

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

6 (162)
Ноябрь — декабрь 2023

6 (162)
November — December 2023

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>

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, сотрудников научно-исследовательских и проектных институтов, научных центров, инженерно-технический персонал нефтегазодобывающих компаний и предприятий сервиса.

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

- **1.6.6.** Гидрогеология (технические науки)
- **1.6.6.** Гидрогеология (геолого-минералогические науки)
- **1.6.9.** Геофизика (технические науки)
- **1.6.9.** Геофизика (геолого-минералогические науки)
- **1.6.11.** Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки)
- **1.6.11.** Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
- **2.8.2.** Технология бурения и освоения скважин (технические науки)
- **2.8.4.** Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
- **2.8.5.** Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки)

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

Our publication is intended for university professors, graduate and postgraduate students, employees of research and design institutes, scientific centres, engineering and technical personnel of oil and gas production companies and service 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:

- **1.6.6.** Hydrogeology (technical sciences)
- **1.6.6.** Hydrogeology (geological and mineralogical sciences)
- **1.6.9.** Geophysics (technical sciences)
- **1.6.9.** Geophysics (geological and mineralogical sciences)
- **1.6.11.** Geology, Prospecting, Exploration and Exploitation of Oil and Gas Fields (technical sciences)
- **1.6.11.** Geology, Prospecting, Exploration and Exploitation (geological and mineralogical sciences)
- **2.8.2.** Drilling and Well Development Technology (technical sciences)
- **2.8.4.** Development and Operation of Oil and Gas Fields (technical sciences)
- **2.8.5.** Construction and Operation of Oil and Gas Pipelines, Distribution Depots and Storages (technical sciences)

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Бастриков Сергей Николаевич, д. т. н., профессор, действительный член Российской академии естественных наук, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень — главный редактор

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

Агзамов Аваз Хамидиллаевич, д. т. н., член Академии наук «Турон», иностранный член Российской академии естественных наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Ташкентский государственный технический университет им. И. Каримова, г. Ташкент (Республика Узбекистан)

Агинеи Руслан Викторович, д. т. н., профессор, ректор, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

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

Атаманов Байраммурад Яйлымович, д. т. н., ректор, Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашхабад (Туркменистан)

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

Грачев Сергей Иванович, д. т. н., профессор, действительный член Российской академии естественных наук, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, 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

Дьяконов Александр Анатольевич, д. т. н., доцент, ректор, Альметьевский государственный нефтяной университет, г. Альметьевск

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

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

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

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

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

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

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

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

Молдабаева Гульназ Жаксылыковна, д. т. н., академик КазНАЕН, профессор кафедры нефтяной инженерии, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, г. Алматы (Республика Казахстан)

Насыбуллин Арслан Валерьевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Нежданов Алексей Алексеевич, д. г.-м. н., советник по геологии ФАУ «ЗапСибНИИГГ», г. Тюмень

Панг Чанг Вей, PhD, профессор, Китайский нефтяной университет, г. Пекин (Китайская Народная Республика)

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

Рогачев Михаил Константинович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Сармурзина Раушан Гайсиевна, д. х. н., профессор, почетный академик Национальной академии наук Республики Казахстан, академик КазНАЕН (Республика Казахстан)

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

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

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

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

Цинчжэ Цзян, профессор, директор Китайского международного научно-исследовательского института низкоуглеродной экономики, Университет международного бизнеса и экономики, г. Пекин (Китайская Народная Республика)

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

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

Эфендиев Галиб Мамед оглы, д. т. н., профессор, член-корреспондент Национальной Академии наук Азербайджана, г. Баку (Азербайджанская Республика)

EDITORIAL BOARD

Sergey N. Bastrikov, Doctor of Engineering, Professor, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Industrial University of Tyumen, Tyumen — Editor-in-Chief

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

Avaz Kh. Agzamov, Doctor of Engineering, Member of the Academy of Sciences "Turon", Foreign Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Tashkent State Technical University named after I. Karimov, Tashkent (the Republic of Uzbekistan)

Ruslan V. Aginey, Doctor of Engineering, Professor, Rector, Ukhta State Technical University, Ukhta

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

Bayrammurad Ya. Atamanov, Doctor of Engineering, Rector, Yagshygeldi Kakayev International University of Oil and Gas, Ashgabat (Turkmenistan)

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

Sergey I. Grachev, Doctor of Engineering, Professor, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, 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

Aleksandr A. Dyakonov, Doctor of Engineering, Associate Professor, Rector, Almet'yevsk State Oil Institute, Almet'yevsk

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

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

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

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

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

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

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

Victor G. Martynov, Candidate of Geology and Mineralogy, Doctor of Economics, Professor, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Rector, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow

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

Arslan V. Nasybullin, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk

Alexey A. Nezhdanov, Doctor of Geology and Mineralogy, Consultant in Geology of the West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics FAU, Tyumen

Pang Chang Wei, PhD, Professor, China University Of Petroleum, Beijing (People's Republic of China)

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

Mikhail K. Rogachev, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

Raushan G. Sarmurzina, Doctor of Chemistry, Professor, Honorary Member of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Member of the Kazakhstan National Academy of Natural Sciences (the Republic of Kazakhstan)

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

Su Yinao, PhD, Professor, Chinese Academy of Engineering, Beijing (People's Republic of China)

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

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

Qingzhe Jiang, Professor, Director of China International Low Carbon Economy Research Institute, University of International Business and Economics, Beijing (People's Republic of China)

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

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

Galib M. Efendiyev, Doctor of Engineering, Professor, Corresponding Member of Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku (the Republic of Azerbaijan)

СОДЕРЖАНИЕ

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Алекберов Р. Р., Вольф А. А. Интерпретация данных после проведения Step-rate-test в многослойных, неконсолидированных и слабосцементированных породах	11
Кузнецов Ю. С., Ганиев С. Р., Султанов Д. Р., Федоров В. Н., Бастриков С. Н. Экспериментальные и промысловые исследования волновой технологии очистки забоя и кольтматации проницаемых пластов	25
Лебедев В. И., Мусакаев Э. Н., Мусакаев Н. Г., Родионов С. П. Интегрированная модель «пласт-скважина» на основе D-CRMP	35
Матрошилов Н. О., Крылов А. М., Козлов М. Г., Лыхин П. А., Усов Э. В., Тайлаков Д. О., Ульянов В. Н. Особенности расчета многофазного трения на основе моделей, реализованных в программном комплексе «d-Flow»	47
Новицкая Е. В., Ширяев А. А. Геостиринг, применение синтетического каротажа при проводке горизонтальных участков стволов скважин	65
Хакимов А. Г., Еремин Н. А. Механизмы взаимодействия CO₂ с пластовой нефтью	78

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

Жиляков Е. В., Томус И. Ю., Монахова З. Н., Гузеева С. А.,
Петров Г. Л.

Критериальный подход к профессиональному отбору оператора автоматизированной системы управления установки комплексной подготовки нефти и газа территориально-производственного предприятия «Когалымнефтегаз»	88
---	-----------

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)	98
Правила подготовки рукописи (на английском языке)	101

CONTENTS

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

- Alekberov R. R., Volf A. A.
**An interpretation of data after performing Step-rate-test
in multi-layered, unconsolidated
and weakly consolidated reservoirs** 11
- Kuznetsov Yu. S., Ganiyev S. R., Sultanov D. R., Fedorov V. N.,
Bastrikov S. N.
**Experimental and field studies of wave technology
for bottomhole cleaning and clogging
of permeable formations** 25
- Lebedev V. I., Musakaev E. N., Musakaev N. G., Rodionov S. P.
Integrated model "reservoir-well" based on D-CRMP 35
- Matroshilov N. O., Krylov A. M., Kozlov M. G., Lyhin P. A., Usov E. V.,
Tailakov D. O., Ulyanov V. N.
**Multiphase friction calculation peculiarities
based on models implemented
in the "d-Flow" software package** 47
- Novitskaya E. V., Shiryaev A. A.
**Geosteering, application of synthetic logging
to horizontal wellbore sections** 65
- Khakimov A. G., Eremin N. A.
Mechanisms of interaction of CO₂ with reservoir oil 78

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

Zhilyakov E. V., Tomus I. Yu., Monakhova Z. N., Guzeeva S. A.,
Petrov G. L.

**Criteria approach to the professional selection of an operator
of an automated control system for an integrated
oil and gas processing unit at the Kogalymneftegaz
territorial production enterprise** **88**

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian) **98**

Manuscripts presentation requirements (In English) **101**

Интерпретация данных после проведения Step-rate-test в многослойных, неконсолидированных и слабосцементированных породах

Р. Р. Алекберов^{1,2*}, А. А. Вольф²

¹ООО «ЭПУ-Сервис», Когалым, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*1a2s3d4f5gw@mail.ru

Аннотация. Предпосылками данного исследования является сложность в интерпретации данных после проведения стимуляции призабойной зоны пласта (ПЗП). Данная работа преследует следующие цели: применимость и интерпретация данных после проведения Step-rate-test (SRT) для оценки подходящих режимов закачки в многослойных, неконсолидированных и слабосцементированных пластах и прослеживание в графическом формате взаимосвязи между скоростью и давлением закачки. Авторы исследовали устойчивость скелета пласта на градиенты давлений методом увеличения давления при закачки жидкости через нагнетательный фонд скважин и пришли к выводу, что с течением времени эта устойчивость меняется не в лучшую сторону. Это означает, что практическая значимость данного метода сказывается на изменении градиента давления при закачке жидкости для поддержания постоянного дебита, градиент давления очень важен в своем постоянстве и влияет на ПЗП, следовательно, можно прийти к выводу, что фильтрационно-емкостные свойства в ПЗП имеют динамический характер и могут изменяться с течением времени. Также стоит отметить, что вторым результатом проведения исследования является то, что для рыхлых пластов изменение порового давления может также повлиять на фазовую (эффективную) проницаемость, которая сама по себе может влиять на требуемые градиенты давлений при закачке.

Ключевые слова: Two-step-rate-test, FPP, psi

Для цитирования: Алекберов, Р. Р. Интерпретация данных после проведения Step-rate-test в многослойных, неконсолидированных и слабосцементированных породах / Р. Р. Алекберов, А. А. Вольф. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-6-11-24 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 6. – С. 11–24.

An interpretation of data after performing Step-rate-test in multi-layered, unconsolidated and weakly consolidated reservoirs

Rashit R. Alekberov^{1,2*}, Albert A. Volf²

¹*EPU Service LLC, Kogalym, Russia*

²*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

**1a2s3d4f5gw@mail.ru*

Abstract. The prerequisite for this study is the difficulty in interpreting data after stimulation of the bottomhole formation zone has been carried out. The objectives of this work are the applicability and interpretation of Step-rate-test (SRT) data to evaluate suitable injection regimes in multi-layered, unconsolidated and weakly consolidated reservoirs and the demonstration of the correlation between injection rate and pressure in a graphical format. We investigated the stability of the reservoir structure to pressure gradients by increasing pressure and injecting fluid through the injection well stock. We concluded that this stability does not improve over time. This means that the practical significance of this method lies in its ability to alter the pressure gradient when injecting fluid to maintain a constant flow rate. The constancy of the pressure gradient has a major impact on the stimulation of the bottomhole formation zone and therefore it can be concluded that the reservoir properties in the bottomhole formation zone are dynamic in nature and can change over time. It should be noted that the study found that a change in pore pressure within the loose rock can also affect the phase (effective) permeability, which in turn can affect the required pressure gradients during injection.

Keywords: Two-step-rate-test, FPP, psi

For citation: Alekberov, R. R., & Volf, A. A. (2023). An interpretation of data after performing Step-rate-test in multi-layered, unconsolidated and weakly consolidated reservoirs. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 11-24. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-6-11-24

Введение

При современной разработке месторождений нефти и газа рекомендуется начинать заводнение заблаговременно, чтобы избежать «конусообразования» вблизи призабойной зоны пласта (ПЗП), которое, в свою очередь, может привести к прорыву газа или подошвенной жидкости, и защитить чувствительные к напряжениям пласты ввиду снижения пластового давления. Для сохранения приемистости пластов с начальным поровым давлением, близким к гидростатическому давлению столба жидкости в стволе скважины, давление нагнетания в объекты разработки, сложенные в основном из песчаника, должно быть либо равно начальному пластовому давлению, либо быть на порядок выше. Количество закачиваемой воды, поступающей в пласт, можно примерно определить исходя из значений относительной проницаемости, когда давление закачки на поверхности превышает поровое давление, а закачиваемая жидкость постепенно увеличивает поровое давление в пласте вокруг нагнетательной скважины.

Помимо увеличения порового давления, еще одним преобладающим источником сопротивления поступающей в скважину жидкости являются «внутрипластовая фильтрация» и эффекты изменения проницаемости, другими словами — анизотропия пласта. Одна из проблем заключается в том, чтобы оценить безопасный градиент давления при закачке жидкости для пластов, чувствительных к напряжениям при поровом давлении выше гидростатического.

Для плотных песков давление разрушения представляет собой сумму напряжения и прочности породы на растяжение. Избыточное давление на забое скважины заставляет пласт принимать жидкость. В высокопроницаемых породах жидкость может легко поступать в поровое пространство и распространяться в пласт под действием градиента давления. Фактически искусственный «гидроразрыв» плотных пород (его еще называют Step-rate-test (SRT)), обычная практика, она заключалась в том, чтобы увеличить эффективность давления, создаваемого жидкостью, за счет обеспечения максимально возможной энергии закачиваемой жидкости. Для очень плотных пластов во время проведения определения приемистости приемистость скважины сильно снижена, на помощь приходит SRT, при проведении может использоваться обычная вода как рабочий агент.

FPP или давление раскрытия трещины определяется как давление, которое разрушает пласт, что приводит к образованию трещины. Во многих источниках обсуждалось, что давление разрыва действительно выше, чем давление начала роста трещины. На многих нефтяных месторождениях закачка жидкости использовалась, как эффективный метод для поддержания пластового давления, а также для увеличения коэффициента извлечения нефти. Ключом к эффективному заводнению является разумное размещение и управление давлением закачки нагнетательных и отборами добывающих скважин. Закачка жидкости должна быть постоянной и стабильной, в особенности в случае применения на рыхлых породах [1]. Для неконсолидированных и слабосцементированных пород управление заводнением требует постоянного мониторинга и подсчета компенсации отбора жидкости. Необходимо своевременно производить ревизию и замену наземного оборудования (замену штуцеров, запорной арматуры, устранение разгерметизаций и т. д.).

Объект исследования

Главный вопрос: какие давления при закачке жидкости следует нагнетать в новых и существующих нагнетательных скважинах? Решения, предложенные в различных источниках для оценки градиентов давлений в нагнетательных скважинах, включают использование формулировки баланса напряжений с учетом геомеханических свойств пласта, SRT (Step-rate-test). Цель данного исследования состоит в том, чтобы сделать обзор на SRT для оценки безопасных давлений нагнетания, а также провести интерпретацию данных после проведения SRT в неконсолидированных и слабосцементированных породах, многослойных системах.

Метод исследования

Выбор соответствующих давлений закачки имеет важное значение для определения максимальной скорости закачки. Регламентирующие документы требуют, чтобы давления закачки поддерживались на таком уровне, при котором не возникнут разломы в верхнем/нижнем горизонтах

относительно целевого пласта. SRT, проводимый на нагнетательных скважинах, предназначен для определения давления, при котором происходит увеличение трещины. Эта информация важна при эксплуатации и наблюдении за проектами по заводнению и помогает оптимизировать конечную нефтеотдачу за счет регулировки давления и скорости закачки [2].

Было предложено использовать SRT для оценки давления, при котором происходит образование/развитие трещины. На рисунке 1 увеличение давления нагнетания жидкости и скорости закачки происходит до определенного предела, предел для всех объектов разный. После переломного момента происходит раскрытие трещины, при этом в приоритете начинает расти скорость закачки. Причина такого высокого давления/скорости закачки жидкости может быть связана с трещиноватостью пласта и более высокой приемистостью. Раскрытие трещины может быть вызвано несколькими факторами, включая преодоление поверхностного сопротивления и порового давления.

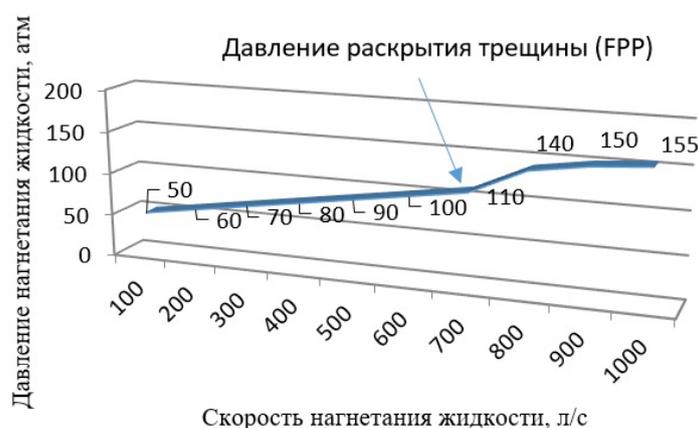


Рис. 1. Типовой график зависимости давления от скорости закачки жидкости

При проведении SRT вода закачивается в нефтенасыщенную зону на определенный период и регистрируется давление. По мере увеличения давления закачки, шаг за шагом, контролируется скорость закачки, когда наблюдается отчетливый разрыв, давление в точке разрыва рассматривается как давление разрыва трещины (FPP) (см. рис. 1).

Результаты и обсуждение

В данном исследовании мы отметили проблемы с интерпретацией данных после проведения SRT в рыхлых породах (рис. 2). Некоторые зарубежные авторы также отметили сложность проведения SRT в рыхлых породах, например, обсуждались проблемы в интерпретации SRT даже в жестких ачимовских и юрских объектах. Так, В. И. Мандал указал, что интерпретация давления разрыва из SRT была сложной, с использованием

классического подхода к построению графиков — скорость закачки в зависимости от давления нагнетания жидкости. Также он отметил, что изменение наклона прямой над давлением разрыва трещины было очень незначительным, что приводит к неопределенностям в определении давления увеличения трещины, и предложил использовать эффект Манро (кумулятивный) на единицу давления по сравнению с забойным давлением.

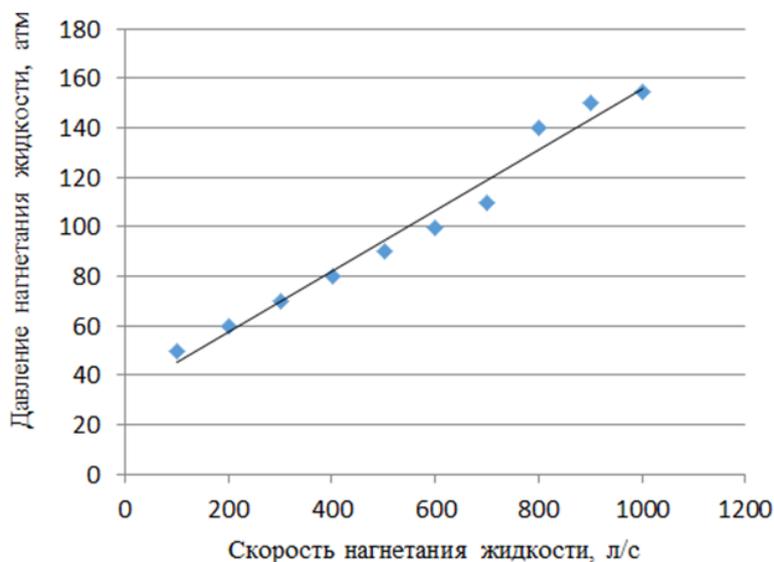


Рис. 2. Пример неопределенности в интерпретации данных после проведения SRT на скв. 5551

Изменение матрицы породы — это процесс, при котором загрязняющие вещества осаждаются в поровых пространствах скелета горной породы без фактического разрушения порового формирования. Основной фактор, влияющий на приемистость скважины, — это скорость образования/засорения матрицы. При введении матрицы отложение загрязняющих веществ [твердых и масло-в-воде (OIW)] и закупорка пор пласта происходят в ограниченной области вокруг зоны закачки агента. Протяженность и размерность этой области зависит от пор пласта, размера воронки репрессии/депрессии и размера загрязняющих частиц, которые производят закупорку пласта. Поэтому со временем все больше и больше загрязняющих элементов откладывается на ограниченной территории вокруг нагнетательной скважины.

Данное накопление загрязняющих веществ связано с постоянным увеличением требуемого давления закачки при заданном режиме работы. Закачка матрицы характеризуется уменьшающимся индексом приемистости ($\text{м}^3/\text{барр}/\text{сут}/\text{фунт}/\text{кв. дюйм}$). Ниже обозначены другие проблемы, связанные с изменением матрицы породы.

1. Ошибка в определении забойного давления.
2. На момент проведения SRT отсутствие адекватных данных по пластовому давлению, динамике изменения пластового давления с момента начала разработки месторождения.
3. Для поддержания потребной закачки в матрицу горной породы может потребоваться значительная зона фильтрации. Необходимо ввиду различных особенностей объекта разработки проведение пилотных тестов.
4. Иногда закачка предполагается в хаотичном режиме с разным градиентом давления, ПЗП к тому моменту может быть уже частично разрушена.
5. Существует множество методов/моделей для прогнозирования показателей по закачке жидкости. Они по-прежнему имеют недоработанные аспекты, и большинство из них требуют оформления в соответствии с передовой полевой практикой.

Тем не менее долгосрочная закачка в матрицу горной породы представляет операционные проблемы.

Например, регулирование фильтрации мелких частиц и качество воды могут позволить поддерживать долгосрочную приемистость. Полевые случаи в слабоконсолидированных песках показывают, что иногда даже этого может быть недостаточно. К сожалению, даже при исчерпывающих и дорогостоящих мероприятиях часто наблюдается быстрое снижение приемистости.

Учитывая нехватку проверенных методов уменьшения последствий, долгосрочное воздействие на матрицу по-прежнему представляет огромные проблемы. Знания, полученные в ходе проведенных операций, привели к разработке некоторых рекомендаций по применению этой технологии с целью сведения к минимуму негативных факторов. Первым шагом является правильная конструкция скважины и определение потребности в жидкости для закачки.

Как упоминалось ранее, размер порового канала пласта ограничивает закачку. Знание вероятных механизмов повреждения в формации может помочь выявить важную информацию для выбора метода стимуляции, используемого для восстановления потребной приемистости, иногда даже помочь в добыче высоковязких пластовых флюидов: например, можно использовать более теплые жидкости для закачки, которые изменят вязкость жидкости и таким образом поспособствуют течению пластового флюида. Второе требование включает анализ совместимости нагнетательной воды с пластовой. Закачиваемая вода может содержать растворенный кислород, химикаты и бактериальные компоненты, которые могут привести к образованию накипи и шлама [3].

Рассмотрим одну из основных причин, по которой на графике интерпретации данных SRT может произойти изменение угла наклона графика — загрязнения ПЗП.

Увеличение скин-фактора вызывает постепенное сопротивление проникновению закачиваемой жидкости. Изменение проницаемости связа-

но с компонентным составом жидкости, набуханием глин, склонностью к солеотложению, несовместимостью нагнетаемой воды с пластовой водой, все это может привести к снижению приемистости. Присутствие взвешенных частиц в закачиваемой воде также приводит к снижению приемистости. Эти твердые частицы в нагнетаемой воде поступают из самых разных источников, включая добытую пластовую воду, в которой содержатся глины, песок и ил, различные осадки, окалина, твердые органические вещества, шламы и продукты коррозии. Химические (загрязняющие) вещества также могут отрицательно сказаться на приемистости. Как правило, большинство этих химических веществ из числа нескольких видов ингибиторов коррозии, деэмульгаторов, ингибиторов образования солеотложений, поверхностно-активных веществ, все они могут способствовать коагуляции тяжелых углеводородных комплексов в результате образования стабильных высокомолекулярных соединений с высоким содержанием углерода, которые со временем могут снизить приемистость.

В принципе для одного пласта, если отслеживается ряд скоростей нагнетания и соответствующих давлений нагнетания, происходит переломный момент, когда формация ломается. Исследования, проведенные Р. Г. Агарвалом и П. Сингхом, подтверждают, что течение жидкости по мере достижения этой точки соответствует радиальному режиму течения, и, как только пласт разрушается, режим потока изменяется на линейный.

Р. Г. Агарвал и П. Сингх сосредотачиваются на однофазном потоке и не затрагивают вопросы, связанные с фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) вокруг нагнетательных скважин.

Логика, используемая в этой работе, заключается в том, что для одного объекта разработки после увеличения давления закачки выше определенного значения происходит разрушение пласта, следовательно, это ведет к увеличению приемистости из-за образования трещин. Трещины создаются ограниченной протяженности, скин-фактор меняет значение в отрицательном направлении, расчет дебита может и дальше производиться по уравнению Дарси [4].

Когда пласт имеет выраженную слоистую неоднородность, может быть несколько точек разрыва по мере продолжения SRT, пример указан на рисунке 3. В многопластовых системах могут быть разные значения проницаемости, что подтверждается различными исследованиями керна и исследованиями профиля закачки.

При работе с рыхлыми пластами наблюдаемое увеличение приемистости может также относиться к изменению в большую сторону абсолютной проницаемости. Повышение давления закачки может улучшить проницаемость, что приведет к увеличению приемистости скважины. Закачка в пласты с высокой проницаемостью может привести к увеличению коэффициента охвата коллектора, это, соответственно, влияет на напряжение внутри пластовой системы. Такое давление нагнетания говорит о том, что

внутрипластовое напряжение тоже может изменяться, что, в свою очередь, не будет обязательно приводить к образованию новых трещин.

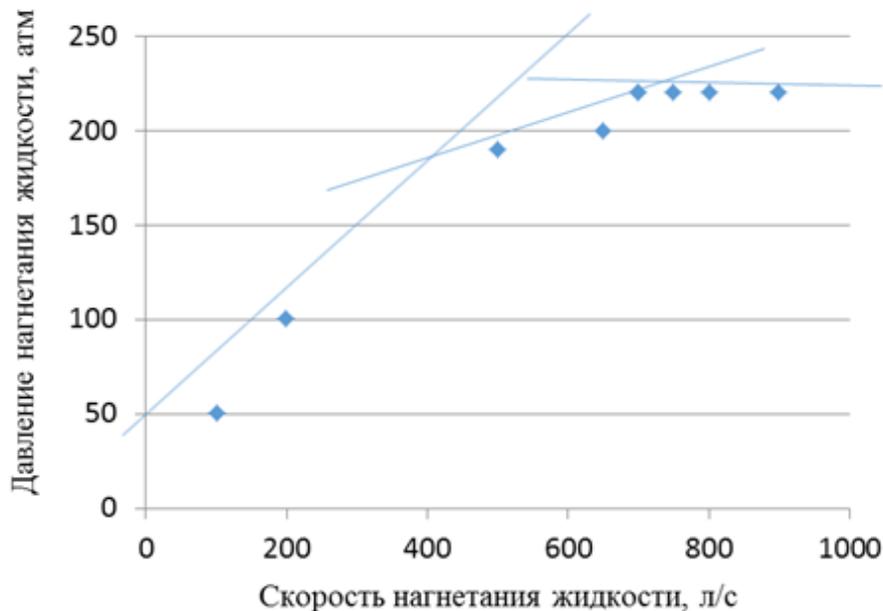


Рис. 3. Множественные контрольные точки во время SRT в многослойном коллекторе (скв. 5425)

Изменения наклона кривой на графике при более высоких давлениях могут быть связаны с увеличением приемистости в более плотных слоях и увеличением относительной проницаемости. Если интервал закачки охватывает зоны различной проницаемости, в рыхлых пластах, когда вода закачивается в пласт, матрица пласта может расширяться, вызывая повышение порового давления по сравнению с начальным, не вызывая при этом гидравлического давления расширения трещины.

Проницаемость регулирует изменения порового давления в суммарных напряжениях при закачке. Таким образом, слои с низкой проницаемостью разрушаются лучше, чем слои с высокой проницаемостью. Теория упругости предопределяет давление, при котором трещина может начать образовываться, а не когда происходит истинное разрушение вблизи ПЗП.

Полевые измерения геомеханических свойств в рыхлых породах могут быть выполнены с использованием специального оборудования. Мягкие, рыхлые пласты имеют высокий коэффициент Пуассона и низкие значения модуля Юнга. В целом породы с более низкой проницаемостью более подвержены трещинообразованию, а проницаемость пласта влияет на изменения напряжения.

Как показывают неоднократные исследования профилей приемистости, закачка вызывает некоторое увеличение охвата коллектора водой, что

подразумевает, что давление закачки выше, чем общее минимальное внутрипластовое напряжение, трещины при этом не образуются.

Интервалы закачки могут быть чувствительными к перепадам давления. При проведении множества тестов SRT отмечаются некоторые интересные моменты, в которых более узкие интервалы принимали большее количество закачиваемой жидкости после того, как подвергались непрерывному увеличению давления (рис. 4). Следующие шаги рекомендуются для мониторинга.

Что необходимо сделать при проведении операции.

1. Запустите PLT, чтобы проверить распределение давления.
2. Установите стационарные забойные датчики давления и температуры.
3. Создайте журнал калипера перед запуском.
4. Используйте расходомеры.
5. Выполните многоскоростные испытания и испытания на падение давления для оценки пластового давления и минимального горизонтального напряжения.

