

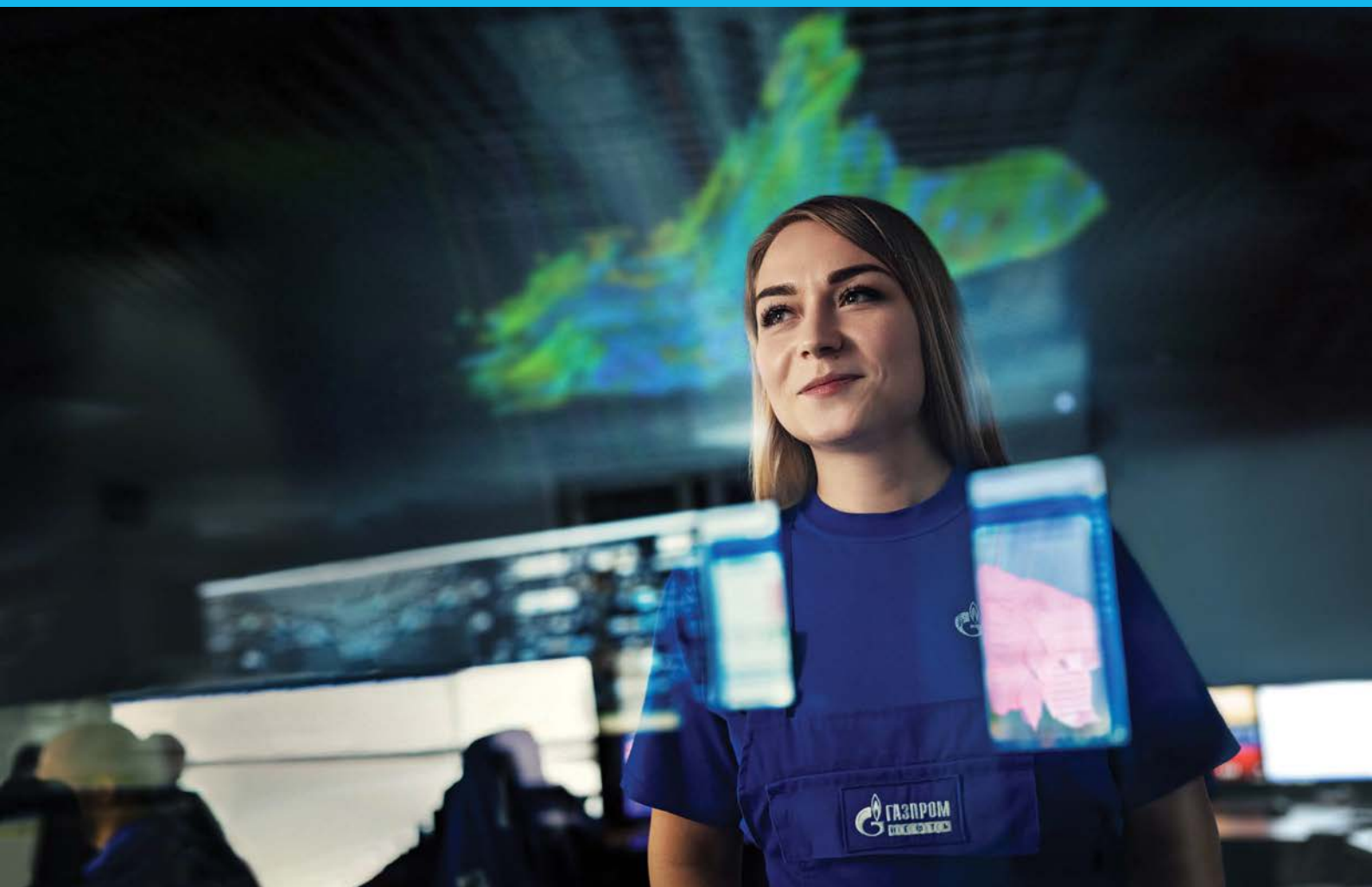
12 стр. Прогноз насыщенности
низкопроницаемых
коллекторов типа «Рябчик»

52 стр. Новые технологии
разработки шельфовых
месторождений Вьетнама

121 стр. Использование
беспилотных аппаратов
в геологоразведке

Опыт Ирака в разделении скважинного флюида
с использованием аппаратов воздушного охлаждения

стр. 90





5-я научно-практическая конференция

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ 2022



Геомодель



ВАЖНЫЕ ДАТЫ

Окончание приёма тезисов
докладов
1 июля 2022 г.

