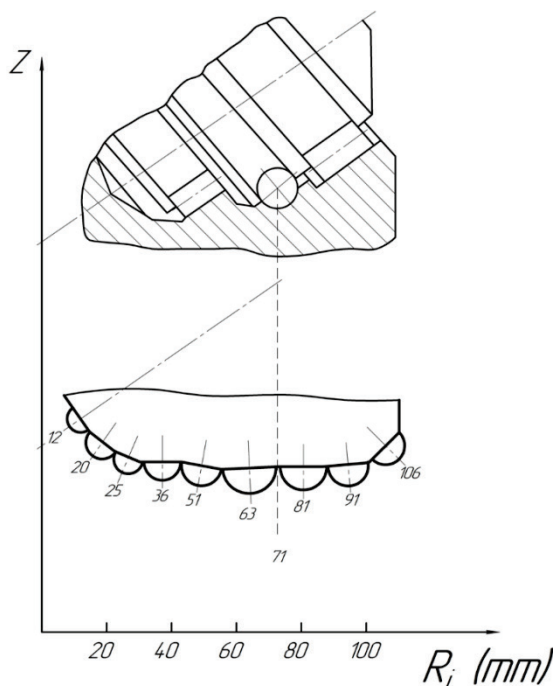


Рис. 4. Новое расположение венцов по шарошкам долота Ш215,9К-ПВ

всей осевой нагрузки на долото. У долота с новым расположением венцов соответствующие значения составляют 15,5, 14,1 и 13,3 %. Таким образом, наиболее загруженный средний венец первой шарошки серийного долота воспринимает осевую нагрузку в 1,93 раза большую, чем наименее загруженный средний венец третьей шарошки. У долота с новым расположением венцов по шарошкам аналогичный показатель равен всего лишь 1,17. Более равномерно у новых долот распределяется нагрузка и по отдельным шарошкам.

Выводы

По результатам аналитических исследований и стендовых испытаний еще нельзя сделать достоверные выводы о преимуществах новой конструкции изделия. Подтвердить эти преимущества могут только испытания изделия, в том числе и бурового долота, в производственных условиях. Подобные испытания для долот предлагаемой конструкции были проведены при бурении взрывных скважин на горнорудном карьере. Выполнялось бурение крепких пород, таких как доломиты и магнезиты, для разбуривания которых и предназначены долота данного типа. Одним из основных показателей эффективности работы буровых долот является средняя проходка на долото. Испытания показали, что долота с новым расположением венцов по шарошкам позволили получить среднюю проходку, в 1,24–1,3 раза превышающую среднюю проходку на одно долото серийной конструкции. Обследование вышедших из строя долот новой конструкции и серийных показали, что работоспособность почти всех долот была ограничена стойкостью опорных узлов шарошек. Вооружение в большинстве случаев оставалось работоспособным. Более высокие показатели работы долот с новым расположением вооружения по шарошкам обусловлено тем, что на разные шарошки действует примерно одинаковая осевая нагрузка, и вследствие этого происходит примерно одинаковый износ подшипниковых узлов. Таким образом, обеспечивается равнопрочность всех деталей долота.

Выполненные аналитические, экспериментальные и производственные исследования шарошечных долот с новым расположением зубков по шарошкам подтвердили возможность повысить показатели эффективности работы долот с минимальными затратами. При конструировании новых долот и совершенствовании существующих конструкций необходимо использовать возможность выравнивания загруженности отдельных деталей долота и тем самым обеспечить их равнопрочность.

Библиографический список

1. Мокшин А. С., Владиславлев Ю. Е., Комм Э. Л. Шарошечные долота. – М.: Недра, 1971. – 216 с.
2. Беликов В. Г., Посташ С. А. Рациональная отработка и износостойкость шарошечных долот. – М.: Недра, 1972. – 160 с.
3. Долговечность буровых долот / В. Н. Виноградов [и др.]. – М.: Недра, 1977. – 256 с.
4. Симонов В. В., Выхребцов В. Г. Работа шарошечных долот и их совершенствование. – М.: Недра, 1975. – 240 с.
5. Беляев А. И. Исследование технологических процессов сборки шарошек буровых долот с твердосплавным вооружением: дис. ... канд. техн. наук. – М., 1977. – 205 с.
6. Богомолов Р. М. Исследование работоспособности твердосплавного вооружения шарошечных долот: Автореф. дис. канд. техн. наук. – М., 1975. – 22 с.
7. Кирпичников В. М. Исследование износостойкости и долговечности спеченных твердых сплавов применительно к вооружению шарошечных долот: Автореф. дис. канд. техн. наук. – М., 1981. – 21 с.

8. Комм Э. Л. Исследование влияния конструктивных и технологических факторов на работоспособность, износ и нагруженность опор шарошечных долот: Автореф. дис. канд. техн. наук. – М., 1978. – 28 с.
9. Pyalchenkov V., Dolgushin V., Kulyabin G. Work Capacity and Durability of Rolling Cutter Drill Bits (Analysis of Criteria and Research Results) // Research Journal of Pharmaceutical, Biological and Chemical Sciences. – 2016. – Vol. 7, Issue 6. – P. 468–475.
10. Пяльченков В. А. Стенд для исследования нагруженности вооружения шарошечных долот [Электронный ресурс] // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-2. – Режим доступа: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=21473>.
11. Experimental Method for Measuring the Forces Acting On the Cutters of the Rolling Cutter Bit / V. A. Pyalchenkov [et al.] // Research Journal of Pharmaceutical, Biological and Chemical Sciences. – 2016. – Vol. 7, Issue 5. – P. 663–669.
12. Способ экспериментального определения усилий, действующих на вооружение и опоры шарошечного долота / В. А. Пяльченков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 112–115.
13. А. С. 840268 Российская Федерация, М. Кл.³ Е 21 В 9/08 Устройство для исследования шарошечного долота № 2729036 / Виноградов В. Н., Коротков В. А., Пашков А. Н., Брагин А. Ф., Пяльченков В. А.; заявл. 23.02.79; опубл. 23.06.81.
14. Пяльченков В. А. Расчет нагруженности элементов вооружения долота // Современные проблемы науки и образования [Электронный ресурс]. – 2015. – № 1-1. – Режим доступа: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=18865>.
15. Analitical and experimntal study of the deformation of roller cone bit parts / V. A. Pyalchenkov [et al.] // Amazonia Investiga. – 2019. – Vol. 8, Issue 21. – P. 23–32.
16. Пяльченков В. А. Моделирование нагруженности подшипников опоры шарошечного долота // Механика и процессы управления: Всеросс. науч.-практ. конф. (22 апр. 2015 г.). – Тюмень, 2015. – С. 105–109.
17. Pyalchenkov V. A., Dolgushin V. V., Kulyabin G. A. The Model for Studies of Load for the Roller Bit Support Bearings // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2017. – Vol. 12, Issue 19. – P. 5548–5553.
18. А. С. 1461855 Российская Федерация, М. Кл.³ Е 21 В 10/16 Буровое шарошечное долото заявка № 4213595 / Брагин А. Ф., Боднарчук В. А., Пяльченков В. А., Басанов Ю. И., Жуков Г. В.; заявл. 20.03.87; опубл. 28.02.89.
19. Pyalchenkov V., Pyalchenkov D., Nikitina L. Influence of test modes and accuracy of manufacturing a roller cone bit on loading of its elements // Amazonia Investiga. – 2019. – Vol. 8, Issue 23. – P. 613–620.
20. Исследование нагруженности вооружения шарошечного долота в зависимости от погрешностей его изготовления / В. А. Пяльченков [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 113–120. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-1-113-120

References

1. Mokshin, A. S., Vladislavlev, Yu. E., & Komm, E. L. (1971). Sharoshechnye dolota. Moscow, Nedra Publ., 216 p. (In Russian).
2. Belikov, V. G., & Postash, S. A. (1972). Ratsional'naya otrabotka i iznosostoykost' sharoshechnykh dolot. Moscow, Nedra Publ., 160 p. (In Russian).
3. Vinogradov, V. N., Sorokin, G. M., Pashkov, A. N., & Rubarkh, V. M. (1977). Dolgovechnost' burovyykh dolot. Moscow, Nedra Publ., 256 p. (In Russian).
4. Simonov, V. V., & Vyskrebtsov, V. G. (1975). Rabota sharoshechnykh dolot i ikh sovershenstvovanie. Moscow, Nedra Publ., 240 p. (In Russian).
5. Belyaev, A. I. (1977). Issledovanie tekhnologicheskikh protsessov sborki sharoshek burovyykh dolot s tverdosplavnym vooruzheniem. Diss. kand. tekhn. nauk, 205 p. (In Russian).
6. Bogomolov, R. M. (1975). Issledovanie rabotosposobnosti tverdosplavnogo vooruzheniya sharoshechnykh dolot: Avtoref. dis. kand. tekhn. nauk. Moscow, 22 p. (In Russian).
7. Kirpichnikov, V. M. (1981). Issledovanie iznosostoykosti i dolgovechnosti spechennykh tverdykh splavov primenitel'no k vooruzheniyu sharoshechnykh dolot: Avtoref. dis. kand. tekhn. nauk. Moscow, 21 p. (In Russian).

8. Komm, E. L. (1978). Issledovanie vliyaniya konstruktivnykh i tekhnologicheskikh faktorov na rabotosposobnost', iznos i nagruzhennost' opor sharoshechnykh dolot. Avtoref. diss. kand. tekhn. nauk. Moscow, 28 p. (In Russian).
9. Pyalchenkov, V., Dolgushin, V., & Kulyabin, G. (2016). Work Capacity and Durability of Rolling Cutter Drill Bits (Analysis of Criteria and Research Results). Research Journal of Pharmaceutical, Biological and Chemical Sciences, 7(6), pp. 468-475. (In English).
10. Pyalchenkov, V. A. (2015). Stand for study of the workload of arms roller bit. Modern problems of science and education, (2-2). (In Russian). Available at: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=21473>
11. Pyalchenkov, V. A., Pyalchenkov, D. V., Dolgushin, V. V., & Kulyabin, G. A. (2016). Experimental Method for Measuring the Forces Acting On the Cutters of the Rolling Cutter Bit. Research Journal of Pharmaceutical, Biological and Chemical Sciences, 7(5), pp. 663-669. (In English).
12. Pyalchenkov, V. A., Pyalchenkov, D. V., Dolgushin, V. V., Danilov, O. F., & Kurbanov, Ya. M. (2016). Method of experimental determination of forces, acting on the cutting elements and the bearings of rolling cutter bit. Oil Industry, (8), pp. 112-115. (In Russian).
13. Vinogradov, V. N., Korotkov, V. A., Pashkov, A. N., Bragin, A. F., & Pyalchenkov, V. A. A. C. 840268 Rossiyskaya Federatsiya, M. Kl.3 E 21 V 9/08 Ustroystvo dlya issledovaniya sharoshechnogo dolota № 2729036. Applied: 23.02.79. Published: 23.06.81. (In Russian).
14. Pyalchenkov, V. A. (2015). Calculation of loaded elements of bit cutting structure. Modern problems of science and education, (1-1). (In Russian). Available at: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=18865>
15. Pyalchenkov, V. A., Kulyabin, G. A., Dolgushin, V. V., & Pyalchenkov, D. V. (2019). Analytical and experimental study of the deformation of roller cone bit parts. Amazonia Investiga, 8(21), pp. 23-32. (In English).
16. Pyalchenkov, V. A. (2015). Modelirovanie zagruzhennosti podshipnikov opory sharoshechnogo dolota. Mekhanika i protsessy upravleniya: Vserossiyskaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya (22 April, 2015). Tyumen, pp. 105-109. (In Russian).
17. Pyalchenkov, V. A., Dolgushin, V. V., & Kulyabin, G. A. (2017). The Model for Studies of Load for the Roller Bit Support Bearings. ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, 12(19), pp. 5548-5553. (In English).
18. Bragin, A. F., Bodnarchuk, V. A., Pyalchenkov, V. A., Basanov, Yu. I., & Zhukov, G. V. A. C. 1461855 Rossiyskaya Federatsiya, M. Kl.3 E 21 V 10/16 Burovye sharoshechnoe doloto zayavka № 4213595. Applied: 20.03.87. Published: 28.02.89. (In Russian).
19. Pyalchenkov, V., Pyalchenkov, D., & Nikitina, L. (2019). Influence of test modes and accuracy of manufacturing a roller cone bit on loading of its elements. Amazonia Investiga, 8(23), pp. 613-620. (In English).
20. Pyalchenkov, V. A., Pyalchenkov, D. V., Dolgushin, V. V., & Kulyabin, G. A. (2019). Studying load of the cutting structure of rolling cutter bit depending on the errors of its manufacture. Oil and Gas Studies, (1), pp. 113-120. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-1-113-120

Сведения об авторах

Пяльченков Владимир Алексеевич, к. т. н., доцент кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: pial228@rambler.ru

Пяльченков Дмитрий Владимирович, к. т. н., доцент кафедры бизнес-информатики и математики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Vladimir A. Pyalchenkov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, e-mail: pial228@rambler.ru

Dmitry V. Pyalchenkov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Business Informatics and Mathematics, Industrial University of Tyumen

УДК 622.276

**Оценка влияния проницаемостной неоднородности
недонасыщенных нефтью пластов на изменение начальной
обводненности скважинной продукции**

И. М. Сагитова, Д. К. Сагитов*, Ю. В. Зейгман

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия
*e-mail: sagitovdk@inbox.ru

Аннотация. Разработка недонасыщенных нефтью послойно неоднородных нефтяных пластов на фоне общего истощения запасов нефти начинает представлять все больший интерес. Выработка этих трудноизвлекаемых запасов нефти сопряжена с нестандартным изменением и повышенными значениями обводненности продукции скважин. Недонасыщенная (несформированная, молодая) залежь представляет собой условно большую переходную водонефтяную зону пласта в классическом ее понимании. Предполагается, что, поскольку начальная нефтенасыщенность пласта низкая, а водонасыщенность, соответственно, высокая, то стартовая обводненность должна соответствовать этому соотношению, однако это в ряде случаев не так. При этом будет ли расти обводненность, стабилизируется или упадет в первые месяцы — заранее сказать сложно. Исследование направлено на выявление определяющего параметра и диапазонов его изменения статистическими методами, опираясь на который будет можно с высокой долей вероятности прогнозировать характер изменения обводненности при технико-экономическом обосновании бурения новых скважин. Для условий выбранного объекта найдена графическая зависимость отклонения обводненности в начальный период эксплуатации скважины от послойной неоднородности пласта. Результаты исследования являются обоснованием для создания новых технологий селективной изоляции коллекторов, позволяющих обратимо ограничивать проницаемость низкопроницаемой низконасыщенной части коллектора, так как большинство существующих технологий направлены на избирательную изоляцию высокопроницаемых и обводненных пропластков.

Ключевые слова: недонасыщенный нефтью пласт; неоднородность пласта; начальная обводненность; переходная зона; слоистая неоднородность; селективная изоляция пластов

**Estimating the effect of permeability variability of undersaturated
oil reservoirs on the change in the start water-cut of well production**

Idaliia M. Sagitova, Damir K. Sagitov*, Yury V. Zeigman

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia
*e-mail: sagitovdk@inbox.ru

Abstract. The development of undersaturated oil layered heterogeneous oil reservoirs against the background of a general depletion of oil reserves is becoming increasingly interesting. The development of these hard-to-recover oil reserves is

associated with non-standard changes and increased water-cut in wells. An undersaturated (unformed, young) reservoir is a conditionally large transitional water-oil zone of the reservoir, in its classical sense. It is assumed that, since the initial oil saturation of the formation is low, and the water saturation is correspondingly high, the starting water cut should correspond to this ratio, but this is not so in some cases. At the same time, it is difficult to say in advance whether water-cut will increase, stabilize or fall in the first months. The study is aimed at identifying the determining parameter and the ranges of its change by statistical methods, based on which it will be possible to predict with high probability the nature of the change in water cut during the feasibility study for drilling new wells. For the conditions of the selected object, a graphical dependence of the water cut deviation in the initial period of well operation from layered heterogeneity of the reservoir is found. The results of the study are the rationale for creating new technologies for the selective isolation of oil-layers. It should allow reversibly limiting the permeability of the low-permeability low-saturated part of the reservoir. Most of the existing technologies are aimed at the selective isolation of high-permeability and watered layers.

Key words: undersaturated oil reservoir; heterogeneity; initial water-cut; transition zone; layered heterogeneity; selective isolation of layers

Введение

Начальные геолого-физические свойства коллекторов и насыщающих их флюидов во многом определяют будущие показатели работы нефтедобывающих скважин и объекта нефтедобычи в целом. Однако некоторые процессы, протекающие в призабойной зоне пласта скважин, вскрывших молодые несформированные нефтяные залежи, характеризующиеся низкой начальной нефтенасыщенностью, не так очевидны.

Предполагается, что первоначальным флюидом, содержащимся в горной породе будущей нефтяной залежи, была вода. Микроскопические скопления углеводородов в гораздо меньших объемах после своего формирования были равномерно распределены по всей толщине осадочных горных пород, величина которой многократно превышала толщину будущего нефтяного пласта. В ходе многолетнего периода формирования нефтяных залежей на участках так называемых геологических ловушек (непроницаемый для углеводородов слой горной породы выпуклой вверх формы — антиклиналь) начинает скапливаться нефть, поднимающаяся вверх за счет разности плотностей нефти и воды [1]. В крупных порах и трещинах данный процесс массообмена идет относительно быстро, так как гравитационные силы преобладают над капиллярными. Процентное содержание нефти под ловушкой растет, а водонасыщенность, соответственно, снижается. Скорость роста нефтенасыщенности во времени неравномерна, как и неравномерна она для коллекторов различной проницаемости и для различной глубины залегания коллектора относительно кровли будущей залежи. Вне зависимости от времени формирования залежи полностью углеводороды заместить воду не могут (капиллярное защемление воды в мелких тупиковых порах).

К примеру, залежи нефти Ромашкинского месторождения характеризуются высокой начальной нефтенасыщенностью 98 % (сформированная нефтяная залежь). Низкую нефтенасыщенность можно встретить лишь в переходных зонах пласта на участках контактных водонефтяных зон залежей (КВНЗ). При этом переходные зоны относительно невелики по мощности (условно 0,5...1 м).

Продолжительный безводный период скважин, вскрывших такой пласт (переходная зона, как правило, не перфорируется), является обычным явлением [2–5].

Скважина может добыть более 70–80 % извлекаемых запасов нефти при обводненности продукции, не превышающей 5 %. Зашемленные, реликтовые воды никак не проявляют себя в процессе добычи основной части запасов нефти в области дренирования скважины, и основным источником обводнения в итоге становится вода, пришедшая либо с контура нефтеносности, либо от нагнетательных скважин, либо подтянутая подошвенная вода, либо прорвавшаяся в результате заколонных перетоков [6–12]. В первых двух случаях обводненность продукции скважин возрастает до 60–70 % (прорыв удаленных вод) и стабилизируется на период добычи от 5 до 15 % извлекаемых запасов нефти [13–17]. Вода добывается из высокопроницаемой части коллектора, но часть нефтеносного коллектора продолжает фильтровать нефть. В конечном итоге все пласты обводняются. Этот процесс обычно растягивается во времени серией водоизоляционных работ по скважине [18–20], что позволяет немного, но увеличить охват пласта дренированием в по-прежнему нефтенасыщенной части пласта.

Объект и методы исследования. Экспериментальная часть

По объектам нефтедобычи, пласты которых характеризуются низкой начальной нефтенасыщенностью от 35 до 70 %, зафиксировать явление продолжительного начального безводного периода возможно крайне редко. Это так называемые молодые объекты нефтедобычи с несформированными залежами, в которых массообменные процессы еще интенсивно протекают и далеки от финального замедления. Вся залежь нефти представляет собой одну большую переходную зону [21–24]. Техногенное вмешательство человека (бурение скважин, создание депрессии на пласт, формирование фильтрационного поля в области дренирования скважин) на данном этапе развития залежи сопровождается процессами, не характерными для сформированных залежей с начальной нефтенасыщенностью более 90 % и ограниченной переходной зоной в КВНЗ.

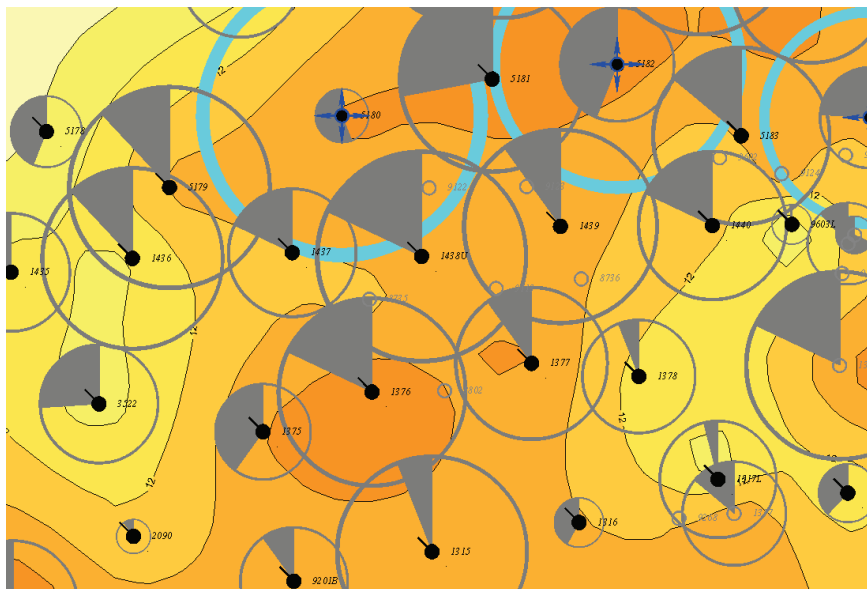


Рис. 1. Карта начальных нефтенасыщенных толщин с накопленными отборами нефти и жидкости и закачкой воды. Ватъеганское месторождение, аптский ярус, пласт АВ₁₋₃ (юго-запад)

На рисунке 1 представлен фрагмент карты начальных нефтенасыщенных толщин с накопленными отборами нефти и жидкости и закачкой воды Ватъеганского месторождения, аптский ярус, пласт АВ₁₋₃ (юго-запад). Данный объект характеризуется низкой (от 33 до 69 %) начальной нефтенасыщенностью продуктивных пластов [25, 26].

Для скважин с низкой начальной нефтенасыщенностью в большинстве случаев характерна высокая стартовая обводненность, обусловленная фазовой проницаемостью флюидов для конкретного типа коллектора (рис. 2). А вот начнет ли она расти, будет стабильной или упадет — сразу однозначно ответить не получается. Однако данный вопрос является ключевым при технико-экономическом обосновании возможности эффективной разработки подобных объектов на стадии разбуривания, где требуется знать стартовые и типовые характеристики будущих скважин [27–29].

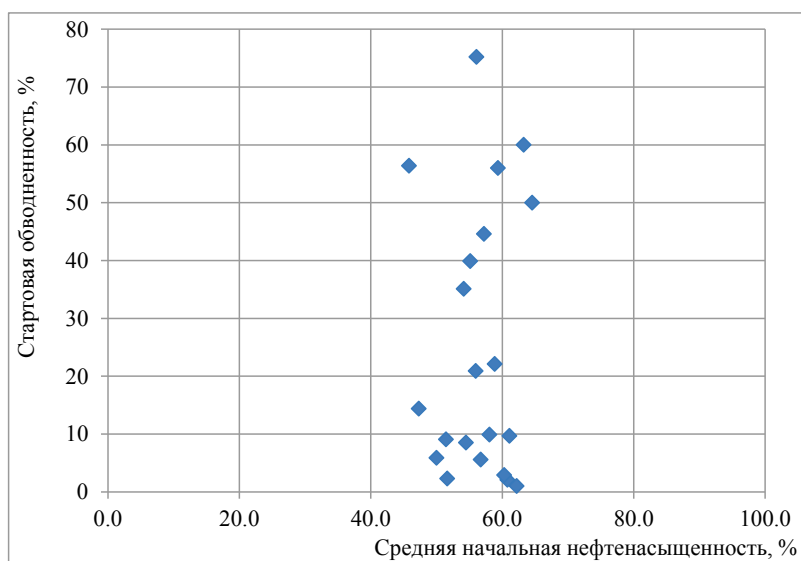


Рис. 2. Распределение стартовой обводненности скважин (первый месяц) от средней начальной нефтенасыщенности пластов. Ватъеганское месторождение, аптский ярус, пласт АВ₁₋₃ (юго-запад)

Предположим, что, так как на характер выработки пластов существенное влияние оказывает послойная неоднородность, то и на последовательность насыщения коллекторов в процессе формирования залежи она тоже будет влиять (рис. 3). И до того момента, пока пропластки различной проницаемости почти не выровнялись по нефтенасыщенности, приблизившись к максимальным значениям в 97–98 %, она (проницаемость) будет определять характер вытеснения нефти и, как итог, среднюю обводненность продукции скважин в начальный период.

В большинстве случаев вода (законтурная или закачиваемая), имея большую подвижность по отношению к нефти, прорывается по высокопроницаемым пропласткам, а низкопроницаемые нефтенасыщенные пропластки со временем отключаются. Но это справедливо для поздней стадии разработки и для сформировавшихся залежей.

По исследуемому же нами объекту ввиду опережающего насыщения («взросления») в период формирования залежи именно высокопроницаемой части коллектора (см. рис. 3) на первый план выходит неоднородность проницаемости коллектора пласта по разрезу. Далее было проведено исследование зависимости интересующего нас показателя (стартовой обводненности и характера ее последующего изменения) от этого параметра (проницаемостной неоднородности).

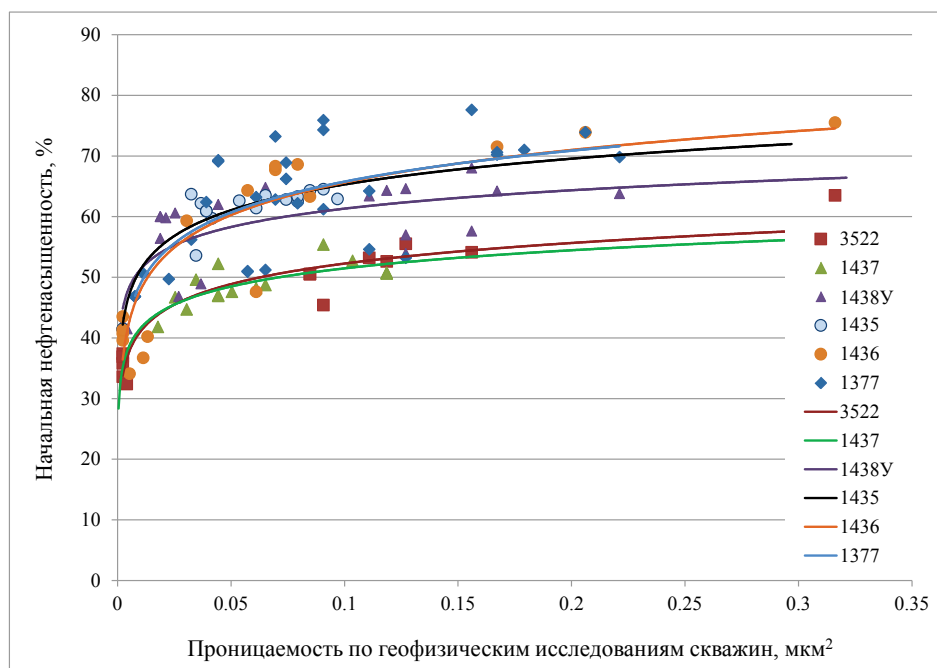


Рис. 3. Зависимость начальной нефтенасыщенности пропластков от их проницаемости в пределах разреза одной скважины (точки — значения по пропласткам; линия — общая закономерность; подпись — номер скважины). Ватъеганское месторождение, аптский ярус, пласт АВ₁₋₃ (юго-запад)

Результаты. Обсуждение

На рисунках 4–9 приведены показатели эксплуатации шести добывающих скважин Ватъеганского месторождения, работающих на участке залежи, представленном на рисунке 1. В рамках нашего исследования интерес представляют стартовые показатели и динамика обводненности продукции данных скважин.

Скважины были подобраны с целью продемонстрировать многообразие вариантов изменения характера начального обводнения. Первые три случая (см. рис. 4–6) являются редкими, вторые три случая встречаются гораздо чаще (см. рис. 7–9).

Из графиков (см. рис. 4–9) видно, что после ввода скважин в работу, спустя примерно полгода обводненность их меняется, но не всегда в большую сторону.