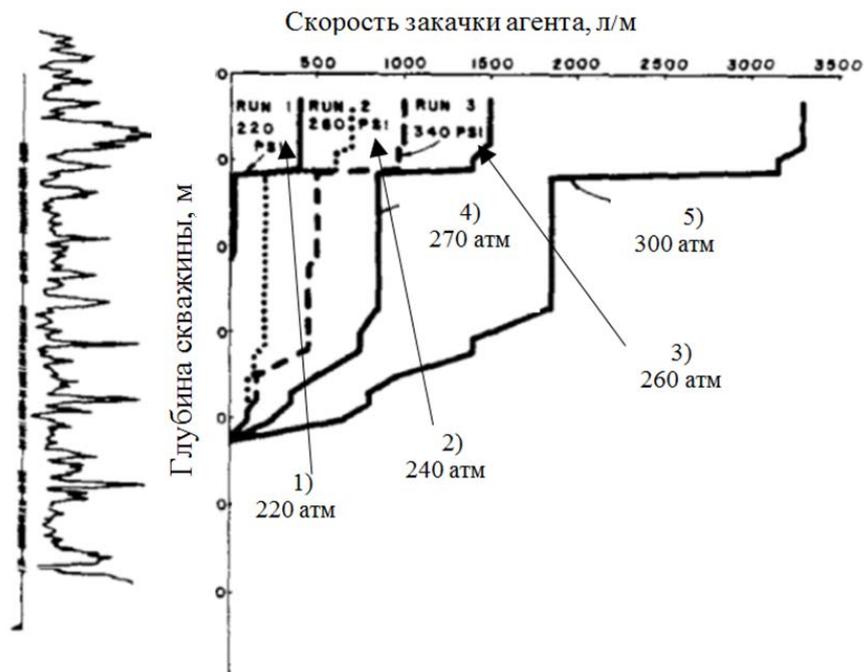


Рис. 4. ГИС и результаты проведенного SRT в рыхлых породах (скв. 5425)

На градиенты давлений при закачке влияют поровое давление пласта, проницаемость, скин-фактор. Снижение приемистости на протяжении всей истории эксплуатации может возникать из-за тампонирувания пород в ПЗП. Кислотные обработки помогают восстановить приемистость, но проведение SRT является хорошим дополнением к данной процедуре.

В исследуемые объекты нагнетание агента (жидкости) началось в конце 2022 года с планируемой приемистостью 50–90 м³/сут. К концу декабря 2022 года было установлено, что нагнетание будет происходить в большинстве своем на терригенных коллекторах. Комплекс мероприятий по нагнетанию был приостановлен для технического обслуживания (ТО) оборудования, задействованного в проведении данного процесса.

После проведения ТО и анализа приемистости по фонду нагнетательных скважин в первом квартале 2023 года выявили ряд скважин с приемистостью ниже потребной, в основном это были скважины с рядом проблем помимо низкой приемистости (негерметичность эксплуатационной колонны (НЭК), отсутствие забоя, слабая приемистость, неисправность устьевой арматуры, блока гребенки (БГ) и т. д.).

Для достижения желаемой скорости закачки не стоит также забывать про диаметр подводящего трубопровода с БГ и проходное сечение на устье скважины, ведь с увеличением проходного диаметра скорость потока снижается, давление закачки, наоборот, увеличивается.

Были проведены различные обзоры зарубежной и отечественной литературы для поиска решения проблемы, связанной с низкой приемистостью скважин. Несоответствующая техника (которая не может развить определенное давление закачки в процессе проведения работ), некачественные трубы с пластиковым покрытием были выявлены в процессе проверок и ревизий и впоследствии заменены. Также было выявлено некачественное проведение прострелочно-взрывных работ, что привело к неглубоким перфорационным отверстиям и напрямую сказалось на скин-факторе и приеме жидкости в процессе эксплуатации.

Были предприняты различные меры по исправлению текущего положения, к примеру, такие как: 1) кислотные обработки; 2) промывка забоя, наложение пластырей при капитальном ремонте скважин для ликвидации НЭК; 3) реперфорация.

В целом по месторождению потребная закачка выровнялась к необходимым показателям.

В мае 2023 года после очередной эксплуатации отобрали кандидата для проведения SRT с последующей интерпретацией данных. Результаты представлены ниже.

На рисунке 4 видно, что давление при проведении SRT меняется в пределах от 220 до 300 атм. Приемистость при 220 атм составляла, согласно потребной закачке, 10 м³/сут, по мере увеличения давления ГИС-АК (график слева) в первую очередь начал фиксировать увеличение закачки в рыхлых интервалах, это подтвердилось увеличением приемистости до 50 м³. Скорость закачки, соответственно, тоже пошла в рост. По мере окончания опытно-промышленных испытаний SRT приемистость скважины (общая, всех интервалов) составляла 80 м³/сут.

Таким образом, эта новая технология устранила возникающую неопределенность результатов. Полученные результаты помогли в определе-

нии устьевых давлений закачки, что было ключевым фактором для перспективного планирования и проектирования объектов наземных коммуникаций.

Необходимо отметить, что данная методика также применялась в скважинах с горизонтальным окончанием.

Сформулированы предположения о воздействии термических напряжений для получения контролируемого роста трещины.

Первым шагом является установка скорости закачки на ожидаемую при давлении разрушения с нулевым скин-фактором. Ступенчатый тест должен подтвердить давление разрушения. Нагнетание должно происходить с постоянной скоростью.

Если скин-фактор положительный, по предварительным данным ожидается в формации, скорость должна быть в состоянии преодолеть его и создать «разлом» породы. По мере нагнетания в трещину фронт вытеснения перемещается к зоне отбора. Однако, поскольку скорость закачки фиксирована, разлом распространяется только со скоростью перемещения фронта вытеснения. Как результат, рост трещины приурочен только к нагнетаемой зоне, давление закачки впоследствии снижается. Повышение давления нагнетания при этом только увеличит ширину трещины.

Следующим шагом является увеличение давления нагнетания до исходного значения пластового напряжения с соответствующим увеличением нагнетания определенного количества жидкости. Нагнетание теперь происходит с постоянной скоростью, равной скорости, когда давление нагнетания равно начальному пластовому напряжению.

Поскольку трещина расширяется только по мере распространения зоны нагнетания, может начать образовываться вторая трещина. Как показывает практика, рост отдельной трещины в результате контролируемой закачки происходит совместно с тепловым воздействием. После того как разломы были инициированы в желаемых местах, скорость закачки увеличивается до целевого уровня, и закачка продолжает способствовать распространению трещины и ее расширению в желаемом месте. Расположение последовательных разломов породы можно оценить, глядя на график изменения общего напряжения вдоль горизонтального ствола скважины.

Первое образование трещины приведет к увеличению напряжения в пласте. Это увеличение напряжения является максимальным при начальном разрушении и уменьшается по мере удаления трещины вдоль ствола скважины [5].

Несмотря на технические различия между SRT и другими похожими процедурами, экономика данных операций играет важную роль при выборе процесса. Опробование гидроразрыва пласта, например, увеличивает CAPEX и OPEX в связи с повышенными требованиями к фильтрации и регулярной кислотной обработке. Таким образом, в дополнение к техническим соображениям двух способов обработки ПЗП должны быть отображены затраты и экономические аспекты, чтобы ранжировать различные варианты закачки или заканчивания скважин. Фильтрация (использование

мембран) несет самые высокие ежегодные расходы, потому что подтоварная вода с высоким содержанием нефти при повторной закачке, несмотря на то, что процесс очистки выделяет гораздо меньшее количество загрязняющих веществ, имеет значительно меньшие эксплуатационные расходы.

Выводы

1. Несколько факторов могут вызвать сглаживание графика зависимости давления от скорости закачки при проведении SRT. При SRT градиенты давления закачки зависят от порового давления пласта, проницаемости пласта, скин-фактора.

2. Потери приемистости на протяжении всего процесса могут возникать из-за внутрискважинной закупорки призабойной зоны. Для преодоления снижения приемистости скважины, вызванного плохим качеством закачиваемой воды, необходимо увеличить давление закачки. Одним из таких решений является SRT.

3. В рыхлых пластах повышение или понижение порового давления вокруг нагнетательной скважины может вызвать изменения проницаемости рыхлых пластов и напряжений.

Процедура интерпретации была разработана для анализа данных испытаний со ступенчатой скоростью с последующей оценкой разрушения породы. Данные гидродинамических исследований скважин (ГДИС) были проанализированы для определения градиента давления образования трещины, коэффициента приемистости, длины трещины, ширины и суммарного коэффициента жидкости на технические нужды. Эти дополнительные данные были успешно использованы в моделировании конструкции трещин и применении заводнения.

- Приемистость в скважинах без ГРП остается примерно постоянной для градиентов закачки ниже градиента распространения трещины, тогда как приемистость скважин с существующими большими трещинами возрастает и зависит от градиента закачки, который изрядно выше градиента разрушения. Положительный наклон, который возникает, когда индекс приемистости построен в зависимости от градиента закачки, является показателем площади поверхности разлома. Отрицательный наклон, который иногда возникает при низком давлении нагнетания, связан с ранее имевшимися открытыми трещинами.

- Данные ГДИС были успешно проанализированы на многих нагнетательных скважинах в двух пластах с общей проницаемостью от 20 до 300 мд. Возникновение множественных трещин во многих резервуарах может быть объяснено дополнительным разрушением перфорации вблизи ПЗП.

- В зависимости от свойств пласта и закачки агента длина трещин варьировалась от 30 до 300 м, показатели приемистости — от 50 до 90 м³/сут. Нагнетание при градиентах выше градиента расширения трещины значительно увеличит приемистость скважины, так как определя-

ется параметром чувствительности, который представляет собой наклон зависимости приемистости от данных градиента давления закачки.

Список источников

1. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах / В. А. Байков, А. Я. Давлетбаев, Р. Н. Асмандияров [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 65–75.
2. Фатихов, С. З. К вопросу вычисления относительных фазовых проницаемостей / С. З. Фатихов, В. Р. Сыртланов. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 1. – С. 324–332.
3. Хагурт, Дж. Моделирование распространения трещины / Дж. Хагурт, Б. Д. Уэзерилл, А. Сеттари. – 1980. – 310 с. – Текст : непосредственный.
4. Тримонова, М. А. Основные закономерности развития трещины автОГРП / М. А. Тримонова, Н. В. Дубиня. – Текст : непосредственный // Триггерные эффекты в геосистемах : материалы третьего Всероссийского семинара-совещания (Москва, 16–19 июня 2015 г.) / Под редакцией В. В. Адушкина, Г. Г. Кочаряна. Москва : ГЕОС, 2015. – С. 106–113.
5. Промысловые исследования по изучению самопроизвольного развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах / А. Я. Давлетбаев, В. А. Байков, Г. Р. Бикбулатова [и др.]. – Текст : электронный // Российская техническая конференция и выставка SPE по разведке и добыче нефти и газа 2014 : сборник материалов. – URL: <http://dx.doi.org/10.2118/171232-MS>. – Дата публикации: 14 октября 2014.

References

1. Baikov, V. A., Davletbaev, A. Ya., Asmandiyarov, R. N., Usmanov, T. S., & Stepanova, Z. Yu. (2011). Special well tests to fractured water injection wells. *Neftegazovoye delo*, (1), pp. 65-75. (In Russian).
2. Fatikhov, S. Z., & Syrtlanov, V. R. (2012). On computing relative permeabilities. *Neftegazovoye delo*, (1), pp. 324-332. (In Russian).
3. Hagurt, J., Wetherill, B. D., & Settari, A. (1980). Modeling of crack propagation. 310 p. (In Russian).
4. Trimonova, M. A., & Dubinya, N. V. (2015). Osnovnye zakonomernosti razvitiya treshchiny avtoGRP. Triggernye efekty v geosistemakh: materialy tret'ego Vserossiyskogo seminarasoveshchaniya. Moscow, June, 16-19, 2015. Moscow, GEOS Publ., pp. 106-113. (In Russian).
5. Davletbaev, A. Ya., Baikov, V. A., Bikbulatova, G. R., Asmandiyarov, R. N., Nazargalin, E. R., Slabetskiy, A. A.,... Nuriev, R. I. (2014). Field studies of spontaneous growth of induced fractures in injection wells. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition 2014. (In English). Available at: <http://dx.doi.org/10.2118/171232-MS>. Published: October, 14, 2014.

Информация об авторах / Information about the authors

Алекберов Рашид Расимович,
инженер-технолог, ООО «ЭПУ-Сервис», г. Когалым; магистрант, соискатель к. т. н., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, 1a2s3d4f5gw@mail.ru

Rashit R. Alekberov, Process Engineer, EPU Service LLC, Kogalym; Master's Student, Applicant Candidate of Engineering, Industrial University of Tyumen, 1a2s3d4f5gw@mail.ru

Вольф Альберт Альбертович,
кандидат физико-математических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Albert A. Volf, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 08.10.2023; одобрена после рецензирования 10.11.2023; принята к публикации 14.11.2023.

The article was submitted 08.10.2023; approved after reviewing 10.11.2023; accepted for publication 14.11.2023.

УДК 622.244

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-6-25-34

Экспериментальные и промысловые исследования волновой технологии очистки забоя и кольматации проницаемых пластов

**Ю. С. Кузнецов¹, С. Р. Ганиев¹, Д. Р. Султанов^{1*}, В. Н. Федоров¹,
С. Н. Бастриков²**

¹*Институт машиноведения им. А.А. Благонравова Российской академии наук, Москва, Россия*

²*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия*

**sultanov.d.r@yandex.ru*

Аннотация. В статье приведены результаты натурных экспериментов и промысловых испытаний волновой технологии очистки забоя и кольматации проницаемых пластов. Ускорение сроков строительства скважин и недопущение заколонных перетоков (особенно в газовых скважинах) в настоящее время исключительно актуально. Известно, что разрушение горной породы при знакопеременном движении промывочной жидкости открывает глобальные перспективы в процессах ускорения бурения и обеспечения устойчивости ствола скважины. Это возможно при волновом движении промывочной жидкости. Эксперименты проводились на специальной установке, обеспечивающей подобие скважинным условиям, что позволило моделировать забойные процессы. Созданы и испытаны различные конструкции волновых генераторов для промывочных отверстий долот различных типов и размеров. Экспериментально показано, что волновые технологии способствуют очистке забоя и созданию кольматационного экрана. Благодаря волновому воздействию забойная зона и стенки скважины остались чистыми, проникновение фильтрата бурового раствора в породу существенно уменьшено. Волновая технология очистки забоя и кольматации проницаемых пластов имеет большие перспективы при строительстве нефтяных и газовых скважин. Герметизация заколонного пространства при этом особенно важна при сооружении подземных хранилищ газа.

Ключевые слова: волновые технологии, герметизация заколонного пространства, волновая очистка забоя, волновые генераторы, подземные хранилища газа

Для цитирования: Экспериментальные и промысловые исследования волновой технологии очистки забоя и кольматации проницаемых пластов / Ю. С. Кузнецов, С. Р. Ганиев, Д. Р. Султанов [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-6-25-34 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 6. – С. 25–34.

Experimental and field studies of wave technology for bottomhole cleaning and clogging of permeable formations

**Yuri S. Kuznetsov¹, Stanislav R. Ganiyev¹, Danir R. Sultanov^{1*},
Vyacheslav N. Fedorov¹, Sergey N. Bastrikov²**

¹*Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

²*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

**sultanov.d.r@yandex.ru*

Abstract. The article presents the results of field experiments and field tests of wave technology for bottomhole cleaning and clogging of permeable formations. Acceleration of well construction time and avoidance of plugging (especially in gas wells) is extremely important nowadays. It is widely acknowledged that rock fractures occur due to the alternating motion of the flushing fluid, and it has significant implications for accelerating drilling processes and maintaining wellbore stability. This can be achieved through the wave motion of the flushing fluid. The experiments were conducted on a specialized installation that simulates downhole conditions, enabling the modeling of downhole processes. We created and tested various designs of wave generators to flush holes of bits with different types and sizes. Experimental evidence suggests that wave technology can aid in bottomhole cleaning and the creation of a colmatation screen. The wave action helps to keep the bottomhole zone and well walls clean, and significantly reduces the penetration of drilling fluid filtrate into the rock. The use of wave technology for bottomhole cleaning and permeable formation ringing shows great potential for oil and gas well construction. The sealing of the borehole space is crucial in the construction of Underground Gas Storage facilities.

Keywords: wave technologies, wellbore sealing, wave wellbore cleaning, wave generators, Underground Gas Storage facilities

For citation: Kuznetsov, Yu. S., Ganiyev, S. R., Sultanov, D. R., Fedorov, V. N., & Batrikov, S. N. (2023). Experimental and field studies of wave technology for bottomhole cleaning and clogging of permeable formations. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 25-34. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-6-25-34

Введение

Основная идея волновых технологий [1–7] заключена в том, чтобы преобразовать волновые воздействия в направленное движение, реализующее необходимый технологический процесс.

Априори известно, что разрушение горной породы при знакопеременном движении промывочной жидкости открывает глобальные перспективы в процессах ускорения бурения и обеспечения устойчивости ствола скважины. Это возможно при волновом движении промывочной жидкости.

Из ранних работ авторов этой статьи известно, что волновое движение промывочной жидкости также способствует проникновению частиц выбуренной породы или специальных кольматантов в проницаемые горизонты на малую глубину (кольматация), которое преодолевается в процессе перфорации продуктивного пласта. Это является необходимым условием для герметизации заколонного пространства с целью недопущения перетоков жидкости и газопроявлений в процессе строительства и эксплуатации нефтяных и особенно газовых скважин, включая скважины подземных хранилищ газа.

Объект и методы исследования

Коллективом научного центра нелинейной волновой механики и технологии РАН под руководством академика РАН Р. Ф. Ганиева были проведены соответствующие испытания. Волновое воздействие может осуществляться гидродинамическим генератором волн. Эксперименты проводились на специальной установке, обеспечивающей подобие скважинным условиям, что позволило моделировать забойные процессы. Схема установки показана на рисунке 1, общий вид — на рисунке 2.

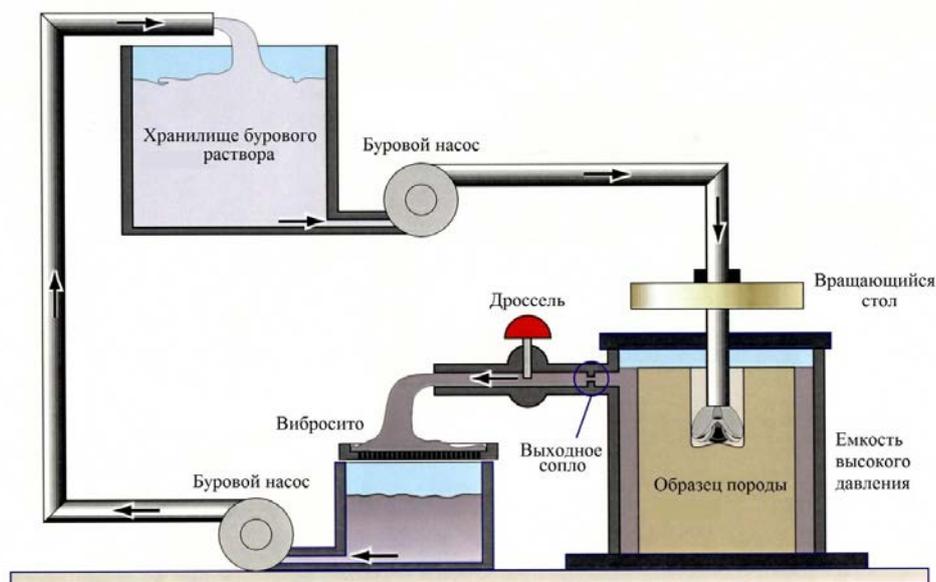


Рис. 1. Схема экспериментальной установки

Схема установки для исследования фильтрационных процессов приведена на рисунке 3. Для стенда использовались следующие элементы экспериментальной установки: емкость высокого давления с выходным соплом и дросселем, а также подводящий трубопровод. В средней части емкости высокого давления устанавливалась обечайка из водонепроницаемого материала, внутрь которой запрессовывался цилиндрический образец породы, ось которого проходит через центр отверстия подставки.

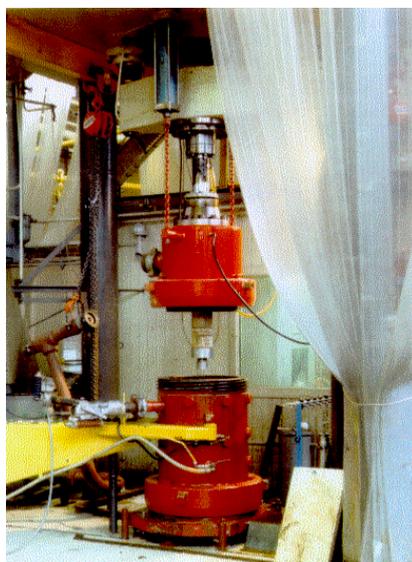


Рис. 2. Общий вид экспериментальной установки

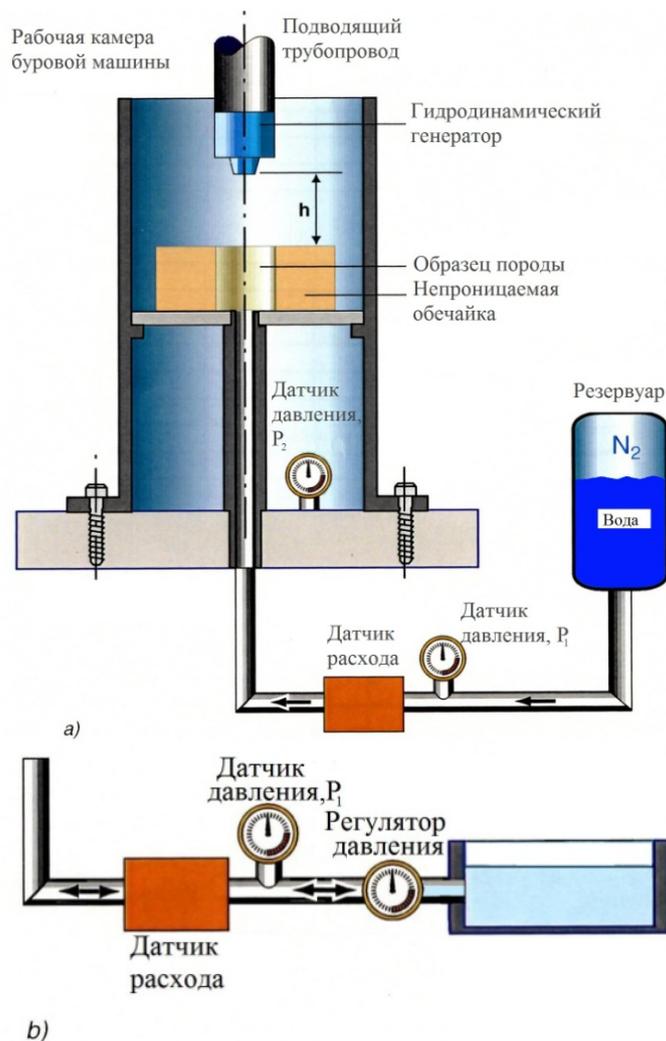


Рис. 3. Схема стенда для исследования фильтрационных процессов

Эксперименты были проведены на гексагональных блоках песчаника размером 39×80 см. Эксперименты проводились с учетом контрольного образца, пробуренного по обычной технологии без волнового воздействия. В частности, давление бурового раствора вблизи долота составляло 4,5 МПа.

В случае бурения с волновым генератором эта зона становится более узкой за счет кольматационного экрана, сформированного волновым полем. Для экспериментов были выбраны два типа породы: известняк с проницаемостью около 5 мД и песчаник с проницаемостью 1 000 мД. Как было сказано ранее, экспериментальная установка позволила выполнить бурение в условиях, максимально приближенных к реальным скважинным условиям (давление и объемный расход промывочной жидкости). Часть образцов была пробурена обычным долотом, часть модифицированным.

При проведении экспериментов фиксировались значения скорости проходки, вращательный момент и нагрузки на долото. После экспериментов рабочий и контрольный образцы распиливались, и исследовалась глубина проникновения фильтрата бурового раствора и кольматанта в породу.

Результаты

В результате проведенных экспериментов была доказана эффективность кольматации проницаемой породы в волновом бурении.

Фотография распиленного образца породы, пробуренной при волновом воздействии, приведена на рисунке 4 справа, а контрольного — слева.



Рис. 4. Распил образцов породы: слева — пробуренной традиционным способом без волнового воздействия, справа — распил образца той же породы, пробуренной при волновом воздействии

Из приведенных фотографий видно, что проникновение бурового раствора в породу изменилось благодаря волновому воздействию. Толщина слоя проникновения бурового раствора стала тоньше минимум в три раза.

Таким образом, показано, что создание кольматационного экрана препятствует образованию фильтрационной корки на стенках породы, что, в свою очередь, предупреждает такие осложнения, как сальникообразование, затяжки, прихваты (в том числе дифференциальные). Кроме того, кольматационный экран обеспечивает качественное разобщение проницаемых пластов в процессе цементирования.

В настоящее время широкое применение нашли долота типа PDC с промывкой забоя через специальную систему промывочных отверстий. В этой связи были разработаны волновые генераторы, встроенные в промывочные отверстия такого типа долот. Для проведения экспериментальных исследований было использовано долото SSP 215.9 DHD 516 A01 со встроенными волновыми генераторами. Спектр колебаний волнового генератора в процессе бурения породы приведен на рисунке 5.

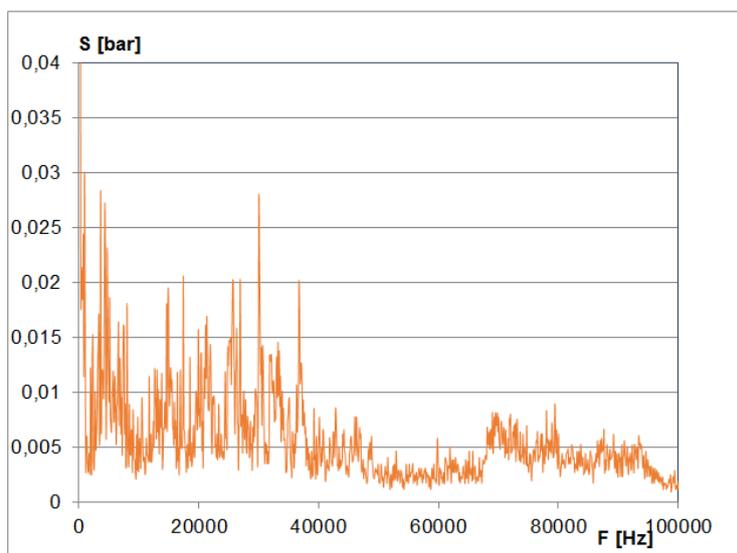


Рис. 5. Спектр колебаний волнового генератора в процессе бурения породы

Лабораторные данные с определенной поправкой совпадают с данными математического моделирования, которое провели ранее (рис. 6).

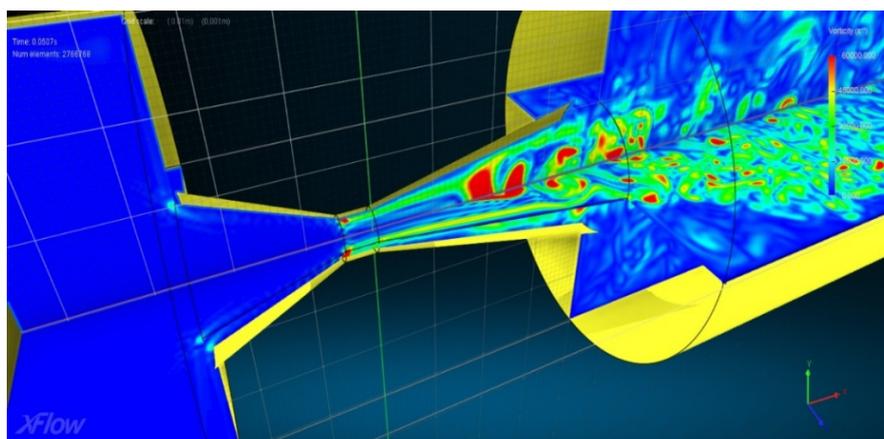


Рис. 6. Распределение ротора скорости (завихренность) в объеме генератора и за ним

Промысловые экспериментальные исследования были проведены на скважине 376 Б Татсуксинского месторождения.

Бурение производили с промывкой глинистым раствором при расходе 37,4 л/с при среднем давлении в нагнетательной линии буровых насосов 162 атм. Сравнение показателей, полученных при опытном бурении, и показателей в сопоставимом интервале бурения соседней скважины 443 Б того же куста приведено в таблице.

Сравнительные показатели при бурении сопоставимых интервалов

Скважины	Интервал бурения, м	Проходка, м	Нагрузка на долото, т	Расход промыв. жидкости, л/с	Давление промыв. жидкости, атм	Средняя механич. скорость, м/ч
376 Б	947–238	291	9,4	37,4	162	29,3
443 Б	882–1248	366	11,0	35,7	129	22,1

Анализ результатов опытного бурения показывает, что при близких значениях расхода промывочной жидкости (37,4 и 35,7 л/с) перепад давления в насадках-генераторах опытного долота был значительно выше, чем в насадках обычного долота. К сожалению, невозможно более точно оценить величины перепада давления в обоих случаях ввиду того, что неизвестны потери давления в каждом элементе сложной циркуляционной системы бурильной скважинной компоновки. Тем не менее в опытной скважине была достигнута существенно более высокая механическая скорость проходки на 32,6 %, чем в соседней скважине в сравнимом интервале. Такая разница в величинах заведомо превосходит уровень статистической погрешности.

Выводы

Промысловые испытания убедительно показали работоспособность генераторов по созданию волнового поля непосредственно в зоне работы долота. Испытания подтверждают теоретические предпосылки ускоренного отрыва разбуренных частиц от материнской породы и возможности избирательной кольматации порового пространства проницаемых пород либо частицами выбуренной породы, соразмерными с открывающимися порами в волновом поле, либо специальным буровым раствором с кольматирующими свойствами. Эти процессы протекают наиболее эффективно в волновом поле определенных расчетных параметров.

Волновая технология дает возможность получить следующие преимущества.