Окончание регистрации по
льготному тарифу
1 августа 2022 г.

Объявление программы
конференции
1 сентября 2022 г.

НАПРАВЛЕНИЯ ТЕМ НАУЧНЫХ СЕССИЙ

1. Интегрированный подход к бурению горизонтальных скважин
2. Технологии бурения, ОПЗ, РИР, КРС и глушения горизонтальных скважин
3. Геонавигация
4. Петрофизика, ГИС и ГТИ в горизонтальных скважинах
5. Интеллектуальное заканчивание горизонтальных скважин
6. ГРП в горизонтальных скважинах
7. Геомеханическое моделирование для решения задач разработки месторождений горизонтальными скважинами
8. Комплексное геологическое моделирование и сейсмогеологическое моделирование как основа выбора стратегии разработки
9. Опыт учёта горизонтальных скважин при геологическом моделировании
10. Концептуальное проектирование опытно-промышленных работ и полномасштабной разработки с помощью горизонтальных скважин. Разработка месторождений
11. Геофизические, гидродинамические исследования, ПГИ, трассеры и мониторинг работы действующих горизонтальных скважин
12. Эксплуатационное бурение для целей разведки

10–14 октября 2022 г. | Сочи, Россия



www.geomodel.ru

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»**О ЖУРНАЛЕ**

«PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти» – специализированный научно-технический журнал, в котором публикуются статьи по актуальным вопросам нефтегазовой отрасли.

Подготовку издания осуществляет Научно-Технический Центр «Газпром нефти». Аудитория издания – сотрудники нефтегазовых и нефтесервисных компаний, представители научного сообщества, технологические и академические центры.

Журнал рецензируется и аккредитован в Высшей аттестационной комиссии (ВАК) по направлениям: 2.8.2. «Технология бурения и освоения скважин» (технические науки), 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (технические науки), 1.6.11. «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (геолого-минералогические науки), 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (геолого-минералогические науки), 25.00.18. «Технология освоения морских месторождений полезных ископаемых» (технические науки).

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Яковлев В.В., председатель редакционной коллегии, заместитель генерального директора «Газпром нефти»

Хасанов М.М., главный редактор, д.т.н., директор по науке «Газпром нефти»

Аплонов С.В., д.геол.-мин.н., профессор, Санкт-Петербургский государственный университет

Бахтизин Р.Н., д.физ.-мат.н., академик Академии наук Республики Башкортостан

Бочков А.С., к.т.н., заместитель генерального директора по новым технологиям Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

Бухановский А.В., д.т.н., Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики

Валиуллин Р.А., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой геофизики, Башкирский государственный университет

Вашкевич А.А., директор дирекции по технологическому развитию «Газпром нефти»

Головин С.В., д.физ.-мат.н., профессор, заместитель председателя Сибирского отделения РАН по комплексному развитию

Доктор С.А., директор по добыче «Газпром нефти»

Кривцов А.М., д.физ.-мат.н., член-корреспондент РАН, заведующий кафедрой «Теоретическая механика», Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Осипцов А.А., д.физ.-мат.н., профессор, Центр добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Постникова О.В., д.геол.-мин.н., заведующая научно-исследовательской лабораторией по проблемам нефтегазоносности Восточной Сибири, профессор кафедры литологии, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Сарваров А.Р., к.т.н., директор дирекции по крупным проектам «Газпром нефти»

Федоров К.М., д.физ.-мат.н., профессор, директор физико-технического института, Тюменский государственный университет

Хафизов С.Ф., д.геол.-мин.н., заведующий кафедрой поисков и разведки нефти и газа, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Шашель В.А., к.т.н., заместитель генерального директора по интегрированным решениям Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

РЕДАКЦИЯ

Керимова Э.Р., выпускающий редактор, ученый секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

Ребров Д.А., советник заместителя генерального директора «Газпром нефти»

Волков К.М., руководитель направления Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

УСЛОВИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License

ИНДЕКСАЦИЯ

РИНЦ, scholar-google, ROAD, РГБ, ВИНТИ, Worldcat, Lens, Research4life, Openaire. Журнал входит в перечень периодических научных изданий РФ, рекомендованных ВАК для публикации основных результатов диссертаций на соискание ученой степени кандидата и доктора наук

PRONEFT.
PROFESSIONALLY ABOUT OIL

ABOUT THE JOURNAL

PRONEFT. Professionally about Oil is a specialized scientific and technical journal that publishes articles on topical issues of the oil and gas industry. Publications are prepared by the Gazprom Neft Science and Technology Center. The journal audience includes employees of petroleum and oilfield service companies, members of the scientific community, readers in research and academic centers.