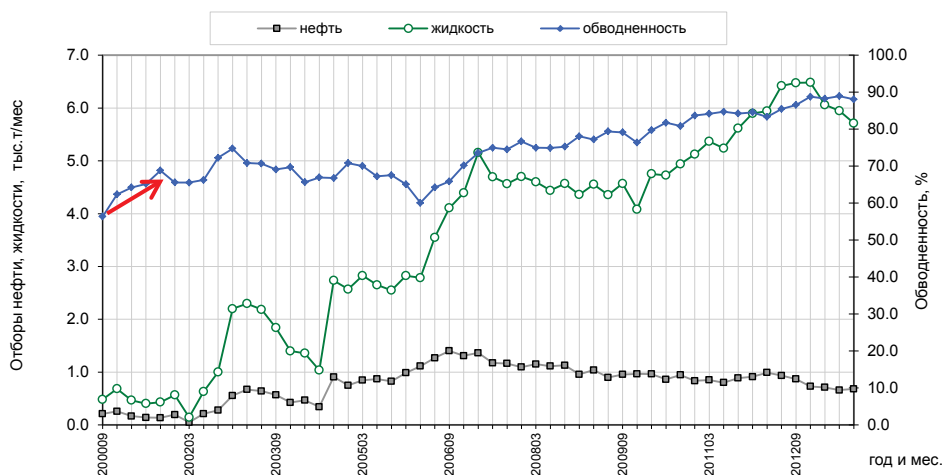


Рис. 4. Показатели скв. 3522 Ватъеганского месторождения

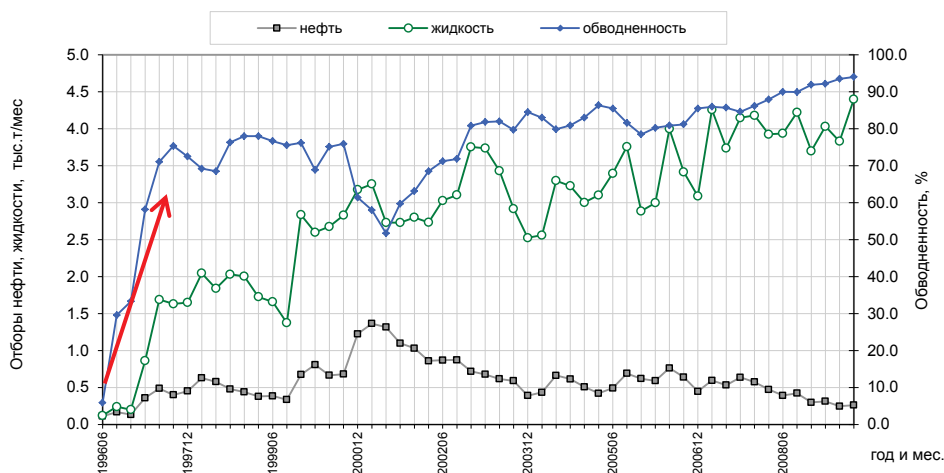


Рис. 5. Показатели скв. 1437 Ватъеганского месторождения

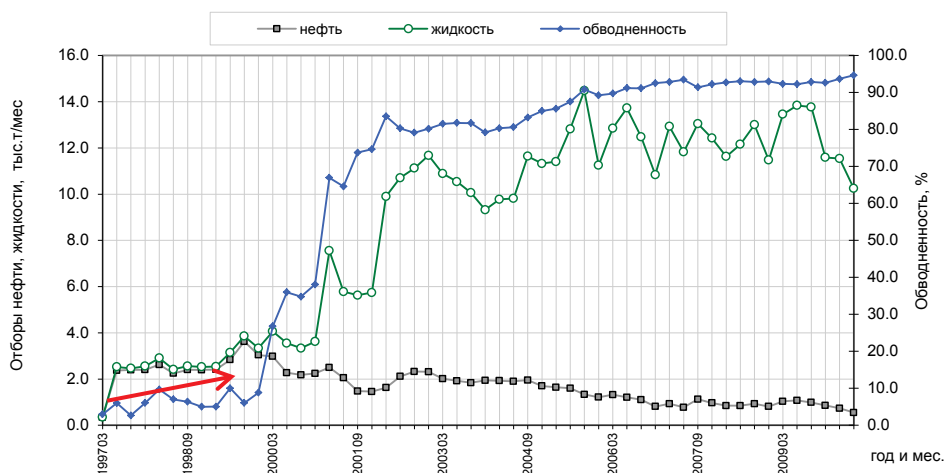


Рис. 6. Показатели скв. 1438У Ватъеганского месторождения

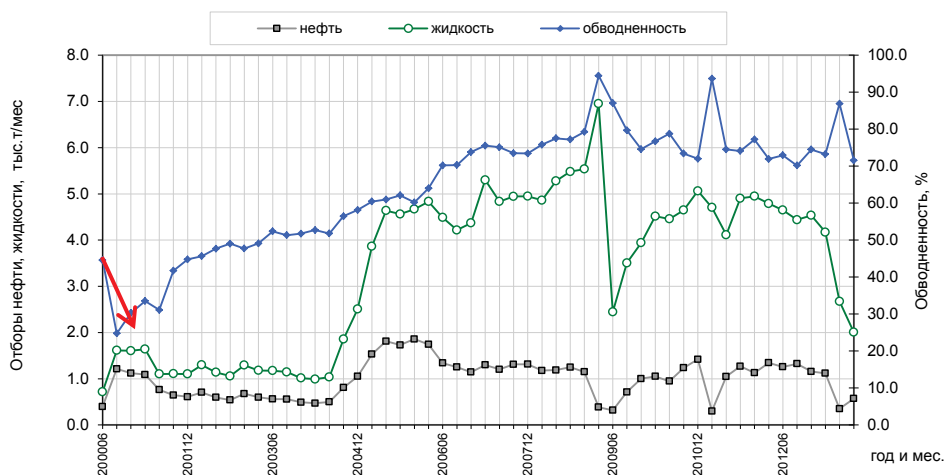


Рис. 7. Показатели скв. 1435 Ватъеганского месторождения

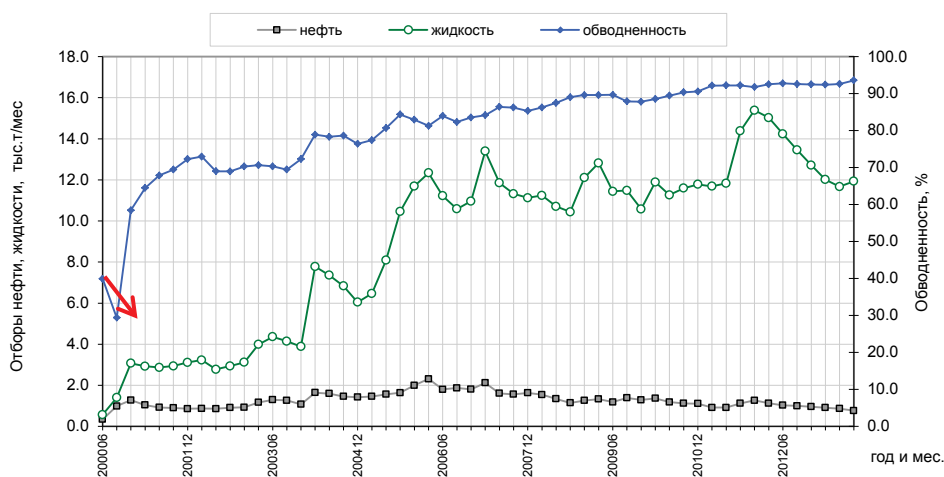


Рис. 8. Показатели скв. 1436 Ватъеганского месторождения

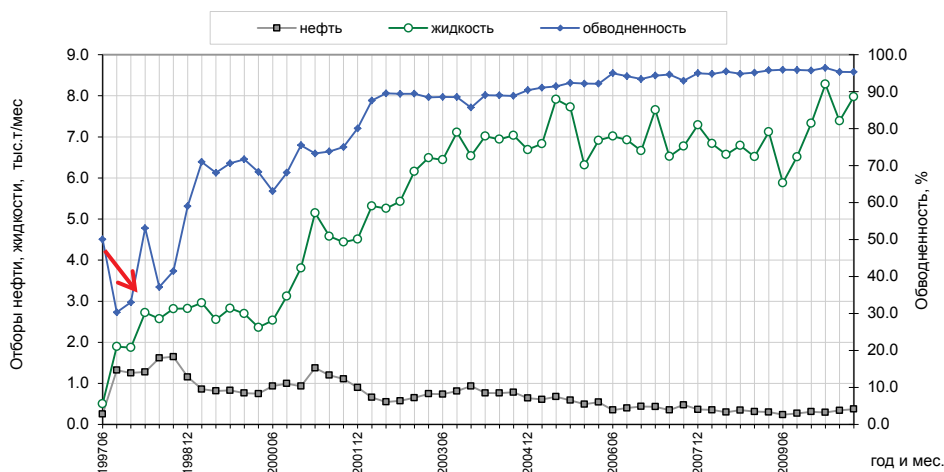


Рис. 9. Показатели скв. 1377 Ватъеганского месторождения

Сопоставление геолого-физических характеристик неоднородных продуктивных пластов скважин и изменения их начальной обводненности в условиях низкой начальной нефтенасыщенности пласта АВ₁₋₃ Ватъеганского месторождения

Номер скважины	Нефтенасыщенная толщина, м,	Пористость, %	Нефтенасыщенность, %	Проницаемость нефтенасыщенного коллектора, мкм ²	Послойная неоднородность нефтенасыщенного коллектора, отн.ед.	Стартовая обводненность, %	Обводненность в первые полгода работы, %	Отклонение обводненности от стартового уровня в начальный период, %
5183	15,7	21,7	58,8	0,0852	4,206	22,1	5,31	-16,8
1376	20,4	22,0	56,0	0,1589	7,658	20,9	5,9	-15,0
1375	18,3	22,9	58,1	0,1930	3,908	9,9	2,9	-7,0
1440	13,2	21,3	56,7	0,1008	2,875	5,6	2,3	-3,3
1316	15,1	20,2	47,3	0,0485	4,521	14,4	6,4	-8,0
1435	10,4	20,8	57,2	0,0494	5,898	44,6	24,7	-19,9
5182	19,3	23,0	59,4	0,5524	8,851	56	33	-23,0
1377	18,3	22,0	64,6	0,1032	3,58	50	30,3	-19,7
1439	16,8	22,3	60,8	0,1350	4,648	2,1	1,3	-0,8
1436	8,4	20,6	55,2	0,0665	1,523	39,9	29,4	-10,5
1378	10,8	23,9	61,1	0,4756	2,16	9,7	7,18	-2,5
1315	16,9	22,1	63,3	0,4725	8,281	60	45,2	-14,8
5180	18,6	23,7	54,5	0,4215	4,73	8,5	6,6	-1,9
2090	12,2	20,5	56,1	0,0367	3,105	75,2	84,1	8,9
3522	7,4	21,1	45,8	0,0866	1,726	56,4	68,8	12,4
1317	19,1	19,9	54,2	0,0365	2,291	35,1	46,9	11,8
5178	6,3	21,6	51,5	0,0847	1,685	9,1	16,6	7,5
1438У	18	21,9	60,3	0,1026	2,346	2,9	6	3,1
1437	14,9	21,8	50,0	0,0690	1,657	5,9	29,6	23,7
5179	16,2	22,1	51,6	0,0778	0,786	2,3	13	10,7
5181	18,9	23,2	62,2	0,2834	2,618	1	13	12,0

В таблице приведены основные геолого-физические характеристики продуктивных пластов скважин рассматриваемого участка и изменения их начальной обводненности в условиях низкой начальной нефтенасыщенности пласта АВ₁₋₃ Ватъеганского месторождения.

Нефтенасыщенная толщина, пористость, нефтенасыщенность, проницаемость, послойная неоднородность были сопоставлены со стартовой обводненностью, обводненностью в первые полгода работы и отклонением обводненности от стартового уровня в начальный период.

После попарного рассмотрения графических зависимостей сопоставляемых параметров была выделена наиболее значимая, которой стала зависимость отклонения стартовой обводненности от послойной неоднородности пласта (рис. 10), где «отклонение стартовой обводненности» — это отклонение обводненности от стартового уровня в начальный период (см. таблицу, девятый столбец; см. рис. 4–9, стрелки на рисунках).

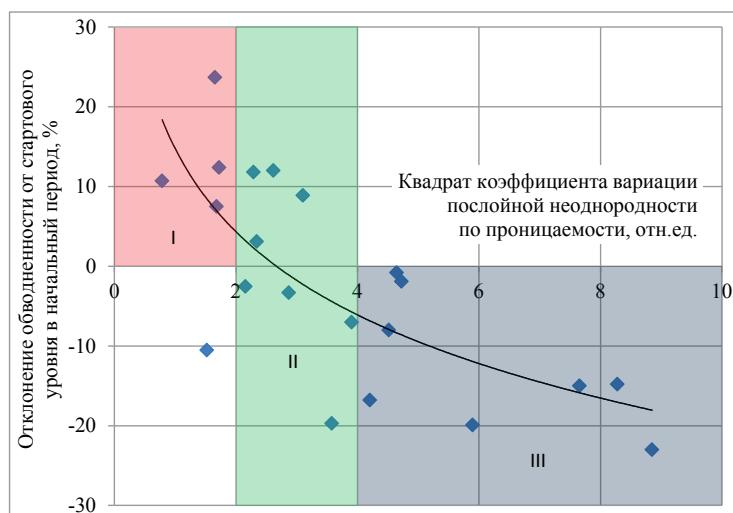


Рис. 10. Оценка зависимости отклонения стартовой обводненности в начальный период от послойной неоднородности для недонасыщенных нефтью коллекторов

В пределах данного построения были выделены три условные зоны, соответствующие различному уровню послойной неоднородности пласта в диапазонах: от 0 до 2; от 2 до 4; от 4 и более отн.ед. (см. рис. 10). Выделение этих зон осуществлялось по принципу разграничения областей с устойчивыми (в большинстве случаев) фактами положительных и отрицательных отклонений обводненности. Между этими зонами образовалась третья, в которой представлены как положительные, так и отрицательные величины. Абсолютные величины границ зон (послойная неоднородность) были округлены до целых значений. Продолжение исследования по большему числу скважин позволит уточнить величину данных границ.

Выводы

- Причиной начала исследований, результаты которых представлены в данной работе, были необычные стартовые показатели по обводненности ряда скважин Ватъеганского месторождения пласта АВ₁₋₃.
- Результатом попарного сопоставительного анализа является полученная графическая зависимость отклонения стартовой обводненности от послойной неоднородности пласта для недонасыщенных нефтью коллекторов.

- Чем выше послойная неоднородность коллектора пласта по проницаемости (квадрат коэффициента вариации более 4 отн.ед.), тем более предпочтителен данный участок для разбуривания.
- При разбуривании относительно однородных по разрезу пластов (неоднородность менее 2 отн.ед.) с высокой степенью вероятности прогнозируется их быстрое обводнение до 75–85 % (характерно для условий паста АВ₁₋₃ Ватьеганского месторождения).
- Стартовая обводненность в диапазоне неоднородности от 2 до 4 отн.ед. однозначно не прогнозируется.
- Селективные технологии изоляции коллекторов, направленные на изоляцию обводненной высокопроницаемой его части в подобных условиях бессмысленны. Требуется новые решения, позволяющие обратимо ограничивать проницаемость низкопроницаемой низконасыщенной части коллектора.

Библиографический список

1. Гафаров Ш. А., Лысенков А. В. Физика пласта / Уфимский гос. нефтяной технический ун-т. – Уфа: Монография, 2008. – 223 с.
2. Фаттахов И. Г. Методика идентификации путем обводнения нефтяных скважин [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 3. – С. 154–159. – Режим доступа: <http://ogbus.ru/article/view/metodika-identifikacii-putej-obvodneniya-neftyanyx-skvazhin>.
3. Динамика перераспределения нефти и воды в призабойной зоне пласта / Ю. В. Зейгман [и др.]. – Уфа: Фонд содействия развитию научных исследований, 1998. – 96 с.
4. Пат. 2161246 РФ. № 99111569/03. Способ снижения обводненности продукции нефтяных добывающих скважин / Баграмов К. А., Дьячук И. А., Луценко А. А., Репин Д. Н., Тянь Н. С., Хасанов М. М.; заявл. 01.06.1999; опубл. 27.12.2000, Бюл. № 35. – 12 с.
5. Сагитов Д. К. Накопление «визуального опыта» с целью дальнейшего прогнозирования процесса обводнения скважин на основе статистического моделирования // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 12. – С. 30–35.
6. Частотный анализ взаимовлияния соседних скважин по изменению объемов закачки и обводненности продукции по истории эксплуатации / С. Х. Абдульмянов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 11. – С. 20–24.
7. Оценка степени взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин методом распознавания образов по истории их эксплуатации / Д. К. Сагитов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 35–36.
8. Владимиров И. В., Альмухаметова Э. М., Велиев Э. М. Условия эффективного применения заводнения горячей водой при разработке послойно неоднородных по проницаемости пластов с высоковязкой нефтью // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 9. – С. 62–65.
9. Абызбаев И. И., Андреев В. Е. Прогнозирование эффективности физико-химического воздействия на пласт // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 3. – С. 167–176.
10. Водогазовое воздействие — перспективный метод увеличения нефтеотдачи месторождений с карбонатными коллекторами / Р. В. Вафин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 1. – С. 38–42.
11. Исследование совместимости пластовых флюидов и рабочих агентов для предотвращения осложнений при кислотных обработках в условиях Могдинского месторождения / Л. И. Гильмутдинова [и др.] // Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике. Материалы VI Междунар. науч.-практ. конф. / Отв. ред. К. Ш. Ямалетдинова. – 2017. – С. 118–126.
12. Комплексный подход к разработке дизайна кислотных обработок скважин им. Р. Требса / А. Е. Фоломеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 72–75.
13. Способы оценки эффективности формирования системы заводнения на объекте Западно-Усть-Балыкского месторождения / В. А. Проскурин [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – № 6. – С. 36–38.
14. Сагитов Д. К., Хальзов А. А., Лепихин В. А. Оперативная коррекция компенсации отборов закачкой на нефтяных месторождениях // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 26–28.

15. Сарваретдинов Р. Г., Сагитов Д. К. Использование геолого-математической модели пласта при сопоставлении средних значений пористости и проницаемости различных по неоднородности пластов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2008. – № 10. – С. 15–20.
16. Моделирование процессов нефтеизвлечения из анизотропного пласта при различных режимах разработки залежи / Н. И. Хисамутдинов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 1. – С. 5–7.
17. Классификация участков залежей на геологические тела в деформированных структурах пласта и унификации схем размещения скважин для гидродинамического моделирования / Н. И. Хисамутдинов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 6. – С. 54–59.
18. Бахтизин Р. Н., Фаттахов И. Г. Ранги регулирования снижения добычи попутной воды [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 5. – С. 206–212. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=17998418>.
19. Нигматуллин Э. Н., Акчурин Х. И., Ленченкова Л. Е. Обоснование механизма гелеобразования в растворах полисиликатов натрия при действии кислот // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 3. – С. 375–383.
20. Пат. 2299977 РФ, МПК Е 21 В 43/16. № 2005102581/03. Способ добычи нефти на поздней стадии разработки нефтяной залежи, подстилаемой водой / Хисамутдинов Н. И., Владимиров И. В., Тазиев М. М., Сагитов Д. К., Алексеев Д. Л., Буторин О. И. заявл. 03.02.2005; опубл. 27.05.2007, Бюл. № 15.
21. Изучение физико-химических свойств гелеобразующей системы на основе алюмосиликатов / Л. Е. Ленченкова [и др.] // Разработка и совершенствование методов увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов: сборник. – Уфа: Гилем, 1998. – С. 192–195.
22. Геолого-технологические особенности разработки нефтяных месторождений юго-запада Башкортостана / В. Ф. Мерзляков [и др.]. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1998. – 150 с.
23. Многофункциональные скважины для разработки залежей высоковязкой нефти / А. И. Пономарев [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 8. – С. 20–24.
24. Комплексные технологии воздействия на трудноизвлекаемые и остаточные запасы нефти / А. Р. Хафизов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9, № 3. – С. 40–44.
25. Уточнение трехмерной геологической модели пласта АВ1-2 Ватъеганского нефтяного месторождения в пределах объекта исследования / Ю. А. Котенев [и др.] // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб. науч. тр. – Уфа, 2013. – С. 199–204.
26. Зональное изменение фильтрационно-емкостных свойств пород Ватъеганского месторождения по результатам исследования керна / А. Н. Лесной [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 1. – С. 22–28.
27. Алексеев А. С. Оценка чувствительности объекта АВ1-3 Ватъеганского нефтяного месторождения к изменению в системе поддержания пластового давления на базе ретроспективного анализа // Наука и бизнес: пути развития. – 2019. – № 6 (96). – С. 18–21.
28. Каримов Р. М. Влияние особенностей геологического строения и формирования залежей на эффективность выработки запасов основных продуктивных пластов Повховского и Ватъеганского месторождений: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2002. – 170 с.
29. Особенности распределения физических свойств нефти в пластах Ватъеганского нефтяного месторождения / Л. Р. Фазылова [и др.] // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском. Материалы в 2 томах. – Том 1. – 2016. – С. 263–267.

References

1. Gafarov, Sh. A., & Lysenkov, A. V. (2008). *Fizika plasta*. Ufa, Monografiya Publ., 223 p. (In Russian).
2. Fattakhov, I. G. (2001). The identification technique of oil well water invasion ways. *Oil and Gas Business*, (3), pp. 160–164. (In English). Available at: http://ogbus.ru/files/ogbus/eng/authors/FattakhovIG/FattakhovIG_1e.pdf
3. Zeygman, Yu. V., Vasil'ev, V. I., Oblekov, G. I., & Demin, V. M. (1998). *Dinamika pereraspredeleniya nefi i vody v prizaboynoy zone plasta*. Ufa, Fond sodeystviya razvitiyu nauchnykh issledovaniy Publ., 96 p. (In English).

4. Bagramov, K. A., D'yachuk, I. A., Lutsenko, A. A., Repin, D. N., Tyan, N. S., & Khasanov, M. M. Sposob snizheniya obvodnennosti produktssii neftyanykh dobyvayushchikh skvazhin. Pat. 2161246 RF. № 99111569/03. Applied: 01.06.1999. Published: 27.12.2000, Byul. № 35, 2 p. (In Russian).
5. Sagitov, D. K. (2005). Nakoplenie "vizual'nogo opyta" s tsel'yu dal'neyshego prognozirovaniya protsessa obvodneniya skvazhin na osnove statisticheskogo modelirovaniya. Oilfield Engineering, (12), pp. 30-35. (In Russian).
6. Abdulmyanov, S. Kh., Sagitov, D. K., Safiullin, I. R., & Astakhova, A. N. (2012). Frequency analysis of adjoining wells interference causing change of volumes of water injecting and product water-flooding performed on the basis of operational history. Oilfield Engineering, (11), pp. 20-24. (In Russian).
7. Sagitov, D. K., Safiullin, I. R., Lepikhin, V. A., & Arzhilovsky, A. V. (2012). Assessment of cross impact of production and injection wells with the help of application of method of pattern recognition by history of their operation. Oilfield Engineering, (1), pp. 35-36. (In Russian).
8. Vladimirov, I. V., Almuhametova, E. M., & Veliyev E. M. (2016). Conditions of the effective use of hot water flooding for development of heavy oil deposits with non-uniform permeability. Oil Industry, (9), pp. 62-65. (In Russian).
9. Abyzbaev, I. I., & Andreev, V. E. (2005). Prognosis of the physical and chemical method to increase flooding efficiency, Neftegazovoye delo, (3), pp. 167-176. (In Russian).
10. Vafin, R. V., Zaripov, M. S., Taziev, M. M., Chukashev, V. N., Buturin, O. I., Vladimirov, I. V., & Sagitov, D. K. (2005). Vodogazovoe vozdeystvie - perspektivnyy metod uvelicheniya nefteotdachi mestorozhdeniy s karbonatnymi kollektorami. Oilfield Engineering, (1), pp. 38-42. (In Russian).
11. Gil'mutdinova, L. I., Voloshin, A. I., Shadrina, P. N., Komkov, A. A., Folomeev, A. E., & Lenchenkova, L. E. (2017). Issledovanie sovmestimosti plastovykh flyuidov i rabochnykh agentov dlya predotvrashcheniya oslozhneniy pri kislotnykh obrabotkakh v usloviyakh Mogdinskogo mestorozhdeniya. Innovatsii i naukoemkie tekhnologii v obrazovanii i ekonomike. Materialy VI Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, pp. 118-126. (In Russian).
12. Folomeev, A. E., Vakhrushev, S. A., Sharifullin, A. R., Lenchenkova, L. E., Nabiullin, R. M., & Fedorov, A. I. (2014). Integrated approach to well acidizing design on R.Trebs oil field (Timan-Pechora Basin). Oil Industry, (8), pp. 72-75. (In Russian).
13. Proskurin, V. A., Khisamutdinov, N. I., Antonov, M. S., & Sagitov, D. K. (2013). Some techniques applied for assessment of water-flooding system efficiency and formation at one of the objects of Western Ust-Balyk field. Automation, telemechanization and communication in the oil industry, (6), pp. 36-38. (In Russian).
14. Sagitov, D. K., Khalzov, A. A., & Lepikhin, V. A. (2012). Prompt correction of compensation of liquid removals by means of water injection in oil fields. Oilfield Engineering, (1), pp. 26-28. (In Russian).
15. Sarvaretidinov, R. G., & Sagitov, D. K. (2008). Ispol'zovanie geologo-matematicheskoy modeli plasta pri sopostavlenii srednikh znacheniy poristosti i pronitsaemosti razlichnykh po neodnorodnosti plastov. Automation, telemechanization and communication in the oil industry, (10), pp. 15-20. (In Russian).
16. Hisamutdinov, N. I., Vladimirov, I. V., Sagitov, D. K., & Abdulmyanov, S. H. (2010). Modeling of oil recovery from anisotropic layer under various regimes of deposit (CO) development. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (1), pp. 5-7. (In Russian).
17. Khisamutdinov, N. I., Sagitov, D. K., Shaislamov, V. Sh., & Listik, A. R. (2012). Classification of deposits' sectors for geological bodies in formations' deformed structures and standardization of schemes of wells' placement for hydrodynamic modeling. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (6), pp. 54-59. (In Russian).
18. Bakhtizin, R. N., & Fattakhov, I. G. (2011). Regulation ranks of associated water production decrease. Neftegazovoye delo, (5), pp. 203-219. (In English). Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=17998419>
19. Nigmatullin, E. N., Akchurin, Kh. I., & Lenchenkova, L. E. (2012). The explanation mechanism of gelation in sodium polysilicate solutions with acids effect study. Neftegazovoye delo, (3), pp. 375-383. (In Russian).
20. Khisamutdinov, N. I., Vladimirov, I. V., Taziev, M. M., Sagitov, D. K., Alekseev, D. L., & Buturin O. I. Sposob dobychi nefti na pozdney stadii razrabotki neftyanoy zalezhi, podstilaemoy vodoy. Pat. 2299977 RF, MPK E 21 V 43/16. № 2005102581/03. Applied: 03.02.2005. Published: 27.05.2007, Byul. № 15. (In Russian).

21. Lenchenkova, L. E., Luk'yanova, N. Yu., Mukhametzyanova, R. S., Ganiev, R. R., & Fakhretdinov, R. N. (1998). Izuchenie fiziko-khimicheskikh svoystv geleobrazuyushchey sistemy na osnove alyumosilikatov. Razrabotka i sovershenstvovanie metodov uvelicheniya nefteotdachi trudnoizvlekaemykh zapasov, Ufa, Gilem Publ., pp. 192-195. (In Russian).
22. Merzlyakov, V. F., Nosachev, A. A., Andreev, V. E., Kotenev, Yu. A., & Khayredinov, N. Sh. (1998). Geologo-tekhnologicheskie osobennosti razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy yugozapada Bashkortostana. Moscow, VNIIOENG JSC Publ., 150 p. (In Russian).
23. Ponomarev, A. I., Denislamov, I. Z., Vladimirov, I. V., Mindiyarov, F. F., & Shayakhmetov A. I. (2017). Multifunctional wells for high-viscous deposits development. Oilfield Engineering, (8), pp. 20-24. (In Russian).
24. Hafizov, A. R., Tchizhov, A. P., Chibisov, A. V., Orlovski, S. L., & Popov, S. A. (2011). Complex technologies of influence on gravely extracted and residual stocks of oil. Neftegazovoye delo, 9(3), pp. 40-44. (In Russian).
25. Kotenev, Yu. A., Kazhdan, M. V., Sultanov, Sh. Kh., & Dulkarnaev, M. R. (2013). Utochnenie trekhmernoy geologicheskoy modeli plasta AV1-2 Vat'eganskogo neftyanogo mestorozhdeniya v predelakh ob'ekta issledovaniya. Neftegazovye tekhnologii i novye materialy. Problemy i resheniya. Ufa, pp. 199-204. (In Russian).
26. Lesnoy, A. N., Bochkarev, A. V., Bronskova, E. I., Kalugin, A. A., & Vyatchinin, M. M. (2016). Zoning change of rocks' characteristics of Vategansky field on the basis of core study results. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (1), pp. 22-28. (In Russian).
27. Alekseev, A. S. (2019). Evaluation of Sensitivity of the AV1-3 Vatyeganskoye Oil Field to Changes in the System of Reservoir Pressure Maintenance on the Basis of Retrospective Analysis. Science and Business: Ways of Development, (6(96)), pp. 18-21. (In Russian).
28. Karimov, R. M. (2002). Vliyanie osobennostey geologicheskogo stroeniya i formirovaniya zalezhey na effektivnost' vyrabotki zapasov osnovnykh produktivnykh plastov Povkhovskogo i Vat'eganskogo mestorozhdeniy. Diss. kand. tekhn. nauk. Ufa, 170 p. (In Russian).
29. Fazylova, L. R., Kotenev, Yu. A., Chudinova, D. Yu., Valeev, A. S., & Dulkarnaev, M. R. (2016). Osobennosti raspredeleniya fizicheskikh svoystv nefti v plastakh Vat'eganskogo neftyanogo mestorozhdeniya. Sbornik nauchnykh trudov 43rd Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii molodykh uchenykh, aspirantov i studentov, posvyashchennoy 60-letiyu filiala UGNTU v gorode Oktyabr'skom. Materialy v dvukh tomakh, Tom 1, pp. 263-267. (In Russian).

Сведения об авторах

Сагитова Идалия Минибаевна, специалист в области разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Сагитов Дамир Камбирович, д. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, e-mail: sagitovdk@inbox.ru

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

Information about the authors

Idaliia M. Sagitova, Specialist in the Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University

Damir K. Sagitov, Doctor of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, e-mail: sagitovdk@inbox.ru

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

**Техническое решение подачи растворителя
асфальтосмолопарафиновых отложений в колонну
насосно-компрессорных труб нефтяных скважин**

С. Е. Чебан¹, М. Д. Валеев², С. А. Леонтьев^{3*}, А. Ф. Семененко³

¹Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

²ООО НПП «ВМ система», с. Кумлекуль, Республика Башкортостан, Россия

³Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Аннотация. Для предотвращения и борьбы с парафиновыми отложениями широко используются различные химические реагенты (ингибиторы и растворители асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО)). В нефтепромысловых условиях применяют различные способы подачи химических реагентов. Для растворителей АСПО наиболее эффективным является закачка химического реагента непосредственно в насосно-компрессорную трубу (НКТ), в этом случае многократно снижается расход реагентов в сравнении с подачей реагентов через затрубное пространство скважины. В работе приведена конструкция и принцип действия технологического устройства подачи растворителя АСПО в установку электроцентробежного насоса. При повышении давления на устье скважины клапан открывает доступ жидкости в НКТ. В качестве ароматического растворителя АСПО используется реагент РТ-1-3, в котором используется бутилбензольная фракция ПАО «Казаньоргсинтез», содержащая смесь бутилбензола, изопропилбензола и полиалкилбензола.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения; поверхностно-активные вещества; клапан; насосно-компрессорные трубы; установка электроцентробежного насоса

**Technical solution for supplying a wax (deposition) inhibitor
to a tubing string of oil wells**

**Stanislav E. Cheban¹, Marat D. Valeev², Sergey A. Leontiev^{3*},
Anastasia F. Semenenko³**

¹Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia

²VM Sistema LLC, Colliculi, the Republic of Bashkortostan, Russia

³Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Abstract. For prevention and combating paraffin deposits different chemical reagents are widely used (wax inhibitors). In field conditions many ways of chemical reagents dosing are applied. Injection of chemical reagents in oil well tubing is the most effective for wax inhibitors; in this case consumption of reagents is largely

decreasing by comparison with chemical reagents dosing through the well-casing annulus. The article describes design and operating processes of technology of wax inhibitor dosing in electric centrifugal well pumps installation. This process opens fluid access to oil well tubing at higher pressure at the wellhead. Reagent RT-1-3 is used as aromatic wax inhibitor. In RT-1-3 there is butylbenzene fraction of Kazanorgsintez PJSC containing a mixture of butylbenzene, isopropylbenzene and polyalkylbenzene.

Key words: asphalt-resin-paraffin deposits; surfactants; valve; oil well tubing; electric centrifugal pump unit

Введение

С каждым годом увеличивается число вводимых в эксплуатацию месторождений, нефти которых характеризуются повышенными значениями температуры застывания, вязкости и тиксотропными свойствами. Образуются накопления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках колонн насосно-компрессорных труб (НКТ), уменьшающих их пропускную способность. При толщине отложений 1 см перепад давления в НКТ увеличивается от 0,3 до 1 МПа в зависимости от длины трубы [1–3].

Для борьбы с парафинизацией скважинного оборудования применяются различные методы предупреждения и удаления отложений: механические, тепловые, химические и комбинированные методы. Одним из способов борьбы с АСПО является применение растворителей. Данный метод не является универсальным и высокоэффективным из-за необходимости подбирать растворитель применительно к АСПО конкретных месторождений [4–11].

Объект и методы исследования

Выбор оптимального способа борьбы с отложениями парафина в скважинах определяется условиями их эксплуатации, особенностями конструкции скважин, способом добычи, свойствами добываемой продукции, а также динамикой изменения состава продукции и временем достижения обводненности 50 % для выбранной схемы разработки [1–3].

Удаление АСПО может быть осуществлено самыми различными методами, среди которых выделяются следующие:

- механические;
- тепловые;
- химические;
- микробиологические.

Из вышеприведенных методов предотвращения образования АСПО следует отметить, что все методы в той или иной мере являются эффективными, но очень широкого применения так и не нашли, кроме химического метода [1–3, 8–12].

Применение растворителей и растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) для удаления уже образовавшихся отложений является одним из наиболее известных и распространенных интенсифицирующих методов в технологических процессах добычи, транспорта, хранения и переработки нефти. Химические реагенты могут быть добавлены для повышения эффективности горячих жидкостей. Этот метод, может быть в чем-то уступающий в эффективности механическому удалению, значительно дешевле при применении [1–8].

В настоящее время в различных нефтедобывающих предприятиях применяется широкий спектр составов растворителей АСПО, которые в каждом конкретном случае соответствуют максимальному эффекту удаления парафиновых отложений [12].