- Для ряда пород может быть повышена скорость проходки.
- Кольматация ствола скважины улучшит качество цементирования и крепления скважины, снизит вероятность возникновения заколонных перетоков и риска негерметичности крепи скважины.
- Меньшее количество бурового раствора и его фильтрата будет проникать в продуктивный пласт, что в результате обеспечит лучшую продуктивность скважины.

Наши предшествующие теоретические и лабораторные исследования показали, что эффективность кольматации при воздействии волновым полем увеличивается на несколько порядков.

Экспериментально показано, что волновые технологии способствуют очистке забоя и созданию кольматационного экрана. Благодаря волновому воздействию забойная зона и стенки скважины остались чистыми, проникновение фильтрата бурового раствора в породу существенно уменьшено.

Список источников

1. Ганиев, Р. Ф. Динамика частиц при воздействии вибраций / Р. Ф. Ганиев, Л. Е. Украинский. – Киев : Наукова думка, 1975. – 169 с. – Текст : непосредственный.
2. Колебательные явления в многофазных средах и их использование в технологии / Р. Ф. Ганиев, Н. И. Кобаско, В. В. Кулик [и др.] ; под редакцией Р. Ф. Ганиева. – Киев : Техника, 1980. – 142 с. – Текст : непосредственный.
3. Волновая техника и технология. Научные основы, промышленные испытания и их результаты, перспективы использования / Под редакцией Р. Ф. Ганиева. – Москва : Логос, 1993. – 126 с. – Текст : непосредственный.
4. Украинский, Л. Е. Волновая технология в нефтяной промышленности / Л. Е. Украинский ; под редакцией Р. Ф. Ганиева. – Уфа : РНТИК «Баштехинформ», 1999. – 46 с. – Текст : непосредственный.
5. Проблемы и перспективы волновой технологии многофазных систем в нефтяной и газовой промышленности = Issues and perspectives of wave technology for multiphase system in oil and gas industry / Р. Ф. Ганиев, Л. Е. Украинский, В. Е. Андреев, Ю. А. Котенев ; под редакцией Р. Ф. Ганиева. – Санкт-Петербург : Недра, 2008. – 214 с. – Текст : непосредственный.
6. Ганиев, О. Р. Экспериментальное исследование по интенсификации фильтрации призабойных зон скважин с помощью волновых воздействий / О. Р. Ганиев, Р. Ф. Ганиев, Л. Е. Украинский. – Текст : непосредственный // Проблемы механики : сборник статей. К 90-летию со дня рождения А. Ю. Ишлинского / Под редакцией Д. М. Климова. – Москва : Физматлит, 2003. – С. 215–220.
7. Украинский, Л. Е. Использование эффектов нелинейной волновой механики в нефтегазовой промышленности / Л. Е. Украинский. – Текст : непосредственный // Технологии нефтегазового комплекса. Специализированное издание. – ООО «Гротек», 2004. – № 1. – С. 24–29.

References

1. Ganiev, R. F., & Ukrainskiy, L. E. (1975). Dinamika chastits pri vozdeystvii vibratsiy. Kiev, Naukova dumka Publ., 169 p. (In Russian).
2. Ganiev, R. F., Kobasko, N. I., Kulik, V. V., Lakiza, V. D., Malyshev, P. A., Puchka, G. N., & Tsapenko, A. S. (1980). Kolebatel'nye yavleniya v mnogofaznykh sredakh i ikh ispol'zovanie v tekhnologii. Kiev, Tekhnika Publ., 142 p. (In Russian).
3. Ganiev, R. F. (Ed.) (1993). Volnovaya tekhnika i tekhnologiya. Nauchnye osnovy, promyshlennye ispytaniya i ikh rezul'taty, perspektivy ispol'zovaniya. Moscow, Logos, 126 p. (In Russian).
4. Ukrainskiy, L. E. (1999). Volnovaya tekhnologiya v neftyanoy promyshlennosti. Ufa, RNTIK "Bashtekhinform" Publ., 46 p. (In Russian).
5. Ganiev, R. F., Ukrainskiy, L. E., Andreev, V. E., & Kotenev, Yu. A. (2008). Issues and perspectives of wave technology for multiphase system in oil and gas industry. St. Petersburg, Nedra Publ., 214 p. (In Russian).
6. Ganiev, O. R., Ganiev, R. F., & Ukrainskiy, L. E. (2003). Eksperimental'noe issledovanie po intensivifikatsii fil'tratsii prizaboynykh zon skvazhin s pomoshch'yu volnovykh vozdeystviy. Problemy mekhaniki : sbornik statey. K 90-letiyu so dnya rozhdeniya A. Yu. Ishlinskogo. Moscow, Fizmatlit Publ., pp. 215-220. (In Russian).
7. Ukrainskiy, L. E. (2004). Ispol'zovanie effektiv nelineynoy volnovoy mekhaniki v neftegazovoy promyshlennosti. Tekhnologii neftegazovogo kompleksa. Specializirovannoe izdanie, (1), Grotek Publ., pp. 24-29. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Кузнецов Юрий Степанович, доктор технических наук, профессор, заведующий лабораторией, Институт машиноведения им. А.А. Благонравова Российской академии наук, г. Москва

Ганиев Станислав Ривнерович, кандидат технических наук, главный научный сотрудник, Институт машиноведения им. А.А. Благонравова Российской академии наук, г. Москва

Султанов Данир Ризифович, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, Институт машиноведения им. А.А. Благонравова Российской академии наук, г. Москва, sultanov.d.r@yandex.ru

Федоров Вячеслав Николаевич, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник, Институт машиноведения им. А.А. Благонравова Российской академии наук, г. Москва

Yuri S. Kuznetsov, Doctor of Engineering, Professor, Head of Laboratory, Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow

Stanislav R. Ganiyev, Candidate of Engineering, Chief Researcher, Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow

Danir R. Sultanov, Candidate of Engineering, Senior Researcher, Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, sultanov.d.r@yandex.ru

Vyacheslav N. Fedorov, Doctor of Engineering, Professor, Chief Researcher, Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow

Бастриков Сергей Николаевич,
доктор технических наук, действительный член Российской академии естественных наук, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Sergey N. Bastrikov, Doctor of Engineering, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 08.11.2023; одобрена после рецензирования 11.12.2023; принята к публикации 13.12.2023.

The article was submitted 08.11.2023; approved after reviewing 11.12.2023; accepted for publication 13.12.2023.

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-6-35-46

Интегрированная модель «пласт-скважина» на основе D-CRMP

В. И. Лебедев^{1,2*}, Э. Н. Мусакаев^{1,3}, Н. Г. Мусакаев^{1,2}, С. П. Родионов¹

¹Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

³ООО «НефтьГазИсследование», Тюмень, Россия

*vilebedev.72@gmail.com

Аннотация. Активное применение интегрированного моделирования в планировании разработки нефтяных месторождений обусловило проведение исследований, связанных с преодолением проблем его практического применения. Обычно в качестве компонента, отвечающего за подземную часть, применяется трехмерная гидродинамическая модель, для которой характерны высокая вычислительная сложность и низкая достоверность исходных данных. Поэтому целями исследования являются построение интегрированной модели «пласт-скважина», не имеющей этих недостатков, и проверка ее адекватности. В работе представлена интегрированная модель для оперативного принятия решений при разработке нефтяных месторождений, а также анализа характеристик межскважинного пространства, которая не требует априорной информации о пласте. Интегрированная модель «пласт-скважина» основана на разновидности аналитической модели «емкости-сопротивления» (CRM), позволяющей учитывать периоды остановок добывающих скважин. Расчет добычи нефти проводится с помощью модели Ковалева. Расчет распределения давления в скважинах проводится по корреляции, аналогичной используемой в программе «ГНавигатор». Проведено сравнение результатов расчетов, полученных с помощью интегрированной модели на основе D-CRMP, с расчетами в программе «ГНавигатор».

Ключевые слова: оптимизация разработки нефтяных месторождений, прогноз добычи углеводородов, взаимовлияние скважин, аналитическая модель, модель Ковалева, профиль давления в скважине

Благодарности: Работа выполнена в рамках государственного задания (№ госрегистрации 121030500156-6)

Для цитирования: Интегрированная модель «пласт-скважина» на основе D-CRMP / В. И. Лебедев, Э. Н. Мусакаев, Н. Г. Мусакаев, С. П. Родионов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-6-35-46 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 6. – С. 35–46.

Integrated model "reservoir-well" based on D-CRMP

Vladimir I. Lebedev^{1,2*}, Emil N. Musakaev^{1,3}, Nail G. Musakaev^{1,2}, Sergey P. Rodionov¹

¹Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of SB RAS, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

³NS Digital LLC, Tyumen, Russia

*vilebedev.72@gmail.com

Abstract. The active use of integrated modeling in reservoir engineering of oil fields has led to research to overcome the problems of its practical application. Typically, a 3D hydrodynamic model is used as a component characterizing the fluid flow in the reservoir. The downsides of the model are high computational complexity and low reliability of the initial data. Therefore, the objectives of the study are to construct an integrated reservoir-well model that does not have these drawbacks and to verify its adequacy. The article presents an integrated model for fast decision-making in the development of oil fields, as well as for analysis of the characteristics of the interwell space, which doesn't require prior information about the reservoir. The integrated model is based on a representation of the analytical capacitance-resistance model (CRM), which considers shutdown periods of production wells. Oil flow rates are calculated using the Koval method. The pressure distribution in wells is calculated using a correlation similar to that used in the tNavigator software. A comparison was made between the calculation results obtained using the integrated model based on D-CRMP and the calculations in the tNavigator.

Keywords: reservoir engineering, production forecast, interwell connectivity, analytical model, Koval method, well pressure profile

Acknowledgments: The work was carried out within the framework of the state order (state registration No. 121030500156-6)

For citation: Lebedev, V. I., Musakaev, E. N., Musakaev, N. G., & Rodionov, S. P. (2023). Integrated model "reservoir-well" based on D-CRMP. Oil and Gas Studies, (6), pp. 35-46. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-6-35-46.

Введение

Актуальность работы обусловлена недостатками использования трехмерной гидродинамической модели в задаче оперативного принятия решений при разработке месторождений. Они заключаются в вычислительной сложности такой модели и использовании исходных данных с низкой достоверностью. Преодоление этих недостатков может быть достигнуто с помощью аналитической модели, основанной на уравнении материального баланса для контрольного объема каждой скважины. Особенностью данной модели является отсутствие априорной информации о свойствах пласта при ее построении. Модель позволяет оценить гидродинамические связи между соответствующими добывающими и нагнетательными скважинами, а также обнаружить зоны с аномально низкими и высокими значениями проницаемостей. Модель принадлежит семейству моделей емкости-сопротивления CRM, нашедших широкое применение в нефтяной промышленности [1]. Рассматриваемая разновидность (D-CRMP) позволяет учесть остановки добывающих скважин в данных модели перераспределением добычи в пользу соседних добывающих скважин.

Описание модели

Основное уравнение модели D-CRMP записывается следующим образом [2]:

$$q_j(t_k) = \Gamma_j(t_k) \cdot \{A + B \cdot (C - D)\}, \quad (1)$$

$$A = q_j(t_{k-1}) \cdot \exp\left(\frac{-\Delta t}{\tau_j}\right), \quad B = 1 - \exp\left(\frac{-\Delta t}{\tau_j}\right),$$

$$C = \sum_{i=1}^{n_I} \frac{f_{ij}}{\sum_{j=1}^{n_P} \Gamma_j(t_k) \cdot f_{ij}} \cdot I_i(t_k), \quad D = J_j \cdot \tau_j \cdot \frac{P_{wf,j}^k - P_{wf,j}^{k-1}}{\Delta t},$$

где j — номер добывающей скважины; i — номер нагнетательной скважины; t_k — момент времени; k — номер временного шага; Δt — временной шаг; q — дебит добывающей скважины жидкости; I — приемистость нагнетательной скважины; Γ — индикаторная функция; P_{wf} — забойное давление добывающей скважины; n_I — суммарное число нагнетательных скважин; n_P — суммарное число добывающих скважин; f_{ij} — коэффициент взаимовлияния скважин (количество f_{ij} ограничено радиусом влияния нагнетательных скважин); τ_j — константа времени; J_j — коэффициент продуктивности.

Предложенная в работе интегрированная модель включает в себя 3 компонента: модель D-CRMP для расчета добычи жидкости, модель Ковалья для нахождения обводненности, модель скважины, позволяющая рассчитать потери давления. Обводненность продукции скважины по модели Ковалья определяется следующим выражением [3]:

$$f_w|_{x_D=1} = \begin{cases} 0, & t_D < \frac{1}{K_{val}} \\ \frac{K_{val} - \sqrt{\frac{K_{val}}{t_D}}}{K_{val} - 1}, & \frac{1}{K_{val}} < t_D < K_{val} \\ 1, & t_D > K_{val} \end{cases}, \quad (2)$$

где f_w — коэффициент обводненности; x_D — безразмерное расстояние по отношению к полной длине одномерной пористой среды между добывающей скважиной и связанными с ней нагнетательными скважинами; t_D — безразмерное время, характеризующее прохождение через пористую среду определенного объема закачанной в нее воды; K_{val} — безразмерный коэффициент Ковалья, выражающий неоднородность коллектора и отношение вязкости нефти к вязкости закачиваемой воды. Время $t_D = \frac{W^*(t)}{V_p}$,

где $W^*(t)$ — накопленная закачка воды; V_p — поровый объем одномерной пористой среды. Накопленный объем закачанной воды $W^*(t) = \sum_{i=1}^{n_{inj}} \sum_{k=1}^{n_k} f_{ij} \cdot I_i(t_k)$, где n_{inj} — количество связанных с добывающей скважиной нагнетательных скважин; n_k — количество временных шагов.

Неизвестные параметры моделей, такие как f_{ij} , τ_j и J_j для D-CRMP и K_{val} , V_p для модели Ковалья, находятся с помощью метода последовательного квадратичного программирования [4]. Целевая функция для D-CRMP

описана в работе [5]. Задача решается для всего объекта разработки одновременно, что обуславливает более высокий уровень неопределенности получаемого решения, но не требует учета соотношений между параметрами для разных элементов сетки скважин [6]. При решении обратной задачи для модели Ковалея учитывается ограничение на параметр V_p , значение которого должно находиться в пределах общего порового объема разрабатываемого пласта, деленного на количество добывающих скважин. Используется целевая функция

$$\sum_{j=1}^{n_p} \sum_{k=1}^{n_k} \left(f_w(t_k) - \frac{q_w(t_k)}{q_j(t_k)} \right)^2, \quad (3)$$

где n_p — количество добывающих скважин; $f_w(t_k)$ — расчетное значение обводненности для скважины j на временном шаге t_k ; $q_w(t_k)$ — дебит воды для скважины j на временном шаге t_k .

Рассматриваемую в работе модель предполагается использовать вместе с гидродинамическим симулятором tНавигатор, что обусловило выбор совместимых корреляций в качестве модели скважины¹. Исходными данными для модели добывающей скважины являются значения объемного дебита жидкости и нефти, рассчитанные по модели пласта (D-CRMP и модель Ковалея). Потери давления по стволу вертикальной скважины рассчитываются в двух случаях: однофазный (жидкость) двухкомпонентный (вода, нефть) поток, двухфазный (жидкость, газ) трехкомпонентный (вода, нефть, газ) поток. Несмотря на то, что модель CRM не предусматривает фильтрацию газовой фазы [7], газ может фильтроваться в пренебрежимо малых количествах, либо разгазирование может происходить непосредственно в стволе скважины. Общий градиент потерь давления в однофазном случае описывается уравнением

$$\frac{dP}{dz} = \alpha \cdot \rho \cdot g + \beta \cdot \frac{2 \cdot f \cdot v^2 \cdot \rho}{d}, \quad (4)$$

где z — координата, характеризующая глубину скважины; α — поправка множителя гидростатического давления; ρ — плотность жидкости; g — ускорение свободного падения; β — поправка множителя потерь давления на трение; f — коэффициент трения Фаннинга; v — скорость жидкости; d — диаметр канала.

Коэффициент f вычисляется по формуле

$$f = \left(\frac{1}{4 \cdot \log_{10} \left(0,2698 \cdot \left(\frac{\varepsilon}{d} \right) - \frac{5,0452}{Re} \log_{10} \left(0,3539 \cdot \left(\frac{\varepsilon}{d} \right)^{1,1098} + \frac{5,8506}{Re^{0,8981}} \right) \right)} \right)^2, \quad (5)$$

¹ tНавигатор 22.3. Руководство пользователя: дизайнер скважин. — М.: Рок Флоу Динамикс, 2022. — 274 с.

где ε — абсолютная шероховатость; $\frac{\varepsilon}{d}$ — относительная шероховатость; Re — число Рейнольдса. Число $Re = \frac{\rho \cdot v \cdot d}{\mu}$, где μ — динамическая вязкость.

В двухфазном случае используется корреляция Hagedorn & Brown. Градиент потерь давления описывается формулой

$$\frac{dP}{dz} = \frac{\rho_m \cdot g \cdot \sin(\theta) + \frac{f \cdot \rho_m^2 \cdot v_m^2}{2 \cdot \rho_m \cdot d}}{1 - E_k}, \quad (6)$$

где ρ_m — плотность смеси, $\rho_m = \rho_l \cdot E_l + \rho_g \cdot (1 - E_l)$; θ — угол отклонения ствола скважины от горизонтальной поверхности; ρ_{ns} — плотность «без проскальзывания», $\rho_{ns} = \rho_l \cdot C_l + \rho_g \cdot (1 - C_l)$; C_l — начальная объемная доля жидкой фазы; v_m — скорость смеси, $v_m = v_{sl} + v_{sg}$; коэффициент $E_k = \frac{v_m \cdot v_{sg} \cdot \rho_{ns}}{P}$; v_{sg} — приведенная скорость газа; P — давление флюида на текущей глубине.

$$E_l = \Psi \cdot f_3 \cdot \left(\left(\frac{N_{lv}}{N_{gv}^{0,575}} \right) \cdot \left(\frac{P}{P_{sc}} \right)^{0,1} \cdot \left(\frac{N_{cl}}{N_d} \right) \right), \quad (7)$$

$$\Psi = f_2 \cdot \left(\frac{N_{gv} \cdot N_l^{0,38}}{N_d^{2,14}} \right),$$

$$N_{cl} = f_1 \cdot (N_l),$$

где ρ_l — плотность жидкости, $\rho_l = \frac{\rho_o \cdot R_o + \rho_w \cdot R_w}{R_o + R_w}$; R_o — мольная доля нефти; R_w — мольная доля воды; ρ_g — плотность газа; E_l — объемная доля жидкости; коэффициент $N_{lv} = 1,938 \cdot v_{sl} \cdot \left(\frac{\rho_l}{\sigma_l} \right)^{0,25}$; v_{sl} — приведенная скорость жидкости, $v_{sl} = \frac{q_o \cdot B_o + (q_w - x_{wg} \cdot q_g) \cdot B_w}{\pi \cdot r^2}$; σ_l — коэффициент поверхностного натяжения; q_o — объемный расход нефти; q_w — объемный расход воды; q_g — объемный расход газа; B_o — объемный коэффициент нефти (зависимость от давления); B_w — объемный коэффициент воды; x_{wg} — доля испаренной воды; r — радиус канала; $v_{sg} = \frac{(q_g - q_o \cdot R_s) \cdot B_g}{\pi \cdot r^2}$; R_s — доля растворенного в нефти газа (зависимость от давления); B_g — объемный коэффициент газа; $N_{gv} = 1,938 \cdot v_{sg} \cdot \left(\frac{\rho_l}{\sigma_l} \right)^{0,25}$; $N_d = 120,872 \cdot d \cdot \sqrt{\frac{\rho_l}{\sigma_l}}$; $N_l = 0,15726 \cdot \mu_l \cdot \left(\frac{1}{\rho_l \cdot \sigma_l^3} \right)^{0,25}$; μ_l — динамическая

вязкость жидкости, $\mu_l = \frac{R_o + R_w}{\frac{1}{\mu_o} R_o + \frac{1}{\mu_w} R_w}$; μ_o — динамическая вязкость нефти; μ_w — динамическая вязкость воды.

Число Рейнольдса для коэффициента трения пузырькового режима течения f , вычисляемого по уравнению (5), рассчитывается следующим образом:

$$Re = \frac{1488 \cdot \rho_{ns} \cdot d \cdot v_m}{\mu_s}, \quad (8)$$

где вязкость скольжения $\mu_s = \mu_l^{E_l} \cdot \mu_g^{1-E_l}$; μ_g — динамическая вязкость газа.

Основной проблемой, рассматриваемой в данной статье, является преодоление недостатков трехмерной гидродинамической модели в задаче оперативного принятия решений при разработке месторождений. Цель исследования — проверка адекватности интегрированной модели «пласт-скважина» на основе D-CRMP. Задачи исследования: создание гидродинамической модели в программе tНавигатор, создание интегрированной модели на основе D-CRMP, сравнение результатов расчетов обозначенных моделей.

Объект и методы исследования

В качестве гидродинамической модели используется квадратная область со стороной 9 км, разделенная на $90 \times 90 \times 1$ блоков. Кровля пласта находится на глубине 1 500 м, подошва — 1 530 м. Модель характеризуется неоднородностью по проницаемости (рис. 1). Пористость составляет 21 %. Начальная нефтенасыщенность — 100 %. Давление насыщения равно 16,6 МПа. Начальное пластовое давление составляет 34,5 МПа. Пластовая температура равна 70 °С. Средняя растворимость газа в нефти — $12,5 \text{ ст.м}^3/\text{ст.м}^3$. Сжимаемость породы — $10^{-6} \frac{1}{\text{МПа}}$. Флюид описывается моделью черной нефти. Относительная плотность нефти — 0,85, относительная плотность газа — 0,554, изотермический коэффициент сжимаемости нефти — $4,13 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{МПа}}$. Коэффициент сверхсжимаемости газа — 0,9. Вязкость воды постоянна и равна 0,7 МПа · с, сжимаемость воды — $3,95 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{МПа}}$, плотность — $999 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Пласт вскрыт девятиточечной сеткой вертикальных скважин, в которой по углам квадрата элемента сетки расположены добывающие скважины, остальные скважины — нагнетательные. Добывающие скважины оснащены установкой ЭЦН. Количество добывающих скважин — 289, нагнетательных — 800. Часть добывающих скважин в разные периоды останавливается. Скважины работают на режиме поддержания забойного давления: 17,37 МПа для добывающих скважин, 37,92 МПа — для нагнетательных.

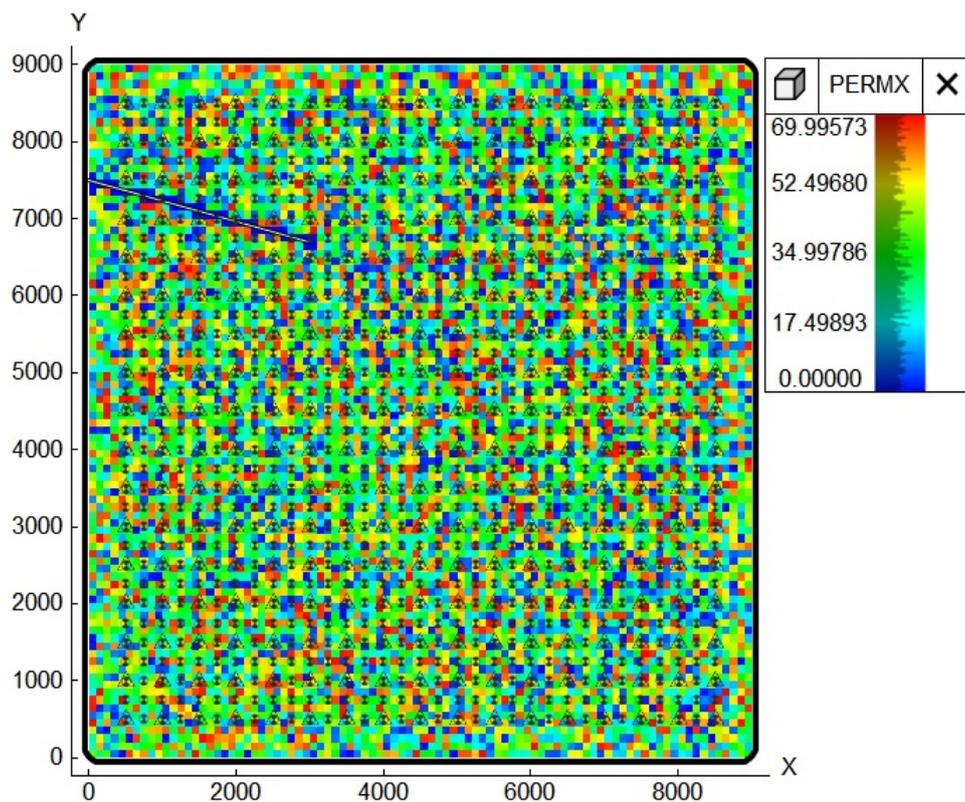


Рис. 1. Карта проницаемости рассматриваемого объекта разработки. Треугольником обозначены добывающие скважины, кругом — нагнетательные

В результате расчетов с помощью интегрированной модели на основе D-CRMP составлено распределение коэффициентов взаимовлияния, которое сравнивается с картой на рисунке 1. Рассчитаны дебиты жидкости и нефти, составлены графики соответствия динамики добычи по обеим моделям, также проведено сравнение профилей давления по добывающим и нагнетательным скважинам.

Результаты

Распределение коэффициентов взаимовлияния скважин представлено на рисунке 2. Большие значения коэффициентов взаимосвязи соответствуют большим значениям проницаемости в пространстве между нагнетательной и добывающей скважинами.

На рисунке 3 представлен график добычи одной из останавливаемых скважин, а также реакция соседней скважины. Коэффициент детерминации выше 0,85 говорит о хорошем соответствии модели D-CRMP расчету на симуляторе.

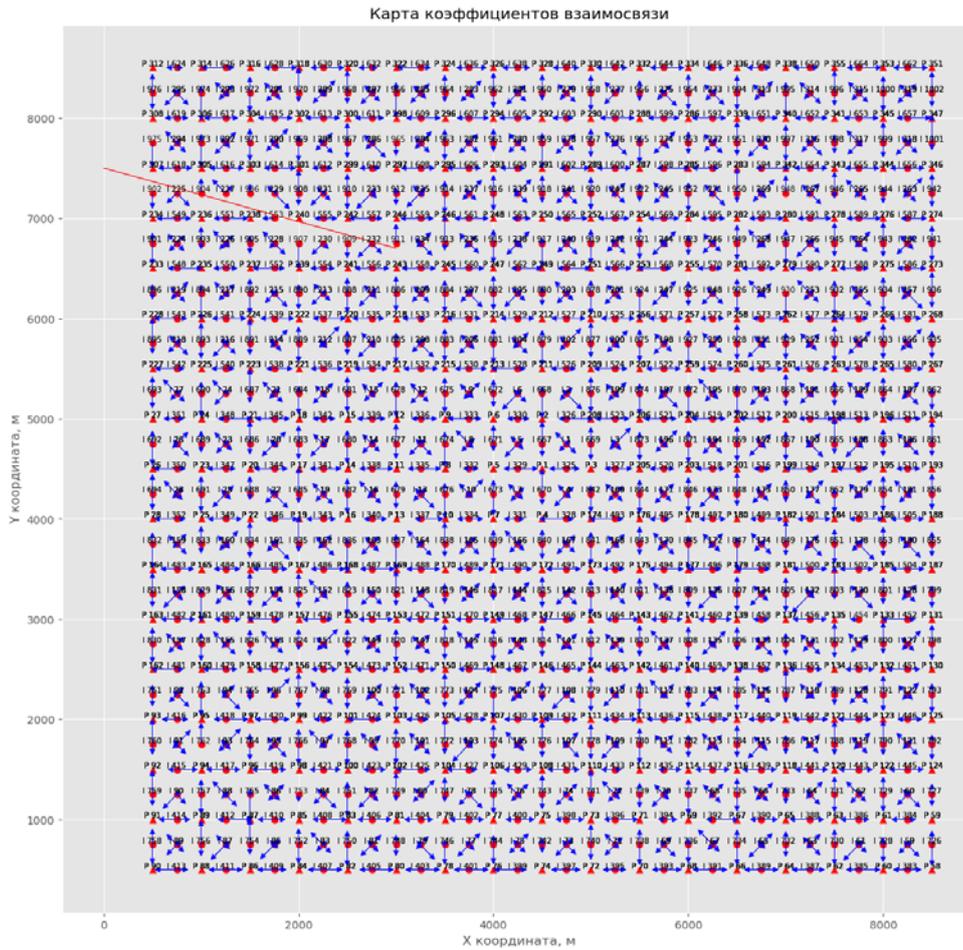


Рис. 2. Карта коэффициентов взаимовлияния скважин. Указатели стрелок показывают направление потоков, модуль — величину связи

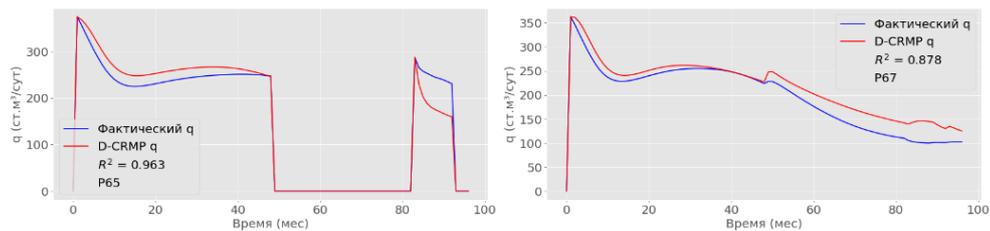


Рис. 3. Динамика изменения дебита скважин P65 и P67. Синей линии соответствует расчет в программе tНавигатор, красной — расчет D-CRMP

На рисунке 4 представлены графики накопленной добычи нефти и жидкости по всему объекту разработки. Коэффициент детерминации выше 0,95 свидетельствует о хорошем соответствии расчета по модели Коваля расчету на гидродинамическом симуляторе.