The journal is reviewed and accredited by the Higher Attestation Commission (HAC) in the following disciplines: 2.8.2. Technology of drilling and development of wells (technical sciences), 2.8.4. Development and operation of oil and gas fields (technical sciences), 1.6.11. Geology, prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields (geological and mineralogical sciences), 2.8.4. Development and operation of oil and gas fields (geological and mineralogical sciences), 25.00.18. Development technology offshore mineral deposits (technical sciences).

EDITORIAL BOARD

Vadim V. Yakovlev, Chairman of the Editorial Board, Deputy General Director, Gazprom Neft

Mars M. Khasanov, Editor-in-Chief, Dr. Sci. (Eng.), Scientific Director, Gazprom Neft

Sergey V. Aplonov, Dr. Sci. (Geol.), Professor, St. Petersburg State University

Ramil N. Bakhtizin, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Academician of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan

Andrey S. Bochkov, Cand. Sci. (Eng.), Deputy General Director for New Technologies, Gazprom Neft Science and Technology Center

Alexander V. Bukhanovsky, Dr. Sci. (Eng.), St. Petersburg National Research University of Information Technologies, Mechanics and Optics

Rim A. Valiullin, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Head of the Department of Geophysics, Bashkir State University

Alexey A. Vashkevich, Director of the Technology Development Directorate, Gazprom Neft

Sergey V. Golovin, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Deputy Chairman of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences for Integrated Development

Sergey A. Doctor, Director of the Production Directorate, Gazprom Neft

Anton M. Krivtsov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Head of the Department of Theoretical Mechanics, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

Andrey A. Osipov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Center for Hydrocarbon Production, Skolkovo Institute of Science and Technology

Olga V. Postnikova, Dr. Sci. (Geol.), Professor of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Aidar R. Sarvarov, Cand. Sci. (Eng.), Director of the Major Projects Directorate, Gazprom Neft

Konstantin M. Fedorov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Director of the Physics and Technology Institute, Tyumen State University

Sergey F. Khafizov, Dr. Sci. (Geol.), Head of the Department of Oil and Gas Prospecting and Exploration, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Vadim A. Shashel, Cand. Sci. (Eng.), Deputy General Director for Integrated Solutions, Gazprom Neft Science and Technology Center

EDITORIAL OFFICE

Elvira R. Kerimova, Executive Editor, Scientific Secretary, Gazprom Neft Science and Technology Center

Denis A. Rebrov, Advisor to the Deputy General Director, Gazprom Neft

Konstantin M. Volkov, Project manager, Gazprom Neft Science and Technology Center

CONTENT DISTRIBUTION TERMS

The content is distributed under the Creative Commons Attribution 4.0 License

INDEXING

RSCI, scholar-google, ROAD, RSL, VINITI, Worldcat, Lens, Research4life, Openaire.

The journal is included in the list of periodical scientific publications of the Russian Federation recommended by the Higher Attestation Commission for publication of main results of studies for the degree of Candidate of Sciences and Doctor of Sciences.

6

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ / GEOLOGY AND EXPLORATIONS

12

С.П. Михайлов, А.Х. Насыров, А.А. Штырляева

Методология прогноза начальных нефтенасыщенных толщин для низкопроницаемых коллекторов пластов группы АВ1 («Рябчик»)

Sergey P. Mikhaylov, Askar Kh. Nasyrov, Anastasia A. Shtyrlyayeva

Methodology for prediction of initial oil-saturated thicknesses for low-permeability reservoirs of AB1 ("Ruff") group

20

А.М. Асланян, М.Ю. Гарнышев, Р.В. Гусс

Анализ динамики обводненности по корреляции с добычей

Arthur M. Aslanyan, Marat Yu. Garnyshev, Rodion V. Guss

Watercut diagnostics based on correlation with liquid production

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ / DEVELOPMENT AND OPERATION OF OIL FIELDS