Общая формула растворителя АСПО, в котором в качестве основы применяются поверхностно-активные вещества в виде сульфокислоты: $R - SO_nH$, где $n = 3-4$; R — органические радикалы.

В качестве исследуемых ПАВ для увеличения растворяющей и диспергирующей способности известных углеводородных растворителей взяты реагенты серии РТ-1, состоящие из сульфокислот общей формулы $R - SO_nH$ и ароматических растворителей [12].

В реагенте РТ-1-1 в качестве ароматического растворителя используют легкую пиролизную смолу ПАО «Казаньоргсинтез». В реагенте РТ-1-2 в качестве ароматического растворителя используют побочный продукт производства стирола. В реагенте РТ-1-3 в качестве ароматического растворителя используют бутилбензольную фракцию ПАО «Казаньоргсинтез».

Принцип действия и описание технологического устройства подачи растворителя АСПО

Разработана конструкция обратного клапана установки электроцентробежного насоса, открывающего доступ жидкости в НКТ при повышении давления на устье скважины. Существующие средства [13–20] для закачки жидкости в НКТ с устья скважин обладают недостатками, не позволяющими эффективно открывать обратный клапан.

На рисунке показана схема клапана. В корпусе 1 с нижним 2 и верхним (на рисунке не показано) резьбовыми соединениями размещена ступенчатая цилиндрическая опора 3 с уплотнителем 4 в нижней ступени и стопорным кольцом 5. В нижней части верхней ступени опоры 3 выполнены радиальные каналы 6. Верхнюю торцевую часть опоры 3 перекрывает шар 7, над которым располагается ограничитель его движения 8 со сквозными окнами 9. Отверстие в верхнем торце опоры 3 образует посадочное седло для шара 7. Внутри цилиндрической опоры 3 герметично расположен гидрораспределитель потоков 10 со сквозными радиальными каналами 11, совмещенными с радиальными каналами 6 опоры 3. Каналы 11 соединены с вертикальным каналом 12, нижний торец которого выполнен в форме седла и перекрыт дополнительным шаром 13, подпираемым пружиной 14. Шар 13 с пружиной 14 расположен в корпусе 15 со сквозными каналами 16. В корпусе 15 снизу расположен регулирующий болт 17 с подвижной тарелкой 18.

В корпусе гидрораспределителя потоков 10 выполнены сквозные вертикальные каналы 19. Гидрораспределитель потоков 10 удерживается во внутренней полости опоры 3 контргайкой 20 с резьбовым соединением.

Клапан устанавливается в нижней части колонны НКТ непосредственно над погружным электроцентробежным насосом (на рисунке не показано).

Работа клапана состоит в следующем.

При обычной эксплуатации погружного электроцентробежного насоса добываемая продукция пласта после выхода из насоса проходит через вертикальные каналы 19 гидрораспределителя потоков 10 и, приподнимая под действием напора шар 7, выходит в колонну НКТ через окна 9 (на рисунке показано сплошными стрелками).

При образовании осадков в колонне НКТ или в рабочих органах погружного электроцентробежного насоса, например неорганических солей или механических примесей с асфальтосмолопарафиновыми веществами, происходит значительное снижение его подачи, о чем будут свидетельствовать данные по замеру дебита скважины.

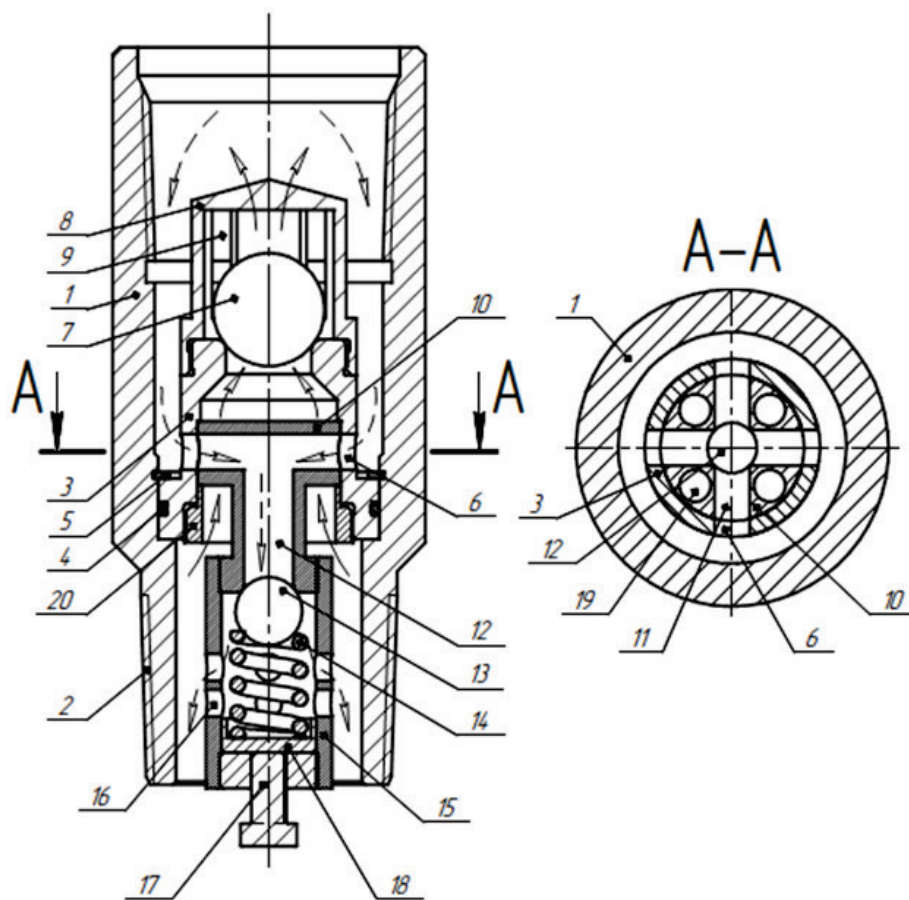


Рисунок. Схема клапана

Для удаления осадков скважину останавливают отключением погружного двигателя. После остановки шар 7 под собственным весом садится в седло и перекрывает слив жидкости из колонны НКТ в скважину через рабочие органы насоса.

Далее в колонну НКТ под избыточным давлением производят закачку расчетного объема растворителя осадков. Растворитель через радиальные каналы 6, 11 и вертикальный канал 12 под избыточным давлением отжимает подпружиненный шар 13 вниз и поступает для растворения осадков в колонну НКТ или полости насоса. Далее производят запуск насоса в работу. Продукция скважины, приподнимая шар 7, начнет поступать в колонну НКТ и откачиваться на поверхность в систему нефтесбора.

Для обеспечения безаварийной работы насоса и эффективности удаления осадков пружина 14 настраивается болтом 17 таким образом, чтобы при остановке насоса шар 13 герметично перекрывал свое седло. Для нагнетания растворителя в колонну НКТ на устье необходимо дополнительно поднять давление до расчетной величины, при которой шар 13 отожмет пружину 14 и начнет пропускать через жидкость.

Выводы

- Закачка растворителей непосредственно в колонну НКТ многократно снижает расход реагентов в сравнении с закачкой реагентов через затрубное пространство скважины.
- При накоплении осадков механических примесей на фильтре и в приемной части насоса производят простую промывку насоса закачиваемой жидкостью без применения химических реагентов.
- Техничко-экономическими преимуществами клапана являются простота и надежность открытия клапана, а также возможность удаления осадков из погружного оборудования с использованием малых объемов химических реагентов.

Библиографический список

1. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов [и др.]; под ред. Н. Г. Ибрагимова, Е. И. Ишемгужина. – Уфа: Монография, 2003. – 302 с.
2. Галикеев Р. М. Исследование закономерности структурообразования парафиносодержащих нефтей в системе добычи и нефтесбора: дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 113 с.
3. Леонтьев С. А. Ресурсосберегающие технологии в системах сбора скважинной продукции нефтяных месторождений (научное обобщение, результаты исследований и внедрения): дис. ... д-ра. техн. наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 299 с.
4. Галикеев Р. М., Леонтьев С. А., Мисник В. В. Методика исследования химических реагентов для предупреждения и растворения парафиновых отложений нефтей ОАО «Газпром-нефть-Ноябрьскнефтегаз» // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 9. – С. 36–39.
5. Глушенко В. Н., Силин М. А., Герин Ю. Г. Нефтепромысловая химия: учеб. пособие. В 5 т. / Под ред. И. Т. Мищенко. – М.: Интерконтакт Наука, 2009. – Т. 5: Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. – 2009. – 475 с.
6. О результатах лабораторного моделирования процессов взаимодействия пластового флюида с закачиваемой водой в условиях, имитирующих интенсивный отбор жидкости из пласта / А. Е. Бортников [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 2. – С. 66–69.
7. Лабораторное исследование реологических свойств нефти и графическое определение температуры точки перехода / Р. М. Галикеев [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 8. – С. 74–77.
8. Мастобаев Б. Н., Шаммазов А. М., Мовсумзаде Э. М. Химические средства и технологии в трубопроводном транспорте нефти. – М.: Химия, 2002. – 296 с.
9. Мазепа Б. А. Борьба с парафиновыми отложениями при добыче нефти за рубежом. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 91 с.
10. Кучумов Р. Я., Пустовалов М. Ф., Кучумов Р. Р. Анализ и моделирование эффективности эксплуатации скважин, осложненных парафиноотложениями. – М.: ВНИИОНГ, 2005. – 186 с.
11. Мурсалова М. А., Эфендиев Н. Г., Кязимова Н. Н. Разработка и применение способов борьбы с парафиноотложениями на нефтегазовых месторождениях // Обз. инф. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Вып. 12. – М.: ВНИИЭГазпром, 1986. – 48 с.
12. Насосная добыча высоковязких нефтей из наклонных и обводненных скважин / К. Р. Уразаков [и др.]; под ред. М. Д. Валеева. – М.: Недра, 2003. – 302 с.
13. Миннивалеев А. Н., Зарипова Л. М., Габдрахимов М. С. Совершенствование очистки насосно-компрессорных труб от асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 2. – С. 218–226.
14. Статистическая связь между неравновесными характеристиками нефтей и содержанием в них парафиновых углеводородов / М. Д. Валеев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 108–113. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-3-108-113
15. Богданов А. А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти. – М.: Недра, 1968. – 272 с.

16. Пат. RU № 56940 U1. Обратный клапан / Артемьев А. П., Макаров А. В.; заявл. 07.04.06; опубл. 27.09.06.
17. Пат. RU 72268 U1. Клапан скважинного центробежного насоса / Габсалимов Р. Р., Смотрик Д. В., Яхин И. Н.; заявл. 26.12.07; опубл. 10.04.08
18. Пат. RU 2441139 C1. Фильтр скважинный очищаемый/ Кунеевский В. В.; заявл. 12.07.10, опубл. 27.01.12.
19. Пат. RU 2544930 C1. Клапан обратный электроцентробежной установки и способ очистки фильтра на приеме насоса / Валеев М. Д., Булчаев Н. Д., Салимгареев С. М., Ведерников В. Я., Гаскаров В. З.; заявл. 17.09.13; опубл. 16.02.15.
20. Пат. RU 104618 U1. Клапан обратный трехпозиционный / Нагуманов М. М., Аминев М. М.; заявл. 25.01.11; опубл. 20.05.11, Бюл. № 14.

References

1. Ibragimov, N. G., Khafizov, A. R., Shaydakov, V. V., Khaydarov, F. R., Emel'yanov, A. V., Golubev, M. V.,..., Laptev, A. B. (2003). *Oslozhneniya v nefte dobyche*. Ufa, Monografiya Publ., 302 p. (In Russian).
2. Galikeev, R. M. (2011). *Issledovanie zakonomernosti strukturoobrazovaniya parafinosoderzhashchikh neftey v sisteme dobychi i neftesbora*. Diss. kand. tekhn. nauk. Tyumen, 113 p. (In Russian).
3. Leontiev, S. A. (2012). *Resursosberegayushchie tekhnologii v sistemakh sbora skvazhinnoy produktsii neftyanykh mestorozhdeniy (nauchnoe obobshchenie, rezul'taty issledovaniy i vnedreniya)*. Diss. dokt. tekhn. nauk. Tyumen, 299 p. (In Russian).
4. Galikeev, R. M., Leontiev, S. A., & Misnik, V. V. (2010). Method of chemical reagents studies to prevent and dissolve oil paraffine sediments developed in JSC "Gazpromneft-Noyabrskneftegaz". *Oilfield Engineering*, (9), pp. 36-39. (In Russian).
5. Glushchenko, V. N., Silin, M. A., & Gerin, Yu. G. (2009). *Neftepromyslovaya khimiya*. Tom 5. *Preduprezhdenie i ustranenie asfal'tenosmoloparafinovyykh otlozheniy*. Moscow, Interkontakt Nauka Publ., 475 p. (In Russian).
6. Bortnikov, A. E., Kordiak, K. E., Moroz, V. N., Leontiev, S. A., & Valeev, M. D. (2015). Results of laboratory modeling of formation fluid interaction with the injected water in conditions simulating liquid intensive discharge out of a formation. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (2), pp. 66-69. (In Russian).
7. Galikeev, R. M., Leontiev, S. A., Tarasov, M. Yu., & Portnyagina, E. V. (2010). Laboratory investigation of the rheological properties of oil and graphical determination of the temperature of the transition point. *Oil and Gas Territory*, (8), pp. 74-77. (In Russian).
8. Mastobaev, B. N., Shammazov, A. M., & Movsumzade, E. M. (2002). *Khimicheskie sredstva i tekhnologii v truboprovodnom transporte nefti*. Moscow, Khimiya Publ., 296 p. (In Russian).
9. Mazepa, B. A. (1961). *Bor'ba s parafinovymi otlozheniyami pri dobyche nefti za rubezhom*. Moscow, Gostoptekhzdat Publ., 91 p. (In Russian).
10. Kuchumov, R. Ya., Pustovalov, M. F., & Kuchumov, R. R. (2005). *Analiz i modelirovaniye effektivnosti ekspluatatsii skvazhin, oslozhnennykh parafinootlozheniyami*. Moscow, VNIIONG Publ., 186 p. (In Russian).
11. Mursalova, M. A., Efendiev, N. G., & Kyazimova, N. N. (1986). *Razrabotka i primeneniye sposobov bor'by s parafinootlozheniyami na neftegazovykh mestorozhdeniyakh*. Obz. inf. Ser. *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*, (12). Moscow, VNIIEgazprom Publ., 48 p. (In Russian).
12. Urazakov, K. R., Bogomol'nyy, E. I., Seytpagambetov, Zh. S., & Gazarov, A. G. (2003). *Pump extraction of highly viscous oil from slant and drowned wells*. Moscow, Nedra Publ., 302 p. (In Russian).
13. Minnivaliev, A. N., Zaripova, L. M., & Gabdrakhimov, M. S. (2013). Follow on of cleaning tubing pipes from asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD). *Neftegazovoye delo*, (2), pp. 218-226. (In Russian).
14. Valeev, M. D., Gabdrakhimov, M. S., Zaripova, L. M., & Zaripov, A. K. (2018). Statistical linkage between the non-equilibrium characteristics of oils and the content of paraffin hydrocarbons in them. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 108-113. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-3-108-113
15. Bogdanov, A. A. (1968). *Pogruzhnye tsentrobezhnye elektronasosy dlya dobychi nefti*. Moscow, Nedra Publ., 272 p. (In Russian).

16. Artem'ev, A. P., & Makarov, A. V. Obratnyy klapan. Pat. RU № 56940 U1. Applied: 07.04.06. Published: 27.09.06. (In Russian).
17. Gabsalyamov, R. R., Smotrik, D. V., & Yakhin, I. N. Klapan skvazhnogo tsentrobezhnogo nasosa. Pat. RU 72268 U1. Applied: 26.12.07. Published: 10.04.08. (In Russian).
18. Kuneevskiy, V. V. Fil'tr skvazhinnyy ochishchaemyy. Pat. RU 2441139 C1. Applied: 12.07.10. Published: 27.01.12. (In Russian).
19. Valeev, M. D., Bulchaev, N. D., Salimgareev, S. M., Vedernikov, V. Ya., & Gaskarov, V. Z. Klapan obratnyy elektrotsentrobezhnoy ustanovki i sposob ochistki fil'tra na prieme nasosa. Pat. RU 2544930 S1. Applied: 17.09.13. Published: 16.02.15. (In Russian).
20. Nagumanov, M. M., & Aminev, M. M. Klapan obratnyy trekhpozitsionnyy. Pat. RU 104618 U1. Applied: 25.01.11. Published: 20.05.11, Byul. № 14. (In Russian).

Сведения об авторах

Чебан Станислав Евгеньевич, научный сотрудник Института нефти и газа, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск

Валеев Марат Давлетович, д. т. н., профессор, технический директор ООО НПП «ВМ система», с. Кумлекуль, Республика Башкортостан

Леонтьев Сергей Александрович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

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

Information about the authors

Stanislav E. Cheban, Researcher at the Institute of Oil and Gas, Yugra State University, Khanty-Mansiysk

Marat D. Valeev, Doctor of Engineering, Professor, Technical Director of VM Sistema LLC, Colliculi, the Republic of Bashkortostan

Sergey A. Leontiev, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

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

УДК 622.691.4

**Регрессионный анализ показателей численного эксперимента
по определению времени остывания нефти**

А. У. Якупов*, Д. А. Черенцов, К. С. Воронин, Ю. Д. Земенков

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru*

Аннотация. В работе выполнена обработка результатов компьютерного эксперимента по определению времени остывания нефти в остановленном нефтепроводе. Авторами статьи в предыдущих работах была предложена расчетная модель, позволяющая смоделировать процесс остывания нефти.

Возникла необходимость проверить полученные ранее результаты при проведении лабораторного эксперимента на стенде с грунтом. Для проведения эксперимента необходимо было провести планирование эксперимента. Определены факторы, влияющие на время остывания нефти в нефтепроводе, которые будут варьироваться в предложенном эксперименте, установлены эмпирические зависимости. Проведены регрессионный анализ, проверка однородности дисперсий с помощью критерия Кохрена. Рассчитаны оценки дисперсий воспроизводимости. Выполнена проверка гипотезы адекватности по критерию Фишера. Установлены значимые коэффициенты регрессии.

Ключевые слова: регрессионный анализ; адекватность модели; обработка результатов эксперимента

**Regression analysis of indicators of a numerical experiment
to determine the cooling time of oil**

**Azamat U. Yakupov*, Dmitry A. Cherentsov, Konstantin S. Voronin,
Yuri D. Zemenkov**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru*

Abstract. The article performed the processing of the results of a computer experiment to determine the cooling time of oil in a stopped oil pipeline. We proposed a calculation model in previous works that allows you to simulate the process of cooling oil.

There was a need to verify the previously obtained results when conducting a laboratory experiment on a stand with soil. To conduct the experiment, it was necessary to conduct the planning of the experiment. The factors affecting the cooling time of oil in the oil pipeline, which will vary in the proposed experiment, are determined, empirical relationships are established. A regression analysis was carried out, and the dispersion homogeneity was checked using the Cochren criterion. The estimates of reproducibility variances are calculated. The adequacy hypothesis was tested using the Fisher criterion. Significant regression coefficients are established.

Key words: regression analysis; model adequacy; processing of experimental results

Введение

Ранее авторами статьи в работах [1–4] было проведено моделирование по определению степени влияния установленных термостабилизаторов на время остывания нефти в остановленном нефтепроводе. При моделировании были рассмотрены следующие условия: варианты установки термостабилизаторов различных производителей; разные диаметры нефтепроводов и толщины теплоизоляционного материала; изменялись температура и теплоемкость нефти; вид грунта с различной влажностью, при котором теплоемкость была зависимым от влажности грунта параметром и рассчитывалась согласно СП 25.13330.2012¹. Все результаты, полученные в ходе компьютерного моделирования, были проверены лабораторным экспериментом. Далее, на примерах рассмотрим особенности реализации этапов анализа результатов эксперимента, который может проводиться неоднократно.

Из-за большой трудоемкости и продолжительности лабораторного эксперимента необходимо применить планирование эксперимента [5–8] для проведения качественных и наименее затратных опытов. Осложняется эксперимент из-за невозможности поддерживать требуемые значения параметров в процессе лабораторного эксперимента, поэтому необходимо получить формулу, показывающую зависимость времени остывания от всех рассматриваемых параметров, а проверку провести с возможными для лабораторного эксперимента параметрами. Требуемая формула может иметь линейную, квадратичную связь параметров, а также может учитывать взаимовлияние. От выбранной формулы зависит точность рассчитываемого значения времени остывания.

Для этого проведем процедуру, основанную на обработке компьютерного эксперимента, конечной целью которой будет получение эмпирической формулы вида (1)

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n), \quad (1)$$

где y — значение функции, x_n — значения аргументов.

Формулы подбираются в пределах изменения величин x_n . Полученная эмпирическая формула позволит находить значения функции без решения зачастую громоздких уравнений, которые требуют применения численных методов решения. После нахождения простой и адекватной модели необходимо проводить регрессионный анализ. Реализация процедуры предполагает проведение эксперимента, зависящего от нескольких факторов. При решении задачи целесообразно воспользоваться методами планирования эксперимента [9–11]. Следуя им, перейдем от размерных величин к безразмерным, рассчитываемым по формуле (2).

$$\bar{p}_i = \frac{2 \cdot p_i - (p_{\max} + p_{\min})}{p_{\max} - p_{\min}}, \quad (2)$$

где p_i — параметр, который будет варьироваться на трех уровнях; $\bar{p}_i = (-1; 0; +1)$.

Компьютерное моделирование проводится в полном объеме, путем нахождения результата для каждого изменения параметра. В лабораторном эксперименте проверили полученную модель при варьировании диаметра трубопровода,

¹ СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. – Введ. 2013-01-01. – М.: Строительство, 2013. – 109 с.

температуры продукта и толщины изоляции на трех уровнях. Этого достаточно для понимания характера поведения функции.

Факторы для компьютерного моделирования представлены в таблице 1.

Таблица 1

Характеристики факторов

Параметр	Условные обозначения, единица измерения	Величина
Температура нефти	$T, ^\circ\text{C}$	30, 40, 50
Диаметр нефтепровода	$D, \text{мм}$	377, 426, 530
Толщина изоляции	$b, \text{мм}$	100, 150, 200
Удельная теплоемкость нефти	$C, \text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{K})$	1 600, 2 100, 2 500
Влажность грунта	$w, \text{д.ед.}$	0,1; 0,15; 0,2

Значения температуры, удельной теплоемкости нефти были выбраны как наиболее вероятные значения при транспортировке высоковязкой нефти согласно [12]. Для выбранных, в соответствии с СП 25.13330.2012², значений влажности грунтов рассчитаны параметры теплопроводности и теплоемкости.

Для выбранных в таблице параметров было проведено компьютерное моделирование, где для каждого изменения параметра при неизменных остальных параметрах было найдено время остывания нефти в остановленном нефтепроводе. Полученные величины были разделены на две группы по [13–15]. Первую группу результатов используем для нахождения коэффициентов функции, вторую — для вычисления среднеквадратических отклонений остатков — разностей.

Моделирование процесса

Реализация процедуры проведения компьютерного эксперимента подразумевает варьирование пяти выбранных факторов на трех уровнях. Получается 243 возможных варианта. При составлении матрицы планирования эксперимента для недопущения систематической ошибки случайным образом выберем 81 вариант. Результаты некоторых значений представлены в таблице 2.

Таблица 2

Матрица планирования эксперимента

Номер варианта	Фактор				
	T	D	b	C	w
1	–1,00	1,00	1,00	–1,00	–1,00
2	–1,00	1,00	1,00	1,00	0,00
3	–1,00	1,00	0,00	–1,00	0,00
4	–1,00	–1,00	–1,00	0,00	–1,00
5	0,00	1,00	1,00	1,00	–1,00
6	–1,00	1,00	–1,00	–1,00	–1,00

² Там же. – С. 78.

Обработку результатов эксперимента проводят согласно [7] по следующей схеме. Вначале проводят оценку дисперсий среднего арифметического по формуле (3)

$$S_i^2 = \frac{\sum_1^n (y_{iq} - \bar{y}_i)^2}{n \cdot (n - 1)}, \quad (3)$$

где n — число наблюдений в отдельном опыте; y_{iq} — результат отдельного наблюдения; $\bar{y}_i$ — среднее арифметическое значение критерия (результат опыта).

Далее проводят проверку однородности дисперсий с помощью критерия Кохрена, который рассчитывается по формуле (4)

$$G = \frac{S_{imax}^2}{\sum_1^N S_i^2}, \quad (4)$$

где S_{imax}^2 — максимальное значение дисперсии.

Для оценки значимости коэффициентов уравнения регрессии необходимо рассчитать величину дисперсии, характеризующую ошибку воспроизводимости. Дисперсия воспроизводимости находится по формуле, предложенной в работах [7, 16, 17].

$$S_y^2 = \frac{\sum_1^N \sum_1^n (y_{iq} - \bar{y}_i)^2}{N \cdot (n - 1)}, \quad (5)$$

где N — число опытов; n — число наблюдений в отдельном опыте; y_{iq} — результат отдельного наблюдения; $\bar{y}_i$ — среднее арифметическое значение критерия (результат опыта).

Следующим этапом необходимо проверить модель на адекватность. Проводится она после нахождения коэффициентов модели, для оценки ее пригодности. Показателем пригодности является критерий Фишера, если рассчитанное значение критерия не превышает табличного, то с соответствующей вероятностью модель можно считать адекватной. Для этого необходимо вычислить коэффициент Фишера по формуле (6)

$$F = \frac{S_{ад}^2}{S_y^2}, \quad (6)$$

где $S_{ад}^2$ — дисперсия адекватности, которая находится по формуле (7)

$$S_{ад}^2 = \sum_{i=1}^N \frac{(\hat{y}_i - \bar{y}_i)^2}{f}, \quad (7)$$

где $\hat{y}_i$ — выходные параметры, рассчитанные по уравнению регрессии; f — число степеней свободы дисперсии адекватности, которая находится по формуле (8)

$$f = N - (k + 1), \quad (8)$$

где k — количество рассматриваемых параметров.

Оценка значимости коэффициентов регрессии связана с построением доверительных интервалов. Коэффициент уравнения регрессии значим, когда его абсолютная величина больше доверительного интервала.

Информация о значимости коэффициентов позволяет рассмотреть вопрос о возможности упрощения последующей работы путем отсеивания части факторов, более того, данная информация поможет при интерпретации математических моделей. Доверительные интервалы коэффициентов регрессии находятся по формуле (9)

$$\Delta b_i = \pm \frac{t \cdot S_y}{N}, \quad (9)$$

где t — критерий Стьюдента.

Экспериментальная часть

Рассмотрено несколько разных вариантов эмпирических уравнений и проведено сравнение линейной, квадратичной функций и взаимовлияние факторов по [18–20]. Для первого варианта функции рассмотрели линейную зависимость факторов по формуле (10)

$$t = x_0 + x_1 \cdot T + x_2 \cdot D + x_3 \cdot b + x_4 \cdot w + x_5 \cdot c, \quad (10)$$

где коэффициенты регрессии — x величины, которые будут характеризовать влияние соответствующего фактора на функцию.

Второй вариант с линейным влиянием, но без фактора w

$$t = x_0 + x_1 \cdot T + x_2 \cdot D + x_3 \cdot b + x_4 \cdot c. \quad (11)$$

Третий вариант линейного взаимовлияния факторов по формуле (12)

$$t = x_0 + x_1 \cdot T + x_2 \cdot D + x_3 \cdot b + x_4 \cdot c + x_5 \cdot T \cdot D + x_6 \cdot T \cdot b + x_7 \cdot T \cdot c + x_8 \cdot D \cdot b + x_9 \cdot D \cdot c + x_{10} \cdot b \cdot c. \quad (12)$$

Четвертый вариант с линейным и квадратичным влиянием факторов

$$t = x_0 + x_1 \cdot T + x_2 \cdot D + x_3 \cdot b + x_4 \cdot c + x_5 \cdot T^2 + x_6 \cdot D^2 + x_7 \cdot b^2 + x_8 \cdot c^2. \quad (13)$$

Пятый вариант с линейной, квадратичной функцией и с взаимовлиянием факторов

$$t = x_0 + x_1 \cdot T + x_2 \cdot D + x_3 \cdot b + x_4 \cdot w + x_5 \cdot c + x_6 \cdot T^2 + x_7 \cdot D^2 + x_8 \cdot b^2 + x_9 \cdot w^2 + x_{10} \cdot c^2 + x_{11} \cdot T \cdot D + x_{12} \cdot T \cdot b + x_{13} \cdot T \cdot w + x_{14} \cdot T \cdot c + x_{15} \cdot D \cdot b + x_{16} \cdot D \cdot w + x_{17} \cdot D \cdot c + x_{18} \cdot b \cdot w + x_{19} \cdot b \cdot c + x_{20} \cdot w \cdot c. \quad (14)$$

Шестой вариант с линейной, квадратичной функцией и с взаимовлиянием четырех факторов по формуле (15)

$$t = x_0 + x_1 \cdot T + x_2 \cdot D + x_3 \cdot b + x_4 \cdot c + x_5 \cdot T^2 + x_6 \cdot D^2 + x_7 \cdot b^2 + x_8 \cdot c^2 + x_9 \cdot T \cdot D + x_{10} \cdot T \cdot b + x_{11} \cdot T \cdot c + x_{12} \cdot D \cdot b + x_{13} \cdot D \cdot c + x_{14} \cdot b \cdot c. \quad (15)$$

Результаты эксперимента

Используя метод наименьших квадратов [15, 21] по результатам нескольких опытов, найдены значения коэффициентов регрессии, для первого варианта — по формуле (10). Результаты представлены в таблице 3.

Таблица 3

Величины факторов для первого варианта

x_0	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5
180,04	39,20	44,86	29,67	−7,66	38,02

Результаты второго, третьего, четвертого, пятого и шестого вариантов представлены, соответственно, в таблицах 4–8.

Таблица 4

Величины факторов для второго варианта

x_0	x_1	x_2	x_3	x_4
180,46	38,91	45,03	29,96	37,68

Таблица 5

Величины факторов для третьего варианта

x_0	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5
181,79	38,91	43,67	29,18	37,69	8,33
x_6	x_7	x_8	x_9	x_{10}	
6,22	8,67	7,18	9,39	5,72	

Таблица 6

Величины факторов для четвертого варианта

x_0	x_1	x_2	x_3	x_4
177,77	38,80	45,19	30,81	37,17
x_5	x_6	x_7	x_8	
–6,09	16,98	–4,05	–2,45	

Таблица 7

Величины факторов для пятого варианта

x_0	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5
171,84	39,06	43,94	29,68	–7,23	37,86
x_6	x_7	x_8	x_9	x_{10}	x_{11}
–3,30	17,59	–1,71	2,53	0,17	9,35
x_{12}	x_{13}	x_{14}	x_{15}	x_{16}	x_{17}
6,32	–2,14	8,03	7,42	–1,67	9,86
x_{18}	x_{19}	x_{20}			
0,21	6,09	–1,38			

Таблица 8

Величины факторов для шестого варианта

x_0	x_1	x_2	x_3	x_4
173,79	38,8,	43,95	29,87	37,11
x_5	x_6	x_7	x_8	x_9
–3,65	18,62	–1,79	–0,51	9,81
x_{10}	x_{11}	x_{12}	x_{13}	x_{14}
6,66	8,22	7,70	9,15	6,01

Обсуждение

По величинам рассчитанных коэффициентов регрессии можно оценить влияние исследуемых параметров на получаемый результат.

Рассматривая коэффициенты регрессии формулы (10), можно сделать вывод, что параметры T , D , b , c оказывают большее влияние на скорость остывания, чем параметр w . Коэффициент регрессии влажности имеет отрицательный знак, это говорит о том, что при увеличении влажности скорость остывания будет увеличиваться.