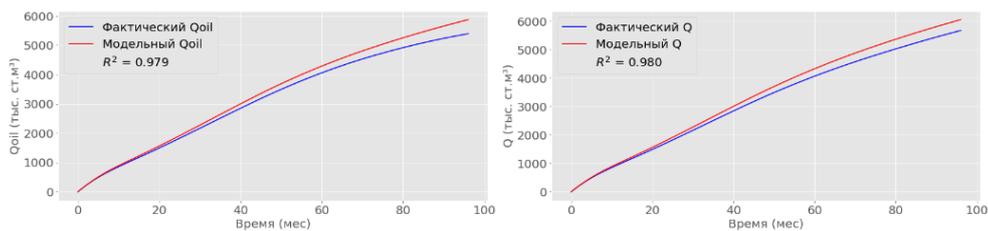


Рис. 4. Динамика добычи нефти (слева) и жидкости (справа) по всему объекту разработки

На рисунке 5 представлены профили давления для нагнетательной скважины, построенные в tНавигаторе и исследуемой модели. Погрешность составляет порядка 1 МПа.

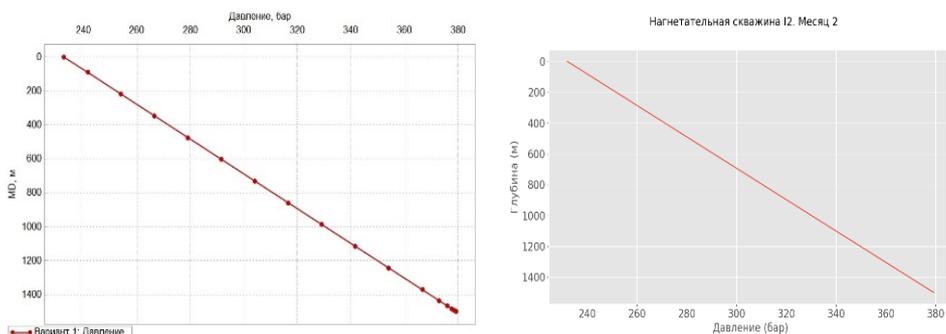


Рис. 5. Распределение давления в нагнетательной скважине I2: слева — реализация в tНавигаторе, справа — в исследуемой модели

На рисунке 6 представлены профили давления для добывающей скважины, построенные в tНавигаторе и исследуемой модели.

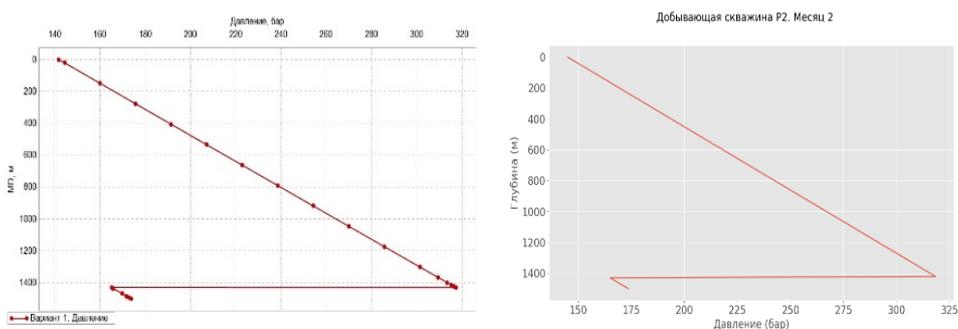


Рис. 6. Распределение давления в добывающей скважине P2: слева — реализация в tНавигаторе, справа — в исследуемой модели

Выводы

В исследовании рассмотрены результаты расчетов, полученных с использованием интегрированной модели на основе D-CRMP. Проведено

сравнение с расчетами, выполненными в программе tНавигатор. Модель демонстрирует достаточное соответствие эталону: распределение коэффициентов взаимосвязи согласуется с физическими представлениями о характере объекта разработки, коэффициенты детерминации на графиках динамики добычи жидкости и нефти расположены в пределах 0,95, благодаря чему достигается высокая степень соответствия графиков распределения давления по стволу скважин.

Список источников

1. State-of-the-Art Literature Review on Capacitance Resistance Models for Reservoir Characterization and Performance Forecasting / R. W. de Holanda, E. Gildin, J. L. Jensen [et al.]. – Text : electronic // *Energies*. – 2018. – Vol. 11. – URL: <https://doi.org/10.3390/en11123368>.
2. Salehian, M. Reservoir characterization using dynamic capacitance-resistance model with application to shut-in and horizontal wells / M. Salehian, M. Çınar. – DOI 10.1007/s13202-019-0655-4. – Direct text // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2019. – Vol. 9. – P. 2811–2830.
3. Cao, F. Oil-Rate Forecast by Inferring Fractional-Flow Models From Field Data With Koval Method Combined With the Capacitance/Resistance Model / F. Cao, H. Luo, L. W. Lake. – DOI 10.2118/173315-PA. – Direct text // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. – 2015. – Vol. 18. – P. 534–553.
4. Kraft, D. A software package for sequential quadratic programming / D. Kraft. – Koln : DLR German Aerospace Center – Institute for Flight Mechanics, 1988. – 33 p. – Direct text.
5. Решение обратной задачи в рамках модели D-CRMP с учетом прогнозных свойств / Н. Г. Мусакаев, С. П. Родионов, В. И. Лебедев, Э. Н. Мусакаев. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-2-62-82. – Текст : непосредственный // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 2023. – № 2. – С. 62–82.
6. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM : монография / С. В. Степанов, А. Д. Бекман, А. А. Ручкин, Т. А. Пospelova. – DOI 10.54744/TNSC.2021.53.50.001. – Тюмень : ИПЦ «Экспресс», 2021. – 300 с. – Текст : непосредственный.
7. Sayarpour, M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods : PhD dissertation / M. Sayarpour ; University of Texas. – Austin, 2008. – URL: <https://repositories.lib.utexas.edu/handle/2152/15357>. – Text : electronic.

References

1. De Holanda, R. W., Gildin, E., Jensen, J. L., Lake, L. W., & Kabir, C. Sh. (2018). State-of-the-Art Literature Review on Capacitance Resistance Models for Reservoir Characterization and Performance Forecasting. *Energies*, (11). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3390/en11123368>
2. Salehian, M., & Çınar, M. (2019). Reservoir characterization using dynamic capacitance-resistance model with application to shut-in and horizontal. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9, pp. 2811-2830. (In English). DOI: 10.1007/s13202-019-0655-4

3. Cao, F., Luo, H., & Lake, L. W. (2015). Oil-Rate Forecast By Inferring Fractional-Flow Models From Field Data With Koval Method Combined With The Capacitance/Resistance Model. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 18, pp. 534-553. (In English). DOI: 10.2118/173315-PA
4. Kraft, D. (1988). A software package for sequential quadratic programming. Koln (Germany), DLR German Aerospace Center - Institute for Flight Mechanics, 33 p. (In English).
5. Musakaev, N. G., Rodionov, S. P., Lebedev, V. I., & Musakaev, E. N. (2023). D-CRMP history matching considering predictive properties. Oil and Gas Studies, (2), pp. 62-82. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-62-82
6. Stepanov, S. V., Bekman, A. D., Ruchkin, A. A., & Pospelova, T. A. (2021). Soprovozhdenie razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy s ispol'zovaniem mod-eley CRM. Tyumen, IPC "Ekspress" Publ., 300 p. (In Russian). DOI: 10.54744/TNSC.2021.53.50.001
7. Sayarpour, M. (2008). Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods: PhD dissertation. Austin. (In English). Available at: <https://repositories.lib.utexas.edu/handle/2152/15357>

Информация об авторах / Information about the authors

Лебедев Владимир Иванович, инженер-исследователь, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН; аспирант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, vilebedev.72@gmail.com

Vladimir I. Lebedev, Research Engineer, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS; Postgraduate, Industrial University of Tyumen, vilebedev.72@gmail.com

Мусакаев Эмиль Наилевич, кандидат технических наук, научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН; специалист по интегрированному моделированию, ООО «НефтьГазИсследование», г. Тюмень

Emil N. Musakaev, Candidate of Engineering, Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS; Integrated Modeling Specialist, NS Digital LLC, Tyumen

Мусакаев Наиль Габсалямович, доктор физико-математических наук, профессор, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН; профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Nail G. Musakaev, Doctor of Physics and Mathematics, Professor, Chief Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS; Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Родионов Сергей Павлович, *доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень*

Sergey P. Rodionov, *Doctor of Physics and Mathematics, Chief Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS*

Статья поступила в редакцию 09.11.2023; одобрена после рецензирования 20.11.2023; принята к публикации 23.11.2023.

The article was submitted 09.11.2023; approved after reviewing 20.11.2023; accepted for publication 23.11.2023.

УДК 532.529.5

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-6-47-64

Особенности расчета многофазного трения на основе моделей, реализованных в программном комплексе «d-Flow»

Н. О. Матрошилов¹, А. М. Крылов^{2*}, М. Г. Козлов¹, П. А. Лыхин²,
Э. В. Усов¹, Д. О. Тайлаков¹, В. Н. Ульянов²

¹Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
Новосибирск, Россия

²ООО «Новосибирский Научно-технический Центр», Новосибирск, Россия

*akrylov@nntc.pro

Аннотация. С целью обеспечения эффективной и безопасной эксплуатации нефтяных и газовых месторождений необходим инструмент для проектирования добывающих скважин и наземной инфраструктуры. При этом важно учитывать возникающие при добыче физические процессы, а также свойства флюида и фазовые переходы. Программный продукт «d-Flow» позволяет создать комплексную модель месторождения по геолого-промысловым данным для расчета гидравлических потерь трубопроводов, а также прогноза добычи углеводородного сырья. В основе моделирования течения флюида лежит расчет многофазного трения со стеной скважины или трубопровода.

В работе рассмотрены реализации четырех моделей трения: модель Беггза — Брилла, модель Грея и ее модификация, а также модель Мукерджи — Брилла. Цель работы — сравнение предсказаний моделей трения с результатами, полученными с помощью коммерческих реализаций этих же моделей. За эталон для сравнения с моделями «d-Flow» были взяты результаты расчетов гидравлического симулятора PIPESIM компании Schlumberger. Были проведены численные эксперименты в условиях различной геометрии скважин и режимов течения в двухфазном потоке в пределах области применимости каждой из моделей. Результаты сравнения показали, что средняя относительная ошибка предсказанного локального объемного содержания жидкости (holdup) составила порядка 0,06 %, а для некоторых моделей ошибка не превышала 0,02 %. Ошибка предсказанного кумулятивного падения давления в скважине не превышала 0,34 % для всех рассмотренных моделей. На основании результатов сравнения сформулирован вывод о пригодности программного комплекса «d-Flow» для расчетов падения давления в скважинах различной геометрии и наземных сетях.

Ключевые слова: многофазный поток, модели трения, градиент давления, d-Flow

Благодарности: Работа выполнена в соответствии с проектом FSUS-2022-0020.

Для цитирования: Особенности расчета многофазного трения на основе моделей, реализованных в программном комплексе «d-Flow» / Н. О. Матрошилов, А. М. Крылов, М. Г. Козлов [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-6-47-64 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 6. – С. 47–64.

Multiphase friction calculation peculiarities based on models implemented in the "d-Flow" software package

Nikita O. Matroshilov¹, Andrej M. Krylov^{2*}, Mihail G. Kozlov¹, Pavel A. Lyhin²,
Eduard V. Usov¹, Dmitry O. Tailakov¹, Vladimir N. Ulyanov²

¹Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

²Novosibirsk Scientific and Technical Center LLC, Novosibirsk, Russia

*akrylov@nntc.pro

Abstract. In order to ensure efficient and safe operation of oil and gas fields, a tool is required to design production wells and surface infrastructure. It is important to take into account the physical processes that occur during production, as well as fluid properties and phase transitions. The "d-Flow" software package enables the creation of a comprehensive field model based on geological and field data to calculate hydraulic losses of pipelines and forecast hydrocarbon production. The fluid flow modelling is based on the calculation of multiphase friction with the wall of a well or a pipeline.

The article discusses the implementation of four friction models: the Beggs-Brill model, the Gray model and its modification, and the Mukherjee-Brill model. The purpose of this work is to compare the predictions of friction models with the results obtained using commercial realizations of the same models. The results of the Schlumberger PIPESIM hydraulic simulator calculations were used as a benchmark for comparison with the "d-Flow" models. Numerical experiments were conducted to investigate two-phase flow under varying well geometry and flow regimes. The models used were compared, and the results showed that the predicted liquid holdup had an average relative error of 0.06%. In some cases, the error was as low as 0.02%. The predicted cumulative pressure drop in the well did not exceed 0.34% for all considered models. Based on the comparison results, we conclude that the "d-Flow" software package is suitable for calculating pressure drop in wells of different geometry and surface networks.

Keywords: multiphase flow, friction models, pressure gradient, d-Flow

Acknowledgments: This research was performed in accordance with project FSUS-2022-0020.

For citation: Matroshilov, N. O., Krylov, A. M., Kozlov, M. G., Lyhin, P. A., Usov, E. V., Tailakov, D. O., & Ulyanov, V. N. (2023). Multiphase friction calculation peculiarities based on models implemented in the "d-Flow" software package. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 47-64. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-6-47-64

Введение

В последнее время нефтегазовая отрасль является одной из самых быстроразвивающихся благодаря использованию современных технологических решений. Сложилась тенденция к цифровизации и автоматизации различных технологических процессов, вследствие этого широкое распространение получили компьютерные программные комплексы, облегчающие задачи моделирования, прогнозирования и оптимизации процессов на месторождении. Наиболее современные решения предоставляют возможность проводить интегрированное моделирование всего месторождения сразу в рамках одного программного комплекса. Такой подход обеспечивает непрерывное моделирование системы «пласт — скважина — наземная сеть сбора», что позволяет создавать точный цифровой двойник месторождения.

Программный комплекс «d-Flow» [1–5], разработанный компанией ООО «Новосибирский Научно-технический Центр», позволяет решать ряд производственных задач, возникающих в процессе добычи и разработки месторождения, на основе интегрированного моделирования:

- расчет свойств добываемого флюида в интервале различных давлений и температур;
- моделирование течения многофазной смеси как в скважинах или наземных сетях сбора по отдельности, так и в комплексной системе добычи «пласт — скважина — наземная сеть сбора — пункт подготовки»;

- расчет продуктивности скважин;
- проектирование скважин и наземной инфраструктуры;
- планирование добычи (с учетом геолого-технических мероприятий);
- оптимизация технологических режимов с/без учета ограничений (на давление, температуру, скорость, дебит по фазам и т. д.) и составление оптимальной режимной карты;
- проведение многовариантных расчетов (определение проблемных мест и осложнений в системе добычи).

Комплекс состоит из нескольких основных модулей: PVT модуль [6, 7], модуль материального баланса пласта, модуль скважины, модуль наземной сети сбора и транспорта, модуль технологии подготовки, оптимизатор и адаптатор. Рассмотрим краткое описание каждого из модулей.

PVT модуль отвечает за расчет физических свойств моделей флюидов в заданных термобарических условиях. В программном комплексе «d-Flow» представлены как модели «черной» нефти, так и композиционные модели флюида с неограниченным числом компонентов. Модуль материального баланса позволяет рассчитывать темпы падения пластового давления вследствие добычи. Модули скважины и наземной сети сбора моделируют движение флюида вдоль всего ствола скважины и далее по наземной сети сбора. Основной задачей этих модулей является расчет гидравлических потерь. Модуль технологии подготовки проводит упрощенное моделирование систем подготовки товарной продукции. В рамках модуля реализованы упрощенные схемы установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и установки подготовки нефти (УПН). Оптимизатор помогает подобрать подходящие технологические режимы работы скважин. Его целевыми функциями является максимизация добычи конкретной товарной продукции и минимизация добычи воды. Модуль адаптации позволяет на основе исторических данных с месторождения подобрать свободные параметры всех моделей для их соответствия. Этот модуль является одним из наиболее важных, поскольку от качества адаптации зависит качество прогнозирования уровней добычи.

В рамках данной работы основной фокус направлен на модули скважины и наземной сети сбора (НСС). Модули позволяют проводить расчет давления, температуры смеси, объемных и массовых долей фаз и многих других параметров в любой точке скважины или НСС. Учет трения в многофазном потоке осуществляется при помощи реализованных внутри модулей корреляционных моделей трения. Прежде чем перейти к моделям, рассмотрим проблему многофазного течения более подробно.

Общеизвестно, что моделирование многофазного потока является крайне сложной задачей. Начиная с 50-х годов XX века ученые активно занимались этой проблемой и на основе экспериментальных данных пытались создать модели, наиболее адекватно описывающие наблюдаемые явления. Одной из главных особенностей многофазного течения можно назвать феномен проскальзывания между фазами, заключающийся в раз-

личной скорости течения газа и жидкости. Это легко понять на примере с восходящим потоком, где газообразная фаза будет течь с гораздо большей скоростью, нежели жидкая фаза, а при некоторых условиях жидкость может и вовсе начать падать под действием гравитации.

Следствием проскальзывания является то, что объемная доля жидкости на участке трубы может не совпадать с реально наблюдаемым локальным объемным содержанием жидкости (holdup), поскольку жидкость может отставать от газовой фазы. Это приводит к тому, что для расчета локальной плотности смеси нужно использовать не объемные доли, а holdup. Проскальзывание также вызывает трение на поверхности раздела двух фаз, которое может вносить существенный вклад в общую величину трения, поэтому его учет необходим для корректного моделирования.

Еще одним феноменом, который не наблюдается при однофазном течении, является возникновение различных режимов течения. Режимы возникают вследствие наличия нескольких фаз и границ раздела между ними, тогда как скорости движения фаз, состав флюида и угол наклона приводят к большому разнообразию наблюдаемых типов течения. Экспериментально известно, что и трение, и локальная доля жидкости зависят от режима течения, поэтому многие модели трения учитывают режимы при расчетах.

В работе рассмотрены 4 модели двухфазного трения, реализованных в программном комплексе «d-Flow»: модель Беггза — Брилла, модель Грея и ее модификация, а также модель Мукерджи — Брилла.

Объект и методы исследования

Базовые модели комплекса «d-Flow» для расчета трения

Рассмотрим подробнее базовые модели комплекса «d-Flow» для расчета трения. Модель Беггза — Брилла [8] была предложена в университете Талсы (США) для объяснения экспериментальных данных по многофазному течению в трубах, таким образом, она относится к эмпирическим моделям. Особенностью модели является ее применимость для любых углов наклона, что позволяет учитывать с ее помощью трение как в скважинах различной геометрии, так и в наземных сетях сбора. При расчете двухфазного трения карта режимов не используется, однако вводятся двухфазные поправки по сравнению с гомогенной моделью. Потери на трение рассчитываются как

$$\tau_{tp} = \zeta_{tp} \frac{G_m u_m}{2d}, \quad (1)$$

где $u_m = C_L u_L + C_g u_g$ — скорость потока; $G_m = C_L \rho_L u_L + C_g \rho_g u_g$ — плотность потока массы. Коэффициент трения для двухфазного потока выражается через коэффициент трения по гомогенной модели ζ_m^M .

$$\frac{\zeta_{tp}}{\zeta_m^M} = e^S, \quad (2)$$

коэффициент ζ_m^M рассчитывается по числу Рейнольдса для смеси

$$Re_{tp} = \frac{G_m d}{\mu_L \lambda + \mu_g (1 - \lambda)}, \quad (3)$$

$$\lambda = \frac{C_L u_L}{C_L u_L + C_g u_g}, \quad (4)$$

где λ — расходная доля жидкости.

Значения параметра S в (2) вычисляются из следующей зависимости:

$$S = \begin{cases} \frac{\ln y}{-0,0523 + 3,182 \ln y - 0,8725 \ln^2 y + 0,01853 \ln^4 y}, & y > 1,2; y < 1 \\ \ln(2,2y - 1,2), & 1 \leq y \leq 1,2 \end{cases}, \quad (5)$$

где $y = \frac{\lambda}{C_L^2}$.

Основная идея расчета проскальзывания состоит в том, чтобы вычислить локальное объемное содержание жидкости в горизонтальном потоке и затем скорректировать его с учетом наклона трубы.

$$H_l(\theta) = \psi \cdot H_l(0), \quad (6)$$

где ψ — корректирующий коэффициент; $H_l(0)$ — локальное объемное содержание жидкости в горизонтальной трубе, зависящее от типа течения. $H_l(0)$ в горизонтальной трубе вычисляется из следующих соотношений:

$$H_l(0) = \frac{a C_L^b}{N_{fr}^c}, \quad N_{fr} = \frac{u_{sim}^2}{gd}. \quad (7)$$

Константы a , b и c берутся из таблицы 1 и зависят от режима течения.

Таблица 1

Эмпирические коэффициенты для вычисления $H_l(0)$

Тип течения	a	b	c
Сегрегированный	0,980	0,4846	0,0868
Снарядный	0,845	0,5351	0,0173
Распределенный	1,065	0,5824	0,0609

Для переходного типа течения H_l вычисляется с помощью интерполяции

$$H_l(0)_{transition} = A H_l(0)_{segregated} + B H_l(0)_{intermittent}, \quad (8)$$

где

$$A = \frac{L_3^* - N_{fr}}{L_3^* - L_2^*}, \quad B = 1 - A. \quad (9)$$

Корректирующий коэффициент ψ находится из уравнения:

$$\psi = 1 + C[\sin(1,8\theta) - 0,333 \sin\theta^3(1,8\theta)], \quad (10)$$

$$C = (1 - C_l) \ln e C_l^f N_l^g N_{fr}^h, \quad (11)$$

где $N_l = u_{sl} \sqrt[4]{\frac{\rho l}{g\sigma}}$ — безразмерная скорость жидкой фазы.

Для восходящих течений константы e, f, g, h берутся из таблицы 2.

Таблица 2

Эмпирические коэффициенты для вычисления C

Тип течения	e	f	g	h
Переходный	0,011	-3,7608	3,5390	-1,6140
Снарядный	2,960	0,3050	-0,4473	0,0978
Распределенный	C берется равным 0, что дает $\psi = 1$			

Для нисходящих течений всех типов константы e, f, g, h берутся такими же, как для восходящего снарядного типа течения.

Рассмотрим еще одну модель трения, которая была предложена в 1974 году Г. Е. Греем [9]. Модель хорошо подходит для строго вертикальных газоконденсатных скважин. Ее не рекомендуется применять при скоростях более 15 м/с, диаметрах труб больше 8,89 см, объеме конденсата/жидкости свыше 280 м³/млн м³ и объеме воды/жидкости 28 м³/млн м³.

Исходя из метода размерностей при анализе лабораторных данных, автором были использованы следующие безразмерные группы:

$$N_v = \frac{\rho_n^2 v_m^4}{g \sigma_L (\rho_L - \rho_g)}, \quad (12)$$

$$N_v = \frac{g(\rho_L - \rho_g)d^2}{\sigma_L}, \quad (13)$$

$$R_v = \frac{v_{sl}}{v_{sg}} = \frac{C_L}{1 - C_L}, \quad (14)$$

$$v_m = C_L v_L + (1 - C_L) v_G, \quad \rho_m = C_L \rho_L + (1 - C_L) \rho_G, \quad (15)$$

где σ_L — поверхностное натяжение жидкости:

$$\sigma_L = \frac{\sigma_0 C_0 \rho_0 + 0,617 \sigma_w C_w \rho_w}{C_0 \rho_0 + 0,617 C_w \rho_w}, \quad C_L = C_0 + C_w, \quad (16)$$

где σ_0 — поверхностное натяжение нефти; σ_w — поверхностное натяжение воды; C_0 — объемная доля нефти; C_w — объемная доля воды; C_L — объемная доля жидкости.

В результате регрессии экспериментальных данных автором была получена следующая корреляция для объемного содержания жидкости (holdup):

$$H_L = 1 - \frac{1 - \exp \left[-2,314 \left(N_v \left(1 + \frac{205,0}{N_D} \right) \right)^B \right]}{R+1}, \quad (17)$$

$$B = 0,0814 \left[1 - 0,0554 \ln \left(1 + \frac{730R}{R+1} \right) \right]. \quad (18)$$

Для расчета коэффициента трения используется корреляция Коулбрука — Уайта (Colebrook-White) с псевдошероховатостью, которая имеет следующий вид:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon'}{3,7065D} + \frac{2,5226}{Re\sqrt{f}} \right)_{10}, \quad (19)$$

где f — коэффициент трения; ε' — псевдошероховатость; D — диаметр трубы; Re — число Рейнольдса.

В оригинальной модели сформулировано предположение о постоянстве числа Рейнольдса, которое в PIPESIM зафиксировано на значении $Re = 10^7$, поэтому для ускорения расчета используется разложение корреляции Коулбрука — Уайта для больших чисел Рейнольдса:

$$x = \frac{\ln(3,7065 \frac{D}{\varepsilon'})}{\ln 10 \left(1 + 8,12132149 \frac{D}{\varepsilon' Re} \right)}, \quad f = \frac{1}{4x^2}. \quad (20)$$

Для псевдошероховатости Г. Е. Греем [9] предлагается следующее выражение:

$$\begin{cases} \varepsilon' = \varepsilon_0 = 0,06283 \frac{\sigma_L}{\rho_m v_m^2}, & R_v > 0,007 \\ \varepsilon' = \varepsilon + R_v \frac{\varepsilon_0 - \varepsilon}{0,007}, & R_v < 0,007 \end{cases}, \quad (21)$$

где ε — шероховатость стенок трубы.

Псевдошероховатость возникает в результате осаждения капелек жидкости на стенки трубы, в результате чего снижается эффективная шероховатость стенок, и газ испытывает меньшее трение. Г. Е. Грей дает минимальное значение псевдошероховатости, соответствующее случаю полностью сухих стенок: $\varepsilon' = 2,77 \cdot 10^{-5}$ [дюймов]. В случае если вычисленное значение псевдошероховатости меньше минимального, следует использовать минимальное.

В ходе тестирования модели на опорных данных было выяснено, что при использовании диаметра трубы в футах и $\varepsilon' = 2,77 \cdot 10^{-5}$ [дюймов] при расчете коэффициента трения по формуле (19) или (20) результаты получаются очень близкими к эталонным. Поэтому в конечной реализации модели псевдошероховатость положена константной величиной, равной минимальному значению.

Модификация модели Грея, как это следует из документации к PIPESIM, предполагает использование не фиксированного числа Рейнольдса, вычисляемого по формуле

$$Re = \frac{v_m \rho_n D}{\mu_m}, \quad \mu_m = \mu_L^{C_L} \mu_G^{1-C_L}. \quad (22)$$

Во всем остальном она аналогична оригинальной модели Грея и имеет те же условия применимости.

И, наконец, последней из рассмотренных моделей будет модель Мукерджи — Брилла. Она применима для любых углов наклона и подходит как для газоконденсатных, так и для нефтяных месторождений. Авторы предложили карту двухфазных режимов и корреляции для расчета трения [10, 11]. Границы предложенных режимов представлены в таблице 3, в которой используются обозначения:

$$N_{gv} = v_{sg}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{g\sigma}} \text{ — безразмерная скорость газа,}$$

$$N_{Lv} = v_{sl}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{g\sigma}} \text{ — безразмерная скорость жидкости,}$$

$$N_L = \mu_L^4 \sqrt{\frac{g}{\rho_L \sigma^3}} \text{ — безразмерная вязкость жидкости,}$$

θ — угол наклона трубы относительно горизонта.

Таблица 3

Границы режимов течения

Граница режима	Формула
Пузырьковый-снарядный (восходящее течение)	$N_{LvBS} = 10^x$ $x = \lg N_{gv} + 0,94 + 0,074 \sin \theta - 0,855 \sin^2 \theta + 3,695 N_L$
Пузырьковый-снарядный (горизонтальное и нисходящее течение)	$N_{gvBS} = 10^x$ $x = 0,431 + 1,132 \sin^2 \theta - 1,138 \lg(N_{Lv}) \sin \theta - 0,429 (\lg N_{Lv})^2 \sin \theta - 3,003 N_L$
Снарядный-кольцевой	$N_{gvSM} = 10^x$ $x = 1,401 - 2,694 N_L + 0,521 N_{Lv}^{0,329}$
Слоистый (нисходящее течение)	$N_{LvST} = 10^x$ $x = 0,321 - 0,017 N_{gv} - 4,267 \sin \theta - 2,972 N_L - 0,033 (\lg N_{gv})^2 - 3,925 \sin^2 \theta$

Для расчета объемного содержания жидкости авторы разработали корреляцию, описывающую экспериментальные данные для всех режимов течения и углов наклона. Коэффициенты для расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4

Коэффициенты для расчета объемного содержания жидкости

	Восходящий поток	Нисходящий слоистый поток	Остальные типы потоков
C_1	-0,380113	-1,330282	-0,516644
C_2	0,129875	4,808139	0,789805
C_3	-0,119788	4,171584	0,551627
C_4	2,343227	56,262268	15,519214
C_5	0,475686	0,079951	0,371771
C_6	0,288657	0,504887	0,393952

Сама зависимость имеет следующий вид:

$$H_L = \exp(C_1 + C_2 \sin \theta + C_3 \sin^2 \theta + C_4 N_L^2) \frac{N_{gv}^{C_5}}{N_{Lv}^{C_6}}. \quad (23)$$

В пузырьковом и снарядном режимах течения потери на трение рассчитываются как

$$\tau_{tp} = \zeta_m^M \frac{\rho_m u_m^2}{2d_h}, \quad (24)$$

где

$$\rho_m = C_g \rho_g + C_L \rho_L,$$

$$\mu_m = C_g \mu_g + C_L \mu_L,$$

$$u_m = C_g u_g + C_L u_L.$$

Коэффициент трения ζ_m^M рассчитывается по числу Рейнольдса для смеси $Re_m = \frac{\rho_m u_m d_h}{\mu_m}$, с использованием диаграммы Мууди или корреляции Коулбрука — Уайта.