32

А.Г. Козубовский, Т.В. Кузьмина

Исследование влияния процесса разработки залежи на продуктивность скважин

Aleksandr G. Kozubovsky, Tat'yana V. Kuzmina

The impact of development of reservoir on well productivity

41

А.И. Варавва, Р.Т. Апасов, Р.Р. Бадгутдинов, А.Ф. Ямалетдинов, Ф.А. Корякин, Е.Е. Сандалова,
Д.А. Самоловов, С.М. Бикбулатов, С.А. Нехаев

Иерархия интегрированных моделей. Применение интегрированного моделирования различной степени сложности на всех этапах жизненного цикла газоконденсатных проектов

Artem I. Varavva, Renat T. Apasov, Ruslan R. Badgutdinov, Ayrat F. Yamaletdinov, Fedor A. Koryakin,
Ekaterina E. Sandalova, Dmitriy A. Samolovov, Salavat M. Bikbulatov, Sergey A. Nekhaev

Hierarchy of integrated models. Applying integrated modeling of varying detail at different stages of gas condensate projects development

52

А.Н. Иванов, Д.В. Приданников, А.А. Мурыгин, А.С. Авдеев, В.А. Ховрин, В.Н. Костикин

Повышение эффективности разработки месторождений СП «Вьетсовпетро», находящихся на поздней стадии разработки в условиях ограниченности фонда скважин на морских стационарных платформах

Aleksei N. Ivanov, Denis V. Pridannikov, Aleksandr A. Murygin, Andrei S. Avdeev, Vasilii A. Khovrin, Vitalii N. Kostikin

Enhancement of Vietsovpetro brown fields' development efficiency considering the limited well stock at the offshore facilities

60

Е.В. Демин, А.Р. Хуснутдинов, П.С. Соловьев

Работа с фондом скважин, осложненных межколонными давлениями: эволюция нормативного регулирования и подходы нефтегазодобывающих компаний

Eugene V. Demin, Artur R. Khusnutdinov, Pavel S. Solovjov

Management of well stock with casing pressure: the evolution of regulatory and approaches of oil and gas companies

76

С.И. Мельников, Б.А. Мурашов, А.А. Гроо, А.М. Муллин

Автоматизация расчетов в концептуальном проектировании обустройства при вероятностном подборе профилей добычи флюидов

Sergey I. Melnikov, Boris A. Murashov, Alexandr A. Groo, Andrey M. Mullin

Automation of calculations in the conceptual infrastructure design with the probabilistic selection of fluid extraction profiles

БУРЕНИЕ СКВАЖИН / DRILLING OF THE WELLS

85

С.В. Тишкевич, И.А. Котов, А.Н. Коротченко, А.А. Петров

Применение интеллектуальных систем при глушении скважин с аномально высокими пластовыми давлениями (Ачимовские отложения)

Sergey V. Tishkevich, Ivan A. Kotov, Andrey N. Korotchenko, Artem A. Petrov

The use of intelligent systems when killing fluids with anomaly high formation pressures (Achimov deposits)

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ / OILFIELD EQUIPMENT

90

М.В. Прокопьев, И.Ю. Воробьев, Ю.Г. Рахмангулов

Применение аппаратов воздушного охлаждения на месторождении в Ираке для конденсации низкокипящих углеводородов из попутного нефтяного газа

Mikhail V. Prokopen, Ilya Yu. Vorobev, Yulay G. Rakhmangulov

Application of air cooled heat exchangers for condensation of natural gas liquids from associated petroleum gas in an oil field in Iraq

101

М.Ю. Тарасов, И.В. Столбов

Технико-технологические решения и расчёты процесса отделения механических примесей на установке входной сепарации нефти

Mikhail Y. Tarasov, Igor V. Stolbov

Technical and technological solutions and calculations of the process of separation of mechanical impurities at the inlet oil separation unit

ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ / OIL TRANSPORTATION AND TREATMENT

107

М.Ю. Тарасов, Е.В. Портнягина, С.С. Иванов

Технологический расчёт нефтегазосепарационного оборудования с помощью корреляционных зависимостей вязкости водонефтяных эмульсий от плотности нефти

Mikhail Yu. Tarasov, Elena V. Portniagina, Sergei S. Ivanov

Technological calculation of oil and gas separation equipment using correlation dependences of viscosity of oil-water emulsions on oil density

ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

ИСТОРИЯ ИЗДАНИЯ ЖУРНАЛА:
Издается с 2016 г.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ:
4 раза в год