Для подтверждения применимости уравнения мы провели расчеты по формулам (3)–(9). Полученное расчетное значение критерия Кохрена: $G = 841,66/4515,2 = 0,1864$ не превысило табличного значения 0,998, что говорит о том, что гипотеза об однородности дисперсий принимается. Мы проверили гипотезу адекватности модели по формулам (6)–(8) и определили коэффициент Фишера. Расчетное значение получилось равным $F = 60,202/4515,2 = 0,0157$, а табличное значение критерия Фишера по числу степени свободы числителя 75 и знаменателя 8 равно 1,3. Расчетная величина критерия не превышает табличного значения, гипотеза об адекватности модели подтвердилась. Оценка значимости коэффициентов регрессии показала, что значение коэффициента Стьюдента для уровня значимости 0,05 и числе степеней свободы 81 равна 1,99. Доверительный интервал по формуле (9) получился $\Delta b_i = \pm 1,99 \cdot 7,466 = 14,85$. Некоторые абсолютные величины коэффициентов регрессии меньше доверительного интервала.

Анализ полученных результатов показал, что эффекты взаимовлияния параметров T , b , c , w первого порядка и квадратичного влияния оказались незначимыми, их можно не учитывать. В эмпирическом уравнении необходимо оставить линейное влияние параметров T , b , c , w , D , и квадратичное влияние параметра D .

Выводы

Анализ вычисленных коэффициентов регрессии показал, что почти все эффекты взаимовлияния параметров первого порядка и квадратичного влияния оказались незначимы, их можно не учитывать, оставить необходимо только квадратичное влияние параметра D . Для получения результата необходимо оставить влияние грунта с линейным влиянием фактора.

Проведенная обработка полученного уравнения по результатам компьютерного эксперимента показала, что гипотезы об однородности дисперсий, об адекватности модели, о значимости коэффициентов регрессии подтвердились. Данное уравнение можно использовать.

Библиографический список

1. Оценка влияния сезонно-действующих охлаждающих устройств на время безопасной остановки нефтепровода / А. У. Якупов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 120–126. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-120-126
2. Влияние особенностей конструкций термостабилизаторов на время остывания нефти в остановленном нефтепроводе / А. У. Якупов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 6. – С. 140–148. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-140-148
3. Modernization of the individual device for temperature stabilization of the soil / K. S. Voronin // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2018. – Vol. 445. – Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/445/1/012011>.
4. Yakupov A. U., Voronin K. S., Cherentsov D. A. Temperature condition of a stopped underground oil pipeline // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 663. – Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/663/1/012013>.
5. Хикс Ч. Основные принципы планирования эксперимента / Пер. с англ. Т. И. Голиковой [и др.]; под ред. В. В. Налимова. – М.: Мир, 1967. – 406 с.
6. Методологические основы научных исследований / В. Н. Кусков [и др.]. – Тюмень: Вектор Бук, 2005. – 287 с.
7. Адлер Ю. П., Маркова Е. В., Грановский Ю. В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. – М.: Наука, 1976. – 280 с.
8. Налимов В. В. Теория эксперимента. – М.: Наука, 1971. – 210 с.
9. Cochran W., Cox G. M. Experimental Designs. – 2nd edition. – New York: Wiley, 1960. – 640 p.

10. Протодяконов М. М., Тедер И. И. Методика рационального планирования экспериментов. – М.: Наука, 1970. – 76 с.
11. Маркова Е. В., Лисенков А. Н. Планирование эксперимента в условиях неоднородностей. – М.: Наука, 1973. – 219 с.
12. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учебник для вузов / Р. А. Алиев [и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
13. Применение метода группового учета аргументов для построения математических моделей технологических показателей / В. А. Владимиров [и др.] // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Серия «Информатика, Телекоммуникации, Управление». – 2009. – № 1 (72). – С. 86–96.
14. Ивахненко А. Г., Юрачковский Ю. П. Моделирование сложных систем по экспериментальным данным. – М.: Радио и связь, 1987. – 120 с.
15. Ивахненко А. Г. Индуктивный метод самоорганизации моделей сложных систем. – Киев: Наукова думка, 1982. – 290 с.
16. Румшинский Л. З. Математическая обработка результатов эксперимента. – М.: Наука, 1971. – 192 с.
17. Connor W. S., Young S. Fractional Factorial Designs for Experiments with Factors of two and three Levels. National Bureau of Standards. Applies Mathematics Series, 58. – 1961. – 65 p.
18. Налимов В. В. Применение математической статистики при анализе вещества. – М.: Физматгиз, 1960. – 431 с.
19. Айвазян С. А. Статистическое исследование зависимостей. – М.: Металлургия, 1966. – 227 с.
20. Яноши Л. Теория и практика обработки результатов измерений / Пер. с англ. Н. П. Клепикова. – М.: Мир, 1965. – 462 с.
21. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ / Пер. с англ., науч. ред. и предисл. Ю. П. Адлера и В. Г. Горского. – М.: Статистика, 1973. – 392 с.

References

1. Yakupov, A. U., Cherentsov, D. A., Voronin, K. S., & Zemenkov, Yu. D. (2019). Estimating the effect of seasonally-operating cooling devices during a safe stop of the oil pipeline. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 120-126. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-120-126
2. Yakupov, A. U., Cherentsov, D. A., Voronin, K. S., & Zemenkov, Yu. D. (2019). The effect of structural features of heat stabilizers during the cooling time of oil in a stopped oil pipeline. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 140-148. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-140-148
3. Voronin, K. S., Cherentsov, D. A., Yakupov, A. U., & Zemenkov, Yu. D. (2018). Modernization of the individual device for temperature stabilization of the soil. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 445. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/445/1/012011>
4. Yakupov, A. U., Voronin, K. S., & Cherentsov, D. A. (2019). Temperature condition of a stopped underground oil pipeline. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 663. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/663/1/012013>
5. Hicks, Ch. R. (1964). *Fundamental concepts in the design of experiments*. Austin, Texas, Holt, Rinehart and Winston, Inc., 293 p. (In English).
6. Kuskov, V. N., Potemina, T. P., Zemenkov, Yu. D., Prokhorov, A. D., & Shalay, V. V. (2005). *Metodologicheskie osnovy nauchnykh issledovaniy*. Tyumen, Vektor Buk Publ., 287 p. (In Russian).
7. Adler, Yu. P., Markova, E. V., & Granovskiy, Yu. V. (1976). *Planirovanie eksperimenta pri poiske optimal'nykh usloviy*. Moscow, Nauka Publ., 280 p. (In Russian).
8. Nalimov, V. V. (1971). *Teoriya eksperimenta*. Moscow, Nauka, 210 p. (In Russian).
9. Cochran, W., & Cox, G. M. (1960). *Experimental Designs*. 2nd edition. New York, Wiley, 640 p. (In English).
10. Protod'yakonov, M. M., & Teder, I. I. (1970). *Metodika ratsional'nogo planirovaniya eksperimentov*. Moscow, Nauka, 76 p. (In Russian).
11. Markova, E. V., & Lisenkov, A. N. (1973). *Planirovanie eksperimenta v usloviyakh neodnorodnostey*. Moscow, Nauka Publ., 219 p. (In Russian).
12. Aliiev, R. A., Belousov, V. D., Nemudrov, A. G., Yufin, V. A., & Yakovlev, E. I. (1988). *Truboprovodnyy transport nefi i gaza*. 2nd edition revised and expanded. Moscow, Nedra Publ., 368 p. (In Russian).

13. Vladimirov, V. A., Djadkov, S. N., Porshnev, S. V., & Fridman, I. S. (2009). Application of a method of the group account of arguments for construction of mathematical models of technological indicators. *Computing, Telecommunication and Control* (St. Petersburg Polytechnical University Journal. Computer Science. Telecommunication and Control Systems), (1(72)), pp. 86-96. (In Russian).
14. Ivakhnenko, A. G., & Yurachkovskiy, Yu. P. (1987). *Modelirovanie slozhnykh sistem po eksperimental'nym dannym*. Moscow, Radio i svyaz' Publ., 120 p. (In Russian).
15. Ivakhnenko, A. G. (1982). *Induktivnyy metod samoorganizatsii modeley slozhnykh sistem*. Kiev, Naukova dumka Publ., 290 p. (In Russian).
16. Rumshinskiy, L. Z. (1971). *Matematicheskaya obrabotka rezul'tatov eksperimenta*. Moscow, Nauka Publ., 192 p. (In Russian).
17. Connor, W. S., & Young, S. (1961). *Fractional Factorial Designs for Experiments with Factors of two and three Levels*. National Bureau of Standards. *Applies Mathematics Series*, 58, 65 p. (In English).
18. Nalimov, V. V. (1960). *Primenenie matematicheskoy statistiki pri analize veshchestva*. Moscow, Fizmatgiz Publ., 431 p. (In Russian).
19. Ayvazyan, S. A. (1966). *Statisticheskoe issledovanie zavisimostey*. Moscow, Metallurgiya Publ., 227 p. (In Russian).
20. Janossy, L. (1965). *Theory and practice of the evaluation of measurements*. 1st edition. Oxford, Clarendon Press, 482 p. (In English).
21. Draper, N. R., & Smith, H. (1998) *Applied regression analysis*. 3rd edition. John Wiley & Sons, Inc., 736 p. (In English). DOI: 10.1002/9781118625590

Сведения об авторах

Якупов Азамат Ульфатович, аспирант кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru

Черенцов Дмитрий Андреевич, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Воронин Константин Сергеевич, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

Information about the authors

Azamat U. Yakupov, Postgraduate at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru

Dmitry A. Cherentsov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Konstantin S. Voronin, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

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

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Designing, construction and operation of pipeline transport system

25.00.19 Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ
(технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-2-98-106

УДК 621.642.39.03

Исследование влияния цилиндрической жесткости стенки на напряженно-деформированное состояние резервуара при локальной осадке

А. А. Грученкова*, П. В. Чепур, А. А. Тарасенко

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: alesya2010-11@yandex.ru*

Аннотация. В работе численно исследовано напряженно-деформированное состояние (НДС) резервуара РВС-20000 при расположении просадочной зоны вблизи стенки резервуара. Разработана численная модель резервуара в соответствии с реальными геометрическими размерами, учитывающая все конструктивные элементы сооружения и максимальные эксплуатационные нагрузки. При моделировании локальной осадки с целью учета пространственной работы грунта была использована модель грунтового основания Пастернака. Расчет НДС резервуара производился при значениях радиуса просадочной зоны от 1 до 10 м. Выбор такого интервала обусловлен тем, что более чем в 92 % случаев резервуары, имеющие локальные осадки днища, попадают в данный диапазон значений.

Установлены зависимости максимальных действующих напряжений в стенке РВС от положения области неоднородности в грунтовом основании. Установлена граница зоны действия краевого эффекта от стенки РВС. В случае расположения центра области неоднородности в данной зоне, необходимо проводить дополнительный анализ НДС металлоконструкций резервуара при назначении предельной осадки.

Ключевые слова: вертикальный стальной резервуар; напряженно-деформированное состояние; область неоднородности; просадочная зона; метод конечных элементов

Studying of the wall cylindrical rigidity influence on the stress-strain state of the tank during local settlement

Alesya A. Gruchenkova*, Petr V. Chepur, Aleksandr Tarasenko

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: alesya2010-11@yandex.ru*

Abstract. The article numerically researched the stress-strain state of the tank RVS-20000 at the settlement zone is located near the tank wall. A numerical model of the tank was developed in accordance with the actual geometric dimensions, taking into account all structural elements of the structure and the maximum operating loads. When modeling local settlement to account for the spatial work of the soil, the model of the Pasternak soil base was used. The stress-strain state calculation of the tank was performed at values of the radius of the drawdown zone from 1 to 10 m. The choice of this interval is due to the fact that in more than 92 % of cases, tanks with local bottom settlements fall within this range of values.

The dependences of the maximum acting stresses in the wall of the internal combustion engine on the position of the inhomogeneity area in the soil base are established. The boundary of the zone of action of the edge effect from the tank wall is established. If the center of the heterogeneity area is located in this zone, it is necessary to conduct additional analysis of the tank metal structures stress-strain state when assigning the maximum settlement.

Key words: vertical steel tank; strain-stress state; area of inhomogeneity; settlement zone; finite element method

Введение

Вертикальные стальные резервуары (РВС) для хранения нефти являются одним из наиболее ответственных объектов магистрального транспорта углеводородного сырья. Анализ причин аварий РВС показал, что неравномерные осадки, вызванные локальной неоднородностью грунтового основания, являются причиной разрушения вертикальных стальных резервуаров в 46 % случаев [1–4]. Локальные осадки оснований развиваются в результате изменения структуры грунтового массива под воздействием эксплуатационных нагрузок и собственного веса грунта, а также дополнительных факторов, таких как оттаивание ледовых прослоек в замерзшем грунте, изменение уровня грунтовых вод [5–7]. Нормативными документами регламентировано количество скважин, пробуриваемых при проведении изысканий: для резервуаров объемом более 5 000 м³ — не менее 5 скважин, для резервуаров объемом менее 5 000 м³ — 4 скважины. Учитывая, что площадь оснований современных резервуаров может достигать 7 000 м², инженерно-геологические разрезы, построенные по данным изысканий, не всегда отражают в полной мере действительный грунтовой состав естественного основания, что приводит к появлению просадочных зон в процессе эксплуатации [8, 9]. В пределах площади днища локальная неоднородность может располагаться в его центральной части и вблизи стенки РВС (рис. 1).

В первом случае область неоднородности находится за пределами краевого эффекта от стенки, и решить данную задачу можно аналитическим методом; во втором случае область неоднородности находится вблизи стенки и подвержена влиянию цилиндрической жесткости стенки — в данном случае определить параметры напряженно-деформированного состояния (НДС) резервуара возможно лишь численными методами [10–13]. Так, авторами была поставлена задача исследовать НДС РВС-20000 при расположении области неоднородности в окрестностях стенки численным методом.

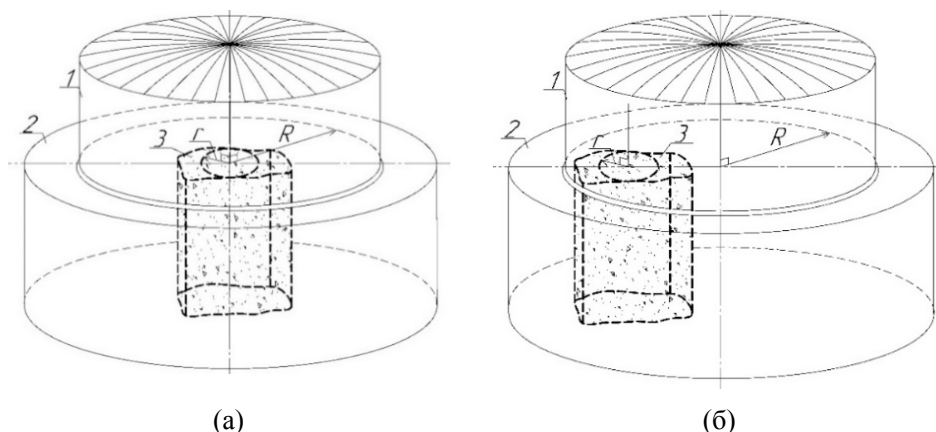


Рис. 1. Расположение локальной неоднородности основания — в центральной части дна (а), вблизи стенки (б): 1 — стенка резервуара; 2 — искусственно уплотненное грунтовое основание; 3 — локальная неоднородность; R — радиус резервуара; r — радиус окружности, вписанной в область локальной неоднородности

Объект и методы исследования

Для решения поставленной задачи в программном комплексе ANSYS [14] была разработана численная модель резервуара РВС-20000, максимально приближенная к реальной конструкции и состоящая из следующих конструктивных частей: центральной части дна, окрайки, стенки, кольца жесткости в верхнем поясе, балочного каркаса и настила стационарной крыши. В разработанной модели одновременно были приложены максимальные эксплуатационные нагрузки: вес хранимой жидкости P , избыточное давление $P_{изб}$, вакуумметрическое давление $P_{вак}$, вес снегового покрова и стационарного оборудования крыши $P_{сн.+об.}$ [15]. При создании численной модели резервуара для построения сетки в центральной части дна, окрайке, стенке, кольце жесткости и листовом настиле крыши был выбран оболочечный четырехугольный четырехузловой конечный элемент с шестью степенями свободы SHELL181; в несущих балках каркаса стационарной крыши — линейный двухузловой балочный элемент с шестью степенями свободы BEAM188; в связующих балках крыши — двухузловой конечный элемент с шестью степенями свободы BEAM4 [16, 17]. Моделирование выполнялось в нелинейной постановке для возможности анализа возникновения зон с предельными значениями напряжений и деформаций. Выбор материалов и указание их свойств для созданной модели производились в связанном с блоком анализа модуле управления материалами Engineering Data. В библиотеке нелинейных материалов для выполнения нелинейного анализа (General Nonlinear Materials) была выбрана сталь 09Г2С. Для учета физической нелинейности экспериментально полученная кривая «напряжение — деформация» для стали 09Г2С была аппроксимирована зависимостью, состоящей из 4 отрезков: первый отрезок соответствует пределу пропорциональности ($\sigma_{пл.}, \epsilon_{пл.}$ — напряжения и деформации, соответствующие пределу пропорциональности), второй — пределу текучести ($\sigma_{тек}, \epsilon_{тек}$ — напряжения и деформации, соответствующие пределу текучести), третий — площадке текучести ($\sigma_{пл.т.}, \epsilon_{пл.т.}$ — напряжения и деформации, соответствующие площадке текучести), четвертый — пределу временного сопротивления ($\sigma_{в}, \epsilon_{в}$ — напряжения и деформации, соответствующие временному сопротивлению) (таблица).

Характеристики стали							
$\sigma_{\text{пл.}}$, МПа	$\varepsilon_{\text{пл.}}$, %	$\sigma_{\text{тек.}}$, МПа	$\varepsilon_{\text{тек.}}$, %	$\sigma_{\text{пл.т.}}$, МПа	$\varepsilon_{\text{пл.т.}}$, %	$\sigma_{\text{в.}}$, МПа	$\varepsilon_{\text{в.}}$, %
320	0,0016	325	0,00363	373	0,01501	470	0,021

Для моделирования упругого закрепления дна резервуара в контакте с просадочной зоной и основанием РВС было введено граничное условие «elastic support». С целью учета пространственной работы грунта была использована модель грунтового основания Пастернака [18], учитывающая дискретные коэффициенты постели, определяющие деформационные характеристики основания. Для области неоднородности был введен коэффициент постели k_1 , для основания резервуара за пределами области неоднородности — k_2 .

Экспериментальная часть

Расчетная схема для проведения численного эксперимента представлена на рисунке 2. Область неоднородности характеризуется следующими геометрическими параметрами: радиальный размер — r , расстояние от стенки до центра области неоднородности — X . В первом случае расстояние от стенки до центра области неоднородности равно радиусу просадочной зоны — $X = r$; во втором случае — $X = r + 2$ м; в третьем — $X = r + 4$ м; в четвертом — $X = r + 6$ м; в пятом — $X = r + 8$ м; в шестом случае — $X = r + 10$ м. Расчет НДС резервуара производился при следующих значениях радиуса просадочной зоны: 1, 2, 4, 6, 8, 10 м.

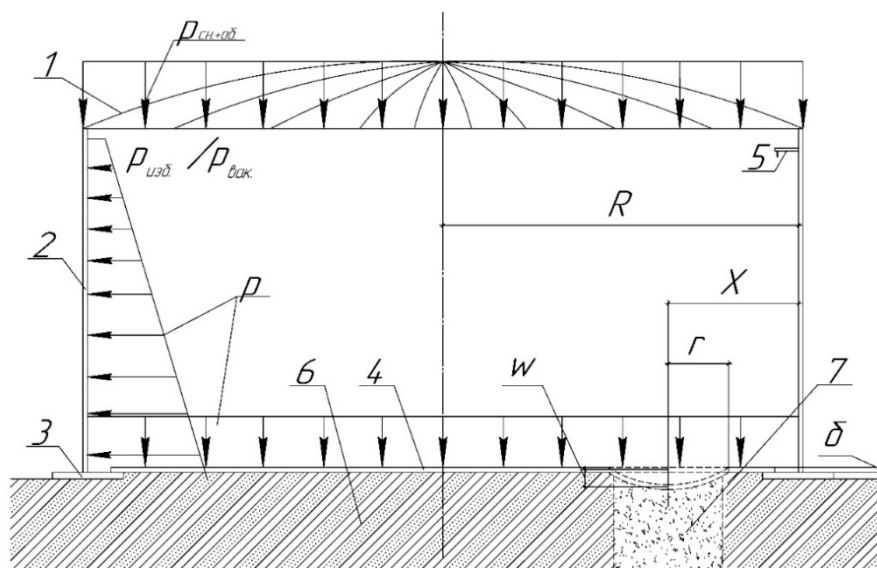


Рис. 2. Расчетная схема: 1 — крыша резервуара; 2 — стенка резервуара; 3 — окрайка дна; 4 — центральная часть дна резервуара; 5 — кольцо жесткости; 6 — грунтовое основание резервуара с коэффициентом постели k_2 ; 7 — локальная неоднородность грунтового основания с коэффициентом постели k_1 ; R — радиус резервуара, м; r — радиус области локальной неоднородности основания; X — расстояние от стенки до центра области неоднородности; δ — толщина дна; w — вертикальная составляющая осадки

Для моделирования подготовленного искусственно уплотненного основания резервуара за пределами области неоднородности был задан коэффициент постели $k_2 = 2 \cdot 10^8 \text{ Н/м}^3$. Задаваемый для области неоднородности коэффициент постели k_1 изменялся в интервале от 0,3 до 5 МН/м^3 . Минимальное значение k_1 выбрано исходя из того, что в случае значения k_1 менее $0,3 \text{ МН/м}^3$ происходит потеря сходимости решения при расчете, что соответствует случаю отсутствия грунта в просадочной зоне.

Результаты

По результатам расчетов численной модели РВС-20000 были получены эпюры распределения максимальных напряжений в стенке резервуара (рис. 3) при различных геометрических размерах и расположениях области неоднородности в основании.

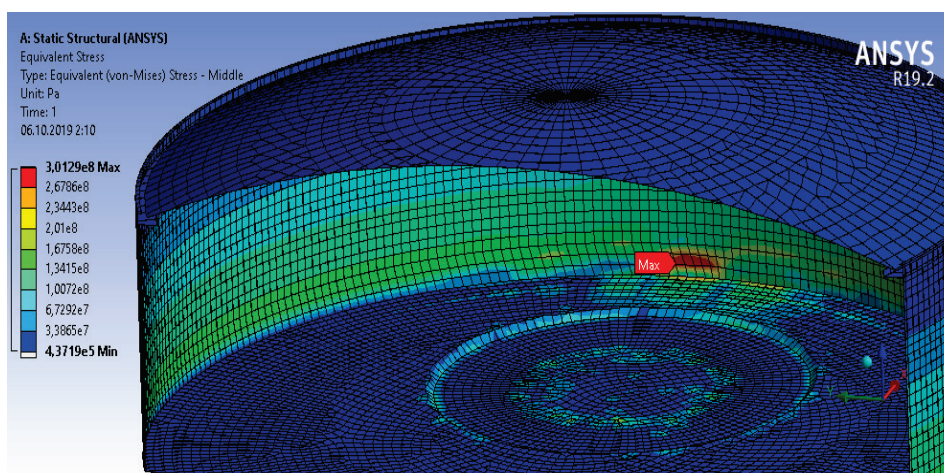


Рис. 3. Максимальные эквивалентные напряжения в стенке РВС-20000 при $\delta = 6 \text{ мм}$, $r = 10 \text{ м}$, $X = 8 \text{ м}$

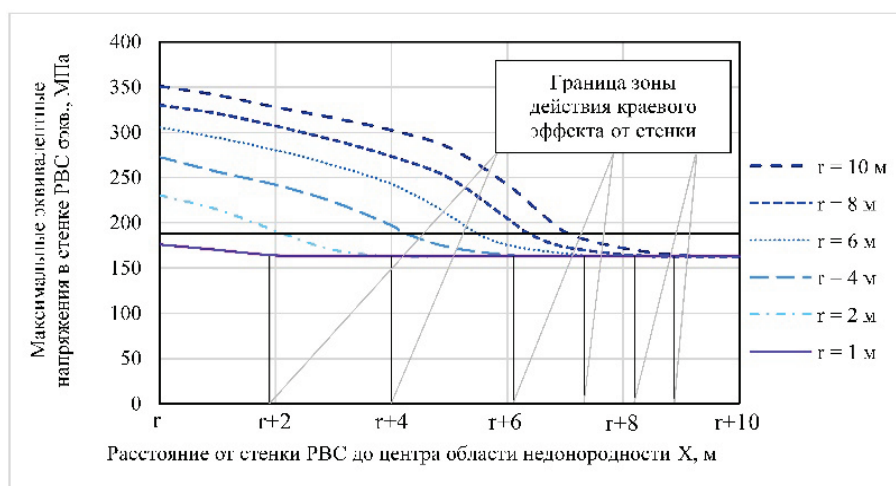


Рис. 4. Зависимости максимальных эквивалентных напряжений в стенке РВС-20000 от положения области неоднородности

На основании результатов численного эксперимента были установлены зависимости максимальных эквивалентных напряжений в стенке РВС-20000 для заданных радиусов просадочной зоны от положения локальной неоднородности относительно стенки РВС для случая максимально допустимой осадки (рис. 4). По результатам обработки полученных зависимостей была установлена граница зоны действия краевого эффекта от стенки РВС при наличии области неоднородности в основании (рис. 5).



Рис. 5. Граница зоны действия краевого эффекта от стенки резервуара

По результатам обработки полученных зависимостей было получено выражение (1), позволяющее определять границы зоны действия краевого эффекта от стенки РВС при максимально допустимой осадке:

$$X = r + 3,0323 \cdot \ln(r) + 1,8956, \quad (1)$$

где X — расстояние от стенки до центра области неоднородности грунтового основания, м; r — радиус области неоднородности, м.

Обсуждение

Анализ графических зависимостей показал, что при радиусе области неоднородности, равном 1 м, напряжения в стенке не достигнут допускаемых ($[\sigma] = 188$ МПа), даже при максимально близком расположении к стенке. Кроме того, установлено, что при определенном расположении области неоднородности наступает момент, при котором максимальные эквивалентные напряжения в стенке резервуара начинают увеличиваться. Увеличение напряжений в стенке объясняется появлением краевого эффекта от цилиндрической оболочки РВС. Для каждого радиального размера локальной неоднородности грунтового основания построен отсекающий отрезок, характеризующий границу зоны действия краевого эффекта от стенки РВС при максимально допустимой величине осадки. Так, по результатам обработки полученных данных была установлена зависимость границы зоны действия краевого эффекта от радиуса области неоднородности. В пределах данной зоны максимально до-

пускаемая величина осадки должна быть меньше, чем предельная, согласно требованиям нормативно-технической документации^{1,2}. В случае расположения центра области неоднородности в данной зоне необходимо проводить дополнительный анализ НДС металлоконструкций резервуара при назначении предельной осадки.

Выводы

Разработана конечно-элементная модель резервуара РВС-20000 в программном комплексе ANSYS с максимальной степенью детализации конструктивных элементов. Разработана расчетная схема и решена контактная задача взаимодействия резервуара РВС-20000 с грунтовым основанием на основе модели Пастернака, учитывающей деформацию грунта за пределами области неоднородности.

Установлены зависимости максимальных действующих напряжений в стенке РВС от положения области неоднородности в грунтовом основании. Получена зависимость, позволяющая определить границу зоны действия краевого эффекта от стенки РВС.

Библиографический список

1. Галеев В. Б. Напряженно-деформированное состояние резервуаров, построенных на слабых переувлажненных грунтах: дис. ... д-ра. техн. наук. – Тюмень, 1987. – 668 с.
2. Розенштейн И. М. Аварии и надежность стальных резервуаров. – М.: Недра, 1995. – 253 с.
3. Фундаменты стальных резервуаров и деформации их оснований / П. А. Коновалов [и др.]. – М.: Изд-во Ассоциации строительных вузов, 2009. – 336 с.
4. Тарасенко А. А. Разработка научных основ методов ремонта вертикальных стальных резервуаров: дис. ... д-ра. техн. наук. – Тюмень, 1999. – 299 с.
5. Bell R. A., Iwakiri J. Settlement comparison used in tank-failure study // Journal of the Geotechnical Division. – 1980. – Vol. 106, Issue GT2. – P. 153–169.
6. Clarke J. S. Recent tank bottom and foundation problems // Proceedings of American Petroleum Institute. 36th Midyear Meeting, Division of Refining. – 1971 (May). – Available at: <https://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=getRecordDetail&idt=PASCAL7573000698>.
7. Penman A. D. M. Soil-structure interaction and deformation problems with large oil tanks // Proceedings of the International Symposium on Soil-Structure Interaction, University of Roorkee (India). – 1978. – Vol. 11, Issue 2. – P. 21–26.
8. Горелов А. С. Неоднородные грунтовые основания и их влияние на работу вертикальных стальных резервуаров: моногр. – СПб.: Недра, 2009. – 216 с.
9. Сафарян М. К. Металлические резервуары и газгольдеры. – М.: Недра, 1987. – 200 с.
10. Слепнев И. В. Напряженно-деформированное упругопластическое состояние стальных вертикальных цилиндрических резервуаров при неравномерных осадках оснований: дис. ... канд. техн. наук. – М., 1988. – 225 с.
11. Буренин В. А. Исследование влияния неравномерных осадок на напряженно-деформированное состояние стального вертикального цилиндрического резервуара: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 1980. – 157 с.
12. Напряженно-деформированное состояние стенки резервуара при неравномерных осадках основания / А. А. Тарасенко [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 3. – С. 75–79.
13. Грученкова А. А., Тарасенко А. А. Напряженно-деформированное состояние резервуара на грунтовом основании с локальной неоднородностью // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 96–101. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-96-101

¹ ГОСТ 31385-2016. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия [Электронный ресурс]. – Введ. 2017-03-01. – М.: Стандартинформ, 2016. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200138636>.

² Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. Серия 03. Выпуск 69. – М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 240 с.

14. Инженерный анализ в ANSYS Workbench : учеб. пособ. / В.А. Бруйка [и др.]. – Самара: СамГТУ, 2010. – Ч. 1 – 271 с.
15. Нехаев Г. А. Проектирование и расчет стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления. – М.: АСВ, 2005. – 216 с.
16. Зенкевич О. Метод конечных элементов в технике / Пер. с англ.; под ред. Б. Е. Победря. – М.: Мир, 1975. – 541 с.
17. Лаевский Ю. М. Метод конечных элементов (основы теории, задачи): моногр. – Новосибирск: Новосибирский гос. ун-т, 1999. – 166 с.
18. Тимошенко С. П., Войновский-Кригер С. Пластинки и оболочки / Пер. с англ. В. И. Конттовта; под ред. Г. С. Шапиро. – 2-е изд., перераб. – М.: Наука, – 1966. – 636 с.