В кольцевом режиме потока авторами была получена эмпирическая зависимость коэффициента трения от объемного содержания жидкости:

$$H_R = \frac{C_L}{H_L}. \quad (25)$$

Вычислив отношение H_R по таблице 5, можно найти относительный коэффициент трения f_R .

Относительные коэффициенты трения для кольцевого режима потока

H_R	0,01	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	1	10
f_R	1	0,98	1,2	1,25	1,3	1,25	1	1

Результаты и обсуждение

Для проверки моделей трения была проведена серия численных экспериментов в стволах скважин различной геометрии. В экспериментах скважина была разделена на ячейки равной длины, количество ячеек варьировалось в зависимости от длины скважины и составляло от 46 до 56. В каждой ячейке независимо проводился расчет падения давления за счет трения и гидростатического давления, а также локального содержания жидкости (holdup).

Для сравнения были использованы результаты, полученные с помощью программного обеспечения компании Schlumberger — PIPESIM¹, которое фактически является признанным стандартом в нефтегазовой отрасли. В PIPESIM моделировались скважины с такими же параметрами ячеек, как в комплексе «d-Flow». Таким образом возможно напрямую сравнивать результаты, полученные в двух программах для двух одинаковых моделей трения. Входные параметры, такие как объемные доли, скорости, плотности и другие PVT свойства фаз, считались заданными и были взяты из соответствующих ячеек PIPESIM.

В зависимости от области применимости моделей были рассмотрены следующие скважины.

1. Скважины 1 и 2 были построены на основе инклинометрии реальных скважин одного из северных газоконденсатных месторождений России, инклинометрия приведена на рисунках 1 и 2 соответственно. Граничные условия выбирались близкими к реальным, на одну из дат работы скважины.

2. Синтетическая скважина 3с, представляющая собой строго вертикальную, прямую трубу длиной 4 километра. Устьевое давление фиксировалось аналогично скважине 1, далее ее параметры настраивались на получение такого же расхода газоконденсатной смеси, как и на реальных скважинах.

Для всех рассмотренных скважин диаметр насосно-компрессорных труб составил порядка 0,11 метров. Флюид во всех скважинах представляет собой газоконденсатную композиционную модель с объемным содержанием жидкости 5–10 % в рабочих условиях.

¹URL: <https://www.software.slb.com/products/pipesim>.

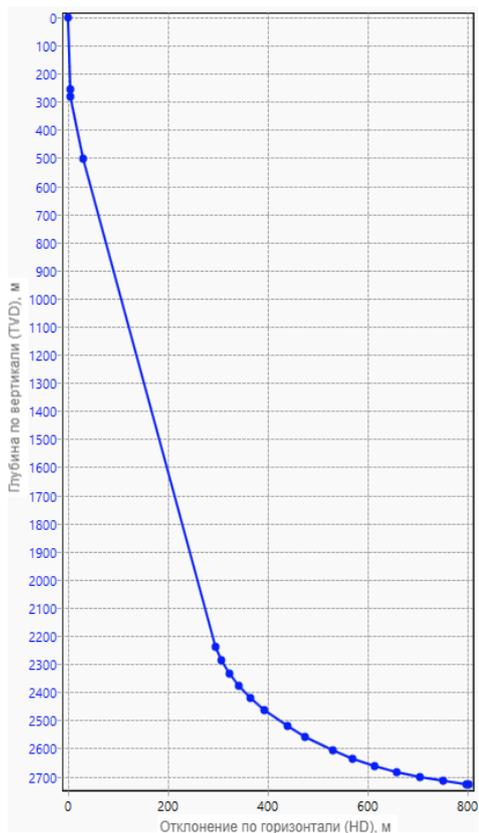


Рис. 1. Инклинометрия скв. 1

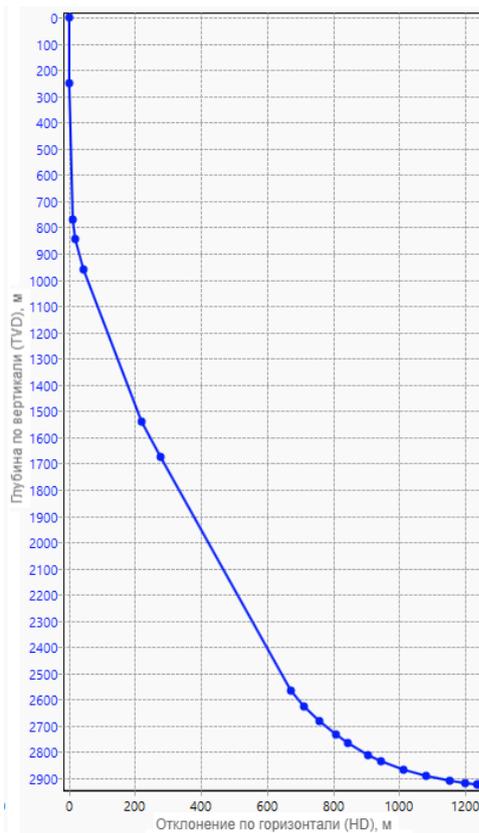


Рис. 2. Инклинометрия скв. 2

Согласно статье [9], модель Грея и модифицированная модель Грея применимы только для вертикальных труб, поэтому расчеты скважин 1 и 2 с ними не проводились.

Стоит отметить, что модели, реализованные в симуляторе «d-Flow», были взяты из открытых источников информации, поэтому возможны расхождения с имплементациями тех же самых моделей в PIPESIM.

Таблица 6

Средняя относительная ошибка (%) объемного содержания жидкости по всем ячейкам скважины для различных скважин

Модель	Скважина		
	1	2	3с
Бегза — Брилла	0,0021	0,0021	0,0013
Грея	—	—	0,0673
Модифицированная модель Грея	—	—	0,0667
Мукерджи — Брилла	0,0142	0,015	0,0317

Таблица 7

Относительная ошибка (%) суммарного кумулятивного падения давления на устье для различных скважин

Модель	Скважина		
	1	2	3с
Беггза — Брилла	-0,245	-0,34	0,027
Грея	-	-	0,111
Модифицированная модель Грея	-	-	0,208
Мукерджи — Брилла	0,106	-0,0003	-0,140

В таблицах 6 и 7 приведены результаты расчета для моделей трения на различных скважинах. В таблице 6 представлена средняя ошибка предсказанного holdup по всем ячейкам скважины, из таблицы видно, что все модели с большой точностью могут предсказывать объемное содержание жидкости в среднем по всей длине скважины. Таблица 7 представляет результаты расчета суммарного кумулятивного падения давления на устье скважины. Результаты показывают, что реализованные модели трения предсказывают падение давления с точностью не ниже 0,34 % на выборке рассмотренных скважин.

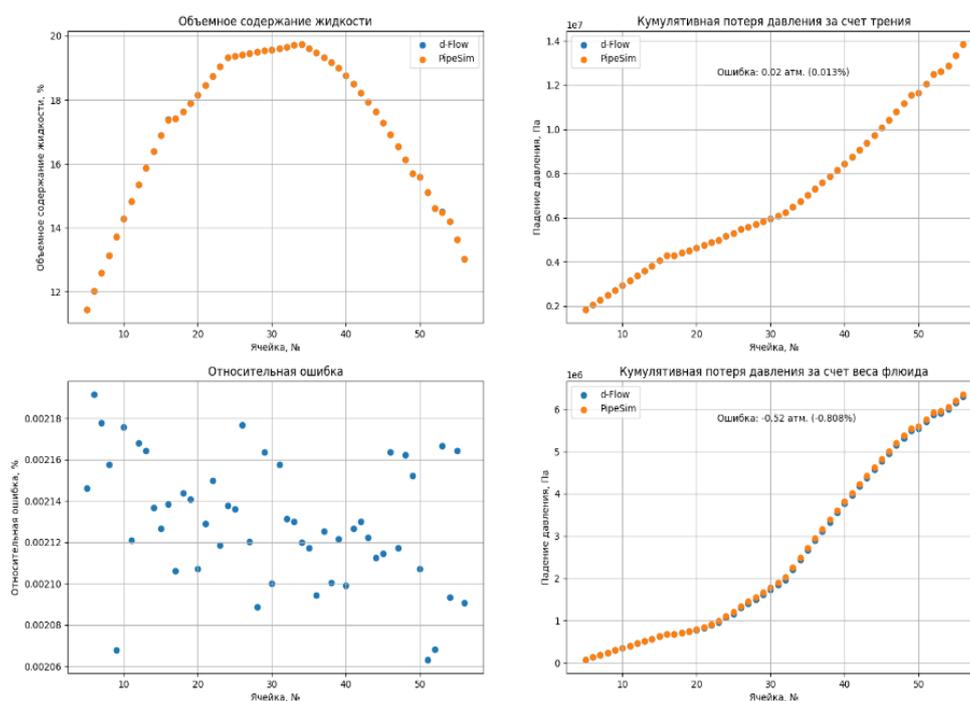


Рис. 3. Модель Беггза — Брилла. Результаты расчета для скв. 1

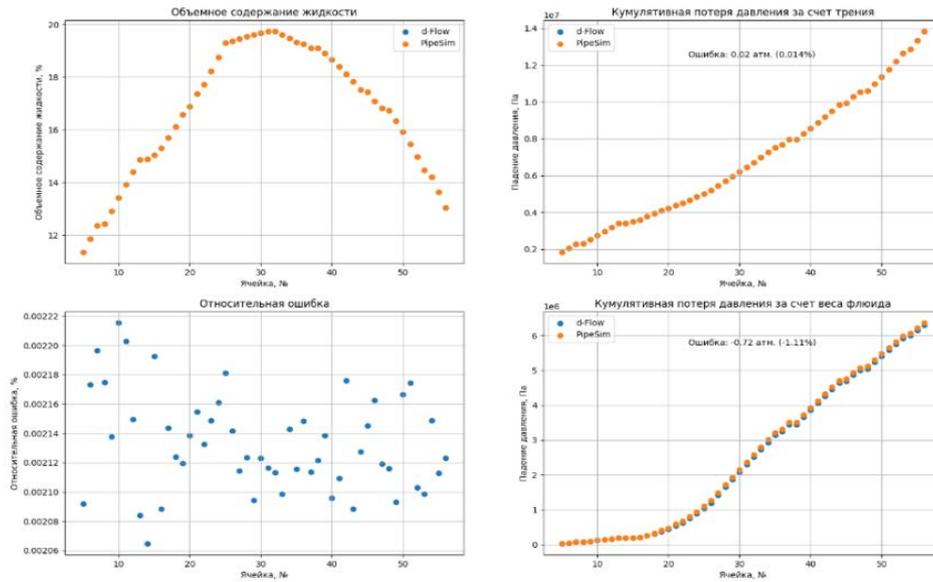


Рис. 4. Модель Беггза — Брилла. Результаты расчета для скв. 2

На рисунках 3, 4 представлены результаты расчетов для двух скважин с помощью модели Беггза — Брилла. По оси ординат отложены ячейки скважины, начиная от забоя и заканчивая устьем. На этих графиках более подробно изображены результаты, уже представленные в таблицах 6 и 7. Видно, что модель, реализованная в симуляторе «d-Flow», с достаточно высокой точностью повторяет результаты, полученные на аналогичной модели из симулятора PIPESIM.

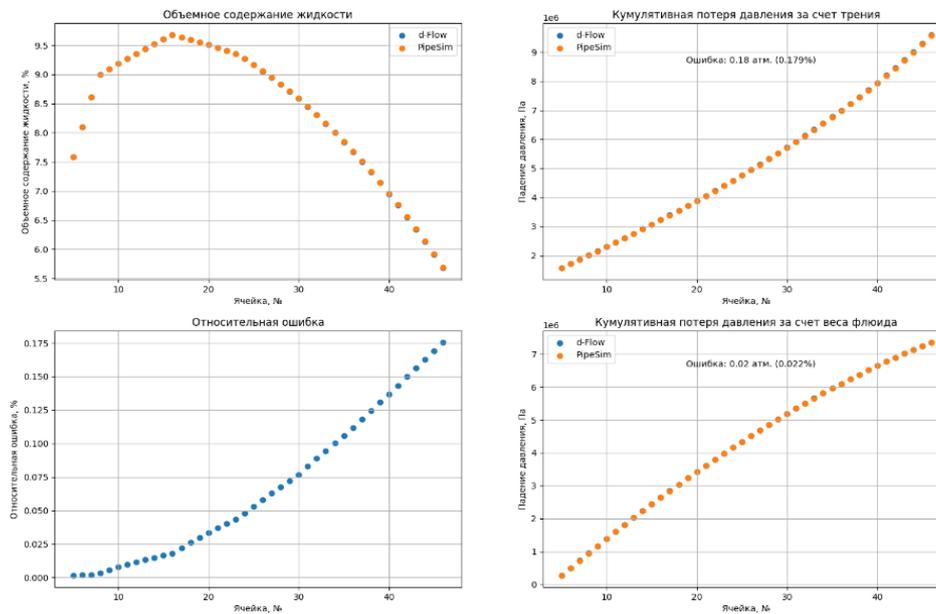


Рис. 5. Модель Грея. Результаты расчета для скв. 3с

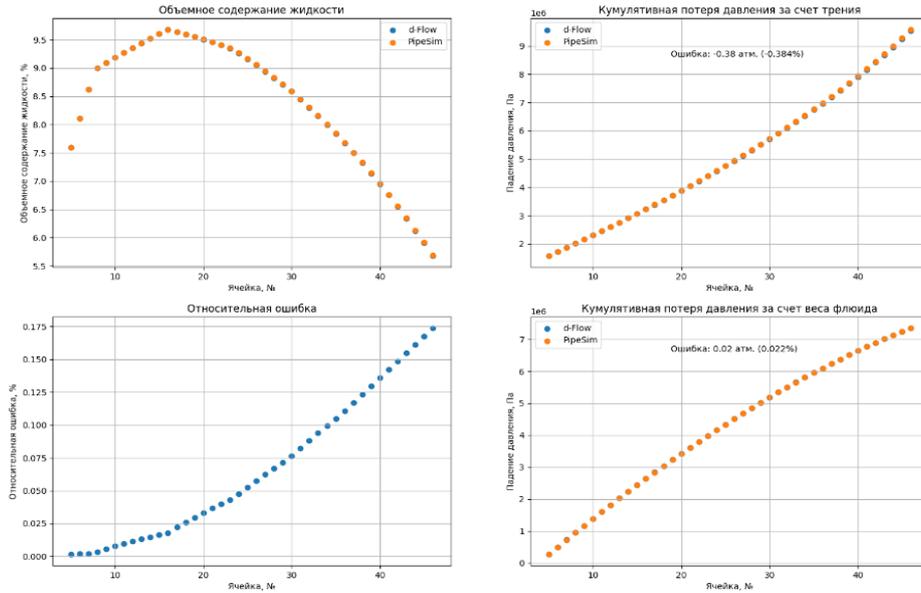


Рис. 6. Модифицированная модель Грея. Результаты расчета для скв. 3с

На рисунках 5,6 представлены результаты расчета для вертикальной скважины 3с с использованием двух вариантов модели трения Грея. Обе модели предсказали локальное объемное содержание жидкости с высокой точностью, результаты между моделями практически не отличаются, как и следовало ожидать, поскольку используются одинаковые формулы. Обе модели также успешно воспроизвели результаты по кумулятивному падению давления за счет трения и гидростатического давления, относительная ошибка на устье находится в пределах 0,4 %.

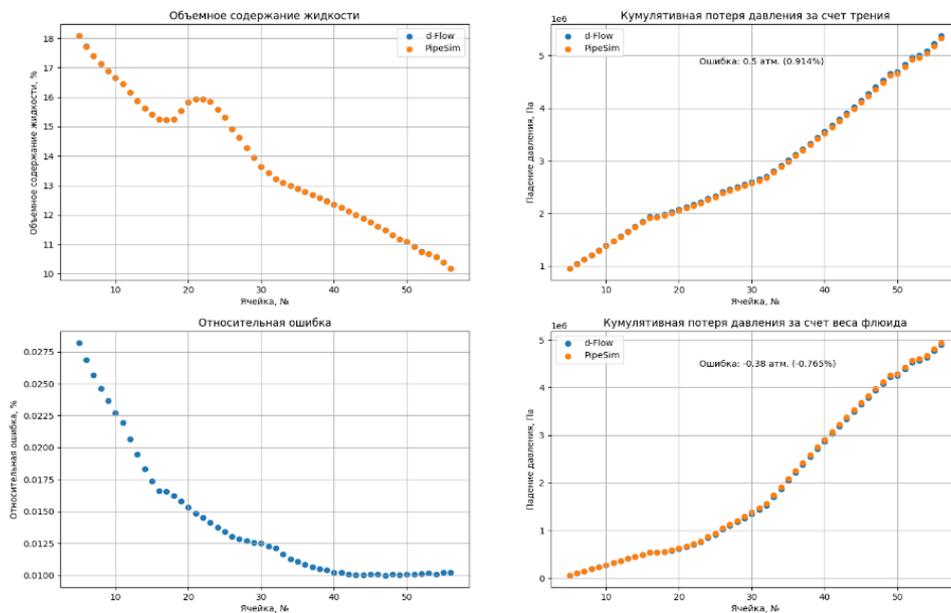


Рис. 7. Модель Мукерджи — Брилла. Результаты расчета для скв. 1

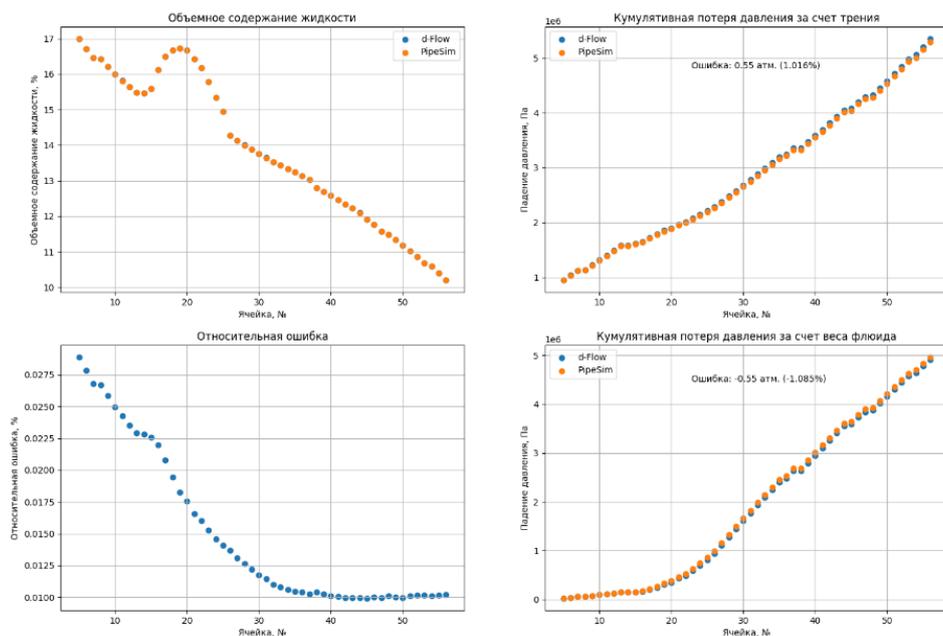


Рис. 8. Модель Мукерджи — Брилла. Результаты расчета для скв. 2

На рисунках 7, 8, аналогично модели Беггза — Брилла, представлены расчеты для двух скважин. Для данной модели также удалось добиться высокой точности расчета объемного содержания жидкости. Максимальная ошибка кумулятивного гидростатического градиента давления на устье составила $-1,085\%$. Для скважин 1 и 2 гидростатический градиент давления был ниже опорного, а для градиента за счет трения наоборот. Вероятная причина такого поведения заключается в том, что в PIPESIM используются корреляции с некоторыми подгоночными параметрами, значения которых неизвестны, а не оригинальные корреляции из соответствующих работ. Этой же причиной можно объяснить различия между остальными моделями, рассмотренными в данной работе. Стоит также заметить, что суммарное падение давления складывается из гидростатического и градиента за счет трения, поэтому относительная ошибка суммарного падения давления может уменьшиться, если знаки ошибок различны. Именно по этой причине ошибка суммарного кумулятивного падения давления на устье скважины 2 в модели Мукерджи — Брилла получилась близкой к нулю, что отражено в таблице 7.

Выводы

В работе были рассмотрены четыре модели многофазного трения, реализованные в рамках гидравлического симулятора «d-Flow». Сравнение с реализациями этих же моделей из коммерческого симулятора PIPESIM показало практически полное совпадение по величинам локального содержания жидкости. Предсказанные градиенты давления также на-

ходятся в хорошем согласии с результатами PIPESIM, и в большинстве случаев относительная ошибка предсказания полного падения давления на устье не превышала 0,34 %. Анализ результатов сравнения моделей трения коммерческого аналога с программным комплексом «d-Flow» показывает, что последний может использоваться в полной мере нефтегазовыми компаниями для расчета уровней добычи и проектирования добывающих скважин и наземной сети сбора. В рамках дальнейших работ планируется обнаружить причины наблюдаемого расхождения предсказанных градиентов давления, а также реализовать другие модели двухфазного трения.

Список источников

1. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020662812 Российская Федерация. d-Flow : № 2020661891 : заявл. 12.10.2020 : опубл. 19.10.2020 / П. А. Лыхин, Э. В. Усов, Р. З. Курмангалиев [и др.] ; заявитель ООО «Смарт Дрилинг Текнолоджи». – Текст : непосредственный.
2. Моделирование движения газожидкостных потоков в наклонно направленной скважине / П. А. Лыхин, Э. В. Усов, В. И. Чухно [и др.]. – DOI 10.33285/0132-2222-2019-10(555)-22-27. – Текст : непосредственный // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 10 (555). – С. 22–27.
3. Моделирование многофазных течений углеводородов в газоконденсатных и нефтяных скважинах / Э. В. Усов, В. Н. Ульянов, А. А. Бутов [и др.]. – DOI 10.20948/mm-2020-04-10. – Текст : непосредственный // Математическое моделирование. – 2020. – Т. 32, № 4. – С. 131–144.
4. Использование цифрового двойника месторождения (в системе d-Flow) для прогнозирования и анализа осложнений с целью построения оптимального плана геолого-технических мероприятий / П. А. Лыхин, Е. Е. Хогоева, Н. К. Каюров [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 1 (254). – С. 56–59.
5. Оптимизация технологических режимов эксплуатации добывающих газовых и газоконденсатных скважин / А. М. Крылов, А. Н. Черемисин, М. Я. Спивакова [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 9 (250). – С. 36–40.
6. Реализация методики расчета трехфазного равновесия углеводородов и водяной фазы / О. А. Аксенов, М. Г. Козлов, Э. В. Усов [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 12 (265). – С. 38–43.
7. Реализация методики расчета PVT-свойств многофазного многокомпонентного флюида / Д. В. Бадажков, Е. Д. Головин, М. Г. Козлов [и др.]. – DOI 10.33285/0132-2222-2021-2(571)-24-31. – Текст : непосредственный // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 2 (571). – С. 24–31.
8. Beggs, D. H. A study of two-phase flow in inclined pipes / D. H. Beggs, J. P. Brill. – DOI 10.2118/4007-PA. – Direct text // Journal of Petroleum technology. – 1973. – Vol. 25, Issue 05. – P. 607–617.

9. Gray, H. E. Vertical Flow Correlation in Gas Wells / H. E. Gray. – Direct text // User manual for API 14B, Subsurface controlled safety valve sizing computer program, Appendix B. Washington, DC: API. – 1974.
10. Mukherjee, H. Liquid Holdup Correlations for Inclined Two-Phase Flow / H. Mukherjee, J. P. Brill. – DOI 10.2118/10923-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1983. – Vol. 35, Issue 05. – P. 1003–1008.
11. Mukherjee, H. Empirical equations to predict flow patterns in two-phase inclined flow / H. Mukherjee, J. P. Brill. – DOI 10.1016/0301-9322(85)90060-6. – Direct text // International Journal of Multiphase Flow. – 1985. – Vol. 11, Issue 3. – P. 299–315.

References

1. Lykhin, P.A., Usov, E. V., Kurmangaliev, R. Z., Kozlov, M. G., Chukhno, V. I., Valkovich, A. S.,... Kolchanov, B. A. Certificate of state registration of computer programme No. 2020662812 RF. d-Flow : No. 2020661891. Applied. 12.10.2020. Published: 19.10.2020. (In Russian).
2. Lykhin, P. A., Usov, E. V., Chukhno, V. I., Kurmangaliev, R. Z., & Ulyanov, V. N. (2019). Simulation of gas-fluid flows motion in a directional well. Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry, (10(555)), pp. 22-27. (In Russian). DOI: 10.33285/0132-2222-2019-10(555)-22-27
3. Usov, E. V., Ulyanov, V. N., Butov, A. A., Chuhno, V. I., & Lyhin, P. A. (2020). Modeling multi-phase flows of hydrocarbons in gas-condensate and oil wells. Mathematical Models and Computer Simulations, 12(6), pp. 1005-1013. (In English). DOI: 10.1134/S2070048220060162
4. Lykhin, P. A., Khogoeva, E. E., Kayurov, N. K., Usov, E. V., Kozlov, M. G., Krylov, A. M.,... Badazhkov, D. V. (2022). Use of digital twin fields (in d-flow system) to predict and analyze complications in order to build optimal plan for geological and technical measures. Neft. Gas. Novacii, (1(254)), pp. 56-59. (In Russian).
5. Krylov, A. M., Cheremisin, A. N., Spivakova, M. Ya., Kolchanov, B. A., Khogoeva, E. E., Valkovich, A. S.,... Kayurov, N. K. (2021). Optimization of process modes while operating production gas and gas condensate wells. Neft. Gas. Novacii, (9(250)), pp. 36-40. (In Russian).
6. Aksenov, O. A., Kozlov, M. G., Usov, E. V., Lykhin, P. A., Kayurov, N. K., & Ulyanov, V. N. (2022). Implementation of methodology to calculate three-phase equilibrium of hydrocarbons and water phase. Neft. Gas. Novacii, (12(265)), pp. 38-43. (In Russian).
7. Badazhkov, D. V., Golovin, E. D., Kozlov, M. G., Kurmangaliev, R. Z., Lykhin, P. A., Ulyanov, V. N., & Usov, E. V. (2021). Implementation of the methodology for calculating the PVT properties of a multiphase multicomponent fluid. Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry, (2(571)), pp. 24-31. DOI: 10.33285/0132-2222-2021-2(571)-24-31
8. Beggs, D. H., & Brill, J. P. (1973). A study of two-phase flow in inclined pipes. Journal of Petroleum technology, 25(05), pp. 607-617. (In English). DOI: 10.2118/4007-PA
9. Gray, H. E. (1974). Vertical Flow Correlation in Gas Wells. User manual for API 14B, Subsurface controlled safety valve sizing computer program, Appendix B. Washington, DC: API.

10. Mukherjee, H., & Brill, J. P. (1983). Liquid Holdup Correlations for Inclined Two-Phase Flow. *Journal of Petroleum Technology*, 35(05), pp. 1003-1008. (In English). DOI: 10.2118/10923-PA

11. Mukherjee, H., & Brill, J. P. (1985). Empirical equations to predict flow patterns in two-phase inclined flow. *International Journal of Multiphase Flow*, 11(3), pp. 299-315. (In English). DOI: 10.1016/0301-9322(85)90060-6

Информация об авторах/ Information about the authors

Матрошилов Никита Олегович, студент, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск

Nikita O. Matroshilov, Student, Novosibirsk State University

Крылов Андрей Михайлович, ведущий инженер-программист, ООО «Новосибирский Научно-технический Центр», г. Новосибирск, akrylov@nntc.pro

Andrej M. Krylov, Lead Software Engineer, Novosibirsk Scientific and Technical Center LLC, akrylov@nntc.pro

Козлов Михаил Геннадьевич, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск

Mihail G. Kozlov, Candidate of Physics and Mathematics, Senior Researcher, Novosibirsk State University

Лыхин Павел Александрович, руководитель отдела математического моделирования, ООО «Новосибирский Научно-технический Центр», г. Новосибирск

Pavel A. Lyhin, Head of Mathematical Modeling Department, Novosibirsk Scientific and Technical Center LLC

Усов Эдуард Викторович, кандидат технических наук, старший преподаватель кафедры физики ФФ и СУНЦ, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4400-8069>

Eduard V. Usov, Candidate of Engineering, Senior Lecturer at the Department of Physics, Novosibirsk State University, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4400-8069>

Тайлаков Дмитрий Олегович, кандидат технических наук, заведующий лабораторией программных систем оптимизации добычи углеводородов, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск

Dmitry O. Tailakov, Candidate of Engineering, Head of the Laboratory of Software Systems for Optimization of Hydrocarbon Production, Novosibirsk State University

Ульянов Владимир Николаевич, кандидат технических наук, генеральный директор, ООО «Новосибирский Научно-технический Центр», г. Новосибирск

Vladimir N. Ulyanov, Candidate of Engineering, General Director of Novosibirsk Scientific and Technical Center LLC

Статья поступила в редакцию 04.09.2023; одобрена после рецензирования 24.10.2023; принята к публикации 01.11.2023.

The article was submitted 04.09.2023; approved after reviewing 24.10.2023; accepted for publication 01.11.2023.

УДК 550.822.2
DOI: 10.31660/0445-0108-2023-6-65-77

Геостиринг, применение синтетического каротажа при проводке горизонтальных участков стволов скважин

Е. В. Новицкая, А. А. Ширяев*

Филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюмень, Россия

**Artem.A.Shiryayev@lukoil.com*

Аннотация. В данной статье приведен анализ процесса и оптимизации сопровождения наклонно направленных скважин с горизонтальным окончанием при помощи геонавигационного контроля с целью установления его оптимальности при решении поставленных задач. В последнее время поднимается вопрос качественной и эффективной проводки скважин по коллектору и определения положения ствола в пластах. В связи с этим применяется комплексный анализ данных на основе трехмерной геологической модели и специального программного обеспечения для геонавигации скважин. В ходе подготовки к бурению скважины необходимо подготовить объемную исчерпывающую информацию по пробуренным ранее скважинам на определенном месторождении и подгрузить результаты сейсмических исследований. Также в статье описывается анализ мероприятий по различным этапам сопровождения бурения, начиная с геофизической привязки и вскрытия целевого пласта транспортной секцией.

При бурении горизонтального участка скважины используется программное обеспечение для геонавигации при бурении скважин, оснащенное различными инструментами, один из которых — это метод двумерного синтетического каротажа. Метод основан на наложении каротажных кривых ранее пробуренной опорной вертикальной скважины и текущей в бурении наклонно направленной скважины с горизонтальным окончанием. Метод двумерного синтетического каротажа является основным и наиболее оптимальным методом проводки скважин с горизонтальным окончанием при бурении терригенных коллекторов в Западной Сибири.

Ключевые слова: геонавигация, синтетический каротаж, трехмерная геологическая модель, геостиринг, геофизические исследования скважин, оптимизации проводки скважины

Для цитирования: Новицкая, Е. В. Геостиринг, применение синтетического каротажа при проводке горизонтальных участков стволов скважин / Е. В. Новицкая, А. А. Ширяев. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-6-65-77 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 6. – С. 65–77.

Geosteering, application of synthetic logging to horizontal wellbore sections

Elena V. Novitskaya, Artem A. Shiryayev*

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

**Artem.A.Shiryayev@lukoil.com*

Abstract. This article provides an analysis of the process and optimization of horizontal wellbore tracking using geosteering control. Recently, the issue of high-quality and efficient drilling of wells through the reservoir and determining the position of the wellbore in the formations has been

raised. In this regard, complex data analysis is used based on a 3D geological model and special software for well geosteering. In preparation for drilling a well, it is necessary to prepare voluminous, comprehensive information on previously drilled wells in a particular field and upload the results of seismic surveys. The article also describes an analysis of activities at various stages of drilling support, starting with geophysical reference and opening the target formation with the transport section.

When drilling a horizontal section of a well, geosteering software is used while drilling wells, equipped with various tools, one of which is the 2D synthetic logging method. The method is based on the superposition of logging curves of a previously drilled reference vertical well and a directional well with a horizontal end currently being drilled. The two-dimensional synthetic logging method is the main and most optimal way to optimize the placement of wells with horizontal completion when drilling terrigenous reservoirs in Western Siberia.

Keywords: geonavigation, synthetic logging, three-dimensional geological model, geosteering, geophysical studies of wells, optimization of well wiring

For citation: Novitskaya, E. V., & Shiryaev, A. A. (2023). Geosteering, application of synthetic logging to horizontal wellbore sections. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 65-77. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-6-65-77

Введение

Современные методы разработки месторождений нацелены на повышение эффективности мероприятий по увеличению нефтеотдачи продуктивных пластов. Существует множество способов увеличения прибыли за счет применения тех или иных технологий, среди которых бурение нефтяных горизонтальных скважин, способствующее как добыче нефти из сложных по геологическому строению пластов, так и разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов [1].

В процессе бурения горизонтальных участков стволов скважин важнейшими инструментами сопровождения бурения являются заблаговременное построение трехмерной геологической модели, учитывающей геометризацию моделируемого геологического объекта, литологические и фильтрационно-емкостные свойства, а также результаты интерпретации сейсмических исследований, анализ исследований керна и иные имеющиеся фактические данные [2]. На практике широко применяется метод повышения эффективности проводки скважин с горизонтальным окончанием, именуемый геостирингом (от англ. Geosteering или геонавигация), позволяющий не только уточнить фактическое положение горизонтального участка скважины, но и скорректировать траекторию ее бурения в режиме реального времени.

На программное обеспечение, применяемое для осуществления процесса геонавигации, возлагаются следующие задачи:

- создание стартовой геонавигационной модели на основе трехмерной геологической модели с комплексом геолого-геофизической информации, а также данных пробуренной транспортной секции скважины с горизонтальным окончанием (участок скважины от устья до кровли коллектора целевого пласта);
- построение двумерного синтетического каротажа по данным пробуренных скважин окружения;
- сопровождение бурения горизонтального участка скважины;

- определение положения ствола скважины в пласте;
- объединение информации из трехмерной геологической модели и данных, полученных при бурении конкретной скважины (актуализация геологической модели в процессе бурения);
- корректировка трехмерной геологической модели в части локальных структурных изменений на основании данных из геонавигационной модели.

Объект и методы исследования

Предварительное построение трехмерных геологических моделей позволяет не только оценить плановую отметку вскрытия стратиграфической кровли целевого пласта, но и запланировать проводку горизонтального участка по тому или иному продуктивному пропластку [3].

Для создания трехмерной геологической модели необходимо учитывать данные пробуренных скважин, окружающих планируемую к бурению скважину с горизонтальным окончанием, результаты интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС), стратиграфические разбивки пластов, результаты обработки региональных или площадных сейсмических исследований для последующего построения геонавигационной модели на ее основе (рис. 1, 2).

По результатам вскрытия стратиграфической кровли пласта транспортной секцией скважины с горизонтальным окончанием и корректировки трехмерной геологической модели строится геонавигационная модель, в которой учитывают скорректированные стратиграфические поверхности [4]. Геометрия стратиграфической кровли пласта в реальности может значительно отличаться от текущего представления о строении пласта даже в случае наличия детальной трехмерной геологической модели. Отличие может быть обусловлено несколькими причинами: погрешностью замеров инклинометрии, некорректной записью каротажей при проведении ГИС, неточностью в корреляции разреза [5].

Результаты и обсуждение

При геологическом сопровождении бурения наклонно направленных скважин с горизонтальным окончанием использование обычной методики внутрипластовой корреляции разреза по вертикали, при котором корреляция выполняется в абсолютных отметках, недостаточно с того момента, как только произошел первый перегиб горизонтального участка с увеличением зенитного угла более 90 градусов. Для скважин, зенитный угол которых на всем протяжении ствола не превышает 90 градусов, допускается использовать обычный способ корреляции пластов для определения текущего местонахождения забоя скважины в разрезе [6]. Таким образом, для устранения неопределенностей, связанных с геометрией пласта и замерами инклинометрии, необходимо использовать метод, позволяющий определить текущее положение забоя скважины относительно разреза пласта, то есть необходимо произвести внутрипластовую корреляцию с учетом геометрии пересечения ствола скважины с пропластками коллектора целевого интервала.

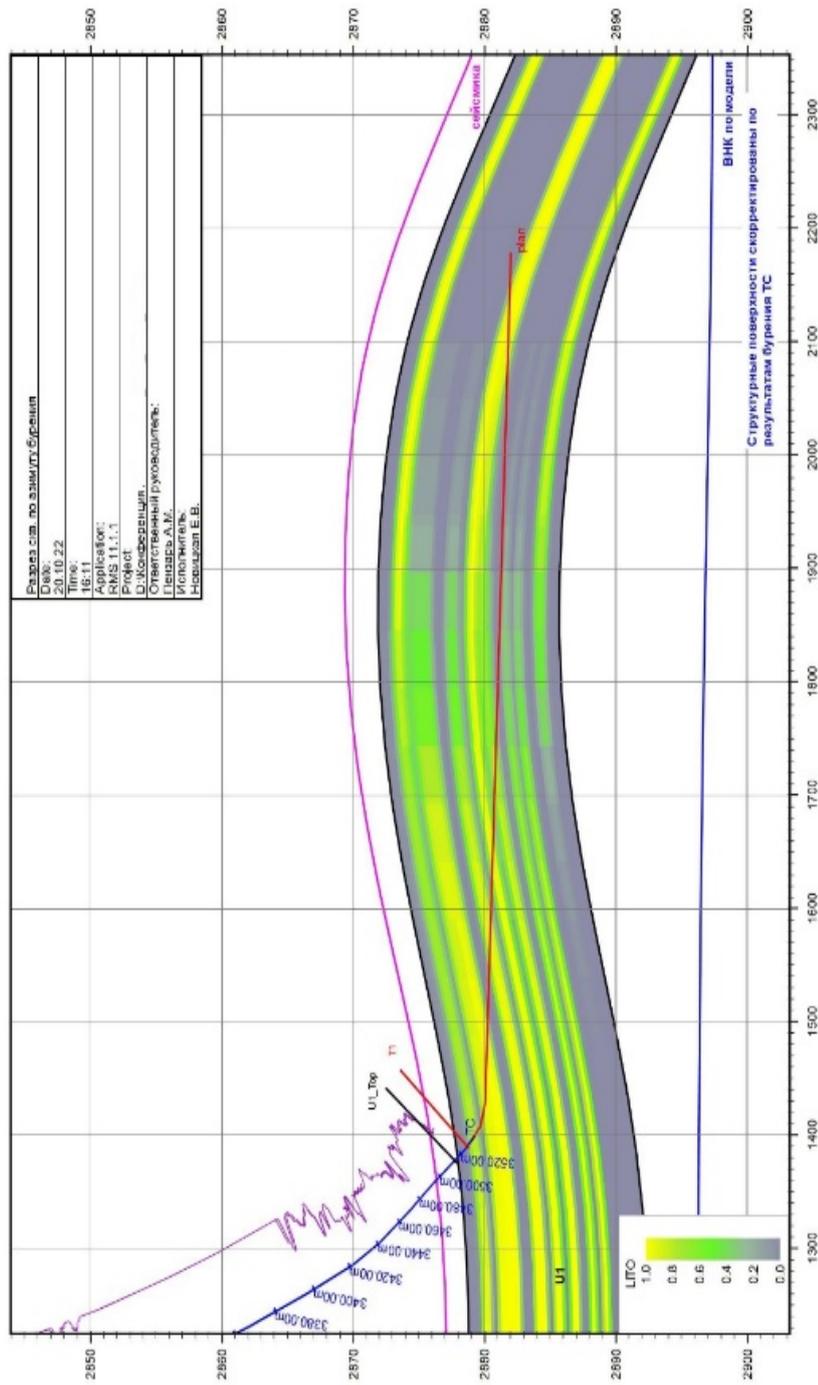


Рис. 1. Разрез куба литологии из трехмерной геологической модели, построенной до начала бурения горизонтального участка скважины

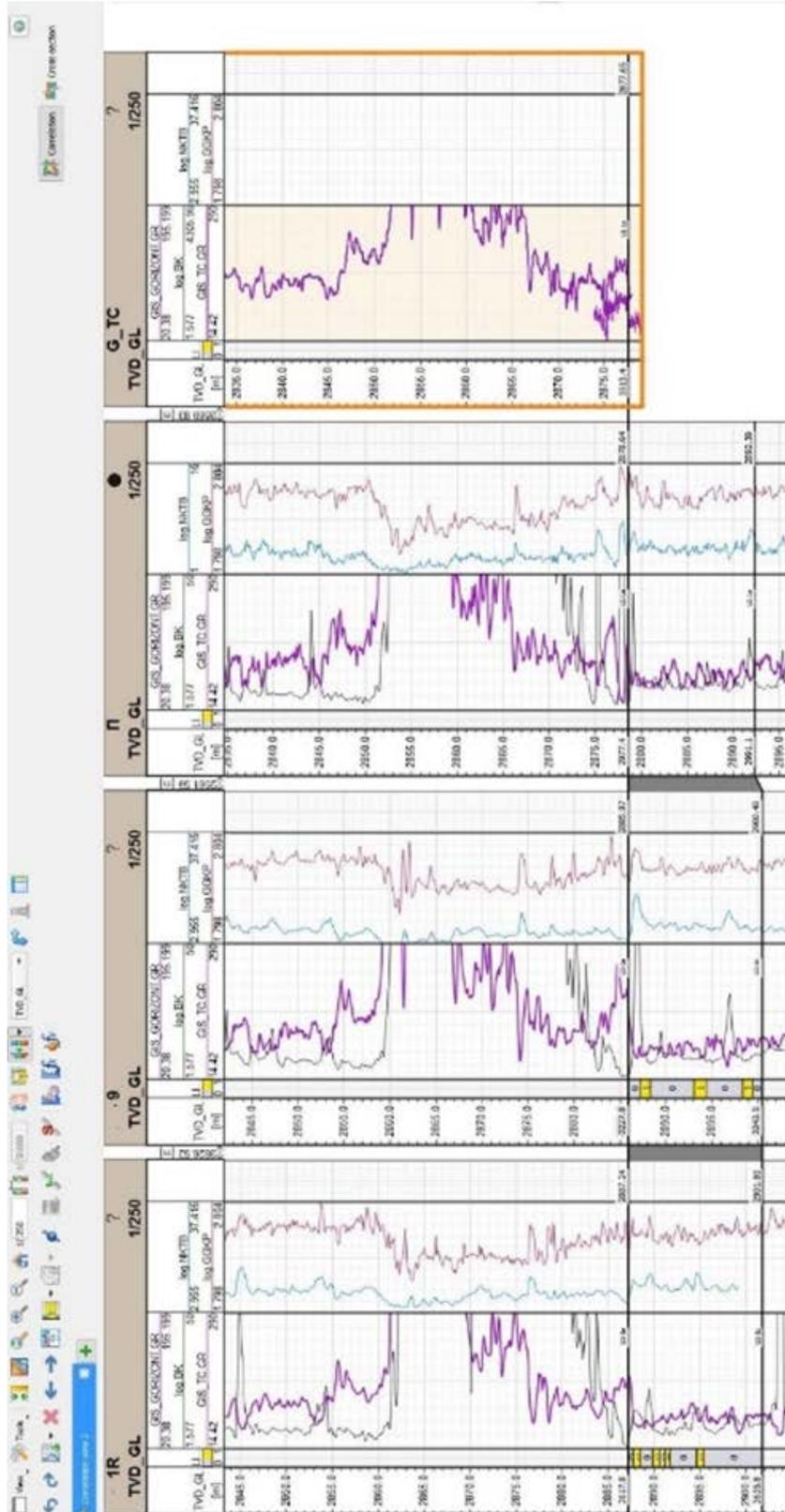


Рис. 2. Схема корреляции по линии скважин окружения

В настоящее время наиболее эффективной методикой, применяемой при геологическом сопровождении бурения горизонтальных скважин в режиме реального времени, является метод двумерного синтетического каротажа (ДСК). Данный метод основан на создании синтетического каротажа по стволу скважины и его настройке на фактический каротаж, записанный при бурении, путем подбора положения кровли пласта и всего геологического разреза (абсолютная глубина и угол залегания) относительно горизонтального ствола скважины. Таким образом, решается обратная задача по определению положения горизонтального ствола в разрезе, на основе фактического каротажа и инклинометрии.

Основой работы метода ДСК геонавигации является сравнение каротажа во время бурения горизонтальной скважины с каротажем соседней опорной скважины, имеющей траекторию близкую к вертикальной (рис. 3). Синтетический двумерный каротаж строится вдоль траектории бурения горизонтального участка скважины. Для его построения используют гамма-каротаж, каротаж сопротивлений, гамма-гамма плотностной каротаж, нейтронный каротаж по тепловым нейтронам, а также данные азимутального каротажа, позволяющие определить угол залегания структуры вдоль азимута бурения горизонтального участка скважины (см. рис. 3). Вышеупомянутый набор методов ГИС [7] является оптимальным для построения двумерного синтетического каротажа при проводке ствола скважины.

Синтетическая кривая представляет собой каротажную кривую опорной скважины, пересчитанную из вертикальной глубины (TVD) в глубину с горизонтальным отходом вдоль траектории скважины (ТНЛ), с учетом плановой траектории бурящейся скважины и изменения структуры пласта вдоль планового азимута бурения. Иными словами, происходит «плоскопараллельное» распространение данных ГИС с опорной скважины на весь моделируемый пласт объекта проведения работ. Такой метод позволяет учесть стратиграфические особенности исследуемого участка, наличие выклиниваний и увеличения толщины пласта, а также угол падения пласта вдоль азимута плановой траектории на бурение горизонтального участка скважины (рис. 4, 5). Синтетические каротажные кривые будут сравниваться с полученными по данным бурения в реальном времени, и на основании такого сравнения геонавигационная модель будет подвержена корректировке до достижения оптимального уровня совпадения геофизических кривых.

На рисунке 4 представлен пример визуализации выбранной каротажной кривой относительно шкалы TVD. Для каждой точки кривой гамма-каротажа (GK) необходимо поставить точку синтетической кривой гамма-каротажа (GK_Syn) относительно шкалы ТНЛ. Искусственно созданному пику на кривой GK (опорная скважина слева) соответствует пик на синтетической кривой в той точке по ТНЛ (горизонтальный масштаб), который соответствует пересечению стратиграфической кровли пласта с траекторией бурящейся скважины. Положение пика на синтетической кривой зависит от углов падения пласта, поскольку изменение набора углов приводит к изменению точки пересечения пропластков с фактической траекторией. Аналогичный процесс расчета производится по всем парам точек (GK, TVD) с получением пар точек (GK_Syn, ТНЛ). Если по направлению бурения изменяется угол падения пласта, то синтетическая кривая также принимает иной характер, так как изменяются точки пересечения траектории и пластов.

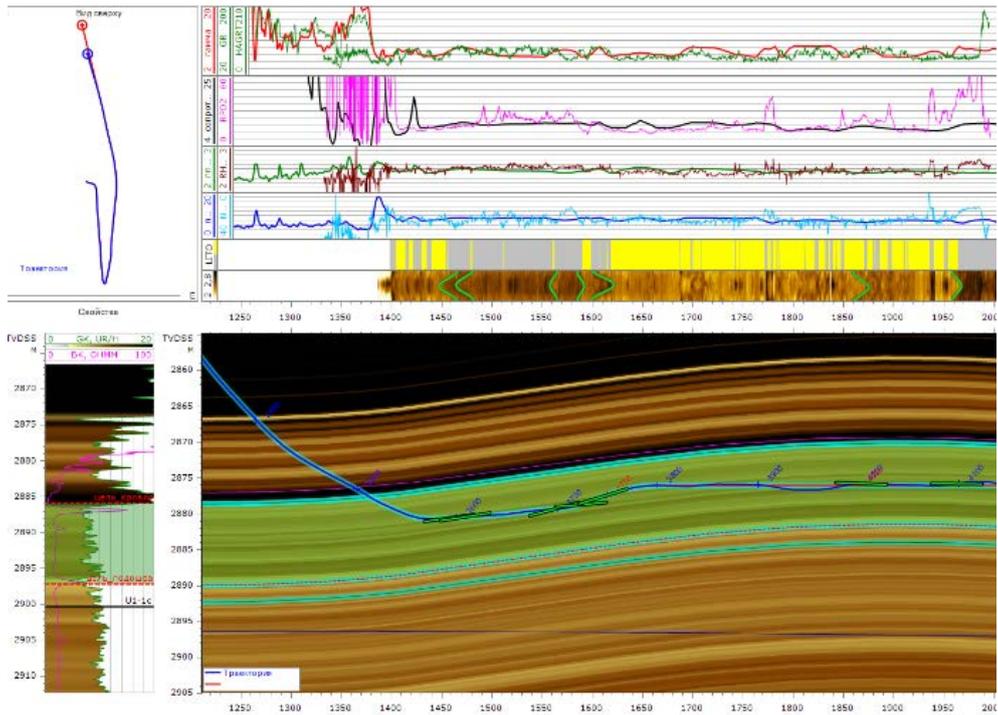


Рис. 4. Разрез из стартовой геонавигационной модели в процессе бурения горизонтального участка скважины без корректировок

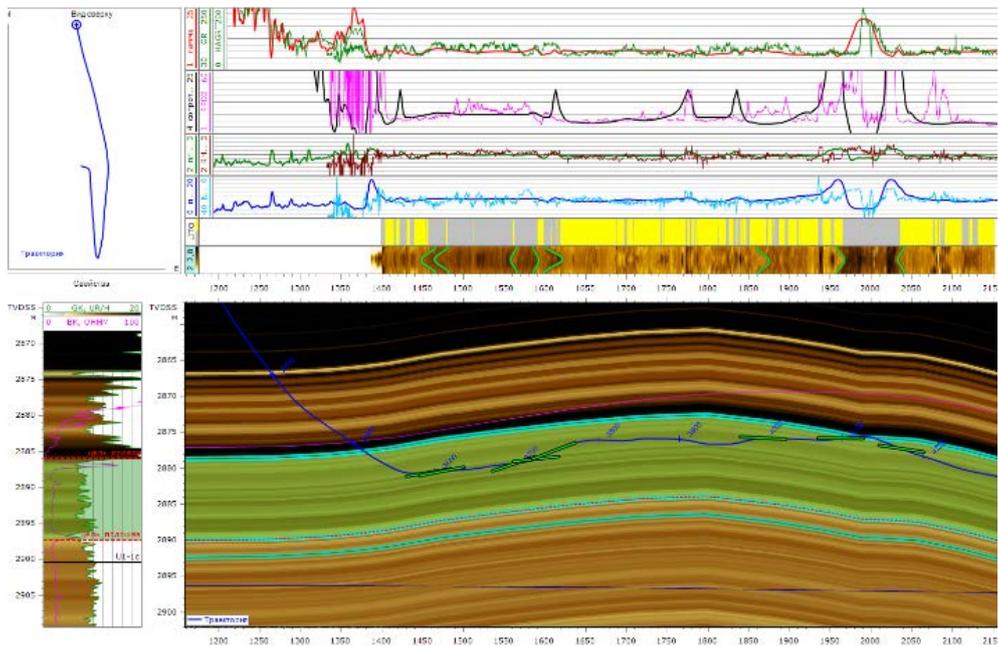


Рис. 5. Разрез из геонавигационной модели по факту бурения горизонтального участка скважины с учетом корректировок углов залегания пласта

После начала бурения и получения первых фактических данных ГИС в реальном времени геонавигационное моделирование осуществляется посредством изменения геометрии пласта путем редактирования его угла залегания. При этом угол меняется для определенного интервала по ТНЛ, и эти изменения не затрагивают часть синтетических расчетов, расположенных левее по шкале горизонтального отхода от устья. При получении дополнительных каротажных данных (замер) вся новая информация загружается в ПО, и далее производится настройка синтетической кривой на поступившие каротажные данные. Для изменения формы синтетических расчетов необходимо изменить угол падения пласта. На примере видно, что на глубине 4 120 метров встретили глинистый пропласток с высокими значениями ГК, соответствующий стратиграфической кровле пласта, таким образом, необходимо скорректировать геонавигационную модель с учетом новых данных и плановый профиль скважины для возвращения в целевой интервал (см. рис. 5).

При поступлении новых данных необходимо также осуществлять настройку синтетической кривой на фактическую путем изменения угла падения в точках по ТНЛ. По достижении оптимального результата корректировки геонавигационной модели на новом интервале по ТНЛ должны быть сформированы рекомендации по бурению для следующего интервала.

В процессе бурения горизонтального участка ствола скважины в режиме реального времени производят детальную корректировку геонавигационной модели и на ее основе — трехмерной геологической модели (рис. 6)¹. Это позволяет оперативно оценить фактическое положение ствола скважины в пласте и внести корректировки в плановую проводку скважины. По завершении бурения вся полученная информация (данные инклинометрии и ГИС, поверхности стратиграфической кровли, подошвы, уточнение положения ВНК/ГВК/ГНК, синтетические данные ГИС и имиджи, результаты моделирования пласта) может быть использована для актуализации постоянно действующих трехмерных геологических моделей [5].

Задача оптимизации проводки скважины — заложение и корректировка плановой траектории скважины по коллектору, вмещающему в себя нефть [8]. Достижение поставленной перед геонавигационной моделью задачи осуществляется путем непрерывного сопровождения бурения горизонтального участка скважины на основе сопоставления синтетического каротажа опорной скважины и каротажа, записываемого во время бурения. Опыт применения метода двумерного синтетического каротажа показал актуальность сопровождения бурения горизонтальных участков скважин. Оптимизация проводки горизонтального участка скважины является неотъемлемой частью процесса геонавигации.

¹РД 15339.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. — М., 2000. — 130 с.

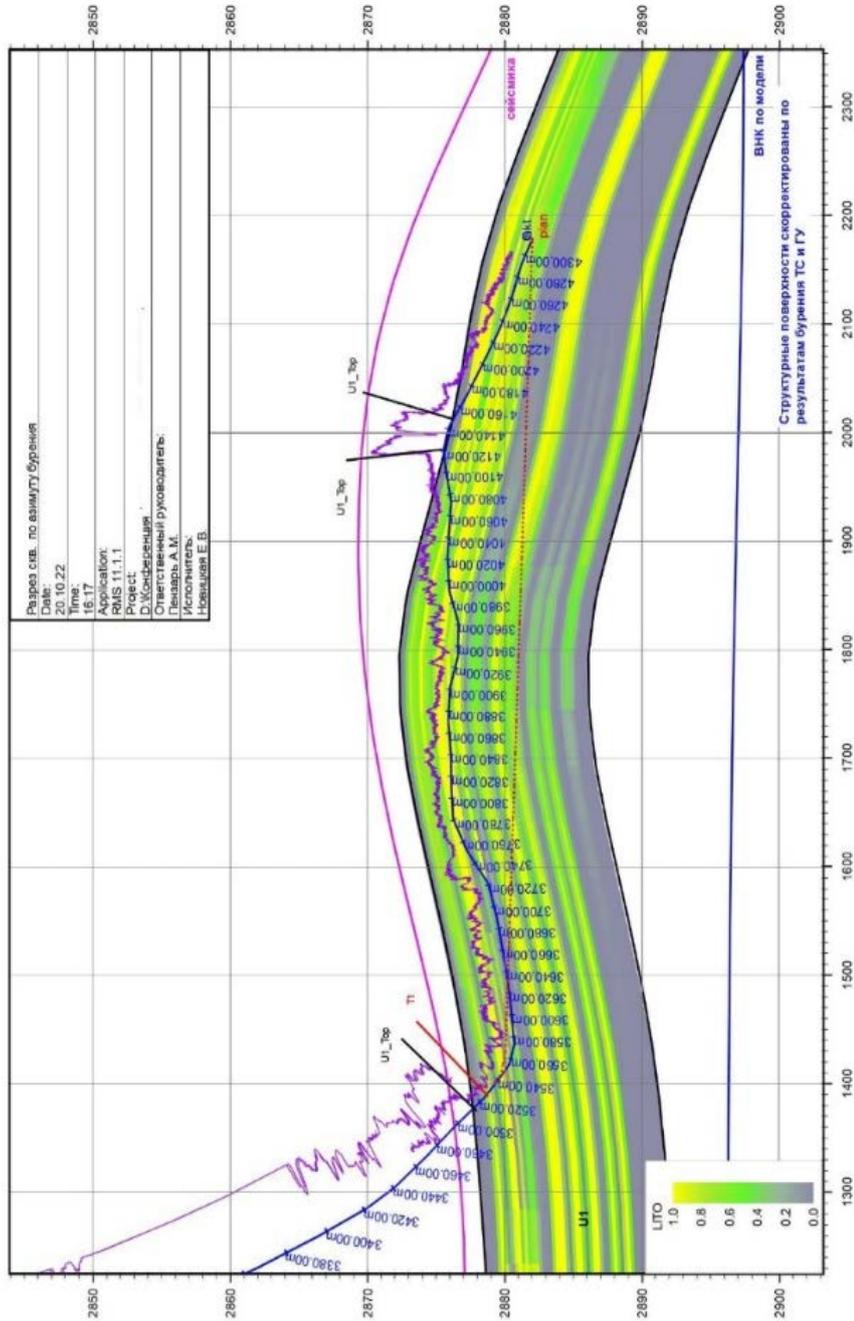


Рис. 6. Разрез куба литологии по окончании бурения горизонтального участка скважины

При разбуривании маломощных пропластков коллектора метод геонавигации позволяет не только оптимизировать проводку по коллектору, но и получить детальную геологическую картину района проведения работ. Метод двумерного синтетического каротажа геонавигации активно применяется на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и зарекомендовал себя как один из наиболее эффективных методов, позволяющих обеспечить максимально возможное вскрытие коллектора горизонтальным участком скважины.

Представленные рисунки сделаны в программном обеспечении «Geosteering Office» и Roxar «RMS 11.1.1».

Выводы

По результатам анализа проводки одной из скважин, пробуренных на месторождении Западной Сибири на пласт Ю1, рассмотрен процесс проводки наклонно направленной скважины с горизонтальным окончанием, а также процесс ее оптимизации на основании геостирига, основанного на методе построения синтетического каротажа. Среди достоинств метода выявлены следующие:

- 1) минимальный набор ГИС, используемый для геонавигационного моделирования (в некоторых случаях достаточно одной кривой ГК);
- 2) высокая точность оценки фактического положения скважины в пласте и оптимизация проводки горизонтального участка скважины при наличии кривых гамма-каротажа, сопротивления, плотности и пористости;
- 3) использование простейшего алгоритма распространения свойств пласта, определяемых более чем по одной скважине; при наличии данных по двум опорным скважинам возможно получить наиболее точную геонавигационную модель;
- 4) простота использования.

Недостатками метода определены следующие случаи:

- 1) при использовании каротажа опорной скважины предположительно моделируемые структурные и литологические свойства пласта в интервале бурения горизонтальной скважины аналогичны свойствам пласта опорной; однако нередки случаи, когда геологические особенности разбуриваемого пласта кардинально отличаются от тех, что приняты по опорной скважине;
- 2) такие случаи, как локальные геологические неоднородности (изменение толщины пласта, выклинивание искомым пропластков коллектора, линзы, смена фаций, разломы), могут привести к некорректным расчетам угла падения пласта и, соответственно, неверным вариантам принятия решения дальнейшего бурения.