References

1. Galeev, V. B. (1987). Napryazhenno-deformirovannoe sostoyanie rezervuarov, postroennykh na slabykh pereuvlazhnennykh gruntakh: diss. dokt. tekhn. nauk. Tyumen, 668 p. (In Russian).
2. Rozenshteyn, I. M. (1995). Avarii i nadezhnost' stal'nykh rezervuarov. Moscow, Nedra Publ., 253 p. (In Russian).
3. Konovalov, P. A., Mangushev, R. A., Sotnikov, S. N., Zemlyanskiy, A. A., & Tarasenko, A. A. (2009). Fundamenty stal'nykh rezervuarov i deformatsii ikh osnovaniy. Moscow, Assotsiatsii stroitel'nykh vuzov Publ., 336 p. (In Russian).
4. Tarasenko, A. A. (1999). Razrabotka nauchnykh osnov metodov remonta vertikal'nykh stal'nykh rezervuarov: diss. dokt. tekhn. nauk. Tyumen, 299 p. (In Russian).
5. Bell, R. A., & Iwakiri, J. (1980). Settlement comparison used in tank-failure study. Journal of the Geotechnical Division, 106(GT2), pp. 153-169. (In English).
6. Clarke, J. S. (1971). Recent tank bottom and foundation problems. Proceedings of American Petroleum Institute. 36th Midyear Meeting, Division of Refuting. (In English). Available at: <https://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=getRecordDetail&idt=PASCAL7573000698>
7. Penman, A. D. M. (1978). Soil-structure interaction and deformation problems with large oil tanks. Proceedings of the International Symposium on Soil-Structure Interaction, University of Roorkee (India), 11(2), pp. 21-26. (In English).
8. Gorelov, A. S. (2009). Neodorodnye gruntovye osnovaniya i ikh vliyanie na rabotu vertikal'nykh stal'nykh rezervuarov. St. Petersburg, Nedra Publ., 216 p. (In Russian).
9. Safaryan, M. K. (1987). Metallicheskie rezervuary i gazgol'dery. Moscow, Nedra Publ., 200 p. (In Russian).
10. Slepnev, I. V. (1988). Napryazhenno-deformirovannoe uprugoplasticheskoe sostoyanie stal'nykh vertikal'nykh tsilindricheskikh rezervuarov pri neravnomernykh osadkakh osnovaniy: diss. kand. tekhn. nauk. Moscow, 225 p.
11. Burenin, V. A. (1980). Issledovanie vliyaniya neravnomernykh osadok na napryazhenno-deformirovannoe sostoyanie stal'nogo vertikal'nogo tsilindricheskogo rezervuara: diss. kand. tekhn. nauk. Ufa, 157 p. (In Russian).
12. Tarasenko, A. A., Nikolaev, N. V., Khoperskiy, G. G., & Sayapin, M. V. (1997). Napryazhenno-deformirovannoe sostoyanie stenki rezervuara pri neravnomernykh osadkakh osnovaniya. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (3), pp. 75-79. (In Russian).
13. Gruchenkova, A. A., & Tarasenko, A. A. (2019). The stress-strain state of the tank on soil foundation with local inhomogeneity. Oil and Gas Studies, (3), pp. 96-101. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-96-101
14. Bruyaka, V. A., Fokin, V. G., Soldusova, E. A., Glazunova, N. A., & Adeyanov, I. E. (2010). Inzhenernyy analiz v ANSYS Workbench. Chast' 1. Samara, Samara State Technical University Publ., 271 p. (In Russian).
15. Nekhaev, G. A. (2005). Proektirovanie i raschet stal'nykh tsilindricheskikh rezervuarov i gazgol'derov nizkogo davleniya. Moscow, ASV Publ., 216 p. (In Russian).
16. Zienkiewicz, O. C. (1971). The finite element method in engineering science. London, McGraw-Hill, 521 p. (In English).
17. Laevskiy, Yu. M. (1999). Metod konechnykh elementov (osnovy teorii, zadachi). Novosibirsk, Novosibirsk State University Publ., 166 p. (In Russian).
18. Timoshenko, S., & Woinowsky-Krieger, S. (1959). Theory of plates and shells. 2nd edition. New York, McGraw-Hill, 580 p.

Сведения об авторах

Грученкова Алеся Анатольевна, ассистент кафедры нефтегазового дела, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: alesya2010-11@yandex.ru

Чепур Петр Владимирович, к. т. н., доцент кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Тарасенко Александр Алексеевич, д. т. н., профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Alesya A. Gruchenkova, Assistant at the Department of Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen, e-mail: alesya2010-11@yandex.ru

Petr V. Chepur, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen

Aleksandr A. Tarasenko, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transport of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

**Анализ экологических рисков на магистральных
и технологических нефтепроводах**

И. Н. Квасов¹, Е. В. Шендалева¹, О. В. Штенгауэр², М. А. Александров^{3*}

¹Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

²Омское моторостроительное объединение им. П. И. Баранова, г. Омск, Россия

³Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: turaleksandrov@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена вопросам анализа экологического риска аварии на магистральных и технологических нефтепроводах. Актуальность темы состоит в нормативном введении требований об оценке риска во многие сферы деятельности, связанные с опасностью или неопределенностью результата. Так, требования об оценке риска изложены во всех международных стандартах на системы менеджмента, начиная с ISO 9001. Целью статьи является анализ аварийной ситуации на нефтепроводе для прогнозирования долговременных экологических последствий. Задачей исследования является разработка концептуальной модели воздействия техногенной аварии на экологическую среду. В ходе решения поставленной задачи были выбраны методы исследования и разработаны ситуационные модели оценивания риска. По результатам предварительного расчета можно сделать вывод о высоком уровне экологического риска, не учитываемом в системах экологического менеджмента нефтяных компаний.

Ключевые слова: экологический риск; трубопроводный транспорт; магистральный нефтепровод

**Environmental risk analysis of accident on main
and technological oil pipelines**

**Igor N. Kvasov¹, Elena V. Shendaleva¹, Olga V. Shtengauer²,
Michael A. Aleksandrov^{3*}**

¹Omsk State Technical University, Omsk, Russia

²Omsk engine-building association of P. I. Baranov, Omsk, Russia

³Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: turaleksandrov@mail.ru

Abstract. Article is devoted to questions of environmental risk analysis of accident on main and technological oil pipelines. The relevance of a subject consists in standard introduction of requirements about risk assessment to many fields of activity, related to danger or result indeterminacy. Thus, risk assessment requirements are stated in all international standards on the management systems, starting with ISO 9001. The aim of the article is consideration of a contingency situation on the oil pipeline in respect of its long-term environmental impacts. A research problem is development of conceptual model of man-caused accident impact on

the ecological environment. During the solution of an objective research techniques were chosen, and situational models of risk estimation are developed. Based on the predesigned results, it is possible to draw a conclusion on the high level of environmental risk which isn't considered in the ecological management systems of the oil companies.

Key words: environmental risk; pipeline transportation; main oil pipeline

Введение

В любой деятельности человека присутствует риск. В ГОСТ Р 51897-2011¹ риск определен как «следствие влияния неопределенности на достижение поставленных целей». Риск характеризуют сочетанием вероятности возможного события² и его последствий (ущербов) [1].

Загрязнение природной среды нефтью и нефтепродуктами — одна из главных экологических проблем во многих регионах России. Транспортируемая нефть и нефтепродукты по магистральным и технологическим трубопроводам при возникновении техногенных ситуаций могут оказывать негативное воздействие на природные ресурсы: атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, почвенный покров, недра, растительный и животный мир, а также жизнь и здоровье людей.

Социально-экологическая ответственность нефтяных компаний представляет собой осознанную и мотивированную реализацию мероприятий по предупреждению и сокращению аварийных ситуаций и опасных воздействий на окружающую среду. Внедрение системы экологического менеджмента в деятельность компаний требует обязательного анализа экологических рисков.

Постановка задачи

В рамках социально-экологической ответственности нефтяные компании должны оценивать не только технические риски (пожарный риск, риск аварий и т. д.), но и экологические риски, как кратковременные, так и долговременные. Однако компании чаще всего ограничивают оценивание рисков конечными событиями техногенных аварий, то есть оценивают ущербы и вероятности событий, произошедших непосредственно в ходе аварий.

При таком подходе экологические риски рассматривают в виде реализации технических рисков (разливы нефти, загазованность территории и помещений и т. д.), но не с позиций потенциального экологического вреда для персонала и населения, флоры и фауны, воздушных, земельных и водных ресурсов окружающих территорий [2–4].

В то же время в Российской Федерации действует значительное количество законов и подзаконных актов, связанных с природоохранными, санитарно-гигиеническими и токсикологическими требованиями, которые не учтены в методиках оценки экологического риска нефтяных компаний.

Целью статьи является анализ возможных долговременных экологических последствий аварийной ситуации при транспорте нефти и нефтепродуктов по промышленным трубопроводам и магистральному нефтепроводу.

¹ ГОСТ Р 51897-2011. Менеджмент риска. Термины и определения. – Введ. 2011-11-16. – М.: Стандартинформ, 2012. – 12 с.

² ГОСТ Р 54135-2010. Экологический менеджмент. Руководство по применению организационных мер безопасности и оценки рисков. Общие аспекты и мониторинг. – Введ. 2010-12-21. – М.: Стандартинформ, 2010. – 39 с.

Задачей исследования является разработка концептуальной модели и ситуационных моделей воздействия техногенной аварии на экологическую среду.

Решение данной задачи связано с несколькими аспектами:

- идентификация конечных событий техногенных аварий в качестве исходных экологических бедствий для оценивания экологического риска;
- построение ситуационных моделей оценивания экологического риска с использованием «деревьев событий»;
- оценивание экологического ущерба;
- оценивание экологического риска техногенной аварии.

Теория

Нефть и нефтепродукты представляют собой сложную жидкую смесь углеводородов и высокомолекулярных углеводородных соединений с атомами кислорода, азота, серы и молекулами воды, углеводородных газов, органических кислот, минеральных солей и других элементов.

Вредные свойства нефти³ и углеводородных фракций [5, 6] заключаются в следующем:

- нефть имеет низкую температуру вспышки (36 °С); способна накапливать электрические заряды, создающие реальную угрозу взрыва, пожара и поражения людей; образует пирофорные соединения с серой, способные самовоспламениться при контакте с воздухом;
- нефть и нефтепродукты токсичны;
- большинство фракций нефти химически агрессивны;
- углеводородные газы, содержащиеся в нефти, токсичны и взрывоопасны; они тяжелее воздуха в 3–4 раза, скапливаются в пониженных местах и продолжительное время сохраняются там;
- нефть в различных состояниях взрыво- и пожароопасна.

Анализ экологического риска связан с неопределенностью влияния каждого вредного фактора и сочетания этих факторов на биосферу, конкретного человека и определенную социальную группу.

Оценку воздействия техногенных аварий на природную обстановку⁴ проводят с учетом [7, 8]:

- состава и свойств грунтов в природном залегании;
- толщины и плотности снежного покрова, режима его накопления, теплофизических свойств;
- характеристики растительного и почвенного покрова и их тепло- и массообменных свойств;
- степени заболоченности и обводненности территории;
- распределения температуры грунта по глубине;
- наличия рельефообразующих процессов (криогенных зон, эрозии, песков и др.);
- влияния метеорологических факторов;
- состава, численности растительных и животных видов, биопродуктивности экосистем.

³ РД 03-26-2007. Руководящие документы. Методические указания по оценке последствий аварийных выбросов опасных веществ. Утв. Приказом Ростехнадзора от 14.12.2007 № 859 [Электронный ресурс]. – Введ. 2008-01-25. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200058334>.

⁴ ВСН 014-89. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Охрана окружающей среды. Утв. Приказом Миннефтегазстроя СССР от 93.05.1989. № 103. – Введ. 1989-07-01. – М.: ВНИИСТ, 1989. – 41 с.

Факторы^{5,6}, влияющие на выбор метода анализа риска [9, 10]:

- сложность проблемы;
- высокая степень неопределенности путей развития экологических бедствий;
- необходимость больших временных и информационных ресурсов;
- неопределенность количественных оценок экологического риска во временном аспекте.

К методу анализа экологического риска предъявляются следующие требования:

- научная обоснованность и соответствие анализируемой системе;
- доступность информации, дающей представление о характере риска и путях его снижения;
- логичность выбора метода анализа риска;
- проверяемость и повторяемость результатов анализа.

В зависимости от вида используемой информации методы анализа риска⁷ делят на качественные и количественные. В настоящее время широко используют разнообразные методы оценки риска [11, 12]:

- детерминированные (качественные: контрольные листы, структурированный анализ сценариев SWIFT, предварительный анализ опасности PHA (Preliminary Hazard Analysis), анализ вида и последствий отказов FMEA (Failure Mode and Effect Analysis), анализ ошибочных действий AEA, концептуальный анализ риска CHA, концептуальный обзор безопасности CSR (Conceptual Safety Review), анализ ошибок человека HMA (Human Mistakes Analysis), анализ влияния человеческого фактора HRA (Human Risk Analysis), выявление ошибки персонала HEI (Human Error Identification); количественные: кластерный анализ (Cluster Analysis), определение и ранжирование риска HIRA, анализ вида, последствий и критичности отказов FMECA, количественное определение влияния на надежность человеческого фактора HRQ (Human Risk Quality), анализ эффекта домино DEA (Domino Effect Analysis), определение и оценка потенциального риска);
- вероятностные (качественные теоретико-вероятностные: причины последовательности несчастных случаев; количественные теоретико-вероятностные: анализ дерева событий ETA (Event Tree Analysis), анализ деревьев отказов FTA (Fault Tree Analysis), метод анализа «Что было бы, если бы...» (What-if method), дерево решений, вероятностная оценка риска; качественные вероятностно-эвристические: методы экспертного оценивания (индивидуальные, комбинированные, коллективные), аналогий для определения сценариев развития аварий; количественные вероятностно-эвристические: балльные оценки, субъективные вероятностные оценки опасных состояний, согласование групповых решений на основе коэффициентов конкордации, построение обобщенных ранжировок, парных сравнений);
- методы, используемые в условиях неопределенности нестатистической природы (нечеткие качественные: анализ опасности и работоспособности HAZOP (Hazard and Operability Study), нечеткая логика; нейросетевые количественные: прогнозирование нарушений и отказов — нейронные сети прямого

⁵ ГОСТ Р ИСО/МЭК 31010-2011. Менеджмент риска. Методы оценки риска. – Введ. 2012-12-01. – М.: Стандартинформ, 2012. – 121 с.

⁶ Руководство по оценке риска для здоровья людей и защиты окружающей среды при использовании химических смесей // Мир стандартов. – 2008. – № 7(28). – С. 69–86.

⁷ ГОСТ Р 12.0.010-2009. Система управления охраной труда. Определение опасностей и оценка рисков. – Введ. 2009-12-10. – М.: Стандартинформ, 2009. – 16 с.

распространения и рекуррентные, оперативное управление безопасностью химико-технологических процессов, идентификация предаварийных ситуаций — нейронные сети адаптивного резонанса);

- статистические (качественные: карты потоков, метод Монте-Карло, Марковский анализ; количественные: контрольные карты, Байесовский анализ);
- комбинированные (детерминированные и вероятностные, вероятностные и нечеткие, детерминированные и статистические качественные: логико-графические методы анализа риска ХОО, анализ максимальной возможности возникновения несчастного случая МСЧ, блок-схема надежности RBD, анализ надежности структуры SRA, анализ безопасности SA, таблицы состояний и аварийных сочетаний, оценка токсикологического риска; количественные: оптимальный анализ риска ORA, организованный систематический анализ риска MOSAR, количественная оценка риска QRA).

Детерминированные методы предусматривают анализ этапов развития аварий, начиная от исходного события через последовательность предполагаемых отказов до установившегося конечного состояния.

Вероятностно-статистические методы анализа риска предполагают как оценку вероятности возникновения аварии, так и расчет относительных вероятностей путей развития аварии.

Методы анализа риска в условиях неопределенностей *нестатистической природы* предназначены для описания неопределенностей источника риска, связанных с отсутствием или неполнотой информации о процессах возникновения и развития аварии; человеческими ошибками; допущениями применяемых моделей для описания развития аварийного процесса.

Комбинированные методы включают в себя различные комбинации перечисленных выше методов.

Полный количественный анализ риска может включать все указанные методы или некоторые из них.

Основные цели интеграции экологического риска в проблемы обеспечения экологической безопасности заключаются в том, что в соответствии с уровнем риска оценивают степень опасности различных видов деятельности для экологической среды; осуществляют ранжирование опасных воздействий, территорий и групп населения; формируют политику в области размещения новых опасных производственных объектов; осуществляют управление экологическим риском с целью его снижения при заданных ограниченных ресурсах.

Процесс оценки экологического риска можно представить в виде последовательности этапов.

Этап 1. Выявление проблемы:

- посещение территории экологического бедствия;
- формулирование аспектов экологического бедствия;
- оценка экологических факторов.

Этап 2. Предварительное оценивание экологического риска:

- оценка влияния вредных факторов на состояние окружающей среды;
- определение ущерба.

Этап 3. Формулирование проблемы оценивания базового риска:

- оценка токсичности вредных факторов;
- разработка концептуальной модели путей воздействия внешних факторов;
- формирование гипотез по разработке ситуационных моделей.

Этап 4. Исследование и обеспечение качества данных по оцениванию риска:

- разработка плана сбора доказательств;

- разработка плана анализа доказательств;
- разработка плана по оцениванию экологического риска.

Этап 5. Проверка плана отбора проб.

Этап 6. Исследование территории экологического бедствия и анализ данных.

Этап 7. Окончательная оценка риска.

Этап 8. Осуществление⁸ корректирующих действий [13–15].

На основании вышеизложенного можно представить концептуальную модель анализа экологического риска в виде

$$R_N = F(U_N, P_N) = \langle U_{Ni}, P_{Ni}(U_{Ni}/U_{Ti}) \rangle,$$

где P_N — вероятность влияния техногенной аварии на природную среду; U_N — ущерб природной среде от техногенной аварии; U_T — ущерб техническим объектам и техносфере; i — вид неблагоприятного события; $P_{Ni}(U_{Ni}/U_{Ti})$ — условная вероятность ущерба природной среде в ходе техногенной аварии и в последующие временные периоды.

Аварии на площадочных сооружениях перекачивающих станций и линейной части трубопроводов могут привести к следующим конечным событиям:

- пролив нефти и нефтепродуктов на почву, водный объект, недра;
- пожар пролива при его воспламенении;
- горение аэрозоля нефти и нефтепродуктов;
- вспышка и последующий пожар смешанных с воздухом паров нефти/нефтепродуктов;
- выброс вскипающей нефти/нефтепродуктов из горящего резервуара;
- образование огненного шара;
- взрыв смешанных с воздухом паров нефти/нефтепродуктов;
- взрывы смешанных с воздухом паров нефти/нефтепродуктов в резервуарах и сооружениях;
- разлет осколков при разрушении сооружений и оборудования;
- травмы людей как следствие влияния ударной волны, разрушения сооружений, осколков;
- тепловое воздействие продуктов горения на людей, животных, растения;
- токсичное воздействие продуктов горения на почву, водные объекты, недра, биосферу;
- токсичное воздействие нефтепродуктов и их смесей с атмосферным воздухом.

Обсуждение результатов эксперимента

Были рассмотрены сценарии развития аварийной ситуации [17–22] в условиях перемещения проливов⁹ по поверхности грунтов и почв, в болотах, в малых водотоках:

- на линейной части нефтепроводов;
- при пожаре горящего пролива;
- при взрыве облака топливовоздушной смеси (ТВС).

⁸ ГОСТ Р 14.09-2005. Экологический менеджмент. Руководство по оценке риска в области экологического менеджмента. – Введ. 2007-01-01. – М.: Стандартинформ, 2010. – 35 с.

⁹ Постановление Госгортехнадзора РФ от 10.07.2001 № 30 «Об утверждении методических указаний по проведению анализа риска опасных производственных объектов» (вместе с РД 03-418-01). – Введ. 2001-10-01. – М., 2002. – 25 с.

Пролив нефти	Влияние нефти на атмосферные явления	Образование малогорючих паровоздушных смесей	Испарение лёгких фракций углеводородов	Диспергация углеводородов
			Смешение паров нефти с атмосферной влагой	Образование аэрозолей
			Осаждение паров нефти в несмешанном состоянии	Смешение с каплями влаги, тумана
			Образование горючей паровоздушной смеси	Смешение с каплями влаги дождя
				Осаждение на почву и водоёмы
			Выпадение смеси в осадок и её накопление	Осаждение на здания, оборудование, машины
				Возгорание паровоздушной смеси
				Загрязнение воздуха токсичными веществами
			Перемещение смеси при сильном ветре	
	Влияние нефти на состояние почвы	Проникновение в почвенный слой	Разрушение структуры почвы	Сокращение площади сельскохозяйств. земель
			Изменение химического состава почвы	Нарушение баланса питательных веществ
			Накопление нефти на поверхности почвы	Изменение минерального состава почвы
				Загрязнение подземных вод
			Инфильтрация в грунт, подземные воды	Растрескивание почвы
				Неспособность почвы впитывать влагу
				Заболочивание почвы
			Битумизация и цементация почвы	
	Влияние нефти на водные ресурсы	Распространение на поверхности воды	Формирование плёнки на поверхности	Нарушение окислительных процессов
			Загрязнение токсичными веществами	Изменение температуры воды
				Нарушение концентрации нефти в воде
			Образование эмульсии «нефть в воде»	Перемещение сгустков по поверхности
			Образование эмульсии «вода в нефти»	Опускание сгустков нефти на дно
				Миграция эмульсии в воде
			Поглощение кислорода в воде	Разложение под действием бактерий
				Разложение растений и животных
			Опускание слоя загрязнённой воды	Нарушение биологического равновесия
				Накопление токсичных отложений
	Влияние нефти на флору и фауну	Влияние углеводородов	Нарушение обмена веществ растений	Интоксикация и гибель растений
			Нарушение жизненных процессов	Изменение процессов транспирации
				Снижение процессов ассимиляции
			Нарушение жизненных процессов	Невозможность перемещения и миграций
				Отравление и гибель животных
			Влияние оксида азота	Нарушение функции воспроизводства
				Некроз растений
			Влияние фотохимических реакций	Нарушение роста растений
				Ингибирование ферментативных реакций

Рис. 1. *Дерево событий при рассмотрении влияния пролива нефти на атмосферу, водные ресурсы, почву, биосферу*

При детальном рассмотрении влияния конечных событий техногенных аварий на экологический риск были построены деревья событий для каждого из природных ресурсов (атмосфера, почва, водные ресурсы, биологические ре-

сурсы). На первой стадии анализа был применен один из наиболее широко известных методов¹⁰ — «дерево событий» [23].

На рисунке 1 приведено дерево событий для пролива нефти и нефтепродуктов. На рисунке 2 приведено дерево событий для оценки влияния пожара горящего пролива.

Взрыв облака ТВС не оказывает прямого воздействия на почву и воду, а влияет косвенно через загрязнение почвы продуктами горения, изменение биохимических показателей водных стоков и т. д. Эти факторы были рассмотрены в деревьях событий влияния пожара горящего пролива и распространения пролива. На рисунке 3 приведено дерево событий для оценки влияния взрыва ТВС.

Пары нефти, пожар горящего пролива, взрыв облака ТВС оказывают на человека огромное негативное влияние. При этом риск заболеваний человека является в основном долговременным. На рисунке 4 приведено дерево событий для оценки влияния конечных событий техногенных аварий на здоровье человека.

Пожар пролива нефти	Влияние пожара на атмосферу	Задымленность	Образование фотохимического смога	Уменьшение прозрачности атмосферы	Уменьшение солнечной радиации
			Дымовые аэрозоли	Взаимодействие с атмосферной влагой	Кислотные осадки - дожди и туманы
		Диффузионное горение паров нефти	Загрязнение токсичными веществами	Рост концентрации продуктов горения	Изменение температуры воздуха Воздействие на озоновый слой
					Снижение концентрации кислорода
					Конвенкция потоков продуктов горения
	Влияние пожара на водные ресурсы	Выделение окисей азота и углерода	Реакция газов с водой	Превращение воды в растворы кислот	Понижение pH дождевой воды
					Снижение pH пресной воды
		Изменение гидротермических показателей	Изменение гидрологического режима		Повышение кислотности среды
		Изменение биохимических показателей			Изменение русловых процессов водотока
					Усиление испарения воды
	Влияние пожара на почву	Изменение физико-химических свойств	Нарушение баланса микроэлементов	Изменение кислотности почвы	Нарушение баланса микроэлементов
			Испарение влаги из почвы		Увеличение значения pH
			Разрушение почвенного перегноя	Утрачивание почвой пористости	Снижение pH пресной воды
		Сгорание растений	Изменение содержания гумуса в почве		Развитие ветровой эрозии
		Загрязнение почвы продуктами горения			Заиливание почвы
					Повышение зольности в почве
					Образование сажи
					Накопление токсичных веществ
	Влияние пожара на флору и фауну	Влияние на биосферные процессы	Накопление токсичных веществ	Интоксикация флоры и фауны	Раздражающие воздействия
				Задержка роста и развития	Заболевания и гибель
			Миграции животных	Снижение биологической продуктивности	Необратимые потери биоразнообразия
			Массовое появление насекомых вредителей		Нанесение вреда растениям
	Влияние на растения и животных	Выгорание растений	Термические ожоги животных		Нехватка пищи для животных
					Гибель животных

Рис. 2. Дерево событий при рассмотрении влияния пожара горящего пролива нефти на атмосферу, водные ресурсы, почву, биосферу

¹⁰ ГОСТ Р 54142-2010. Методология построения универсального дерева событий. Определения. – Введ. 2010-12-21. – М.: Стандартинформ, 2012. – 33 с.

Взрыв облака топливовоздушной смеси (ТВС)	Влияние на атмосферу	Ударная волна	Отражение ударной волны от земной поверхности	Торможение масс движущегося воздуха	Резкое повышение давления
					Резкий звук
		Дрейф облака ТВС	Воспламенение облака ТВС	Уменьшение прозрачности атмосферы	Снижение солнечной радиации
			Испарение части горючей жидкости	Дымовые аэрозоли	Кислотные осадки
		Резкое повышение температуры воздуха	Увеличение концентрации углекислого газа	Разнесение паров в атмосферной среде	Выпадение частиц и осаждение их на объекты
		Световое излучение	Высокотемпературный нагрев газообразных продуктов	Поглощение инфракрасных лучей	Резкий поверхностный нагрев
	Влияние на флору и фауну	Световое излучение	Животные	Ожоги участков тел	Болезнь или гибель
				Ожоги сетчатки глаз	Частичное или полное ослепление
			Растения	Сгорание растений	Потери биоразнообразия
		Ударная волна	Повреждение внутренних органов	Разрыв кровеносных сосудов	Внутреннее кровотечение
		Тепловое воздействие	Вдыхание перегретого воздуха	Ожоги внутренних дыхательных путей	Удушье

Рис. 3. **Дерево событий при рассмотрении влияния взрыва топливовоздушной смеси на атмосферу и биосферу**

Поражающее воздействие на людей	Взрыв облака ТВС	Тепловое воздействие	Вдыхание перегретого воздуха	Ожоги верхних дыхательных путей
		Ударная волна	Повреждение внутренних органов	Внутреннее кровотечение
		Осколочные поля	Травмы от обломков сооружений	Внутренние и внешние травмы
		Разрушение окружающих конструкций	Деформирующие травмы	Сдавливание и удушье
	Распространение пролива нефтепродуктов	Раздражающее воздействие	Поражение слизистых оболочек	Заболевания глаз
		Наркотическое действие		Заболевания лёгких
		Отравляющее действие	Влияние на кровеносную систему	Наркотическое привыкание
			Влияние на нервную систему	Заболевания сердечно-сосудистой системы
			Влияние на иммунную систему	Поражение центральной нервной системы
	Пожар горящего пролива	Проникновение токсичных газов в кожу и лёгкие	Отравление токсичными газами	Онкологические и иммунные заболевания
		Задымление	Аллергические реакции	Заболевания лёгких, печени
		Термическое поражение		Удушье
				Термические ожоги разной степени

Рис. 4. **Дерево событий при рассмотрении влияния техногенной аварии на здоровье человека**

В соответствии с разработанными ситуационными моделями по данным реальной аварии был выполнен анализ экологического риска. В весенний период на магистральном нефтепроводе с подводным переходом через реку образовалось сквозное отверстие на расстоянии 20 м от берега реки. Расстояние между задвижками — 2 000 м, скорость нефти 4 — км/ч, время обнаружения утечки — 10 минут, площадь сечения трубы — 0,75 м², объем вытекшей нефти — 2 025 м³.

Согласно действующей законодательной и нормативной базе, оцененный ущерб от загрязнения почв нефтью составил 16,402 млн рублей, ущерб от загрязнения атмосферы — 1,259 млн рублей, ущерб от загрязнения водного объекта — 314,98 млн рублей, общий экологический ущерб, полученный в ходе аварии, — 332,641 млн рублей. По прошествии трех лет экономический ущерб от заболеваний населения и восстанавливающих экологических мероприятий составил 98,6 млн рублей. Общий ущерб в течение трех лет — 431,242 млн рублей. Экологический риск на данном участке линейного трубопровода при оцененной вероятности 0,0004045 составил 58 145 рублей. Детальная оценка ущерба и риска для фауны и флоры по прошествии трех лет не была проведена ввиду сложности организации подобного исследования.

Выводы

Анализ законодательных и нормативных регламентов к охране природных ресурсов, здоровья человека, промышленной безопасности, требований к анализу и оценке риска показал следующее:

- 1) отсутствие единой методологии оценивания экологического риска, объединяющей все вышеперечисленные требования (хотя эти сферы являются дополняющими друг друга);
- 2) отсутствие методологии количественной оценки экологического риска в случае аварийных ситуаций на магистральных и промысловых трубопроводах, что не позволяет прогнозировать тяжесть событий в этой сфере и управлять этим риском;
- 3) отсутствие методологии количественной оценки экологического риска для систем экологического менеджмента, что не позволяет определять их результативность и эффективность;
- 4) критериями оценки систем экологического менеджмента служат показатели результативности систем менеджмента в области охраны труда и предупреждения профессиональных заболеваний, а не собственно экологические показатели и показатели здоровья населения;
- 5) предлагаемый подход позволит получить более взвешенную оценку ущербов для экологической среды и экологического риска.

Перед нашей страной стоит задача экономического возрождения, но уже на качественно иной технической, технологической и экологической основе. Важность понимания этой задачи и участия в ее решении касается всех граждан нашей страны.

Библиографический список

1. Knight, K. Chairman ISO/TMB/WG on Risk Management Terminology. Risk Management: an integral component of corporate governance and good management – ISO Bulletin. – October 2003. – P. 21–24.
2. Булгакова В. В., Габдулхаков Р. Р., Кадырова Г. А. Обзор методов оценки риска опасных производственных объектов // Новая наука: Проблемы и перспективы. 2017. – Т. 1, № 2. – С. 57–61.