На основании проведенного анализа можно судить о том, что геостириг является оптимальным решением для решения поставленных задач, поскольку позволяет обеспечить максимальную проводку по коллектору путем корректировки траектории бурящейся скважины.

Список источников

1. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология : учебник для вузов / В. Г. Каналин, С. Б. Вагин, М. А. Токарев [и др.]. – Москва : Недра, 1997. – 366 с. – Текст : непосредственный.
2. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 1. Геологические модели) / А. Г. Авербух, С. И. Билибин, Д. Н. Болотник [и др.]. – Москва : ВНИИОЭНГ, 2003. – 164 с. – Текст : непосредственный.
3. Комплексирование геофизических методов при решении геологических задач / Под редакцией В. Е. Никитского, В. В. Бродского. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Недра, 1987. – 471 с. – Текст : непосредственный.
4. Кашик, А. С. О моделировании крупных давно эксплуатирующихся месторождений / А. С. Кашик, Г. Н. Гогоненков. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 7. – С. 94–99.
5. Закревский, К. Е. Геологическое 3D моделирование : монография / К. Е. Закревский. – Москва : ООО «ИПЦ Маска», 2009. – 376 с. – Текст : непосредственный.
6. Кан, В. Е. Анализ геолого-промысловой характеристики горизонтальных скважин ОНГКМ и скважин, восстановленных боковым стволом / В. Е. Кан, М. А. Кузнецова, М. П. Трифонова. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 7. – С. 61–65.
7. Косков, Б. В. Использование данных ГИС для оценки гидродинамических параметров продуктивных пластов / Б. В. Косков. – Текст : непосредственный // Тезисы докладов межрегиональной молодежной научной конференции Северэкотех. – Ухта, 2002. – С. 17–20.
8. Трифонова, М. П. Геологическое обоснование местоположения и проводки горизонтальных скважин на Оренбургском НГКМ с использованием цифровой геологической модели / М. П. Трифонова. – Текст : непосредственный // Материалы VI всероссийской конференции молодых ученых и специалистов по проблемам газовой промышленности России. – Москва : ОАО «Газпром», РГУ НГ им. И.М. Губкина, 2005. – С. 38–39.

References

1. Kanalin, V. G., Tokarev, M. A., Lanchakov, G. A., & Timofeev, V. A. (1997). *Neftegazopromyslovaya geologiya i gidrogeologiya*. Moscow, Nedra, 366 p. (In Russian).
2. Averbukh, A. G., Bilibin, S. I., Bolotnik, D. N., Velichkina, N. F., Gutman, I. S., Denisov, S. B.,... Chernitskiy, A. V. (2003). *Metodicheskie ukazaniya po sozdaniyu postoyanno deystvuyushchikh geologo-tekhnologicheskikh modeley neftyanykh i gazoneftyanykh mestorozhdeniy (Chast' 1. Geologicheskie modeli)*. Moscow, VNIIOENG Publ., 164 p. (In Russian).
3. Nikitsky, V. E., & Brodsky, V. V. (Eds) (1987). *Kompleksirovanie geofizicheskikh metodov pri reshenii geologicheskikh zadach*. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Nedra Publ., 471 p. (In Russian).
4. Kashik, A. S., & Gogonenkov, G. N. (2002). On the modeling of large long-exploited fields. *Oil Industry*, (7), pp. 94-99. (In Russian).

5. Zakrevsky, K. E. (2009). Geological 3D modeling. Moscow, IPTS Maska LLC Publ., 376 p. (In Russian).
6. Kan, V. E., Kuznetsova, M. A., & Trifonova, M. P. (2006). Analiz geologo-promyslovy kharakteristiki gorizonta'nykh skvazhin ONGKM i skvazhin, voss-tanovlennykh bokovym stvolom. Oilfield Engineering, (7), pp. 61-65. (In Russian).
7. Koskov, B. V. (2002). Ispol'zovanie dannykh GIS dlya otsenki gidro-dinamicheskikh parametrov produktivnykh plastov. Tezisy dokladov mezhhregional'noy molodezhnoy nauchnoy konferentsii Severekotekh. Ukhta, pp. 17-20. (In Russian).
8. Trifonova, M. P. (2005). Geologicheskoe obosnovanie mestopolozheniya i provodki gorizonta'nykh skvazhin na Orenburgskom NGKM s ispol'zovaniem tsifrovoy geologicheskoy modeli. Materialy VI vserossiyskoy konferentsii molodykh uchenykh i spetsialistov po problemam gazovoy promyshlennosti Rossii. Moscow, Gazprom LLC, National University of Oil and Gas "Gubkin University" Publ., pp. 38-39. (In Russian).

Информация об авторах/ Information about the authors

Новицкая Елена Владимировна,
главный специалист отдела геологиче-
ского сопровождения бурения, филиал
ООО «Лукойл-Инжиниринг» «Кога-
лымНИПИнефть» в г. Тюмени

Ширяев Артем Александрович,
ведущий специалист отдела геологиче-
ского сопровождения бурения, филиал
ООО «Лукойл-Инжиниринг» «Кога-
лымНИПИнефть» в г. Тюмени,
Artem.A.Shiryayev@lukoil.com

Elena V. Novitskaya, Chief Spe-
cialist of the Department of Geological
Support of Drilling, KogalymNIPIneft
Branch of LUKOIL-Engineering LLC in
Tyumen

Artem A. Shiryayev, Leading Spe-
cialist of the Department of Geological
Support of Drilling, KogalymNIPIneft
Branch of LUKOIL-Engineering LLC in
Tyumen, Artem.A.Shiryayev@lukoil.com

Статья поступила в редакцию 23.04.2023; одобрена после рецензирования 16.10.2023; принята к публикации 20.10.2023.

The article was submitted 23.04.2023; approved after reviewing 16.10.2023; accepted for publication 20.10.2023.

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-6-78-87

Механизмы взаимодействия CO₂ с пластовой нефтью

А. Г. Хакимов^{1*}, Н. А. Еремин^{1, 2, 3}

¹Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова, Архангельск, Россия

²Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, Москва, Россия

³Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

*a.g.khakimov@gmail.com

Аннотация. Основная цель статьи заключается в детальном рассмотрении механизмов смешивающегося и несмешивающегося взаимодействия CO₂ с нефтью. Исследование направлено на выявление влияния этих механизмов на физические свойства нефти, эффективность извлечения и параметры нефтяных пластов. Это позволит получить более глубокое понимание влияния этих процессов на нефтедобычу и углеродное управление. Статья использует аналитический подход для анализа процессов растворения CO₂ в нефти, изменений физических свойств и механизмов вытеснения нефти в поровом пространстве. В статье используются результаты лабораторных исследований взаимодействия CO₂ с нефтью. Исследование выявляет, как смешивающееся взаимодействие CO₂ с нефтью может изменять физические свойства нефти, улучшая ее текучесть и эффективность извлечения. Анализ несмешивающегося взаимодействия позволяет понять механизмы вытеснения нефти и оптимизировать этот процесс. Работа имеет практическую значимость для нефтедобычи и углеродного управления, предоставляя данные для разработки более эффективных технологий и методов добычи.

Ключевые слова: несмешивающееся взаимодействие, углеродное управление, смешивающееся взаимодействие, поровое пространство, углекислый газ

Для цитирования: Хакимов, А. Г. Механизмы взаимодействия CO₂ с пластовой нефтью / А. Г. Хакимов, Н. А. Еремин. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-6-78-87 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 6. – С. 78–87.

Mechanisms of interaction of CO₂ with reservoir oil

Alisher G. Khakimov^{1*}, Nikolai A. Eremin^{1, 2, 3}

¹Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov, Arkhangelsk, Russia

²Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia

³Oil and Gas Research Institute of RAS, Moscow, Russia

*a.g.khakimov@gmail.com

Abstract. The article aims to examine the mechanisms of miscible and immiscible interaction of CO₂ with oil in detail. The study aims to investigate the effects of these mechanisms on the physical properties of oil, recovery efficiency, and oil reservoir parameters. This will enhance our understanding of the impact of these processes on oil production and carbon management. The article takes an analytical approach to examine the processes of CO₂ dissolution in oil, changes in physi-

cal properties, and mechanisms of oil displacement in the pore space. The study utilises the results of laboratory experiments on the interaction of CO₂ with oil. It reveals how the miscible interaction of CO₂ with oil can alter the physical properties of oil, enhancing its flowability and recovery efficiency. An analysis of immiscible interactions enables us to comprehend the mechanisms of oil displacement and optimize the process. The work is relevant to oil production and carbon management, providing data for the development of more efficient production technologies and methods.

Keywords: immiscible interaction, carbon management, miscible interaction, pore space, carbon dioxide

For citation: Khakimov, A. G., & Eremin, N. A. (2023). Mechanisms of interaction of CO₂ with reservoir oil. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 78-87. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-6-78-87

Введение

Взаимодействие углекислого газа (CO₂) с нефтью представляет собой важную тему в нефтяной промышленности и углеродном управлении. Суть этого взаимодействия может проявляться в двух основных режимах: смешивающемся и несмешивающемся. В данной статье мы рассмотрим эти два механизма и исследования, связанные с ними, а также рассмотрим их практическое значение для нефтедобычи и углеродного управления.

Смешивающееся взаимодействие CO₂ с нефтью

Смешивание CO₂ с нефтью — это процесс, при котором молекулы CO₂ интегрируются в структуру нефтяных молекул. Этот механизм играет ключевую роль в различных аспектах нефтедобычи и углеродного управления.

- Растворение и изменение физических свойств нефти: CO₂ может растворяться в нефти, что приводит к изменению ее физических свойств. Исследования показывают, что это включает в себя увеличение объема нефти и снижение ее вязкости [1]. Такие изменения могут улучшать текучесть нефти и способствовать ее более эффективной добыче.

- Эффективность извлечения нефти: исследователи также изучают влияние смешивания CO₂ с нефтью на эффективность извлечения. Этот процесс может помочь перемещать нефть к скважине, что способствует увеличению добычи [2].

Смешивающееся взаимодействие углекислого газа (CO₂) с нефтью представляет собой процесс, в ходе которого молекулы CO₂ интегрируются в структуру нефтяных молекул, что может оказать существенное воздействие на физические и химические свойства нефти в пластовых условиях. Этот механизм имеет важное значение как в контексте нефтедобычи, так и углеродного управления. Давайте более подробно рассмотрим смешивающееся взаимодействие CO₂ с нефтью.

Растворение CO₂ в нефти. Главной характеристикой смешивающегося взаимодействия CO₂ с нефтью является растворение CO₂ в молекулах нефти. Этот процесс может изменить химический состав нефти и привести к образованию углеводородных соединений, содержащих атомы углерода

из CO_2 . Важно отметить, что растворение CO_2 в нефти может изменяться в зависимости от давления, температуры и состава нефти.

Изменение физических свойств нефти. Смешивание CO_2 с нефтью вызывает изменения в физических свойствах нефти. Одним из наиболее заметных изменений является увеличение объема нефти [3]. Это происходит из-за включения молекул CO_2 в структуру нефтяных молекул. Увеличение объема нефти может вызвать перепад давления в поровом пространстве, что, в свою очередь, может вытеснить нефть из пор.

Снижение вязкости нефти. Растворение CO_2 также влияет на вязкость нефти. В результате взаимодействия CO_2 с нефтью вязкость снижается. Это означает, что нефть становится менее густой и более подвижной, что может значительно улучшить ее способность к течению. Снижение вязкости является одним из ключевых факторов, способствующих увеличению добычи нефти из сложных и тяжелых нефтяных месторождений [4].

Практическое применение. Смешивающееся взаимодействие CO_2 с нефтью находит применение в нефтедобыче и углеродном управлении. Например, процесс закачки CO_2 может использоваться для увеличения добычи нефти из сложных пластов, таких как тяжелые нефти и месторождения с высокой вязкостью [5]. Этот процесс может также содействовать улучшению углеродного управления путем захвата CO_2 и его хранения в подземных образованиях.

Несмешивающееся взаимодействие CO_2 с нефтью

В отличие от смешивающегося взаимодействия, несмешивающееся взаимодействие характеризуется тем, что CO_2 и нефть остаются разделенными. В этом случае молекулы CO_2 могут вытеснять нефть из порового пространства пласта.

- Механизм вытеснения нефти: исследования в этой области уделяют внимание процессу вытеснения нефти из пор под действием CO_2 . Он зависит от множества факторов, включая давление, температуру и свойства породы. Эффективность этого механизма определяется какими-либо адсорбционными и дисперсионными свойствами пласта [3].

Несмешивающееся взаимодействие углекислого газа (CO_2) с нефтью представляет собой процесс, при котором CO_2 и нефть остаются разделенными фазами в пласте и CO_2 выступает в роли агента, который выталкивает нефть из порового пространства. Этот механизм имеет важное значение в нефтедобыче и углеродном управлении. Давайте подробнее рассмотрим несмешивающееся взаимодействие CO_2 с нефтью.

Механизм вытеснения нефти

- Процесс несмешивающегося взаимодействия начинается с инъекции CO_2 в пласт, содержащий нефть. CO_2 , будучи легче нефти, стремится подняться в поровом пространстве.

- В результате этого движения CO_2 оказывает давление на нефть, выталкивая ее из пор. Этот процесс может сильно улучшить извлечение нефти из пласта.

- Эффективность механизма вытеснения зависит от различных факторов, таких как свойства породы, давление, температура и вязкость нефти. Исследователи изучают эти параметры, чтобы оптимизировать процесс вытеснения [6].

Моделирование и численные расчеты

- Многие исследования в области несмешивающегося взаимодействия CO_2 и нефти включают численное моделирование для прогнозирования поведения нефти и CO_2 в пласте. Это позволяет оценить, как изменения параметров влияют на эффективность вытеснения и определить оптимальные условия для процесса.

Практическое применение

- Несмешивающееся взаимодействие CO_2 с нефтью широко применяется в индустрии для увеличения добычи нефти, особенно из месторождений, где нефть имеет высокую вязкость или находится в пластах с низкой проницаемостью.

- Этот процесс также используется в углеродном управлении для захвата и хранения углерода (CCS). Закачка CO_2 в геологические образования, такие как пустые скважины или солевые каверны, может привести к захвату CO_2 и предотвращению его выброса в атмосферу.

Выбор между смешивающимся и несмешивающимся взаимодействием углекислого газа (CO_2) с нефтью зависит от конкретных условий месторождения, целей добычи и углеродного управления, а также технической и экономической целесообразности. Давайте рассмотрим, в каких условиях удобнее применять каждый из этих процессов.

Недостатки

Недостатки смешивающегося взаимодействия CO_2 с нефтью

1. *Ограниченная эффективность на промысловых масштабах:* при использовании смешивающегося взаимодействия на промысловых масштабах углекислый газ может проявлять недостаточную эффективность из-за высокой подвижности газа и его быстрого распределения в пласте, что снижает воздействие на нефтяные молекулы [7].

2. *Зависимость от условий:* эффективность смешивания CO_2 с нефтью может сильно зависеть от условий пласта, таких как давление, температура и состав нефти, что ограничивает универсальность этого метода [8].

3. *Неоднородные изменения свойств нефти:* растворение CO_2 в нефти может вызывать неоднородные изменения в ее химическом составе, что затрудняет точное прогнозирование свойств и поведения нефти [9]. При растворении CO_2 в нефти возникает опасность выпадения асфальтенов, что может привести к коагуляции порового пространства.

Недостатки несмешивающегося взаимодействия CO₂ с нефтью.

1. *Ограниченный контроль за процессом:* механизм несмешивающегося взаимодействия требует тщательного контроля, поскольку разделение фаз может привести к непредсказуемым изменениям в поровом пространстве, требуя более сложных инженерных решений [10].

2. *Зависимость от факторов пласта:* эффективность механизма вытеснения зависит от свойств породы, что делает его менее универсальным и требующим индивидуального подхода к каждому месторождению.

3. *Необходимость в комплексном моделировании:* для оптимизации несмешивающегося взаимодействия требуется использование сложных численных моделей, что может потребовать высоких затрат и времени [10].

Объект и методы исследования

Объектом исследования является сложное взаимодействие углекислого газа (CO₂) с нефтью, что является ключевым элементом оптимизации процессов нефтедобычи и углеродного управления.

Для получения всесторонних данных по смешивающемуся и несмешивающемуся взаимодействию были проведены лабораторные эксперименты. Исследования включали в себя инъекцию CO₂ в пластовую пробу нефти. Эксперименты предусматривали варьирование факторов, таких как давление, температура и концентрация, чтобы оценить их влияние на эффективность процессов взаимодействия.

Исследование также включало в себя анализ физических и химических свойств нефти, таких как вязкость и содержание асфальтенов. Это позволило более точно определить изменения в свойствах нефти, происходящие в процессе взаимодействия с CO₂.

Экспериментальная часть

В экспериментальной части исследования была проведена детальная постановка экспериментов. Были воспроизведены модельные условия пласта для образца нефти. Исследуемые пробы пластовой нефти подвергались эксперименту изотермического снижения давления (IDE-тест). Во время эксперимента проводилась визуальная и спектроскопическая оценка на предмет выпадения асфальтенов. Далее, проводилась инъекция CO₂ с последующим повторением IDE-теста. Инъекция CO₂ в эти модели позволила воссоздать реальные условия воздействия на нефтяные молекулы. Отслеживание изменений параметров, таких как давление, температура и состав нефти, осуществлялось в реальном времени для точной корреляции с результатами численного моделирования.

Результаты

Как уже было упомянуто выше, при растворении CO₂ в нефти возникает опасность выпадения асфальтенов, что может привести к коагуляции порового пространства. Пример такого явления приведен на рисунках 1 и 2.



Масштаб — 778 × 571 мкм

Рис. 1. Результаты визуального IDE-теста выпадения асфальтенов пластовой нефти исходной пробы при температуре 58,0 °С и давлении 35,951 МПа

В ходе эксперимента были получены одинаковые снимки, которые свидетельствуют об отсутствии признаков выпадения асфальтенов в исходной пробе нефти (см. рис. 1).



а)



б)



в)

Масштаб — 779 × 572 мкм

Рис. 2. Результаты визуального IDE-теста выпадения асфальтенов с концентрацией углекислоты 39,920 % моль при температуре 58,0 °С:

а) Снимок № 1. $P = 54,007$ МПа. Начало теста

б) Снимок № 96. $P = 36,049$ МПа. Активный рост и флокуляция частиц

в) Снимок № 131. $P = 28,997$ МПа. Конец теста

Как видно из результатов теста, при высоких концентрациях CO_2 на изначальном давлении видны признаки наличия частиц (см. рис. 2). В дальнейшем с уменьшением давления происходит рост и флокуляция частиц асфальтенов.

Обсуждение

В практической реальности выбор между смешивающимся и несмешивающимся взаимодействием зависит от специфических условий конкретного месторождения и целей оператора. Часто для достижения наилучших результатов применяют комбинацию обоих процессов, начиная со смешивающегося взаимодействия для снижения вязкости нефти и увеличения ее текучести, а затем переходя к несмешивающему взаимодействию для вытеснения нефти из порового пространства.

Инженеры и геологи проводят тщательные исследования месторождения, включая анализ физических и химических свойств нефти и пород, чтобы определить наилучший способ применения CO_2 и достижения максимальной добычи нефти и углеродного управления.

Кроме того, учет экономических факторов, стоимости инфраструктуры и технической сложности играет важную роль в принятии решения о выборе метода взаимодействия CO_2 с нефтью.

Выводы

Взаимодействие CO_2 с нефтью является сложным процессом, который включает в себя как смешивающиеся, так и несмешивающиеся механизмы. Исследования в этой области играют важную роль в оптимизации процессов добычи нефти и углеродного управления. Понимание этих механизмов помогает улучшить эффективность нефтедобычи и снизить воздействие на окружающую среду.

Взаимодействие углекислого газа (CO_2) с нефтью представляет собой важный аспект нефтедобычи и стратегий углеродного управления. Два основных механизма этого взаимодействия, смешивающееся и несмешивающееся, обладают различными характеристиками и находят свое практическое применение в зависимости от конкретных условий и целей.

Смешивающееся взаимодействие CO_2 с нефтью наиболее эффективно в следующих условиях.

1. **Вязкая нефть:** в месторождениях с высокой вязкой нефтью, такими как тяжелые нефти, смешивание CO_2 с нефтью может существенно улучшить текучесть и способствовать увеличению добычи.
2. **Низкое давление:** при низких давлениях смешивание CO_2 с нефтью может создать перепады давления, что помогает вытеснить нефть из порового пространства.
3. **Сложные пласты:** в месторождениях со сложной геологией или низкой проницаемостью пород смешивание CO_2 может быть привлекательным для увеличения добычи.

4. Углеродное управление: смешивание CO₂ с нефтью может быть полезным в стратегиях захвата и хранения углерода (CCS).

Несмешивающееся взаимодействие CO₂ с нефтью предпочтительно в следующих условиях.

1. Средние и высокие давления: высокое давление способствует эффективному вытеснению нефти из порового пространства под действием CO₂.

2. Пористые и проницаемые породы: в пластах с высокой проницаемостью и пористостью несмешивающееся взаимодействие может быть более эффективным.

3. Углеродное управление: этот метод также может использоваться для углеродного управления, особенно в контексте подземного хранения углерода (CCS).

4. Разнообразие типов нефтей: несмешивающееся взаимодействие можно успешно применять к различным типам нефтей без изменения их химического состава.

В реальности часто используются комбинированные подходы, начиная со смешивающегося взаимодействия для улучшения текучести нефти, а затем переходя к несмешивающемуся взаимодействию для вытеснения нефти. Решение о выборе метода зависит от геологических, технических, экономических и экологических факторов, а также от конкретных целей добычи и углеродного управления. Систематические исследования и моделирование помогают определить наилучший способ использования CO₂ для увеличения эффективности нефтедобычи и снижения выбросов углерода, что становится все более важным в современной нефтяной индустрии.

Список источников

1. Modeling of CO₂ solubility in crude oil during carbon dioxide enhanced oil recovery using gene expression programming / A. Rostami, M. Arabloo, A. Kamari, A. H. Mohammadi. – DOI 10.1016/j.fuel.2017.08.110. – Direct text // Fuel. – 2017. – Vol. 210. – P. 768–782.

2. Study on Enhanced Oil Recovery Mechanism of CO₂ Miscible Flooding in Heterogeneous Reservoirs under Different Injection Methods / X. Chen, H. Yu, A. Cao [et al.]. – DOI 10.1021/acsomega.3c03352. – Direct text // ACS Omega. – 2023. – Vol. 8, Issue 27. – P. 24663–24672.

3. Numerical simulation study of CO₂ immiscible flooding in ultra-low permeability reservoir / J. Chi, X. Zhang. – Text : electronic // Environmental Technology & Innovation. – 2021. – Vol. 23. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.eti.2021.101612>.

4. Experimental investigation of CO₂ injection side effects on reservoir properties in ultra tight formations / N. Badrouchi, H. Pu, S. Smith [et al.]. – Text : electronic // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 215, Part A. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110605>.

5. Modified Screening Criteria of Potential Asphaltene Precipitation in Oil Reservoirs / Y. H. Shokrlu, R. Kharrat, M. H. Ghazanfari, S. Saraji. – DOI 10.1080/10916460903567582. – Direct text // Petroleum Science and Technology. – 2011. – Vol. 29, Issue 13. – P. 1407–1418.

6. Experimental study on effects of CO₂ and improving oil recovery for CO₂ assisted SAGD in super-heavy-oil reservoirs / C. Wang, P. Liu, F. Wang [et al.]. – DOI 10.1016/j.petrol.2018.02.058. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 165. – P. 1073–1080.
7. Ибрагимов, Г. З. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти : справочник / Г. З. Ибрагимов, К. С. Фазлутдинов, Н. И. Хисамутдинов. – Москва : Недра, 1991. – 384 с. – Текст : непосредственный.
8. Трухина, О. С. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов / О. С. Трухина, И. А. Синцов. – Текст : непосредственный // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 205–209.
9. Лобанов, А. А. Исследование фазового поведения парафинов в пластовых углеводородных флюидах / А. А. Лобанов, Е. Ю. Пустова, А. Б. Золотухин. – DOI 10.17238/issn2227-6572.2016.4.75. – Текст : непосредственный // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Серия : Естественные науки. – 2016. – № 4. – С. 75–83.
10. Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation : Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors / R. B. de Boer, K. Leerlooyer, M. R. P. Eigner, A. R. D. Van Bergen. – DOI 10.2118/24987-PA. – Direct text // SPE Production & Facilities. – 1995. – P. 55–61.

References

1. Rostami, A., Arabloo, M., Kamari, A., & Mohammadi, A. H. (2017). Modeling of CO₂ solubility in crude oil during carbon dioxide enhanced oil recovery using gene expression programming. *Fuel*, 210, pp. 768-782. (In English). DOI: 10.1016/j.fuel.2017.08.110
2. Chen, X., Yu, H., Cao, A., Yang, Z., Li, W., Niu, Z.,... Du, M. (2023). Study on Enhanced Oil Recovery Mechanism of CO₂ Miscible Flooding in Heterogeneous Reservoirs under Different Injection Methods. *ACS Omega*, 8(27), pp. 24663-24672. (In English). DOI: 10.1021/acsomega.3c03352
3. Chi, J., & Zhang, X. (2021). Numerical simulation study of CO₂ immiscible flooding in ultra-low permeability reservoir. *Environmental Technology & Innovation*, 23. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.eti.2021.101612>
4. Badrouchi, N., Pu, H., Smith, S., Yu, Y., & Badrouchi, F. (2022). Experimental investigation of CO₂ injection side effects on reservoir properties in ultra tight formations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 215, Part A. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110605>
5. Shokrlu, Y. H., Kharrat, R., Ghazanfari, M. H., & Saraji, S. (2011). Modified Screening Criteria of Potential Asphaltene Precipitation in Oil Reservoirs. *Petroleum Science and Technology*, 29(13), pp. 1407-1418. (In English). DOI: 10.1080/10916460903567582
6. Wang, C., Liu, P., Wang, F., Atadurdyev, B., & Ovluyagulyev, M. (2018). Experimental study on effects of CO₂ and improving oil recovery for CO₂ assisted SAGD in super-heavy-oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 165, pp. 1073-1080. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2018.02.058
7. Ibragimov, G. Z., Fazludinov, K. S., & Khisamutdinov, N. I. (1991). *Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти: справочник*. Moscow, Nedra Publ., 384 p. (In Russian).

8. Trukhina, O. S., & Sintsov, I. A. (2016). Experience of carbone dioxide usage for enhanced oil recovery. *Advances in current natural sciences*, (3), pp. 205-209. (In Russian).
9. Lobanov, A. A., Pustova, E. Yu., & Zolotukhin, A. B. (2016). Wax Phase Behavior in Reservoir Hydrocarbon Fluids. *Vestnik of Northern (Arctic) Federal University. Series "Natural Science"*, (4), pp. 75-83. (In Russian). DOI: 10.17238/issn2227-6572.2016.4.75
10. De Boer, R. B., Leerlooyer, K., Eigner, M. R. P., & Van Bergen, A. R. D. (1995). Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation : Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors. *SPE Production & Facilities*, pp. 55-61. (In English).

Информация об авторах / Information about the authors

Хакимов Алишер Гафуржон угли, аспирант, Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова, г. Архангельск, a.g.khakimov@gmail.com, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1504-1855>

Еремин Николай Александрович, доктор технических наук, научный руководитель кафедры бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений, профессор, Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова, г. Архангельск; профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва; заведующий Аналитическим центром энергетической политики и безопасности, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, г. Москва, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2401-1586>

Alisher G. Khakimov, Postgraduate, Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov, Arkhangelsk, a.g.khakimov@gmail.com, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1504-1855>

Nikolai A. Eremin, Doctor of Engineering, Scientific Director of the Department of Well Drilling and Oil and Gas Field Development, Professor, Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov, Arkhangelsk; Professor at the Department of Oil Field Development and Operation, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow; Head of the Analytical Center for Energy Policy and Security, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of RAS, Moscow, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2401-1586>

Статья поступила в редакцию 13.11.2023; одобрена после рецензирования 23.11.2023; принята к публикации 05.12.2023.

The article was submitted 13.11.2023; approved after reviewing 23.11.2023; accepted for publication 05.12.2023.

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

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)

УДК 658.5; 65.011.5

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-6-88-97

Критериальный подход к профессиональному отбору оператора автоматизированной системы управления установки комплексной подготовки нефти и газа территориально-производственного предприятия «Когалымнефтегаз»

Е. В. Жилияков*, И. Ю. Томус, З. Н. Монахова, С. А. Гузеева, Г. Л. Петров

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**zhiljakov@tyuiu.ru*

Аннотация. Организация исследований по критериям профессионального отбора операторов автоматизированных систем управления установок комплексной подготовки нефти и газа основывается на оценке характеристик элементов профотбора работников, трудящихся по этой специальности. Данные характеристики должны соответствовать условиям профессии, так как от организации деятельности оператора автоматизированных систем управления зависят ход технологического процесса, эффективность деятельности производства нефтегазодобычи, промышленная безопасность и охрана труда на объекте экономики. Сложность решаемой проблемы усугубляется комплексом дополнительных негативных факторов, влияющих на работоспособность изучаемого контингента, происходящие объективные и субъективные процессы утомления, активность центральной нервной системы в зависимости не только от психотипа человека, но и от интенсивности этих факторов. Данными факторами являются экстремальные климато-географические условия труда, вахтовый режим работы, совокупность вредных параметров производственного процесса и др. Все это обусловило необходимость разработки Программы профессионального отбора оператора автоматизированной системы управления установки комплексной подготовки нефти и газа ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» Территориально-производственного предприятия «Когалымнефтегаз». Проведенный анализ требуемых данных позволил сформулировать основные требования к данной Программе и разработать алгоритм ее реализации.

Ключевые слова: профессиональный отбор, оператор автоматизированных систем управления, вредные производственные факторы, нефтегазодобыча

Для цитирования: Критериальный подход к профессиональному отбору оператора автоматизированной системы управления установки комплексной подготовки нефти и газа территориально-производственного предприятия «Когалымнефтегаз» / Е. В. Жилияков, И. Ю. Томус, З. Н. Монахова [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-6-88-97 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 6. – С. 88–97.

Criteria approach to the professional selection of an operator of an automated control system for an integrated oil and gas processing unit at the Kogalymneftegaz territorial production enterprise

Evgeniy V. Zhilyakov*, Irina Yu. Tomus, Zinaida N. Monakhova, Svetlana A. Guzeeva, Grigoriy L. Petrov

Abstract. Research into the criteria for selecting professionals to operate automated control systems for integrated oil and gas processing units involves evaluating the qualitative and quantitative characteristics of employees and applicants in this field. The operator of automated control systems plays a crucial role in ensuring the efficiency of oil and gas production, industrial safety, and labour protection at the enterprise. The process of professional selection complex and can be affected by various negative factors that affect the working capacity of the studied group. These factors include objective and subjective fatigue processes, as well as the activity of the central nervous system. The latter is dependent not only on a person's psychotype but also on the intensity of these factors. Additionally, extreme climatic and geographical working conditions, shift work, and harmful parameters in the production process can also be mentioned. The Professional Selection Programme was developed for an operator of the automated control system of the integrated oil and gas processing unit of LUKOIL-Western Siberia LLC, Kogalymneftegaz territorial production enterprise. The analysis of the data enabled us to establish the main requirements for this Programme and devise an algorithm for its implementation.

Keywords: professional selection, operator of automated control systems, harmful production factors, oil and gas production

For citation: Zhilyakov, E. V., Tomus, I. Yu., Monakhova, Z. N., Guzeeva, S. A., & Petrov, G. L. (2023). Criteria approach to the professional selection of an operator of an automated control system for an integrated oil and gas processing unit at the Kogalymneftegaz territorial production enterprise. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 88-97. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-6-88-97

Введение

Вахтовый метод работ, применяемый на современном этапе обустройства новых и продолжающейся разработки освоенных месторождений нефтегазовой добычи, является одним из основных методов работ. Он имеет ряд недостатков по сравнению с организацией рабочих мест на постоянной основе, с длительным нахождением рабочих на стационарных местах работы. Основными недостатками такой организации работы является нарушение суточного ритма человека, поскольку вахтовые смены (обычно проводимые в течение 1 месяца пребывания на рабочем месте и в течение 1 месяца пребывания на месте постоянного проживания) предполагают и более интенсивную, и ночную, и экстренную, и дополнительную работу, зачастую нарушающую привычный для человека суточный динамический стереотип активности. Это может приводить к разбалансировке физиологических резервов приспособления организма человека к условиям жизнедеятельности [1].

При этом надо отметить, что вахтовый метод работы обычно проводится в суровых климатических условиях, отличных от тех, к которым человек привык, то есть в северных регионах. В таких условиях человек, обычно проживающий в щадящем климате, может испытывать адаптационный стресс, сопровождающийся нарушением акклиматизационных процессов. Неблагоприятные температурные условия, особый фотопериодизм, недостаток солнечной компоненты, низкое атмосферное давление, сопровождающееся снижением парциального давления воздуха, сухость воздуха зимой и высокая влажность в межсезонье и летом, а также другие факторы

приводят к тому, что до 75 % вахтовиков не могут адаптироваться к складывающимся условиям, испытывают психофизиологический дискомфорт, хроническую усталость. У них наблюдается снижение иммунитета и, как следствие, возникновение острых, обострение хронических болезней; снижение работоспособности, нарушение активности деятельности центральной нервной системы и, как следствие, повышение риска роста профессиональных болезней и травматизма [2].

Исходя из вышесказанного, лица, трудящиеся в условиях Севера вахтовым методом работы, при добыче полезных ископаемых подвергаются влиянию целого комплекса вредных условий. Соответственно, к ним должны предъявляться повышенные требования к стрессоустойчивости, адаптивности, к функциональной активности центральной нервной системы [3].

Особые требования должны предъявляться специалистам, имеющим высокую ответственность за безопасное проведение технологического процесса, управляющим производственными рисками и рисками для здоровья. В данном аспекте ведущую роль должен играть профессиональный отбор лиц, участвующих в системе управления различными ответственными участками производства, например, операторов автоматизированных систем управления. Именно от них зачастую зависят эффективность и аварийность производства, профессиональные заболеваемость и травматизм [4].

Цель работы — разработка критериев профессионального отбора оператора автоматизированной системы управления (АСУ) установки комплексной подготовки нефти и газа (УКПН) территориально-производственного предприятия (ТПП) «Когалымнефтегаз».

Объект изучения при приеме на работу оператором АСУ ТПП «Когалымнефтегаз» — группа претендентов из 5 человек.

Задачи, решаемые в исследовании: 1) изучить основные принципы совершенствования профессионального отбора и профессионального обучения операторов автоматизированных технических систем; 2) разработать Программу профессионального отбора оператора автоматизированной системы управления установки комплексной подготовки нефти и газа ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Когалымнефтегаз».

Материалы и методы исследований

Изучались условия работы на компьютерных носителях и системах автоматизированных управлений оператора АСУ УКПН ТПП «Когалымнефтегаз». Данный вид деятельности предполагает наличие персональных компьютеров (ПК). Вредные факторы, сопровождающие работу ПК, включают присутствие электромагнитных полей различных частот, а производственная среда отмечается в значительной степени деионизированным составом. Показатели, нарушающие оптимальные значения этих факторов, могут приводить к функциональным отклонениям работы физиологических систем. Поэтому были использованы приборы: ВЕ-МЕТР-АТ 002, назначение — определение параметров электрического

и магнитного полей; ИЭП–05, назначение — определение параметров напряженности электрических полей в диапазоне частот 2–400 кГц и 5–2 000 Гц; ИМП–05, назначение — определение параметров плотности магнитного потока в диапазоне частот 2–400 кГц и 5–2 000 Гц; ИЭСП–01, назначение — определение параметров напряженности электростатического характера полей; МАС–01, назначение — определение параметров количественной оценки аэроионного состава воздушной среды на рабочем месте оператора АСУ.

Загазованность производственной среды углеводородами и сероводородом (наиболее распространенные включения в нефтегазовую эмульсию для Западно-Сибирского региона) контролировалась портативными газоанализаторами ALTAIR 4XR, АНКAT 7664М, Мегеон 08088. Данные газы способны влиять на самочувствие и здоровье человека.

Здоровье оценивалось по картам поликлинического и стационарного наблюдения и учета.

Общие требования, предъявляемые труду оператора АСУ установок добычи нефти и газа, включали основные признаки соответствия аналогичным требованиям типовых профессиональных и личностных качеств операторов подобных (похожих) специальностей и профессий — операторов нефтехимических, текстильных производств, предприятий машиностроения и т. п. По окончании сбора данных была сформирована общая характеристика профессии оператора АСУ установок добычи нефти и газа [5–7].

С учетом характерных черт профессии оператора АСУ и его трудовых обязанностей были определены целевые признаки для данной профессии. Личностные характеристики оценивались по специально подобранным тестам [5].

С помощью хронометражных исследований были проанализированы физические и психофизиологические факторы. Другие факторы производственной среды определялись традиционными методами [8, 9].

Результаты исследований и их обсуждение

В работе использованы материалы исследований по специальной оценке труда более 100 рабочих мест ТПП «Когалымнефтегаз», проведенной в 2022 году. Всего было осуществлено более 1 000 различных инструментальных измерений.

Изучались рабочие места 12 операторов. По результатам проведенных исследований было выяснено, что работа оператора АСУ по тяжести труда относится к классу 3.1, по напряженности — к 3.3 (табл. 1). При анализе вредных производственных физических факторов, а также химических факторов можно отнести условия труда к допустимым. При этом на отдельных рабочих местах фиксировались повышенные значения электромагнитных излучений. В операторской также отмечалось недостаточное количество необходимых отрицательных ионов.

Таблица 1

**Наличие вредных производственных факторов на рабочем месте оператора
АСУ ТПП «Когалымнефтегаз»**

Показатель	Класс условий труда					
	1	2	3.1	3.2	3.3	3.4
Показатели тяжести труда						
Физическая динамическая нагрузка		+				
Стереотипные рабочие движения			+			
Масса поднимаемого и перемещаемого груза		+				
Статическая нагрузка			+			
Рабочая поза			+			
Наклоны корпуса		+				
Перемещения в пространстве		+				
Показатели напряженности труда						
Содержание работы			+			
Восприятие сигналов			+			
Степень сложности задания			+			
Характер выполняемой работы			+			
Длительность сосредоточенного наблюдения			+			
Плотность сигналов			+			
Число объектов наблюдения			+			
Зрительная нагрузка			+			
Слуховая нагрузка			+			
Степень ответственности				+		
Степень риска для собственной жизни		+				
Степень риска для безопасности других				+		
Число элементов операции				+		
Продолжительность операции				+		
Продолжительность смены		+				
Сменность работы				+		

Фактически круглосуточный график работы операторов с ПЭВМ зачастую сопровождается нарушением режимов проветривания помещений операторских. Это обуславливает нарушение аэроионного состава воздуха, что подтверждается неблагоприятным ионным составом его как в начале рабочих действий операторов, так и во время их проведения, и после окончания (табл. 2).

До начала работы каждой смены практически отсутствовали отрицательные и положительные ионы в воздухе, что свидетельствовало о его деионизации. Незначительное увеличение положительно заряженных ионов наблюдалось к середине рабочей смены, а к концу ее наблюдалось их максимальное содержание. Отрицательных ионов было ниже рекомендуемых норм от 6 до 10 раз. Это может неблагоприятно сказываться на процессах утомления, объективных процессах усталости и привести к профессиональным ошибкам.

Таблица 2

Показатели содержания аэроионов в воздухе рабочей зоны

Показатель	Рекомендованное содержание аэроионов		Содержание аэроионов до начала работы		Содержание аэроионов после начала работы		Содержание аэроионов после работы и проветривания	
	отрицательные	положительные	отрицательные	положительные	отрицательные	положительные	отрицательные	положительные
Концентрации ионов	$600 \leq 50\,000$	$400 \leq 50\,000$	< 100	< 100	< 100	250–300	400–450	200–250

Организация оптимальных режимов проветривания помещений, искусственного увлажнения воздуха позволяла увеличивать наличие отрицательных ионов до рекомендуемых величин.

По результатам изучения электростатических и электромагнитных полей и видеотерминалов при работе на компьютерах было выяснено, что на большинстве компьютерных мониторов уровни электростатического и электромагнитного полей не соответствуют временным допустимым уровням (ДУ). Так, примерно у половины мониторов напряженность поля электростатического характера превышает допустимые значения до двух раз, у другой половины — до полутора раз. При этом отмечается, что в частотном диапазоне 5–2 000 Гц 25 % видеотерминалов имеют повышенную плотность электромагнитного потока — свыше чем в 2 раза. В частотном диапазоне 2–400 кГц 50 % видеотерминалов имеют плотность электромагнитного потока, превышающую допустимые уровни в 1,5–2 раза, у других 50 % плотность электромагнитного потока превышает ДУ более чем в 2 раза.

Полученные данные подтверждают необходимость тщательного профессионального отбора претендентов на должность оператора АСУ ТПП «Когалымнефтегаз». Поэтому решение второй поставленной задачи подразумевало разработку Программы профессионального отбора, включающую следующее:

- анализ вредных производственных факторов;
- общая характеристика специальности оператора АСУ установок добычи нефти и газа;
- целевые признаки для отбора профессии, определенные формулированием профессиограммы и соответствия требованиям претендентов на должность (на примере 5 претендентов); выдержки из 83 вопросов

(табл. 3), итоговая интерпретация (табл. 4); из полученных данных следует, что Претендент 1 набирает большее количество баллов психологического соответствия профессии;

- анализ состояния здоровья претендентов на должность (на примере 5 претендентов) выявил отсутствие острых и хронических заболеваний у Претендентов 1 и 3. У Претендентов 2 и 4 есть хронический бронхит, у Претендента 5 — гипертония и вегетососудистая дистония;
- по результатам комплексной оценки Претендент 1 лучше подходит на должность оператора АСУ в ТПП «Когалымнефтегаз».

Таблица 3

Выдержки свойств характеристики психологической профессиограммы

Свойства положительных характеристик	Оценка (баллы)		Свойства нежелательных характеристик
	степень выраженности положительных характеристик (от минимальных 6 до максимальных 10 б)	степень выраженности нежелательных характеристик (от минимальных 5 до максимальных 1 б)	
Решительный	6;7;8;9;10	5;4;3;2;1	Нерешительный
Настойчивый	6;7;8;9;10	5;4;3;2;1	Уступчивый
Стабильный	6;7;8;9;10	5;4;3;2;1	Импульсивный
Целеустремленный	6;7;8;9;10	5;4;3;2;1	Разбросанный
Дисциплинированный	6;7;8;9;10	5;4;3;2;1	Неорганизованный
Энергичный	6;7;8;9;10	5;4;3;2;1	Вялый
Долго помнит	6;7;8;9;10	5;4;3;2;1	Быстро забывает
Быстро запоминает	6;7;8;9;10	5;4;3;2;1	Медленно запоминает
Умеет быстро вспоминать	6;7;8;9;10	5;4;3;2;1	Не умеет быстро вспоминать
Точно вспоминает задание	6;7;8;9;10	5;4;3;2;1	Вспоминает общий смысл задания
Внимательный	6;7;8;9;10	5;4;3;2;1	Невнимательный
Сосредоточенный	6;7;8;9;10	5;4;3;2;1	Рассеянный
Хорошее переключение внимания	6;7;8;9;10	5;4;3;2;1	Плохое переключение внимания
Высокое распределение внимания	6;7;8;9;10	5;4;3;2;1	Плохое распределение внимания
Есть технический слух	6;7;8;9;10	5;4;3;2;1	Нет технического слуха

**Сводная таблица для перечисленных групп свойств, характерных
для претендентов со средними баллами
(Претендент 1/ Ср. балл ... Претендент 5/ Ср. балл)**

Номер вопро- са	Свойства личности	Претен- дент 1	Претен- дент 2	Претен- дент 3	Претен- дент 4	Претен- дент 5
		Ср. балл				
1–10	Аттенционные	7	6	6	6	4
59–68	Волевые	7	5	5	5	4
36–40	Имажинитивные	6	5	5	4	4
69–83	Коммуникатив-	7	5	6	5	5
11–20	Мнемические	8	5	6	7	4
41–50	Мыслительные	7	4	4	3	3
21–30	Психомоторные	9	5	8	5	5
31–35	Сенсорные	8	6	7	6	4
51–58	Эмоциональные	6	6	5	7	7

Выводы

Вышесказанное позволило обосновать необходимость разработки Программы профессионального отбора оператора АСУ УКПН ТПП «Когалым-нефтегаз». Программа должна включать следующий алгоритм реализации.

1. Комплексная оценка вредных факторов производственной среды оператора АСУ.
2. Выявление особенностей и требований труда оператора АСУ УКПН.
3. Обозначение целевых характеристик профессии.
4. Разработка профессиограммы рабочего места оператора.
5. Проведение тестирования на соответствие требованиям профессии, оценка состояния здоровья претендентов.
6. Обработка результатов, выбор конкретного претендента на должность оператора.

Список источников

1. Распространенность основных неинфекционных, производственно-обусловленных заболеваний у работников нефтедобывающей отрасли / Г. Г. Гимранова, А. Б. Бакиров, Э. Р. Шайхлисламова [и др.]. – Текст : непосредственный // Медицина труда и экология человека. – 2016. – № 1. – С. 5–15.
2. Баевский, Р. М. Концепция физиологической нормы и критерии здоровья / Р. М. Баевский. – Текст : непосредственный // Российский физиологический журнал им. И. М. Сеченова. – 2003. – Т. 89, № 4. – С. 473–487.

3. Солонин, Ю. Г. Медико-физиологические аспекты жизнедеятельности в Арктике / Ю. Г. Солонин, Е. Р. Бойко. – Текст : непосредственный // Арктика : экология и экономика. – 2015. – № 1 (17). – С. 70–75.
4. Жилияков, Е. В. Необходимость организации автоматизированной системы управления (АСУ) Вынгайхинского нефтегазового месторождения и роль оператора в ее безопасной работе / Е. В. Жилияков, Р. Х. Юсупов. – Текст : непосредственный // Актуальные вопросы охраны труда и промышленной безопасности : сборник материалов I Всероссийской научно-практической конференции, Тюмень, 18 апреля 2018 г. / Под редакцией А. А. Загорской. – Тюмень : ТИУ, 2018. – С. 57–60.
5. Климов, Е. А. Психология профессионального самоопределения : учебное пособие / Е. А. Климов. – Москва : Академия, 2004. – 304 с. – Текст : непосредственный.
6. Смирнов, Д. В. Профессиональный психологический отбор как цель, процесс и результат / Д. В. Смирнов, С. Н. Сорокоумова. – Текст : электронный // Вестник Мининского университета : сетевое издание. – 2022. – № 3 (40). – URL: <https://doi.org/10.26795/2307-1281-2022-10-3-17>.
7. Измеров, Н. Ф. Гигиена труда : учебник / Н. Ф. Измеров, В. Ф. Кириллов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : ГЭОТАР-Медиа, 2016. – 480 с. – Текст : непосредственный.
8. Жилияков, Е. В. Аттестация рабочих мест в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Когалымнефтегаз» / Е. В. Жилияков, Р. Х. Юсупов, А. С. Палий. – Текст : непосредственный // Нефть и газ : технологии и инновации : материалы Национальной научно-практической конференции. – Тюмень : ТИУ, 2019. – Т. 2. – С. 17–18.
9. Мещерская, Н. П. Теоретические основания профессионально-психологического отбора / Н. П. Мещерская. – Текст : непосредственный // Вестник Тверского государственного университета. Серия : Педагогика и психология. – 2016. – № 2. – С. 220–228.

References

1. Gimranova, G. G., Bakirov, A. B., Shaikhislamova, E. R., Karimova, L. K., Volgareva, A. D., Obukhova, M. P., & Beigul, N. A. (2016). Prevalence of main non-infectious work-related diseases among oil extraction workers. *Occupational medicine and human ecology*, (1), pp. 5-15. (In Russian).
2. Baevskii, R. M. (2003). Concept of physiological norm and criteria of health. *Russian journal of Physiology*, 89(4), pp. 473-487. (In Russian).
3. Solonin, Yu. G., & Boyko, E. R. (2015). Medical and physiological aspects of vital activity in the Arctic. *Arctic: ecology and economy*, (1(17)), pp. 70-75. (In Russian).
4. Zhilyakov, E. V., & Yusupov, R. Kh. (2018). Neobkhodimost' organizatsii avtomatizirovannoy sistemy upravleniya (ASU) Vyingaykhinskogo neftegazovogo mestorozhdeniya i rol' operatora v ee bezopasnoy rabote. Aktual'nye voprosy okhrany truda i promyshlennoy bezopasnosti: sbornik materialov I Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, Tyumen, April, 18, 2018. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 57-60. (In Russian).
5. Klimov, E. A. (2004). *Psikhologiya professional'nogo samoopredeleniya*. Moscow, Akademiya Publ., 304 p. (In Russian).

6. Smirnov, D. V., & Sorokoumova, S. N. (2022). Professional psychological selection – as a goal, process and outcome. *Vestnik of Minin University*, 10(3). (In Russian). Available at: <https://doi.org/10.26795/2307-1281-2022-10-3-17>
7. Izmerov, N. F., & Kirillov, V. F. (2016). *Gigiena truda*. 2nd edition, revised and expanded, Moscow, GEOTAR-Media Publ., 480 p. (In Russian).
8. Zhilyakov, E. V., Yusupov, R. Kh., & Paliy, A. S. (2019). Attestatsiya rabochikh mest v OOO "LUKOIL - Zapadnaya Sibir' " TPP "Kogalymneftegaz". *Neft' i gaz: tekhnologii i innovatsii: materialy Natsional'noy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Tyumen, Industrial University of Tyumen, Vol. 2, pp. 17-18. (In Russian).
9. Mescherskaya, N. P. (2016). Theoretical basis of the professional psychological selection. *Vestnik Tverskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Pedagogika i psikhologiya*, (2), pp. 220-228. (In Russian).

Информация об авторах/ Information about the authors

Жиляков Евгений Викторович, доктор медицинских наук, доцент, профессор кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, zhiljakovev@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0666-1283>

Томус Ирина Юрьевна, кандидат медицинских наук, доцент кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Монахова Зинаида Николаевна, кандидат социологических наук, доцент кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Гузеева Светлана Анатольевна, кандидат сельскохозяйственных наук, доцент кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Петров Григорий Леонидович, кандидат биологических наук, доцент кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Evgeniy V. Zhilyakov, Doctor of Medicine, Associate Professor, Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen, zhiljakovev@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0666-1283>

Irina Yu. Tomus, Candidate of Medicine, Associate Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen

Zinaida N. Monakhova, Candidate of Sociology, Associate Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen

Svetlana A. Guzeeva, Candidate of Agricultural Sciences, Associate Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen

Grigoriy L. Petrov, Candidate of Biology, Associate Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 13.09.2023; одобрена после рецензирования 20.11.2023; принята к публикации 23.11.2023.

The article was submitted 13.09.2023; approved after reviewing 20.11.2023; accepted for publication 23.11.2023.

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:
 - сопроводительное письмо руководства организации, откуда исходит рукопись; рекомендация соответствующей кафедры вуза (заверенная выписка из протокола заседания кафедры);
 - экспертное заключение организации, откуда исходит рукопись, о возможности открытого опубликования;
 - заявление автора о публикации произведения и передаче исключительных прав на него редакции журнала;
 - сопроводительное письмо автора на имя главного редактора журнала, подтверждающее, что статья нигде ранее не была опубликована.
2. В целях обеспечения качества публикуемых материалов и соблюдения авторских прав все поступающие в редакцию журнала рукописи проходят проверку на наличие заимствований и только после этого направляются на рецензирование. Статьи, содержащие менее 75 % оригинального текста, в журнале не публикуются.
3. Все поступающие в редакцию рукописи, соответствующие тематике журнала, проходят процедуру рецензирования с целью их экспертной оценки. Рецензенты являются признанными специалистами по тематике рецензируемых материалов. Рецензии хранятся в редакции в течение 5 лет.
4. **Технические требования к тексту.** Материалы поступают в редакцию через сайт журнала (tumng.tyuiu.ru) и могут дублироваться по электронной почте (shuvaevanv@tyuiu.ru). Рукопись предоставляется в виде файла, набранного с использованием редактора Microsoft Word.
 - Поля: верхнее — 2,8 см; нижнее — 5,07 см; левое — 4,2 см; правое — 4,2 см; переплет — 0. От края до колонтитула: верхнего — 1,25 см; нижнего — 4,1 см. Размер шрифта — 11 пт (Times New Roman), междустрочный интервал — 1. Абзацный отступ — 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: крупный символ — 12 пт; мелкий символ — 8 пт; крупный индекс — 8 пт; мелкий индекс — 7 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 без расшифровки не допускается. Узкоспециальные научные термины также должны быть расшифрованы. Необходимо избегать применения громоздкого математического аппарата. Сведения, приводимые в статье, должны содержать необходимый минимум формул.
6. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены по отдельности.

7. Предоставляемая рукопись включает в себя следующие элементы:
- индекс УДК, заглавие статьи (10–12 слов), инициалы и фамилии авторов, наименование учреждения, откуда исходит рукопись;
 - ключевые слова (не более 10 слов или 3–4 словосочетаний по теме статьи; отражают специфику темы, объект и результаты исследования) — на русском и английском языках;
 - аннотация (объемом от 120 до 250 слов) — включает предпосылки исследования; краткие цели, которые были поставлены при написании статьи; ведущий метод, который позволяет выявить изложенную проблему; также необходимо кратко перечислить основные результаты и практическую значимость работы — на русском и английском языках;
 - финансирование и благодарности (опционально) — блок 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.
 - сведения об авторах (полные Ф.И.О., должность, ученая степень, звание, место работы, e-mail, ORCID (при наличии)) — на русском и английском языках.
8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): Введение; Объект и методы исследования; Экспериментальная часть/постановка эксперимента (опционально); Результаты; Обсуждение; Выводы; Список источников. Объем текста статьи (без учета таблиц, графического материала и библиографического списка) — от 5 до 10 страниц.
- **Введение.** Включает актуальность темы исследования, обзор литературы по теме исследования, постановку проблемы исследования, формулирование цели и задач исследования.
 - **Объект и методы исследования.** Включает детальное описание методов и схемы экспериментов/наблюдений, позволяющих воспроизвести их результаты, пользуясь только текстом статьи; материалы, приборы, оборудование и другие условия проведения экспериментов/наблюдений.
 - **Экспериментальная часть/постановка эксперимента.** Необязательный раздел. Может включать подробную информацию о стадиях реализации эксперимента, включающую графические материалы для наиболее полного раскрытия методики и условий проведения опытов.
 - **Результаты.** Результаты рекомендуется представлять преимущественно в виде таблиц, графиков и иных наглядных формах. Этот раздел включает анализ полученных результатов, их интерпретацию, сравнение с результатами других авторов.
 - **Обсуждение.** Содержит интерпретацию полученных результатов исследования, включая соответствие полученных результатов гипотезе исследования; ограничения исследования и обобщения его результатов; предложения по практическому применению; предложения по направлению будущих исследований.
 - **Выводы.** Подводятся итоги научного исследования. Заключение содержит выводы, кратко формулирующие основные научные результаты статьи. Выводы должны логически соответствовать поставленным в начале статьи задачам, содержать краткие итоги разделов статьи без повторения формулировок, приведенных в них. В разделе «Выводы» не должно быть ссылок на источники литературы.
 - **Список источников.** 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]»). Список источников должен быть представлен на русском (Список источников, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.100–2018) и английском (References, оформляется в соответствии с APA 6th Edition) языках. Список источников и References необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

Ссылаться нужно в первую очередь на «авторизованные источники» — книги, статьи в журналах, сборников докладов конференций. Допускается упоминание диссертаций и патентов. Состав источников должен быть актуальным. Нормативно-техническую документацию (ГОСТ, СНиП, СанПиН и пр.), а также различные отчеты и карты следует оформлять как постраничные сноски согласно ГОСТ Р 7.0.5–2008.

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 Минобрнауки России при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

**Перепечатка материалов или их фрагментов возможны
только с письменного разрешения редакции.
Ссылка на научно-технический журнал
«ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ»
обязательна!**

Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:
 - a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
 - an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
 - the author's statement about the publication of the work and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
 - an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.
2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for matching content and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.
3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.
4. **Technical requirements.** Authors have to send manuscripts to the editorial staff through the journal's website (tumng.tyuiu.ru); they can also duplicate documents, which are submitted for publication, through e-mail (shuvaevanv@tyuiu.ru).
 - Margins: top — 2.8 cm; bottom — 5.07 cm; left — 4.2 cm; right — 4.2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1.25 cm; bottom — 4.1 cm. Font size — 11 pt (Times New Roman), interline interval — 1. Paragraph indention — 0.5 cm.
 - The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt; large index — 8 pt; small index — 7 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 the International System of Units. Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.
6. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented separately.
7. The presented manuscript contains:
 - The UDC code, the title of the article (10-12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.
 - Keywords (no more than 10 words or 3-4 sentences on the topic of the article; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.

- The abstract (120 to 250 words). It includes the background of the research; a brief summary of the objectives of the article; a key method that identifies the problem presented; a summary of the main findings and practical relevance of the article — in Russian and English.

- Funding and Acknowledgements (optional section). It may include information about the grant under which the research was carried out, and acknowledgement of other scientists and/or companies that helped to carry out the study.

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

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

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

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

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

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

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

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

- **References.** The authors are responsible for the accuracy of each link. All references must be numbered consecutively. References should be enclosed in square brackets (e.g. "as mentioned in [9, 10]"). References should be submitted in Russian (they must be arranged in accordance with GOST R 7.0.100-2018) and English (they must be arranged in accordance with ARA 6th Edition). Both versions of references should be divided into two independent parts, which are located under each other.

Authors should refer primarily to "authorised sources", i.e. books, journal articles, collections of conference proceedings. Mention of dissertations and patents is allowed. The sources must be up-to-date. Normative and technical documentation (GOST, SNiP, SanPiN, etc.), as well as various reports and maps, should be prepared as page footnotes in accordance with GOST R 7.0.5-2008.

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. Manuscripts that do not meet the above requirements will not be considered and will not be returned to the authors.

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

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

**Reprinting or fragments thereof may be only with the written
permission of the publisher.**

**Reference to the scientific and technical journal
"OIL AND GAS STUDIES" is obligatory!**

На научно-технический журнал

«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»

(подписной индекс: 73837)

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

«Пресса России»:

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

а также можно подписаться через интернет-магазин

«Пресса по подписке»:

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

Редактор — А. С. Отто

Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 2762.

Дата выхода в свет 27.12.23. Формат 70x108/16.

Уч.-изд. л. 5,29. Усл. печ. л. 9,1.

Распространяется по подписке. Цена свободная.

Центр развития публикационной активности федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего

образования «Тюменский индустриальный университет».

625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

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

Editor — Anastasia S. Otto

Editor, designer — Natalya V. Shuvaeva

Number of copies 500. Order No 2762.

Date of publishing 27.12.23. Sheet size 70x108/16.

Published sheets 5,29. Conventional printed sheets 9,1.

Distributed by subscription. Free price.

Center for the development of publication activity. Industrial University of Tyumen.

625000, Tyumen, 38 Volodarskogo St.

Printing house of the library and publishing complex.

625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.