3. Лебедев М. П., Большаков А. М., Захарова М. И. Методическое пособие по оценке риска аварий опасных производственных объектов нефтегазовой отрасли в условиях Севера. – Якутск: Изд-во Северо-восточного федерального ун-та имени М. К. Аммосова, 2018. – 28 с.
4. Ефремов И. В., Рахимова Н. Н. Техногенные системы и экологический риск. – Оренбург: ОГУ, 2016. – 171 с.
5. Adams A. The UK experience in offshore pipeline operations // *Pipes & pipelines international*. – 1992. – Vol. 37, Issue 2. – P. 9–14. – Available at: <http://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=getRecordDetail&idt=5120080>.
6. Risk, Uncertainty, and Rational Action / C. C. Jaeger [et al.]. – 1st edition. – London: Taylor & Francis, 2001. – 320 p.
7. Langseth H., Portinale L. Bayesian networks in reliability // *Reliability Engineering & System Safety*. – 2007. – Vol. 92, Issue 1. – P. 92–108. DOI: 10.1016/j.ress.2005.11.037
8. On the use of the hybrid causal logic method in offshore risk analysis / W. Røed [et al.] // *Reliability Engineering & System Safety*. – 2009. – Vol. 94, Issue 2. – P. 445–455. DOI: 10.1016/j.ress.2008.04.003
9. Хохлявин С. А. Менеджмент риска: стандарты Австрии, Великобритании и Австралии — предтеча будущего стандарта ISO 31000 // *Мир стандартов*. – 2007. – № 2(13). – С. 33–38.
10. Елизарьев А. Н. Оценка антропогенного воздействия на гидроэкологический режим водных объектов (на примере р. Белой): Автореф. дис. канд. геогр. наук. – Уфа: УГАТУ, 2007. – 25 с.
11. Сравнительный анализ современных методов оценки риска для обеспечения безопасности / Р. Р. Габдулхаков [и др.] // *Бюллетень результатов научных исследований*. – 2017. – № 1–2 (22–23). – С. 5–15.
12. Количественная оценка риска химических аварий / В. М. Колодкин [и др.]; под ред. В. М. Колодкина. – Ижевск: Изд-во Удмуртского ун-та, 2001. – 228 с.
13. Тыныбеков А. К., Алишеров А. Экологические риски и экологическая безопасность // *Вестник Кыргызского государственного университета строительства, транспорта и архитектуры им. Н. Исанова*. – 2016. – № 4 (54). – С. 184–191.
14. Колесников Е. Ю. К вопросу о расчете и нормировании пожарных рисков // *Проблемы анализа риска*. – 2010. – Т. 7, № 3. – С. 48–79.
15. Варламов Д. П., Стеклов О. И. Управление рисками эксплуатации линейной части магистральных газопроводов, подверженной коррозионному растрескиванию под напряжением // *Управление качеством в нефтегазовом комплексе*. – 2013. – № 3. – С. 38–44.
16. Овсиенко С. Н., Зацепя С. Н., Ивченко А. А. Моделирование разливов нефти и оценка риска воздействия на окружающую среду // *Труды Государственного океанографического института*. – 2005. – № 209. – С. 248–255.
17. Зацепя С. Н., Ивченко А. А., Овсиенко С. Н. О параметризации растекания нефти по горизонтальной пористой поверхности // *Труды Государственного океанографического института*. – 2009. – № 212. – С. 218–225.
18. Влияние загрязнения окружающей среды на здоровье населения регионов России / В. М. Гильмундинов [и др.] // *Регион: экономика и социология*. – 2013. – № 1. – С. 209–228.
19. Куракина Н. И., Кузьмина А. Д. Вопросы оценки экологических рисков в ЯНАО // *Наука настоящего и будущего*. – 2018. – Т. 1. – С. 354–357.
20. Коновалова Н. В. Пространственное распределение экологического риска развития неблагоприятных ситуаций арктических территорий // *Совершенствование методологии познания в целях развития науки: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф.* – Уфа, 2017. – С. 104–108.
21. Штенгауэр О. В., Шендалева Е. В. Оценка экологических рисков при транспортировке, хранении нефти и нефтепродуктов // *Стандартизация, метрология и управление качеством: сб. матер. Всерос. науч.-техн. конф., посвященной 90-летию Росстандарта и 170-летию метрологической службы России* – Омск: Омский государственный технический университет, 2015. – С. 273–277.
22. Занин А. В., Мильке А. А., Квасов И. Н. Оценка риска трубопроводного транспорта углеводородов с морских нефтедобывающих платформ на территории арктического шельфа // *Нефть и газ Западной Сибири: сб. матер. Междунар. науч.-техн. конф.* – Тюмень, 2017. – Том 2. – С. 139–142.
23. Тыныбеков А. К. Оценка природного и экологического риска // *Технологии гражданской безопасности*. – 2013. – Т. 10, № 4. – С. 72–77.

References

1. Knight, K. (2003). Chairman ISO/TMB/WG on Risk Management Terminology. Risk Management: an integral component of corporate governance and good management – ISO Bulletin, pp. 21-24. (In English).
2. Bulgakova, V. V., Gabdulkhakov, R. R., & Kadyrova, G. A. (2017). Obzor metodov otsenki riska opasnykh proizvodstvennykh ob'ektov. Novaya nauka: problemy i perspektivy, 1(2), pp. 57-61. (In Russian).
3. Lebedev, M. P., Bol'shakov, A. M., & Zakharova, M. I. (2018). Metodicheskoe posobie po otsenke riska avariyn opasnykh proizvodstvennykh ob'ektov neftegazovoy otrasli v usloviyakh Severa. Yakutsk, M. K. Ammosov North-Eastern Federal University Publ., 28 p. (In Russian).
4. Efremov, I. V., & Rakhimova, N. N. (2016). Tekhnogennye sistemy i ekologicheskiy risk. Orenburg, Orenburg State University Publ., 171 p. (In Russian).
5. Adams, A. (1992). The UK experience in offshore pipeline operations. Pipes & pipelines international, 37(2), pp. 9-14. (In English). Available at: <http://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=getRecordDetail&idt=5120080>
6. Jaeger, C. C., Renn, O., Rosa E. A. & Webler, T. (2001). Risk, Uncertainty, and Rational Action. 1st edition. London, Taylor & Francis, 320 p. (In English).
7. Langseth, H., & Portinale, L. (2007). Bayesian networks in reliability. Reliability Engineering & System Safety, 92(1), pp. 92-108. (In English). DOI: 10.1016/j.res.2005.11.037
8. Røed, W., Mosleh, A., Vinnem, J. E., & Aven, T. (2009). On the use of the hybrid causal logic method in offshore risk analysis. Reliability Engineering & System Safety, 94(2), pp. 445-455. (In English). DOI: 10.1016/j.res.2008.04.003
9. Khokhlyavin, S. A. (2007). Menedzhment riska: standarty Avstrii, Velikobritanii i Avstralii - predtecha budushchego standart ISO 31000. Mir standartov, (2(13)), pp. 33-38. (In Russian).
10. Elizar'ev, A. N. (2007). Otsenka antropogennogo vozdeystviya na gidroekologicheskiy rezhim vodnykh ob'ektov (na primere r. Beloy): Avtoref. diss. kand. geogr. nauk. Ufa, Ufa State Aviation Technical University Publ., 25 p. (In Russian).
11. Gabdulkhakov, R. R., Yagudin, R. I., Bakhtiyarov, A. M., Elizar'eva, E. N., & Marvanov, R. V. (2017). Benchmarking for up-to-date risk assessment methods for safety assurance. Bulletin of scientific research results, (1-2(22-23)), pp. 5-15. (In Russian).
12. Kolodkin, V. M., Murin, A. V., Petrov, A. K., & Gorskiy, V. G. (2001). Kolichestvennaya otsenka riska khimicheskikh avariyn. Izhevsk, Udmurt State University Publ., 228 p. (In Russian).
13. Tynybekov, A. K., & Alisherov, A. (2016). Environmental risks and ecological safety. The Herald of Kyrgyz State University of Construction, Transport and Architecture named after N. Isanov, (4(54)), pp. 184-191. (In Russian).
14. Kolesnikov, E. Yu. (2010). K voprosu o raschete i normirovanii pozharnykh riskov. Issues of Risk Analysis, 7(3), pp. 48-79. (In Russian).
15. Varlamov, D. P., & Steklov, O. I. (2013). Upravlenie riskami ekspluatatsii lineynoy chasti magistral'nykh gazoprovodov, podverzhennoy korrozionnomu rastreskivaniyu pod napryazheniem. Quality Management in Oil and Gas Industry, (3), pp. 38-44. (In Russian).
16. Ovsienko, S. N., Zatsepa, S. N., & Ivchenko, A. A. (2005). Modelirovanie razlivov nefi i otsenka riska vozdeystviya na okruzhayushchuyu sredu. SOI Proceedings, (209), pp. 248-255. (In Russian).
17. Zatsepa, S. N., Ivchenko, A. A., & Ovsienko, S. N. (2009) On parameterization of oil spreading dynamics on horizontal porous surface, SOI Proceedings, (212), pp. 218-225. (In Russian).
18. Gilmundinov, V. M., Kazantseva, L. K., Tagayeva, T. O., & Kugayevskaya, K. S. (2013). Environmental Pollution and Population Health in Russian Regions. Region: Ekonomika i Sotsiologiya, (1), pp. 209-228. (In Russian).
19. Kurakina, N. I., & Kuz'mina A. D. (2018). Voprosy otsenki ekologicheskikh riskov v YANAO. Nauka nastoyashchego i budushchego, 1, pp. 354-357. (In Russian).
20. Konovalova, N. V. (2017). Prostranstvennoe raspredelenie ekologicheskogo riska razvitiya neblagopriyatnykh situatsiy arkticheskikh territoriy. Sovershenstvovanie metodologii poznaniya v tselyakh razvitiya nauki. Ufa, 2017, pp. 104-108. (In Russian).
21. Shtengauer, O. V., & Shendaleva, E. V. (2015). Otsenka ekologicheskikh riskov pri transportirovke, khranении nefi i nefteproduktov. Standartizatsiya, metrologiya i upravlenie kachestvom. Omsk, Omsk State Technical University Publ., pp. 273-277. (In Russian).

22. Zanin, A. V., Mil'ke, A. A., & Kvasov, I. N. (2017). Otsenka riska truboprovodnogo transporta uglevodorodov s morskikh neftedobyvayushchikh platform na territorii arkticheskogo shel'fa. Neft' i gaz Zapadnoy Sibiri. Tom 2. Tyumen, pp. 139-142. (In Russian).
23. Tynybekov, A. K. (2013). Evaluation of Natural and Environmental Risk. Civil Security Technology, 10(4), pp. 72-77. (In Russian).

Сведения об авторах

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

Шендалева Елена Владимировна, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового дела, стандартизации и метрологии, Омский государственный технический университет, г. Омск

Штенгауэр Ольга Викторовна, инженер-метролог Омского моторостроительного объединения им. П. И. Баранова филиала научно-производственного центра газотурбостроения «Салют», г. Омск

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

Information about the authors

Igor N. Kvasov, Candidate of Economic, Dean of Faculty of Transport, Oil and Gas, Professor at the Department of Oil and Gas Business, Standardization and Metrology, Omsk State Technical University

Elena V. Shendaleva, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Business, Standardization and Metrology, Omsk State Technical University

Olga V. Shtengauer, Engineer-metrologist, Omsk engine-building association of P. I. Baranov branch of the Salute gas turbine engineering research and production center, Omsk

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

УДК 622.276.72

**Подбор эффективных ингибиторов асфальтосмолопарафиновых
отложений для транспорта нефти Кондинского месторождения**

Е. Н. Скворцова*, О. П. Дерюгина

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

Аннотация. В работе рассматриваются результаты исследования по подбору ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), которые могут быть использованы на Кондинском месторождении при транспортировке и обезвоживании эмульсии.

Данный эксперимент проводился с целью подбора наиболее эффективных ингибиторов АСПО — одной из самых серьезных проблем при добыче нефти. Для выбора ингибитора АСПО, наиболее эффективного в условиях систем добычи, сбора, подготовки и внешнего транспорта нефти Кондинского месторождения, были проведены лабораторные испытания. На основании проведенных исследований к опытно-промышленным испытаниям могут быть допущены ИАСПО-2, ИАСПО-4, ИАСПО-6, показавшие наилучшие результаты по обеспечению эффективности ингибирования, которая должна составлять не менее 70 %. Рекомендуемая начальная дозировка ингибиторов по полученным результатам при проведении опытно-промышленных испытаний должна составлять не менее 500 г/т нефти.

Ключевые слова: нефтяная эмульсия; скважина; ингибитор; асфальтосмолопарафиновые отложения; реологические свойства нефти; транспорт нефти

**Selection of effective wax (deposition) inhibitors to oil production
and transportation at the Kondinskoye oil field**

Elena N. Skvortsova*, Olga P. Deryugina

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

Abstract. The article discusses the results of a study on the selection of wax inhibitors that can be used at the Kondinskoye oil field during transportation and dehydration of the emulsion.

Asphaltene precipitation is one of the most serious issues in oil production. The experiment was conducted in order to select the most effective wax inhibitors. We have carried out laboratory tests to choose the most effective wax inhibitor in the conditions of oil production, collection, preparation and external transport systems at the Kondinskoye oil field. Based on the data obtained, wax inhibitor-2, wax inhibitor-4, and wax inhibitor-6 have shown the best results in ensuring the efficiency of inhibition, which should be at least 70 %, and, therefore, they can be allowed to pilot tests. The recommended initial dosage of inhibitors according to the results obtained during pilot tests should be at least 500 g/t of oil.

Key words: oil emulsion; well; inhibitor; asphalt-resin-paraffin deposits; rheological properties of oil; oil transportation

Введение

Условия разработки месторождений, свойства пластовых флюидов, геологические и геохимические факторы — все это в значительной мере обуславливает состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений. Особо важное значение при разработке месторождений отводится проблеме борьбы с АСПО на оборудовании промыслов. Доля скважин, на которых добыча нефти осложняется образованием АСПО, постоянно увеличивается. Такую картину можно наблюдать в Пермском крае, Красноярском крае, а также в Тюменской области.

Для предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений на различном оборудовании скважин, а также возможности их удаления применяются различные ингибиторы и удалители АСПО.

Отечественные и зарубежные компании-производители постоянно предлагают потребителю все новые и новые разработки для предотвращения и удаления органических отложений химическим способом. Выбор того или иного реагента зачастую зависит от информации, предоставленной самими разработчиками. Очень часто невозможно объективно оценить эффективность конкретного ингибитора. Происходит недооценка или переоценка оказываемого ингибитором действия, то есть неправильно выбрана оптимальная доза используемого реагента. Поэтому очень важная роль отводится научно аргументированному выбору эффективных ингибиторов АСПО.

В работе А. Р. Ракитина, Б. В. Фофанова, В. Ф. Горбунова проведен анализ большого количества проблемных скважин фонда ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», приведены результаты исследований и даны рекомендации по подбору эффективных отечественных ингибиторов АСПО. Установлено, что один и тот же ингибитор в пределах одной залежи может иметь различную эффективность. Таким образом, для каждой конкретной скважины необходимо индивидуально подбирать эффективные ингибиторы [1].

Исследованиям по подбору наиболее эффективных ингибиторов в лабораторных условиях, совместимости их с другими реагентами, используемыми для транспорта и подготовки нефтяных эмульсий, посвящено достаточно много работ, среди которых выделяются работы В. С. Диденко, А. В. Николаева, Е. С. Дубового, Н. Н. Хафизова, П. Н. Шадриной и др. [2–13].

Зарубежные авторы также проводят разносторонние исследования данной проблемы [14–16].

M. Madhi, R. Kharrat, T. Namoule изучили влияние функциональных групп и структуры ингибиторов на осаждение асфальтенов. Установлено, что природа и полярность асфальтенов оказывают существенное влияние на выбор ингибиторов. Авторами была разработана методика для оценки ингибиторов в статических и динамических условиях. Результаты выявили различающиеся механизмы асфальтенсолюбилизации/дисперсии (такие как водородная связь, пептизация и кислотно-основное взаимодействие) и влияние дополнительной боковой группы (ОН) на ингибирующую способность ингибитора.

M. S. E. Garreto, C. R. E. Mansur, E. F. Lucas [15] а также M. M. Shadman, A. H. S. Dehaghani, M. H. Badizad [16] определяют момент начала осаждения асфальтенов при добыче нефти. Настоящее исследование дает комплексный критический обзор различных методов вместе со сравнением их достоинств и недостатков, служит для определения начала выделения асфальтенов, их кластеризации и осаждения.

P. Kog, R. Kharrat разработали новую модель осаждения, учитывающую как диффузионный, так и инерционный перенос асфальтена к поверхности трубопровода [17]. Параметрическое исследование было выполнено с использова-

нием утвержденной модели. Исследовалось влияние размера частиц асфальтенов, скорости потока и вязкости нефти на величину скорости осаждения асфальтенов. Разработанная модель предсказывает, что при низкой скорости жидкости ($\sim 0,7$ м/с) менее вязкая нефть более склонна к осаждению асфальтенов.

Объект и методы исследования

Добываемая на Кондинском месторождении нефть относится к трудноизвлекаемой. Одной из задач, возникающих при добыче и транспортировке такого типа нефти, является защита внутрипромысловых труб.

В работе проведены лабораторные испытания по подбору наиболее эффективных ингибиторов АСПО для исследуемого месторождения. Исследовались 6 образцов различных типов и разных производителей. Все анализируемые образцы представлены в зашифрованном виде. Подобран оптимальный расход реагента для проведения опытно-промысловых испытаний. В данной статье акцент сделан на эффективность ингибирования. При правильном выборе ингибитора и соответствующей технологии его применения можно предупредить образование АСПО на всем пути движения продукции скважин от забоя до пунктов подготовки нефти и воды.

Экспериментальная часть

При подготовке нефти остро встает вопрос о применении эффективных ингибиторов АСПО. Исследуемые образцы (ИАСПО-1 — ИАСПО-6) подвергались входному контролю по физико-химическим свойствам. Для этого были определены температура застывания по ГОСТ 20287¹, температура вспышки по ГОСТ 4333-2014², плотность при 20 °С по ГОСТ 18995.1³, кинематическая вязкость при различных температурах по ГОСТ 33⁴. После этого все образцы прошли испытания по определению их технологических свойств. Данные свойства определялись по трем основным пунктам:

- 1) эффективность ингибирующего действия;
- 2) совместимость с добываемой жидкостью, жидкостью глушения и другими химическими реагентами;
- 3) коррозионная агрессивность товарной формы.

Учитывая требования для защиты трубопроводов, испытания ингибиторов АСПО проводились при температурных изменениях 5, 10, 20, 30, 40 °С. Также необходимо было определить минимальную эффективную дозировку ингибитора АСПО. При определении эффективности ингибирующего действия устанавливали изменения дозировок с шагом в 10 %. Норматив данного показателя, согласно требованиям регламента, устанавливается не менее 70 %.

В качестве исследуемых объектов для тестирования ингибиторов АСПО использовали нефть с двух точек:

- проба нефти исследуемого месторождения с напорного нефтепровода;
- проба нефти исследуемого месторождения с нефтесборного трубопровода.

¹ ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания [Электронный ресурс]. – Введ. 1992-01-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200005428>.

² ГОСТ 4333-2014. Нефтепродукты. Методы определения температур вспышки и воспламенения в открытом тигле [Электронный ресурс]. – Введ. 2016-07-01. – Режим доступа: <https://internet-law.ru/gosts/gost/60070/>.

³ ГОСТ 18995.1-73. Продукты химические жидкие. Методы определения плотности [Электронный ресурс]. – Введ. 1974-06-30. – Режим доступа: <https://internet-law.ru/gosts/gost/41667/>.

⁴ ГОСТ 33-2016. Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости [Электронный ресурс]. – Введ. 2018-07-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200145229>.

Нефтеcборный трубопровод — это трубопровод, который выполняет определенные задачи по транспортировке нефти от скважины к резервуарам или емкостям для сбора нефти.

Результаты определения эффективности ингибирующего действия испытуемых образцов при различных температурах с напорного нефтепровода приведены в виде рисунков 1–3.

Температура насыщения нефти парафином составила 25 °С. При температурах 30 и 40 °С отложений не зафиксировано, поэтому данные результаты не учитываются.

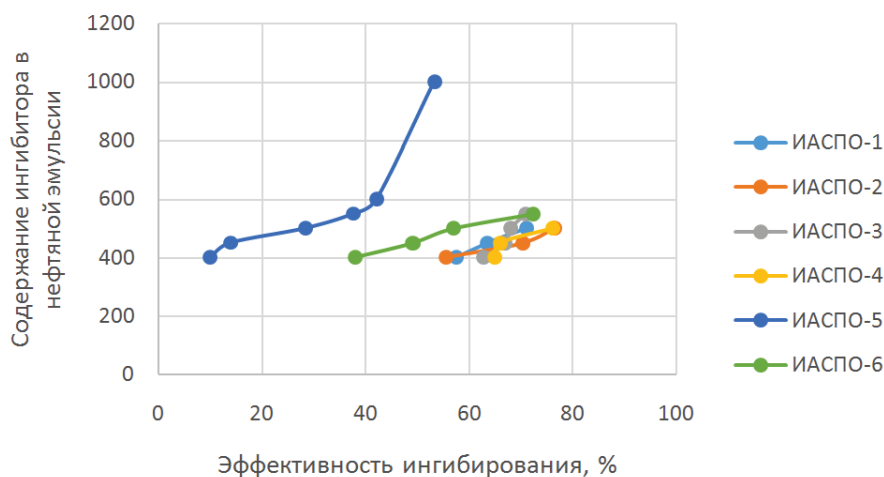


Рис. 1. График зависимости эффективности ингибирования от содержания ингибитора в нефтяной эмульсии при $t = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$

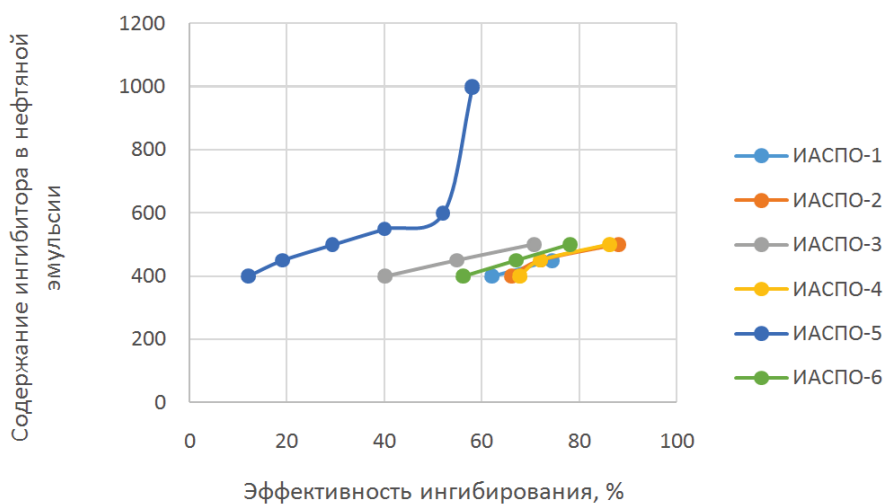


Рис. 2. График зависимости эффективности ингибирования от содержания ингибитора в нефтяной эмульсии при $t = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$

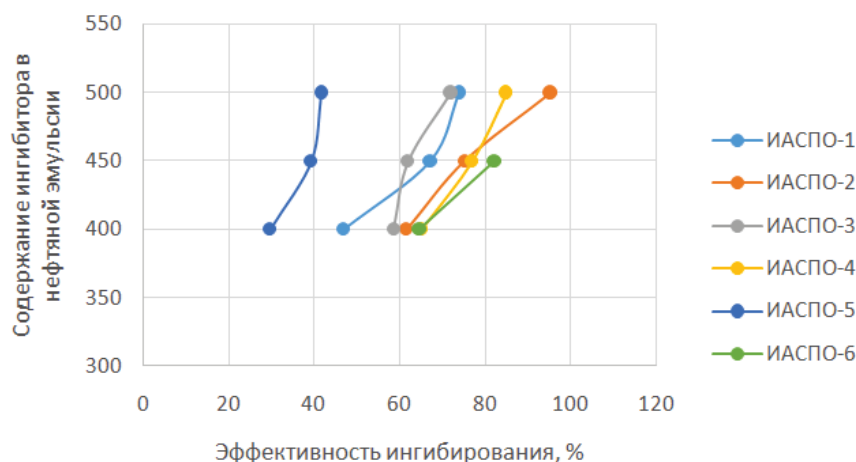


Рис. 3. График зависимости эффективности ингибирования от содержания ингибитора в нефтяной эмульсии при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$

Результаты определения эффективности ингибирующего действия испытуемых образцов на пробе нефти с нефтесборного нефтепровода при температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ приведены в таблице.

Результаты определения ингибирующей активности пробы нефти с нефтесборного трубопровода при температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$

Наименование образцов ингибиторов	Эффективность ингибирования, % при содержании ингибитора, г/т						
	350	400	450	500	550	600	650
ИАСПО-1	—	62,0	72,0	100,0	—	—	—
ИАСПО-2	—	65,5	76,5	100,0	—	—	—
ИАСПО-3	—	59,0	74,0	89,5	—	—	—
ИАСПО-4	63,0	71,0	80,5	100,0	—	—	—
ИАСПО-5	—	—	—	48,5	—	61,5	72,5
ИАСПО-6	59,0	73,0	92,5	100,0	—	—	—

На основании полученных данных установлено, что основная эффективность ингибирования на напорном нефтепроводе при температурах $5, 10, 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ достигается при дозировках ингибитора 400, 450, 500, 550 г/т.

Среди исследуемых образцов ингибиторов лучшую ингибирующую эффективность на напорном нефтепроводе показали образцы следующих ингибиторов: ИАСПО-2, ИАСПО-4, ИАСПО-6.

ИАСПО-2 имеет следующие физико-химические свойства: внешний вид: темно-коричневого цвета; структура — однородная, непрозрачная с резким запахом. Температура застывания — не выше минус $50\text{ }^{\circ}\text{C}$, температура вспышки — $25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Кинематическая вязкость данного образца при температуре $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ составила $2,50 \pm 0,01$, плотность при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ — $0,852 \pm 0,001\text{ г/см}^3$.

На нефтесборном трубопроводе при температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ об эффективности ингибирования можно говорить при содержании ингибитора 450 г/т нефти. В данном случае лучшим результатом обладает образец ИАСПО-4. Результат

его эффективности ингибирования составляет 80,5 %. При дальнейшем увеличении содержания ингибиторов до 500 г/т нефти образцы ИАСПО-1, ИАСПО-2, ИАСПО-4, ИАСПО-6 достигают максимальной эффективности ингибирования. Только образец ИАСПО-5 имеет эффективность 48,5 % (см. табл.). Поэтому данный ингибитор не целесообразно использовать в опытно-промышленных испытаниях на исследуемом месторождении.

Выводы

Проведены испытания 6 ингибиторов АСПО на пробах нефти с двух точек отбора Кондинского месторождения.

Асфальтосмолопарафиновых отложений при температурах 30 и 40 °С не зафиксировано.

У каждого из исследуемых ингибиторов определена оптимальная дозировка, при которой достигается эффективность ингибирования 70 %.

По результатам тестирований для проведения опытно-промышленных испытаний для нефтесборного трубопровода рекомендуются следующие ингибиторы АСПО в порядке снижения рейтинга эффективности: ИАСПО-6, ИАСПО-4, ИАСПО-2.

Рекомендуемая начальная дозировка при проведении опытно-промышленных испытаний не менее 500 г/т нефти.

Библиографический список

1. Ракитин А. Р., Фофанов Б. В., Горбунов В. Ф. Предотвращение АСПО на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Физико-химическая характеристика осложненного фонда скважин и исследование эффективности применяемых ингибиторов АСПО // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 5–6. – С. 107–110.
2. Шадрин П. Н., Ленченкова Л. Е., Волошин А. И. Подбор ингибиторов с регулируемыми свойствами предотвращения выпадения парафина при транспортировке нефти различной вязкости [Электронный ресурс] // Нефтяная провинция. – 2016. – № 1. – С. 83–97. – Режим доступа: <https://www.vkro-gaen.com/koriya-2015-2-str-2-1>.
3. Дубовой Е. С., Хафизов Н. Н., Кузнецов А. А. Подход к оценке эффективности ингибиторов парафиноотложения // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 9 (4). – С. 402–407. DOI: 10.28999/2541-9595-2019-9-4-402-407
4. Диденко В. С., Николаев А. В. Исследование эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений и их влияния на реологические свойства нефти на основе нового методического подхода // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 106–109.
5. Ингибиторы асфальтосмолопарафиновых отложений / З. А. Хабибуллин [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 2. – С. 46–49.
6. Иванова Л. В., Буров Е. А., Кошелев В. Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 261–284. – Режим доступа: <http://ogbus.ru/article/view/asfaltosmoloparafinovye-otlozheniya-v-processax-dobychi-transporta-i-xraneniya-2>.
7. Глущенко В. Н., Шипигузов Л. М., Юрпалов И. А. Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 5. – С. 84–88.
8. Глущенко В. Н., М Силин. А., Герин Ю. Г. Нефтепромысловая химия: учеб. пособие. В 5 томах. Т. 5. Предупреждение и устранение асфальтосмолопарафиновых отложений. – М.: Интерконтакт Наука, 2009. – 475 с.
9. Николаев А. В., Трейгер Л. М. Опыт разработки научных рекомендаций для проектирования системы сбора и транспорта высокостыкующей нефти в условиях недостатка информации о ее физико-химических и реологических свойствах // Технические науки – от теории к практике. – 2016. – № 10 (58) – С. 27–41.
10. Баландин Л. Н., Елашева О. М., Дубовицкая Ю. А. Проведение исследований по подбору эффективных реагентов для удаления и предотвращения образования АСПО // Естественные и технические науки. – 2017. – № 3 (105) – С. 32–37.

11. Юрецкая Т. В., Абдрашитова Ю. Н., Перекупка А. Г. Разработка композиций ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений и исследование их эффективности // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 3 – С. 100–103.
12. Корюкова С. В., Дерюгина О. П. Анализ технологических параметров с целью оптимизации работы установок подготовки нефти на Западно-Сибирских месторождениях // Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Тюмень, 2018. – С. 74–77.
13. Корюкова С. В., Дерюгина О. П. Повышение эффективности разрушения водонефтяных эмульсий путем замены деэмульгатора // Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Тюмень, 2018. – С. 77–80.
14. Madhi M., Kharrat R., Hamoule T. Screening of inhibitors for remediation of asphaltene deposits: Experimental and modeling study // Petroleum. – 2018. – Vol. 4, Issue 2. – P. 168–177. DOI: 10.1016/j.petlm.2017.08.001
15. Garreto M. S. E., Mansur C. R. E., Lucas E. F. A model system to assess the phase behavior of asphaltenes in crude oil // Fuel. – 2013. – Vol. 113. – P. 318–322. DOI: 10.1016/j.fuel.2013.05.097
16. Shadman M. M., Dehaghani A. H. S., Badizad M. H. How much do you know about the methods for determining onset of asphaltene precipitation? // Petroleum. – 2017. – Vol. 3, Issue 3. – P. 287–291. DOI: 10.1016/j.petlm.2016.08.011
17. Kor P., Kharrat R. Modeling of asphaltene particle deposition from turbulent oil flow in tubing: Model validation and a parametric study // Petroleum. – 2016. – Vol. 2, Issue 4. – P. 393–398. DOI: 10.1016/j.petlm.2016.08.010

References

1. Rakitin, A. R., Fofanov, B. V., & Gorbunov, V. F. (2005). Predotvrashchenie ASPO na mestorozhdeniyakh OOO «LUKOYL-Perm». Fiziko-khimicheskaya kharakteristika oslozhnenno-go fonda skvazhin i issledovanie effektivnosti primenyaemykh ingibitorov ASPO. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (5-6), pp. 107-110. (In Russian).
2. Shadrina, P. N., Lenchenkova, L. E., & Voloshin, A. I. (2016). Selektion of inhibitors with controlled properties to prevent paraffin sedimentation while transportation of different-viscosity crude oils. Neftyanaya provintsia, (1), pp. 83-97. (In Russian). Available at: <https://www.vkro-raen.com/kopiya-2015-2-str-2-1>
3. Dubovoy, E. S., Khafizov, N. N., & Kuznetsov, A. A. (2019). An approach to assessing the performance of paraffin inhibitors. Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation, 9(4), pp. 402-407. (In Russian). DOI: 10.28999/2541-9595-2019-9-4-402-407
4. Didenko, V. S., & Nikolaev, A. V. (2014). Study of asphaltene-resin-paraffin deposits inhibitors and their effect on oil flow characteristics based on new methodic approach. Oil Industry, (1), pp. 106-109. (In Russian).
5. Khabibullin, Z. A., Galimov, Zh. F., Khafizov, A. R., Ishmakov, R. M., Zalyatov, M. M., & Ibragimov, N. G. (1997). Ingibitory asfal'tosmoloparafinykh otlozheniy. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (2), pp. 46-49. (In Russian).
6. Ivanova, L. V., Burov, E. A., & Koshelev, V. N. (2011). Asphaltene-resin-paraffin deposits in the processes of oil production, transportation and storage. Neftegazovoye delo, (1), pp. 268-284. (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/article/view/asfaltosmoloparafinye-otlozheniya-v-processax-dobychi-transporta-i-xraneniya-2>
7. Glushchenko, V. N., Shipiguzov, L. M., & Yurpalov, I. A. (2007). Otsenka effektivnosti ingibitorov asfal'tosmoloparafinykh otlozheniy. Oil Industry, (5), pp. 84-88. (In Russian).
8. Glushchenko, V. N., Silin, M. A., & Gerin, Yu. G. (2009). Neftepromyslovaya khimiya. V 5 tomakh. Tom 5. Preduprezhdenie i ustranenie asfal'tenosmoloparafinykh otlozheniy. Moscow, Interkontakt Nauka Publ., 475 p. (In Russian).
9. Nikolaev, A., & Treyger, L. (2016). Experience in the development of research recommendations for engineering of technologically reliable transport of high pour point oil in gathering system under the conditions of insufficient information on physicochemical and rheological characteristics. Tekhnicheskie nauki - ot teorii k praktike, (10(58)), pp. 27-41. (In Russian).

10. Balandin, L. N. Elaseva, O. M., & Dubovitskaya, Yu. A. (2017). Provedenie issledovaniy po podboru effektivnykh reagentov dlya udaleniya i predotvrashcheniya obrazovaniya ASPO. *Estestvennye i tekhnicheskie nauki*, (3(105)), pp. 32-37. (In Russian).
11. Yuretskaya, T. V., Abdrashitova, Yu. N., & Perekupka A. G. (2010). Development and study of the effectiveness of asphaltic-resinous-paraffin deposits inhibitors compositions. *Oil Industry*, (3), pp. 100-103. (In Russian).
12. Koryukova, S. V., & Deryugina, O. P. (2018). Analiz tekhnologicheskikh parametrov s tsel'yu optimizatsii raboty ustanovok podgotovki nefi na Zapadno-Sibirskikh mestorozhdeniyakh. *Novye tekhnologii - neftegazovomu regionu: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh*. Tyumen, pp. 74-77. (In Russian).
13. Koryukova, S. V., & Deryugina, O. P. (2018). Povyshenie effektivnosti razrusheniya vodonemykh emul'siy putem zameny deemul'gatora. *Novye tekhnologii - neftegazovomu regionu: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh*. Tyumen, pp. 77-80. (In Russian).
14. Madhi, M., Kharrat, R., & Hamoule, T. (2018). Screening of inhibitors for remediation of asphaltene deposits: Experimental and modeling study. *Petroleum*, 4(2), pp. 168-177. (In English). DOI: 10.1016/j.petlm.2017.08.001
15. Garreto, M. S. E., Mansur, C. R. E., & Lucas, E. F. (2013). A model system to assess the phase behavior of asphaltenes in crude oil. *Fuel*, 113, pp. 318-322. (In English). DOI: 10.1016/j.fuel.2013.05.097
16. Shadman, M. M., Dehaghani, A. H. S., & Badizad, M. H. (2017). How much do you know about the methods for determining onset of asphaltene precipitation? *Petroleum*, 3(3), pp. 287-291. (In English). DOI: 10.1016/j.petlm.2016.08.011
17. Kor, P., & Kharrat, R. (2016). Modeling of asphaltene particle deposition from turbulent oil flow in tubing: Model validation and a parametric study. *Petroleum*, 2(4), pp. 393-398. (In English). DOI: 10.1016/j.petlm.2016.08.010

Сведения об авторах

Скворцова Елена Николаевна, к. т. н.,
доцент кафедры переработки нефти и газа,
Тюменский индустриальный университет, г.
Тюмень, e-mail: skvortsovaen@tyuiu.ru

Дерюгина Ольга Павловна, к. т. н.,
доцент кафедры переработки нефти и
газа, Тюменский индустриальный универ-
ситет, г. Тюмень

Information about the authors

Elena N. Skvortsova, Candidate of Engi-
neering, Associate Professor at the Department
of Oil and Gas Processing, Industrial Universi-
ty of Tyumen, e-mail: skvortsovaen@tyuiu.ru

Olga P. Deryugina, Candidate of Engi-
neering, Associate Professor at the Department
of Oil and Gas Processing, Industrial Universi-
ty of Tyumen

**Исследование дисперсных и реологических свойств
углеводородсодержащих кислотных эмульсий и их эффективности
в удалении асфальтосмолопарафиновых отложений**

М. Ю. Шумахер*, В. В. Коновалов, А. П. Мельников

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

**e-mail: marya9630@mail.ru*

Аннотация. В настоящее время одним из наиболее распространенных мероприятий по интенсификации притока нефти является обработка призабойной зоны пласта кислотными составами. С целью повышения эффективности кислотных обработок применяются различные модифицированные кислотные составы, в том числе и содержащие углеводородные растворители, которые способствуют более эффективному удалению органических колюматантов, влияют на скорость реакции реагента с породой и технологическим оборудованием, изменяют фильтрационно-емкостные свойства коллектора и т. д.

В работе представлены результаты экспериментальных исследований, направленных на установление влияния состава углеводородсодержащих кислотных эмульсий, состоящих из водного раствора соляной кислоты, толуола и Неонола АФ 9-10, на их дисперсные и реологические свойства, а также эффективность в удалении асфальтосмолопарафиновых отложений.

Ключевые слова: кислотные углеводородсодержащие эмульсии; Неонол АФ 9-10; толуол; соляная кислота; реологические и дисперсные свойства; асфальтосмолопарафиновые отложения

**Studying dispersed and rheological properties
of hydrocarbon-containing acid emulsions and their efficiency
in removing asphalt-resin-paraffin deposits**

Maria Yu. Shumakher*, Viktor V. Konovalov, Andrei P. Melnikov

Samara State Technical University, Samara, Russia

**e-mail: marya9630@mail.ru*

Abstract. Currently, the treatment of the bottomhole formation zone with acidic compositions is one of the most common methods to intensify the oil inflow. The use of various modified acid compositions increases the efficiency of acid treatments on the bottomhole formation zone. Acid compositions, including those

containing hydrocarbon solvents, which contribute to more efficient removal of organic colmatants, affect the reaction rate of the reagent with the rock and processing equipment, change the reservoir properties, etc.

The article presents the results of experimental studies, which are aimed at establishing the effect of the composition of hydrocarbon-containing acidic emulsions consisting of an aqueous solution of hydrochloric acid, toluene and Neonol AF 9-10 on their dispersed and rheological properties, as well as their efficiency in removing paraffin deposits.

Key words: acidic hydrocarbon-containing emulsions; Neonol AF 9-10; toluene; hydrochloric acid; rheological and dispersed properties; asphalt-resin-paraffin deposits

Введение

В процессе добычи нефти с течением времени неизбежно происходит кольматация призабойной зоны пласта (ПЗП) различными компонентами, среди которых часто встречаются органические отложения различного типа, соли, продукты коррозии и другие загрязнители [1], способствующие снижению дебитов скважин и их производительности за счет ухудшения проницаемости. С целью повышения проницаемости ПЗП и интенсификации притока флюидов к забою добывающей скважины необходимо своевременно проводить мероприятия по очистке призабойной зоны. Одним из наиболее распространенных и часто применяемых методов воздействия на ПЗП является кислотная обработка (КО). Обычные КО обладают рядом недостатков: коррозионная активность кислот по отношению к внутрискважинному оборудованию; вероятность процессов вторичного осадкообразования; возможное формирование эмульсий; проникновение кислоты в наиболее дренированные интервалы с повышенной водонасыщенностью, приводящее к росту обводненности скважин; высокая скорость реакции кислоты с поверхностью трещин в трещинно-поровых коллекторах, при этом существенно не затрагивается нефтенасыщенная матрица, и т. д. [2], поэтому с целью повышения эффективности КО активно ведутся разработки модифицированных кислотных составов (МКС). МКС представляют собой композиции, в которых, помимо самих кислот, присутствуют модифицирующие добавки, придающие составу необходимые технологические свойства, такие как снижение скорости реакции с породой, исключение образования вторичных осадков и эмульсий, снижение межфазного натяжения на границе «кислотный состав — нефть», придание «самоотключающихся» свойств и т. д. [2–4].

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) также часто являются причиной снижения проницаемости ПЗП [5, 6]. На месторождениях Урало-Поволжья наблюдается устойчивая тенденция к повышению количества осложнений скважин по причине образования АСПО, которая в настоящий момент достигает 35 % от общего фонда действующих скважин. В случае кольматации ПЗП АСПО, обычные КО будут малоэффективными, так как кислота не способна справиться с растворением органических отложений, соответственно, кислотный состав не проникнет на достаточную глубину для создания новых червоточин и повышения проницаемости [4]. В сложившейся ситуации для увеличения проницаемости ПЗП часто применяют сочетание КО с предварительной закачкой углеводородных растворителей [7]. С целью эффективного воздействия на ПЗП в одну стадию предлагаются МКС, обладающие повышенной эффективностью в удалении органических отложений. К таким соста-

вам можно отнести кислотные углеводородсодержащие эмульсии, в состав которых входят соляная кислота, углеводородный растворитель и эмульгатор. При этом подбор оптимальных компонентов для состава и изучение зависимости основных технологических свойств эмульсий от концентрации компонентов являются важной задачей с точки зрения выбора оптимального состава под конкретные геолого-физические условия объекта испытаний.

По сравнению с обычными кислотными составами МКС обладают многочисленными преимуществами, такими как замедленная реакция с породой, отклоняющие свойства, пониженная коррозионная агрессивность и др. Как правило, для достижения этих эффектов применяют эмульсии обратного типа (внешняя фаза — углеводород, внутренняя — кислота), содержащие в качестве эмульгатора маслорастворимые поверхностно-активные вещества (ПАВ) [8, 9]. В целом для приготовления кислотных эмульсий применяют ПАВ различных классов, среди которых высокую эффективность показали сульфонаты и сульфокислоты [10], длинноцепочечные амины [11], а также смеси жирного амина и диэтаноламида олеиновой кислоты [12] и некоторые другие.

Исследования показали, что закачка эмульсии, содержащей углеводород и кислоту, в определенных случаях является более целесообразной, чем обработка ПЗП растворителем и кислотой в две стадии [13].

Исследованию свойств углеводородсодержащих кислотных составов посвящено ограниченное число работ [14–20]. Так, в работах [14, 15] рассмотрены реологические свойства кислотных эмульсий обратного типа, в том числе приведены результаты изменения вязкости составов при различных температурах и скоростях сдвига, однако, зависимость этих свойств от концентрации компонентов в системе не рассматривается. Авторы статей [16–20] приводят результаты исследования стабильности эмульсионных составов, их вязкости при различных условиях и изменение этих характеристик в зависимости от концентраций компонентов системы. Однако в большинстве опубликованных работ не раскрываются типы используемых реагентов, применяемых для приготовления эмульсий.

Целью данного исследования является изучение реологических и дисперсных свойств кислотных систем, содержащих углеводород (толуол) и неионогенные ПАВ. Основные задачи заключаются в изучении влияния состава на стабильность образованных эмульсий, их динамическую вязкость и дисперсные свойства, а также растворяющую способность по отношению к АСПО.

Объект и методы исследования

Для приготовления эмульсий применяли следующие компоненты: соляная кислота по ГОСТ 3118-77¹, в качестве углеводородного растворителя УВ — толуол марки ХЧ по ГОСТ 5789-78², поверхностно-активное вещество — Неонол АФ 9-10 по ТУ 2483-077-05766801-98³.

Для определения растворяющей способности состава использовались АСПО парафинового типа (тип II согласно классификации АСПО [21], отношение парафинов к сумме смол и асфальтенов составляет более 1,1). Групповой состав АСПО определяли по методике, приведенной в работе [22].

¹ ГОСТ 3118-77 (СТ СЭВ 4276-83). Реактивы. Кислота соляная. Технические условия [Электронный источник]. – Введ. 1979-01-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200017281>.

² ГОСТ 5789-78. Реактивы. Толуол. Технические условия [Электронный источник]. – Введ. 1979-01-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200017484>.

³ ТУ 2483-077-05766801-98. Неонолы. Технические условия [Электронный источник]. – Введ. 2001-03-20. – Режим доступа: <https://elarum.ru/info/standards/tu-2483-077-05766801-98/>.

Существует классификация методов приготовления эмульсионных систем, согласно которой выделяют высоко-, низкоэнергетические и комбинированные методы [23, 24]. Приготовление эмульсий производилось по комбинированной методике следующим образом: расчетное количество ПАВ и соляной кислоты добавлялось в колбу и перемешивалось до полного растворения ПАВ. Затем при постоянном перемешивании механической мешалкой пропеллерного типа при скорости перемешивания 700 об/мин в колбу добавлялось расчетное количество толуола в течение 30 минут, после чего эмульсия перемешивалась до полной готовности еще 10 минут.

Исследование дисперсных свойств эмульсий осуществлялось с помощью микроскопа Altami по следующей методике: на чистое предметное стекло наносили каплю исследуемого состава, сверху помещали покровное стекло, далее образец помещался на столик микроскопа, после настройки получалось четкое изображение капель эмульсии. С помощью программного обеспечения Altami Studio производилась последующая обработка полученных изображений, в результате были получены данные о диаметрах капель дисперсной фазы эмульсий и значениях дисперсии.

Реологические свойства полученных эмульсий определяли с помощью реометра MCR 52 Anton Paar с использованием измерительной системы «плита — плита» PP50. Исследование проводилось при температуре 20 °С и скорости сдвига 100 с⁻¹.

Определение растворяющей способности составов по отношению к АСПО выполнялось статическим методом корзинок⁴ при температуре 20 °С.

Результаты исследований и обсуждение

В ходе работы были приготовлены эмульсии с различным содержанием соляной кислоты, толуола и ПАВ. В таблице 1 приведены данные о реологических и дисперсных свойствах эмульсий с различным компонентным составом, а также их стабильности.

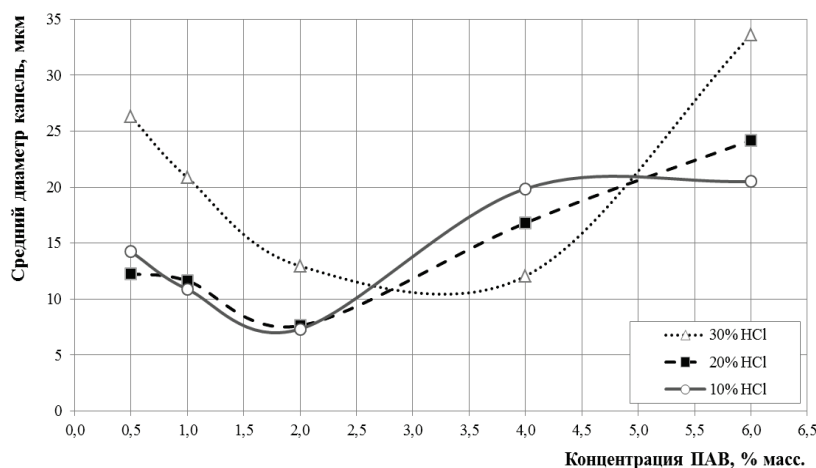


Рис. 1. Зависимость изменения среднего диаметра капель дисперсной фазы эмульсий от концентрации ПАВ

⁴ СТП 03-153-2001. Методика лабораторная по определению растворяющей и удаляющей способности растворителей АСПО // Стандарт предприятия АНК Башнефть, 2001.

Реологические и дисперсные свойства эмульсий с различным компонентным составом и их стабильность

Концентрация, % масс.			Стабильность эмульсии в течение 24 часов*	Средний диаметр частиц, мкм	Дисперсия	Вязкость при 20 °С, мПа · с
Соляная кислота	ПАВ	Толуол				
10,0	0,5	89,5	+	14,2	84	415
10,0	1,0	89,0	+	10,9	53	508
10,0	2,0	88,0	+	7,3	174	848
10,0	4,0	86,0	+	19,9	389	1251
10,0	6,0	84,0	+	20,5	553	358
20,0	0,5	79,5	–	12,3	56	219
20,0	1,0	79,0	+	11,6	54	213
20,0	2,0	78,0	+	7,6	32	300
20,0	4,0	76,0	+	16,8	166	354
20,0	6,0	74,0	+	24,2	602	580
30,0	0,5	69,5	–	26,3	463	110
30,0	1,0	69,0	+	20,9	189	117
30,0	2,0	68,0	+	13,0	65	110
30,0	4,0	66,0	+	12,1	46	121
30,0	6,0	64,0	+	33,6	1 096	150
40,0	1,0	59,0	+	17,0	87	100
40,0	2,0	58,0	–	15,3	52	88

*Примечание. *При оценке стабильности введены следующие обозначения: «+» — эмульсия устойчива при температуре 20 °С в течение 24 часов и не расслаивается; «–» — эмульсия нестабильна, при температуре 20 °С в течение 24 часов выявлено расслоение системы с выделением кислотной/углеводородной фазы.*

В результате оценки стабильности эмульсионных составов определено, что большинство из них являются устойчивыми и не расслаиваются в течение 24 часов с момента приготовления. Снижают устойчивость эмульсии концентрация ПАВ менее 0,5 % масс. и повышение содержания кислоты в эмульсии (более 40 %).

На следующем этапе работы был проведен анализ влияния концентрации компонентов на реологические и дисперсные свойства эмульсий. Результаты исследования представлены на рисунках 1–6.

Проведенные экспериментальные исследования показывают, что размер капель дисперсной фазы и дисперсия существенно зависят от концентрации ПАВ. Для эмульсий с содержанием кислоты до 30 % масс. (см. рис. 1, 2) с увеличением концентрации ПАВ средний диаметр капель дисперсной фазы и дисперсия снижаются, а затем, достигнув минимального значения, начинают возрастать.

Существует определенная концентрация ПАВ, которая зависит от содержания в эмульсии соляной кислоты, для которой характерны минимальные дисперсия и диаметр капель дисперсной фазы, причем при повышении содержания соляной кислоты в эмульсии наблюдается смещение минимума и увеличение размеров капель дисперсной фазы. Вне зависимости от содержания соляной кислоты и ПАВ в эмульсии наблюдается взаимосвязь между дисперсностью эмульсии и размером капель дисперсной фазы (см. рис 3).

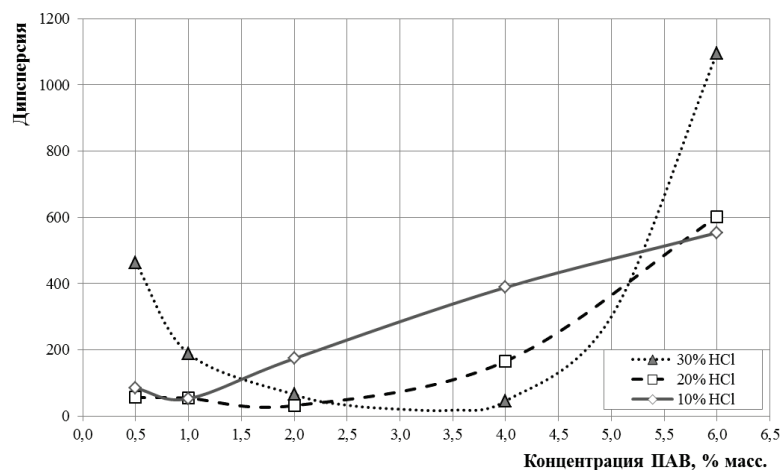


Рис. 2. Зависимость изменения дисперсии размера капель эмульсий от концентраций ПАВ

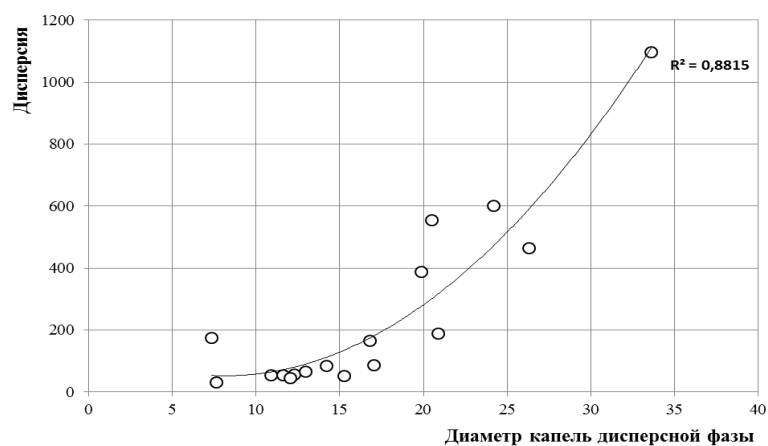


Рис. 3. Зависимость дисперсии от размера капель эмульсий

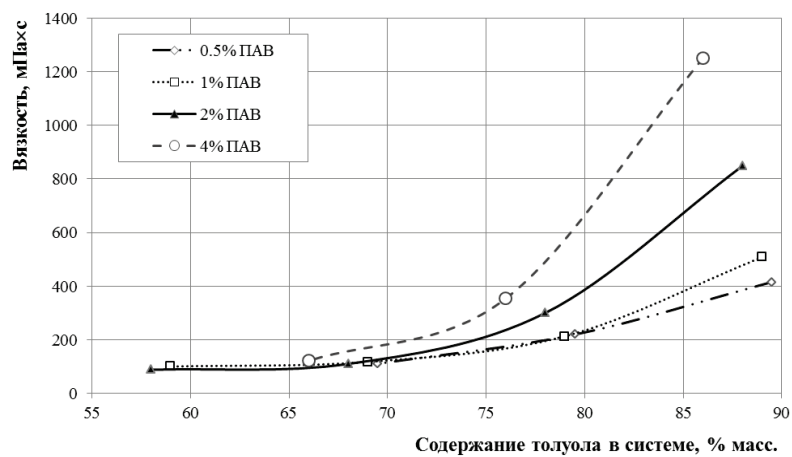


Рис. 4. Изменение динамической вязкости эмульсии с ростом концентрации толуола

Оценка изменения динамической вязкости эмульсий в зависимости от их состава показывает, что увеличение содержания углеводорода (толуола) приводит к повышению динамической вязкости эмульсии (см. рис. 4), а рост концентрации соляной кислоты — к ее снижению (см. рис. 5).

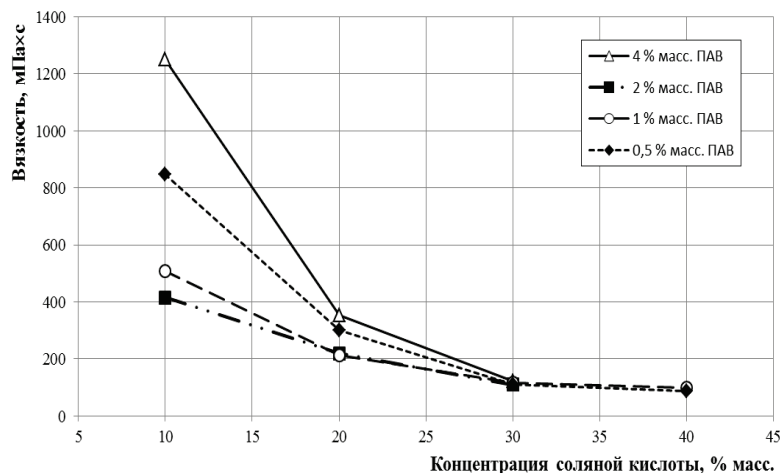


Рис. 5. Изменение динамической вязкости эмульсии с ростом концентрации соляной кислоты

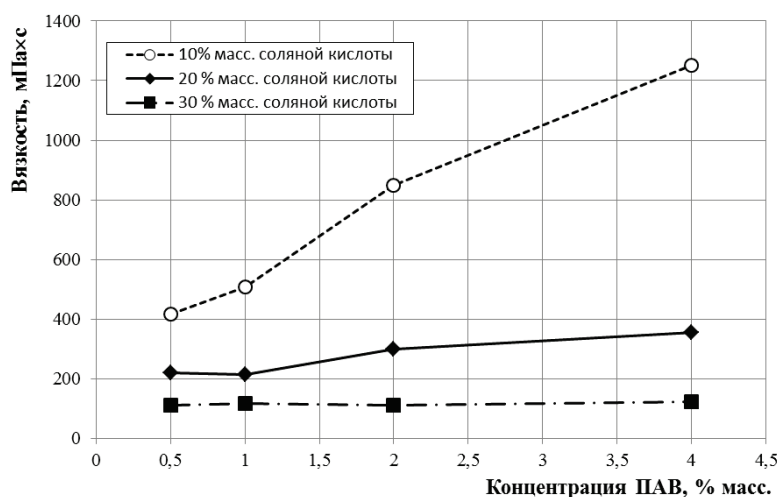


Рис. 6. Изменение динамической вязкости при изменении концентрации ПАВ в эмульсии

Влияние ПАВ на реологические свойства кислотной эмульсии проиллюстрировано на рисунке 6. Чем выше концентрация ПАВ, тем больше динамическая вязкость эмульсии, но при этом характер изменения вязкости зависит от содержания в эмульсии соляной кислоты. При ее концентрации 10 % масс. наблюдается резкий набор вязкости, при концентрации в эмульсии соляной кислоты 20 % масс. вязкость эмульсии возрастает плавно, еще менее выражен

набор вязкости при ее содержании 30 % масс. Таким образом, при повышении содержания в эмульсии соляной кислоты требуется увеличение концентрации ПАВ для ее эмульгирования.

На следующем этапе исследования выполнена оценка растворяющей способности эмульсий по отношению к АСПО, тестирование проводилось на эмульсиях с содержанием ПАВ 1 и 2 % масс. при различной концентрации соляной кислоты. Результаты представлены в таблице 2 и на рисунках 7, 8.

Таблица 2

Растворяющая способность составов по отношению к АСПО

Концентрация, % масс.			Потеря массы отложений АСПО, %	Вязкость эмульсии при 20 °С, мПа · с
Неонол АФ 9-10	Толуол	Соляная кислота		
1	99	–	54,7	–
1	89	10	37,6	508
1	79	20	33,4	213
1	69	30	23,7	117
1	59	40	16,1	100
2	88	10	48,1	848
2	78	20	38,2	299
2	68	30	30,4	110
2	58	40	24,0	89
12 %-й водный раствор HCl			0,9	–

Наибольшая растворяющая способность характерна для толуола с добавкой 1 % масс. ПАВ; все кислотные эмульсии обладают более низкой растворяющей способностью. Эффективность растворения АСПО снижается по мере повышения концентрации кислоты и уменьшения количества углеводорода (см. рис. 7) в кислотной эмульсии. Повышение концентрации ПАВ с 1 до 2 % масс. приводит к росту растворяющей способности эмульсий.

Для всех исследованных кислотных эмульсий наблюдается тенденция увеличения растворяющей способности по отношению к АСПО с ростом динамической вязкости (см. рис 8).

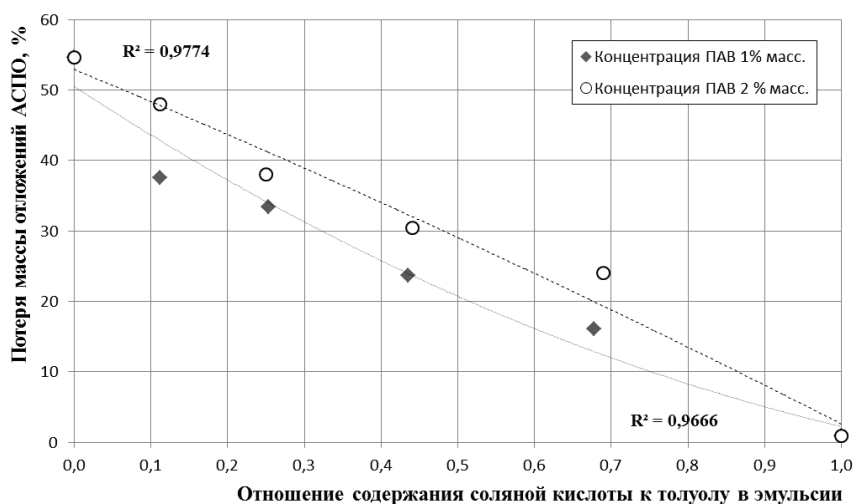


Рис. 7. Изменение потери массы АСПО от отношения содержания соляной кислоты к углеводороду в эмульсии

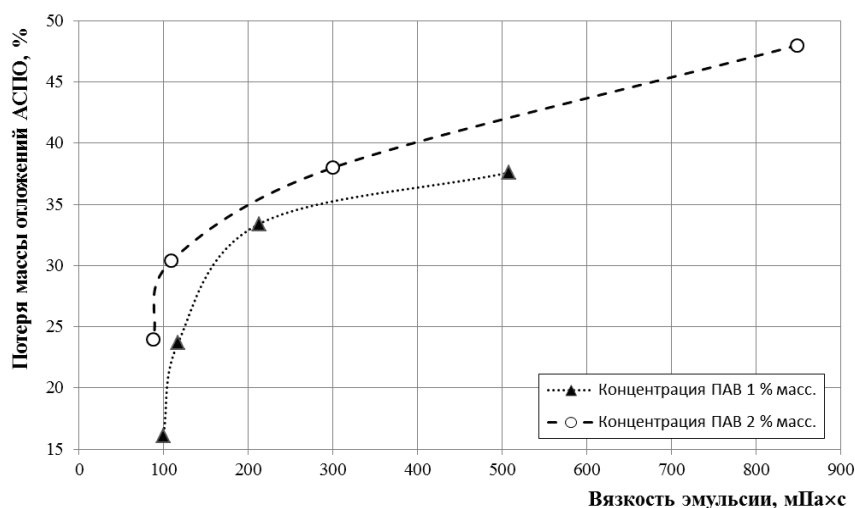


Рис. 8. Изменение потери массы АСПО от динамической вязкости кислотной эмульсии

Выводы

Проведенные экспериментальные исследования показывают возможность приготовления углеводородсодержащих кислотных эмульсий на основе водного раствора соляной кислоты, толуола и неионогенного ПАВ (Неонола АФ 9-10).

Определены закономерности изменения дисперсных и реологических свойств кислотных эмульсий различного состава. Показано, что в зависимости от содержания соляной кислоты в эмульсии существует определенная концентрация ПАВ, при которой наблюдаются минимальные дисперсия и диаметр дисперсной фазы. Экспериментально установлено, что увеличение среднего диаметра дисперсной фазы приводит к повышению полидисперсности эмульсии.

Оценка изменения динамической вязкости эмульсий в зависимости от их состава показывает, что увеличение содержания углеводорода (толуола) приводит к повышению динамической вязкости эмульсии, а рост концентрации соляной кислоты — к ее снижению. Повышение содержания ПАВ приводит к росту динамической вязкости эмульсии во всем исследованном диапазоне концентрации ПАВ, но при этом характер изменения вязкости существенно зависит от содержания в эмульсии соляной кислоты.

Сопоставление растворяющей способности кислотных эмульсий по отношению к АСПО показывает, что все кислотные эмульсии обладают более низкой растворяющей способностью по сравнению с толуолом, содержащим 1 % масс. ПАВ. Эффективность растворения АСПО снижается по мере увеличения концентрации кислоты и снижения содержания углеводорода в кислотной эмульсии, а повышение концентрации ПАВ с 1 до 2 % масс. приводит к росту растворяющей способности эмульсий. Для всех исследованных кислотных эмульсий выявлена зависимость роста растворяющей способности по отношению к АСПО с повышением динамической вязкости эмульсии.

Результаты проведенных исследований могут быть использованы для разработки и изучения свойств кислотных углеводородсодержащих эмульсий, предназначенных для обработки ПЗП с отложениями АСПО.

Библиографический список

1. Иванников В. И. Кольматация и декольматация призабойной зоны пласта в скважинах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 4. – С. 56–60.
2. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн / В. Н. Глушенко [и др.]. – Уфа: Гилем, 2010. – 387 с.
3. Подбор эффективного кислотного состава для обработки карбонатного коллектора / Э. Э. Ахмерова [и др.] // Башкирский химический журнал. – 2018. – Т. 25, № 3. – С. 86–92.
4. Келланд М. А. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли / Пер. с англ., под ред. Л. А. Магадовой. – 2-е изд. – СПб.: Профессия, 2015. – 608 с.
5. Иванова Л. В., Буров Е. А., Кошелев В. Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268–284. – Режим доступа: <http://ogbus.ru/article/view/asfaltosmoloparafinovye-otlozheniya-v-processax-dobychi-transporta-i-xraneniya-2>.
6. Bimuratkyzy K., Sagindykov B. The review of flow assurance solutions with respect to wax and asphaltene // Brazilian Journal of Petroleum and Gas. – 2016. – Vol. 10, Issue 2. – P. 119–134. DOI: 10.5419/bjpg2016-0010
7. Петров И. А., Азаматов М. А., Дрофа П. М. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи // Георесурсы. – 2010. – № 1 (33). – С. 7–10.
8. Buijse M., de Boer P., Klos M., Burgos G. Organic Acids in Carbonate Acidizing // SPE European Formation Damage Conference (May, 13–14), The Hague, Netherlands. – 2003. – 8 p. – Available at: <https://doi.org/10.2118/82211-MS>.
9. Frenier W. W., Fredd C. N., Chang F. Hydroxyaminocarboxylic Acids Produce Superior Formulations for Matrix Stimulation of Carbonates // SPE European Formation Damage Conference, (May, 21–22), The Hague, Netherlands. – 2001. – 15 p. – Available at: <https://doi.org/10.2118/68924-MS>.
10. Pat. U.S. 3779916. Acidizing composition / Crowe C. W. Applied: 04.11.71. Published: 18.12.73. United States: N. p.
11. Pat. U.S. 3962102. Appl. No. 05/425574. Composition and method for acidizing earthen formations / Crowe C. W. Applied: 17.12.1973. Published: 08.06.76. United States: N. p.
12. Pat. U.S. 4140640. Appl. No. 05/813367. Self-breaking retarded acid emulsion / Scherubel G. A. Applied: 06.07.1977. Published: 20.02.79. United States: N. p.
13. Boswood D. W., Kreh K. A. Fully Miscible Micellar Acidizing Solvents vs. Xylene, The Better Paraffin Solution // SPE Production and Operations Symposium (March, 27–29), Oklahoma City. – 2011. – 6 p. – Available at: <https://doi.org/10.2118/140128-MS>.
14. Свойства и опыт применения новой кислотно-углеводородной эмульсии для стимуляции высокообводненных карбонатных коллекторов в АО «Самаранефтегаз» / В. А. Елсин [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». – 2016. – № 4 (45). – С. 61–63.
15. Общие характеристики кислотно-углеводородной эмульсии на базе растворителя МИА-пром / В. Ю. Федоренко [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 13. – С. 141–145.
16. Al-Mutairi S. H., Hill A. D., Nasr-El-Din H. A. Effect of Droplet Size, Emulsifier Concentration, and Acid Volume Fraction on the Rheological Properties and Stability of Emulsified Acids // European Formation Damage Conference. – Scheveningen, the Netherlands, 2007. – 16 p. – Available at: <https://doi.org/10.2118/107741-MS>.
17. A New Emulsified Acid to Stimulate Deep Wells in Carbonate Reservoirs / M. A. I. Sayed [et al.] // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. – Lafayette, Louisiana, USA, 2012. – 26 p. – Available at: <https://doi.org/10.2118/151061-MS>.
18. Sidaoui Z., Sultan A. S. Formulating a Stable Emulsified Acid at High Temperatures: Stability and Rheology Study // International Petroleum Technology Conference. – Bangkok, Thailand, 2016. – 17 p. – Available at: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19012-MS>.
19. Novel Emulsified Acid Boosts Production in a Major Carbonate Oil Field with Asphaltene Problems / D. Appicciutoli [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Florence, Italy, 2010. – 16 p. – Available at: <https://doi.org/10.2118/135076-MS>.
20. Wael A. F., Hisham A. N. Acid emulsified in xylene: a cost-effective treatment to remove asphaltene deposition and enhance well productivity // SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting. – Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 2008. – 7 p. – Available at: <https://doi.org/10.2118/117251-MS>.

21. Ибрагимов Г. З., Сорокин В. А., Хисамутдинов Н. И. Химические реагенты для добычи нефти: справочник рабочего. – М.: Недра, 1986. – 240 с.
22. Щербаков Г. Ю., Петухов А. В., Халикова Г. М. Состав для удаления асфальтено-смолопарафиновых отложений в добывающих скважинах нефтегазоконденсатных месторождений на углеводородной основе // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13, № 2. – С. 80–83.
23. Wang Y. Preparation of nano- and microemulsions using phase inversion and emulsion titration methods: a thesis presented in partial fulfilment of the requirements for the degree of Master of Food Technology at Massey University, Auckland, New Zealand. – Massey University, New Zealand, 2014. – 181 p. – Available at: <http://hdl.handle.net/10179/5594>.
24. Королева М. Ю., Юртов Е. В. Наноэмульсии: свойства, методы получения и перспективные области применения // Успехи химии. – 2012. – Т. 81, № 1. – С. 21–43.

References

1. Ivannikov, V. I. (2011). Sedimentation and de-sedimentation of a formation bottom zone in wells. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (4), pp. 56-50. (In Russian).
2. Glushchenko, V. N., Ptashko, O. A., Kharisov, R. Ya., & Denisova, A. V. (2010). *Kislотноe obrabotka: sostavy, mekhanizmy reaktsiy, dizayn*. Ufa, Gilem Publ., 392 p. (In Russian).
3. Akhmerova, E. E., Shafikova, E. A., Apkarimova, G. I., Prochukhan, K. Yu., Prosochkin, T. R., Gaysin, I. S., & Prochukhan, Yu. A. (2018). Selection of Effective Acid Compound for Carbonate Collector Treatment. *Bashkir Chemical Journal*, 25(3), pp. 86-92. (In Russian).
4. Kelland, M. A. (2009). *Production chemicals for the oil and gas industry*. 1st edition. Boca Raton, Florida, CRC Press, 456 p. (In English).
5. Ivanova, L. V., Burov, E. A., & Koshelev, V. N. (2011). Asphaltene-resin-paraffin deposits in the processes of oil production, transportation and storage. *Neftegazovoye delo*, (1), pp. 268-284. (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/article/view/asfaltosmoloparafinovye-otlozheniya-v-processax-dobychi-transporta-i-xraneniya-2>
6. Bimuratkyzy, K., & Sagindykov, B. (2016). The review of flow assurance solutions with respect to wax and asphaltene. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, 10(2), pp. 119-134. (In English). DOI: 10.5419/bjpg2016-0010
7. Petrov, I. A., Azamatov, M. A., & Drofa, P. M. Complex approach to matrix acidizing as stimulation technique. *Georesursy*, (1(33)), pp. 7-10. (In Russian).
8. Buijse, M., de Boer, P., Klos, M., & Burgos, G. (2003). Organic Acids in Carbonate Acidizing. SPE European Formation Damage Conference (May, 13-14), The Hague, Netherlands, 8 p. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/82211-MS>
9. Frenier, W. W., Fredd, C. N., & Chang, F. (2001). Hydroxyaminocarboxylic Acids Produce Superior Formulations for Matrix Stimulation of Carbonates. SPE European Formation Damage Conference (May, 21-22), 15 p. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/68924-MS>
10. Crowe, C. W. Acidizing composition. Pat. U.S. 3779916. Applied: 04.11.71. Published: 18.12.73. United States: N. p. (In English).
11. Crowe, C. W. Composition and method for acidizing earthen formations. Pat. U.S. 3962102. Appl. No. 05/425574. Applied: 17.12.1973. Published: 08.06.76. United States: N. p. (In English).
12. Scherubel, G. A. Self-breaking retarded acid emulsion. Pat. U.S. 4140640. Appl. No. 05/813367. Applied: 06.07.77. Published: 20.02.79. United States: N. p. (In English).
13. Boswood, D. W., & Kreh, K. A. (2011). Fully Miscible Micellar Acidizing Solvents vs. Xylene, The Better Paraffin Solution. SPE Production and Operations Symposium (March, 27-29), Oklahoma City, 6 p. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/140128-MS>
14. Elesin, V. A., Latypov, R. T., Schmidt, A. A., Marnosov, A. V., & Kuleshov, S. P. (2016). Properties and case record of the new acid-hydrocarbon emulsion for stimulation of high water cut carbonate reservoirs in Samaraneftegas JSC. *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft"*, (4(45)), pp. 61-63. (In Russian).
15. Fedorenko, V. Yu., Nigmatullin, M. M., Petukhov, A. S., Gavrilov, V. V., Volkova, A. V., & Krupin, S. V. (2011). Obshchie kharakteristiki kislотно-uglevodorodnoy emul'sii na baze rastvoritelya MIA-prom. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, (13), pp. 141-145. (In Russian).

16. Al-Mutairi, S. H., Hill, A. D., & Nasr-El-Din, H. A. (2007). Effect of Droplet Size, Emulsifier Concentration, and Acid Volume Fraction on the Rheological Properties and Stability of Emulsified Acids. European Formation Damage Conference. Scheveningen, the Netherlands, 16 p. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/107741-MS>
17. Sayed, M. A. I., Nasr-El-Din, H. A., Almalki, H., Holt, S. P., & Zhou, J. (2012) A New Emulsified Acid to Stimulate Deep Wells in Carbonate Reservoirs. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Lafayette, Louisiana, USA, 26 p. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/151061-MS>
18. Sidaoui, Z., & Sultan, A. S. (2016). Formulating a Stable Emulsified Acid at High Temperatures: Stability and Rheology Study. International Petroleum Technology Conference. Bangkok, Thailand, 17 p. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19012-MS>
19. Appicciutoli, D., Maier, R. W., Strippoli, P., Tiani, A., & Mauri, L. (2010). Novel Emulsified Acid Boosts Production in a Major Carbonate Oil Field with Asphaltene Problems. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Florence, Italy, 16 p. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/135076-MS>
20. Wael, A. F., & Hisham, A. N. (2008). Acid emulsified in xylene: a cost-effective treatment to remove asphaltene deposition and enhance well productivity. SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting. Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 7 p. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/117251-MS>
21. Ibragimov, G. Z., Sorokin, V. A., & Khisamutdinov, N. I. (1986). Khimicheskie reagenty dlya dobychi nefti: spravochnik rabochego. Moscow, Nedra Publ., 240 p. (In Russian).
22. Shcherbakov, G. Yu., Petukhov, A. V., & Khalikova, G. M. (2015). Solvent for the removal of asphaltene-resin-paraffin deposits in hydrocarbons production of oil and gas-condensate fields. Neftegazovoye delo, 13(2), pp. 80-83. (In Russian).
23. Wang, Y. (2014). Preparation of nano- and microemulsions using phase inversion and emulsion titration methods: a thesis presented in partial fulfilment of the requirements for the degree of Master of Food Technology at Massey University, Auckland, New Zealand. Massey University, New Zealand, 181 p. (In English). Available at: <http://hdl.handle.net/10179/5594>
24. Koroleva M. Yu., & Yurtov, E. V. (2012). Nanoemulsions: The properties, methods of preparation and promising applications. Russian Chemical Reviews, 81(1), pp. 21-43. (In English). DOI: 10.1070/RC2012v081n01ABEH004219

Сведения об авторах

Шумахер Мария Юрьевна, магистрант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Самарский государственный технический университет, г. Самара, e-mail: marya9630@mail.ru

Коновалов Виктор Викторович, к. х. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Самарский государственный технический университет, г. Самара

Мельников Андрей Петрович, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Самарский государственный технический университет, г. Самара

Information about the authors

Maria Yu. Shumakher, Master's Student at the Department of Oil and Gas Fields Development and Operation, Samara State Technical University, e-mail: marya9630@mail.ru

Viktor V. Konovalov, Candidate of Chemistry, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Fields Development and Operation, Samara State Technical University

Andrei P. Melnikov, Postgraduate at the Department of Oil and Gas Fields Development and Operation, Samara State Technical University

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

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

05.02.22 Организация производства (по отраслям) (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-2-140-146

УДК 622.691

Методы оценки загрязнения территорий разливами нефти или нефтепродуктов

С. И. Челомбитко*, В. В. Пивень

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

Аннотация. В процессе освоения нефтегазовых месторождений и транспорта углеводородов экология регионов подвергается различным негативным воздействиям. Наиболее тяжелые последствия для окружающей среды наносят аварийные разливы нефти или нефтепродуктов, случающиеся из-за сквозных повреждений трубопроводов. Загрязненные территории, согласно постановлениям правительства и нормативным отраслевым документам, подлежат обязательной рекультивации. Однако, несмотря на предпринимаемые меры администраций северных регионов по увеличению темпов рекультивации поврежденных территорий, в последние годы наблюдается тенденция роста загрязненных углеводородами площадей.

Различные технологии по рекультивации, проверенные в условиях тепло-го и умеренного климата, оказываются малоэффективными в регионах с многолетнемерзлыми грунтами. Загрязнение дневной поверхности нефтью или нефтепродуктом приводит к увеличению поглощения лучистой энергии солнца, росту сезонно-талого слоя и развитию разрушительных для территории процессов. Для достижения положительного эффекта в ходе проведения восстановительных мероприятий необходимо учитывать индивидуальные особенности территории и масштабы ее загрязнения.

Ключевые слова: разрывы трубопроводов; разливы нефти и нефтепродуктов; моделирование загрязнения территорий

Methods for assessing territory pollution by oil or petroleum product spills

Sergey I. Chelombitko*, Valeriy V. Piven

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

Abstract. During the development of oil and gas fields and transportation of hydrocarbons, the ecology of regions is subject to various negative impacts. The most severe consequences for the environment are caused by accidental spills of oil or petroleum products, which occur due to through damage to pipelines. Polluted territories are subject to mandatory reclamation in accordance with government regulations and industry regulations. However, despite the measures taken by the administrations of the northern regions to increase the rate of reclamation of damaged territories in recent years, there has been a trend of growth of areas contaminated with hydrocarbons.

Various remediation technologies that have been tested in warm and temperate climates are not very effective in regions with permafrost. Pollution of the daytime surface with oil or petroleum products leads to an increase in the absorption of the sun's radiant energy, the growth of the seasonal thaw layer and the development of destructive processes for the territory. To achieve a positive effect as a result of rehabilitation measures, it is necessary to take into account the individual characteristics of the territory and the extent of its pollution.

Key words: ruptures of pipelines; oil and petroleum product spills; modeling of territory pollution

Введение

Интенсивное промышленное освоение нефтегазовых регионов севера России привело к его нынешнему бедственному экологическому состоянию, граничащему с катастрофой [1–3]. В процессе выполнения буровых работ, эксплуатации нефтегазовых месторождений, а также магистрального транспорта нефти или нефтепродуктов случаются аварийные разливы технологических жидкостей и углеводородов. Наибольшие загрязнения территорий происходят из-за утечек нефти или нефтепродуктов при сквозных повреждениях промысловых и магистральных трубопроводов. Только в 2018 году, по сведениям нефтяных компаний, произошло 8 126 разливов нефти и нефтепродуктов. Среднее количество аварий на нефтепроводах Западной Сибири составляет около 35 тыс. раз в год, при этом более 300 из них — с объемом утечки¹ более 10 000 тонн [4]. Продолжающаяся до настоящего времени эксплуатация устаревших трубопроводов, выработавших свой нормативный срок, приводит к ежегодному росту аварийности на 5–9 %. Установлено, что разливы нефти площадью до 1 га чаще всего происходят на месторождениях в результате свищевых (коррозионных) утечек из промысловых трубопроводов, при этом общая площадь загрязненных таким образом территорий² составляет около 80 % от всей загрязненной территории [4]. Как известно, самые крупные разливы нефти в Тюменской области произошли около Белозерска (около 500 000 т) в 1990 году и вблизи станции Нягань (не менее 420 000 т, 1993 г.). Аварийные разливы нефти в северных регионах приводят к тяжелым экологическим последствиям, приводящим иногда к изменению рельефа: появлению впадин, затопленных и увеличивающихся в размерах понижениях местности и даже образованию оврагов [3, 5]. Все загрязненные нефтью или нефтепродуктами территории подлежат рекультивации, для выполнения которой необходимо знать глубину проникновения углеводородов и объем загрязненного почвогрунта. Лучшим способом рекультивации для поврежденной территории

¹ Экологические аспекты деятельности нефтяных компаний. Материалы парламентских слушаний «О влиянии нефтегазовой промышленности на состояние окружающей среды», проводившихся по инициативе Комитета по Экологии Госдумы РФ 5 декабря 2000 г.

² Доклад рабочей группы межведомственной комиссии по экологической безопасности при Совете Безопасности РФ (комиссия Яблокова). – М., 1995. – С. 13–17.

являются снятие и вывоз загрязненного почвогрунта с последующим устройством почвенного слоя. Однако из-за высокой стоимости (иногда из-за невозможности транспортировки в условиях болотистой местности) применяются другие технологии восстановления в зависимости от особенностей поврежденной территории. Определение объема загрязненного почвогрунта на небольших по площади загрязненных участках (менее 1 га) может быть проведено экспериментальным способом, подробно изложенном в работе [6]. Для значительных по размеру поврежденных территорий, площадью в десятки, сотни гектар, такой способ оказывается весьма трудоемким и сложным в реализации из-за необходимости выполнения работ (строительства шурфов, отбора проб) на замасоченной дневной поверхности. В таких случаях возможна оценка глубины проникновения углеводородов в почвогрунт, а также объема загрязненного слоя численным методом путем математического моделирования процесса аварийного растекания жидкости по дневной поверхности с учетом потери массы от инфильтрации и испарения. Применение вычислительных технологий с целью проведения указанных расчетов может быть единственно возможным для удаленных и труднодоступных территорий. Кроме того, экологическое состояние загрязненных нефтью территорий в северных регионах с многолетнемерзлыми породами существенно зависит от протекания тепло- и массообменных процессов. Насыщение углеводородами почвы и подстилающего грунта приводит к изменению их теплофизических свойств, а замаскирование дневной поверхности приводит к существенному увеличению поглощения солнечной (лучистой) энергии. Это способствует ускоренному таянию мерзлых грунтов, увеличению сезонно-талого слоя и может впоследствии привести к развитию деградационных процессов (термоэрозии, солифлюкции, термокарста). Для возможности проведения прогнозных тепловых расчетов по формированию сезонно-талого слоя необходимо знать глубину инфильтрации жидкости на загрязненной территории.

Объект и методы исследования

Объектами исследования являются территории, загрязненные в результате аварийных разливов нефти или нефтепродукта, а также процессы движения жидкостей по дневной поверхности и в пористой среде. В качестве методов исследования использовались аналитические методы математического моделирования движения ньютоновских жидкостей по естественной поверхности, а также инфильтрации жидкости, находящейся на дневной поверхности.

Аварийные разливы нефти или нефтепродукта, возникающие при разрывах трубопроводов, характеризуются

- малыми скоростями течения, при которых потоки являются спокойными, с числом Фруда $Fr < 1$ (исключая небольшую площадь вокруг источника утечки);
- числами Рейнольдса $Re < 500$ (за исключением небольшой области вокруг места истечения), характерными для ламинарного режима течения;
- малой толщиной слоя жидкости (порядка 10^{-3} – 10^{-2} м) и значительно большими линейными размерами нефтяного пятна.

Эти особенности позволяют использовать для математического моделирования процесса растекания нефти или нефтепродукта по естественной поверхности уравнения типа Сен-Венана [7–10]. В частном случае для выполнения расчетов по определению глубины инфильтрации жидкости и объема загрязненного грунта динамические уравнения движения можно представить в следующем виде [11]:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial(hU_1)}{\partial t} + \frac{\partial(hU_1^2)}{\partial x_1} + \frac{\partial(hU_1U_2)}{\partial x_2} + \frac{g}{2} \frac{\partial h^2}{\partial x_1} + gh \frac{\partial z_p}{\partial x_1} = \\ & = -\frac{\lambda}{2} U_1 \sqrt{U_1^2 + U_2^2} + \nu \left(\frac{\partial}{\partial x_1} h \frac{\partial U_1}{\partial x_1} + \frac{\partial}{\partial x_2} h \frac{\partial U_1}{\partial x_2} \right) \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial(hU_2)}{\partial t} + \frac{\partial(hU_2^2)}{\partial x_2} + \frac{\partial(hU_1U_2)}{\partial x_1} + \frac{g}{2} \frac{\partial h^2}{\partial x_2} + gh \frac{\partial z_p}{\partial x_2} = \\ & = -\frac{\lambda}{2} U_2 \sqrt{U_1^2 + U_2^2} + \nu \left(\frac{\partial}{\partial x_1} h \frac{\partial U_2}{\partial x_1} + \frac{\partial}{\partial x_2} h \frac{\partial U_2}{\partial x_2} \right) \end{aligned}, \quad (2)$$

где t — время, с; h — толщина слоя жидкости на дневной поверхности, м; g — ускорение свободного падения м/с²; ν — коэффициент кинематической вязкости жидкости м²/с; z_p — отметка дна (дневной поверхности) потока, м; λ — коэффициент гидравлического сопротивления; U_i — компоненты скорости, осредненной по глубине потока, в направлении x_i , ($i = 1, 2$); ox_1x_2 — прямоугольная горизонтальная система координат.

Для получения замкнутой системы уравнений процесса растекания жидкости по дневной поверхности к уравнениям типа Сен-Венана добавляется уравнение неразрывности следующего вида [7, 8]:

$$\frac{\partial h}{\partial t} + \frac{\partial(hU_1)}{\partial x_1} + \frac{\partial(hU_2)}{\partial x_2} = -(q_i + q_f), \quad (3)$$

где q_i , q_f — объемные потери нефти от испарения и инфильтрации с единицы площади поверхности потока, м/с.

Неизвестными в уравнениях (1)–(3) являются толщина потока $h = h(x_1, x_2, t)$ и компоненты осредненной скорости $U_i = U_i(x_1, x_2, t)$ на соответствующие координатные оси. Решение данной системы нелинейных дифференциальных уравнений с соответствующими краевыми условиями возможно методом конечных разностей, который применительно к уравнениям типа Сен-Венана подробно описан в указанных и других работах авторов по гидравлике открытых потоков [7–10]. Определение краевых условий вокруг источника утечки и на подвижной границе разливающейся жидкости также описано в указанных работах. Для определения потерь массы растекающейся жидкости от испарения в уравнении (3) на каждом временном слое следует использовать известные эмпирические зависимости, учитывающие фракционный состав нефти. Объемные потери нефти или нефтепродукта при инфильтрации в поверхностный слой учитываются в соответствии с законом фильтрации Дарси. Условия его применимости при разливах ньютоновских нефтей и нефтепродуктов полностью выполняются. Наиболее удобная форма представления этого закона представлена П. Я. Полубариновой-Кочиной в работе [12] и имеет следующий вид:

$$\frac{dy}{dt} = \frac{k}{m} \left(\frac{h + y + h_k}{y} \right),$$

где y — глубина инфильтрации жидкости, м; k — коэффициент инфильтрации жидкости, м/с; h_k — высота капиллярного поднятия жидкости, м; m — коэффициент свободной пористости грунта.

Для удобства применения данного закона найдено решение этого дифференциального уравнения в следующем (неявном) относительно глубины инфильтрации виде

$$t = \frac{m}{k} \left[y - (h_k + h) \ln \left(1 + \frac{y}{(h_k + h)} \right) \right],$$

которое после разложения логарифмической функции в ряд Тейлора и оценки членов ряда представляется в форме

$$y = \sqrt{\frac{2kt(h_k + h)}{m}}. \quad (4)$$

После локализации пятна разлитой жидкости и прекращения истечения из поврежденного трубопровода происходит инфильтрация с уменьшающимся слоем жидкости на дневной поверхности. Для такого случая закон Дарси представлен в виде [12]

$$\frac{dy}{dt} = \frac{k}{m} \left[\frac{h_k + h + y(1-m) + y_f}{y} \right],$$

где y — глубина проникновения жидкости ниже отметки y_f — толщины загрязненного слоя.

Решение данного дифференциального уравнения имеет вид

$$t = \frac{m}{k(1-m)} \left[y - \frac{h_k + h + y}{1-m} \ln \left(1 + \frac{y(1-m)}{(h_k + h + y_f)} \right) \right],$$

которое для удобства применения аналогичным образом было преобразовано к виду

$$y = \sqrt{\frac{2k(h_k + h + y_f)t}{m}}. \quad (5)$$

Результаты

Математическая модель аварийного растекания нефти или нефтепродукта по дневной поверхности (система динамических уравнений течения ньютоновской жидкости (1–2), уравнение неразрывности (3) и краевые условия) из-за своей сложности допускает решение каким-либо численным методом. Построение численных аналогов для уравнений типа Сен-Венана подробно описано в многочисленных работах авторов [7–10], удовлетворительное качество описания как с помощью явных, так и неявных разностных схем подтверждено многолетней инженерной практикой. Расчет глубины инфильтрации жидкости осуществляется на каждом временном слое по формуле (4) после нахождения в узлах вычислительной сетки компонент скорости и толщины потока до прекращения движения жидкости. После прекращения течения жидкости по дневной поверхности дальнейший расчет глубины инфильтрации осуществляется с помощью формулы (5).

Обсуждение

В результате численного решения по предложенной математической модели определяются границы контура пятна за заданный промежуток времени с момента начала утечки (например, за время прибытия аварийно-восстановительной службы к месту повреждения трубопровода), глубина инфильтрации жидкости в узлах вычислительной сетки по площади загрязненной территории, на основании которой вычисляется объем загрязненного почвогрунта.

Данные по профилю местности, физическим свойствам грунтов в полосе отвода являются известными эксплуатирующим организациям еще до начала строительства трубопроводов. Учесть теплообмен растекающейся жидкости с окружающей средой весьма затруднительно из-за проблем в получении необходимой для этого достоверной информации (например, состояние облачности, направление и скорость ветра вблизи дневной поверхности и другие). Однако в ходе проведения оценочных расчетов можно пренебречь теплообменом с окружающей средой и принять вязкость жидкости, соответствующую температуре перекачки в трубопроводе.

Выводы

1. С целью оценки экологического состояния поврежденных разливами нефти или нефтепродуктов территорий *рекомендуется* определять глубину проникновения жидкости и объем загрязнения почвогрунта следующими методами:

- *вычислительным* методом для значительных по площади территорий (более 1 га) на основе математической модели процесса растекания жидкости по дневной поверхности (1)–(3), краевых условий и формул инфильтрации (4) или (5);
- *экспериментальным* методом для малых по площади участков (до 1 га), либо для значительных территорий в случае отсутствия необходимой для расчетов исходной информации (например, при разливах, произошедших в прошлые годы) [6].

2. Полученные результаты оценки загрязнения использовать:

- при выборе технологий и планировании работ по рекультивации поврежденных территорий;
- при выполнении прогнозных тепловых расчетов по формированию сезонно талого слоя, возможному развитию негативных процессов в регионах с многолетнемерзлыми породами.

Библиографический список

1. Российская Арктика на пороге катастрофы / Л. С. Богословская [и др.] – М.: Центр экологической политики России, 1996. – 206 с.
2. Бобылев Л. Н. Как избежать угрозы экологической катастрофы вследствие утечек нефти из магистральных нефтепроводов // Нефтегазовые технологии. – 1999. – № 6. – С. 27–29.
3. Российская Арктика на пороге катастрофы / Под ред. А. В. Яблокова. – М.: Центр экологической политики России, 1996. – 208 с.
4. Низамов Х. Н., Званский В. П., Дербуков В. И. Анализ аварийных ситуаций в трубопроводных системах // Экология и промышленность России. – 1996. – № 5. – С. 41–43.
5. Raisbeck J. M., Mohtadi M. F. The environmental impacts of oil spills on the land in the arctic regions // Water, Air, and Soil Pollution. – 1974. – Vol. 3. – P. 195–208. – Available at: <https://link.springer.com/article/10.1007/BF00166630>.
6. Неволин А. П., Миронов В. В., Челомбитко С. И. Определение потерь нефти при фильтрации в грунт // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – 1984. – № 4. – С. 28–30.
7. Васильев О. Ф., Гладышев М. Т. О расчете прерывных волн в открытых руслах // Известия АН СССР. Серия: Механика жидкости и газа. – 1966. – № 6. – С. 184–189.

8. Лятхер В. М., Милитеев А. Н. Гидравлические исследования численными методами // Водные ресурсы. – 1981. – № 3. – С. 60–79.
9. Лятхер В. М., Милитеев А. Н., Тогунова Н. П. Исследование плана течений в нижнем бьефе гидротехнических сооружений численными методами // Гидротехническое строительство. – 1978. – № 6. – С. 27–32.
10. Милитеев А. Н. Численные исследования плана течений открытых потоков // Гидравлика и фильтрация: сб. науч. тр. Гидропроекта. – М., 1979. – С. 3–15.
11. Антипов В. Н., Богачев Н. П., Челомбитко С. И. Динамические уравнения процесса растечения нефти по естественной поверхности // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 1. – С. 86–89.
12. Полубаринова-Кочина П. Я. Теория движения грунтовых вод. – М.: Наука, 1977. – 664 с.

References

1. Bogoslovskaya, L. S., Bruskina, I. M., Vil'chek, G. E., Vlasov, M. N., Glazovskiy, A. F., Gruza, G. V.,... Tummel', N. V. (1996). Rossiyskaya Arktika na poroge katastrofy. Moscow, Tsentr ekologicheskoy politiki Rossii Publ., 206 p. (In Russian).
2. Bobylev, L. N. (1999). Kak izbezhat' ugrozy ekologicheskoy katastrofy vsledstvie utechek nefti iz magistral'nykh nefteprovodov. Oil & Gas Technology, (6), pp. 27-29. (In Russian).
3. Yablokov, A. V. (1996). Rossiyskaya Arktika na poroge katastrofy. Moscow, Tsentr ekologicheskoy politiki Rossii, 208 p. (In Russian).
4. Nizamov, H. N., Zvanskiy, V. P., & Derbukov, V. I. (1996). Analysis of emergency situations in tru-conductive systems//Ecology and industry of Russia, № 5, pp. 41-43. (In Russian).
5. Raisbeck, J. M., & Mohtadi, M. F. (1974). The environmental impacts of oil spills on the land in the arctic regions. Water, Air, and Soil Pollution, 3, pp. 195-208. (In English). Available at: <https://link.springer.com/article/10.1007/BF00166630>
6. Nevolin, A. P., Mironov, V. V., & Chelombitko, S. I. (1984). Opredelenie poter' nefti pri fil'tratsii v grunt. Neftepromyslovoe delo i transport nefti, (4), pp. 28-30. (In Russian).
7. Vasil'ev, O. F., & Gladyshev, M. T. (1966). O raschete preryvnykh voln v otkrytykh ruslakh. Izvestiya AN SSSR. Seriya: Mekhanika zhidkosti i gaza, (6), pp. 184-189. (In Russian).
8. Lyatkher, V. M., & Militeev, A. N. (1981). Gidravlicheskie issledovaniya chislennymi metodami. Vodnye resursy, (3), pp. 60-79. (In Russian).
9. Lyatkher, V. M., Militeev, A. N., & Togunova, N. P. (1978). Issledovanie plana techeniy v nizhnem b'efe gidrotekhnicheskikh sooruzheniy chislennymi metodami. Gidrotekhnicheskoe stroitel'stvo, (6), pp. 27-32. (In Russian).
10. Militeev, A. N. (1979). Chislennye issledovaniya plana techeniy otkrytykh potokov. Gidravlika i fil'tratsiya. Moscow, 1979, pp. 3-15. (In Russian).
11. Antip'ev, V. N., Bogachev, N. P., & Chelombitko, S. I. (1997). Dinamicheskie uravneniya protsessa rastecheniya nefti po estestvennoy poverkhnosti // Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (1), pp. 86-89. (In Russian).
12. Polubarinova-Kochina, P. Ya. (1977). Teoriya dvizheniya gruntovykh vod. Moscow, Nauka Publ., 664 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Челомбитко Сергей Иванович, д. т. н., профессор кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: sjlss@mail.ru

Пивень Валерий Васильевич, д. т. н., профессор кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Sergey I. Chelombitko, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen, e-mail: sjlss@mail.ru

Valeriy V. Piven, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry, 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 публикации;
- 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. 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 Education and Science of the Russian Federation on receipt of the corresponding inquiry.

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

Reprinting or fragments thereof may be only with the written permission of the publisher.

Reference to the scientific and technical journal "OIL AND GAS STUDIES" is obligatory!