ПРЕФИКС DOI:
<https://doi.org/10.51890>

ISSN PRINT:
2587-7399

ISSN ONLINE:
2588-0055

СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ
СРЕДСТВА МАССОВОЙ ИНФОРМАЦИИ:
Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по
надзору в сфере связи, информационных технологий и
массовых коммуникаций (Роскомнадзор) РФ 22.09.2017 г.
Per № ПИ ФС77-71164

УЧРЕДИТЕЛЬ, ИЗДАТЕЛЬ, РЕДАКЦИЯ:
**ООО «Газпромнефть НТЦ»,
190000, Россия, Санкт-Петербург,
Наб. реки Мойки, д. 75-79, лит. Д**
Тел.: +7 (812) 313-69-24
Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru

ТИРАЖ:
200 экз.

ДАТЫ:
Сдано в набор 18.04.2022.
Подписано в печать 30.06.2022.
Дата выхода в свет 11.07.2022.

ТИПОГРАФИЯ:
Отпечатано в ООО «БЕАН»
603003, г. Нижний Новгород, ул. Баррикад, д. 1, корп. 5

КОПИРАЙТ:
© «ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти», 2022
© «Газпром нефть», 2022
© Научное редактирование статей и верстка
ООО «НЭИКОН ИСП», 2022
115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 4, стр. 5, офис 2.4

ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС:
в каталогах «Урал-Пресс» — 81003

СТОИМОСТЬ ОДНОГО ВЫПУСКА:
свободная цена

114

К.А. Печко, И.С. Сенькин, Е.В. Белоногов

Моделирование скважин методами машинного обучения для задач интегрированного моделирования

Konstantin A. Pechko, Ilya S. Senkin, Evgeny V. Belonogov

Well modeling using machine learning methods for integrated modeling

121

В.Д. Гулин, Г.С. Григорьев, А.С. Никитин, Н.В. Сивой, Е.Б. Бондарев, М.М. Исламуратов

Беспилотные технологии в геологоразведке

Vladimir D. Gulin, Gleb S. Grigoriev, Alexey S. Nikitin, Nikita V. Sivoy, Evgeniy B. Bondarev, Marat M. Islamuratov

Unmanned technologies in geological exploration

ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, ПРАВО / ECONOMY. MANAGEMENT. LAW

132

М.О. Калугина, И.В. Фахретдинов, А. А. Прохоров, Н.Ф. Тепляков

Развитие инструментов оценки рентабельности фонда для повышения эффективности управления объектами базовой добычи, в том числе в период ограничений добычи ОПЕК

Maria O. Kalugina, Irnat V. Fakhretdinov, Andrei A. Prokhorov, Nikolay F. Teplyakov

Development of tools for assessing the profitability of the fund to improve the efficiency of managing base production facilities, including during the period of OPEC production restrictions

МИНПРИРОДЫ РОССИИ И «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» БУДУТ ВМЕСТЕ РАБОТАТЬ НАД СОЗДАНИЕМ ФЕДЕРАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Министерство природных ресурсов и экологии России и «Газпром нефть» будут сотрудничать в вопросах внедрения цифровых инструментов экологического мониторинга. Программные решения «Газпром нефти» станут прототипом для модулей комплексной системы мониторинга окружающей среды, которая создается в рамках национального проекта «Экология». Соответствующий меморандум в ходе Петербургского международного экономического форума подписали Министр природных ресурсов и экологии России Александр Козлов и председатель Правления «Газпром нефти» Александр Дюков.

В соответствии с меморандумом «Газпром нефть» представит свои компетенции и экспертизу при определении архитектуры цифровых решений будущей системы. При этом будет учтен опыт инновационной цифровой системы экологического мониторинга «Газпром нефти». В онлайн-режиме она собирает и анализирует данные с производственных установок, различных информационных и производственных систем. Благодаря цифровой системе «Газпром нефти» обеспечивается контроль за работой промышленных объектов и полная информационная прозрачность для надзорных органов. Кроме того, система «Газпром нефти» станет поставщиком

информации в комплексную систему экологического мониторинга.

«Газпром нефть» последовательно реализует программу внедрения эффективных природоохранных решений в производственные процессы. В частности, компания является активным участником федерального проекта «Чистый воздух». Модернизация наших нефтеперерабатывающих заводов позволила нам получить широкую экспертизу, в том числе и в сфере разработки цифровых систем мониторинга. Эти решения уже позволили «Газпром нефти» существенно сократить воздействие производственных объектов нефтепереработки на окружающую среду и повысить экологический контроль. Мы рады, что наш опыт поможет в развитии отрасли, — сказал председатель Правления «Газпром нефти» Александр Дюков.



НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ «ГАЗПРОМ НЕФТИ» ПОЗВОЛЯТ НАЧАТЬ ПОЛНО-МАСШТАБНУЮ ДОБЫЧУ ПАЛЕОЗОЙСКОЙ НЕФТИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

«Газпром нефть» создала и успешно протестировала первый в России прототип промышленной технологии поиска палеозойских углеводородов. Геологические запасы палеозоя, который содержит самую древнюю нефть Западной Сибири, сформировавшуюся около 540 млн лет назад, превышают 26 млрд тонн. До недавнего времени эффективных методов поиска палеозойской нефти не существовало — лишь пятая часть геолого-разведочных проектов завершалась успехом. В рамках проекта «Палеозой» «Газпром нефть» совместно с Томским политехническим университетом и при поддержке администрации Томской области создала первый в отрасли прототип промышленной технологии поиска палеозойской нефти. Комплексный подход включает в себя анализ керна, данных бурения и геофизические исследования. С помощью цифровых алгоритмов, больших данных и искусственного интеллекта были изучены огромные массивы геологической информации по участкам в Томской области за последние десятилетия. Это позволило выявить закономерности строения доюрских пластов, выработать алгоритмы прогнозирования их нефтеносности и эффективные методы поиска запасов. Новый подход также показал свою высокую эффективность для выявления подземных геотермальных источников, которые планируется

использовать при развитии проектов возобновляемой энергетики.

В перспективе «Газпром нефть» совместно с администрацией Томской области откроет первый в России технологический полигон для тестирования новых методов поиска и добычи палеозойской нефти. В регионе будут созданы лаборатории для профильных исследований и прикладных разработок, а также продолжится реализация образовательных и научно-технических проектов в области трудноизвлекаемых запасов.

«Газпром нефть» уже начала опытно-промышленное внедрение прототипа технологии в Томской области и ХМАО-Югре. В перспективе решение будет тиражировано на месторождения в ЯНАО. «Создавая технологии поиска новых запасов, в том числе палеозойской нефти, мы решаем сразу несколько задач. Во-первых, это открытие доступа к огромным ресурсам. Во-вторых, новые технологии дают стимул для дальнейшего развития традиционных регионов добычи, где уже создана инфраструктура и работают наши специалисты. В-третьих, созданные и испытанные на месторождениях технологии становятся востребованными и конкурентоспособными продуктами», — сказал заместитель председателя Правления «Газпром нефти» Вадим Яновлев.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» СОВМЕСТНО С ПАРТНЕРАМИ ВНЕДРЯЕТ ЕДИНЫЕ СТАНДАРТЫ ДЛЯ ПРОЕКТОВ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ В ТЭК

Институт нефтегазовых технологических инициатив (ИНТИ) утвердил единые отраслевые требования к мобильному оборудованию для добычи и подготовки углеводородов. Разработка нового стандарта велась «Газпром нефтью» совместно с партнерами — крупными нефтегазовыми компаниями, проектными институтами, производителями оборудования и нефтесервисными подрядчиками.

Использование мобильных и модульных комплексов в отличие от объектов капитального строительства позволяет вдвое уменьшить сроки обустройства инфраструктуры промысла. Компактные, легкосборные конструкции доставляют на промысел в максимальной заводской готовности и монтируют на месте. При необходимости установку можно разобрать и повторно использовать на другом активе, что делает процесс обустройства промысла более эффективным и экологичным.

Благодаря новым отраслевым стандартам нефтяные компании обеспечивают высокий уровень промышленной безопасности, а производители оборудования смогут работать по единым требованиям от заказчиков и оптимизировать свои производственные издержки. Это также открывает возможности для повышения эффективности рынка услуг за счет использования модулей

разных производителей в составе одного технологического комплекса.

«Портфель проектов “Газпром нефти” сейчас в большей степени сформирован из активов, находящихся в автономии, в труднодоступных районах со сложными климатическими условиями. На таких месторождениях мобильные и модульные решения уже помогают нам вводить объекты ранее запланированного срока. Создание единых требований к этому оборудованию откроет новые возможности для развития и даст ощутимый экономический эффект всей нефтегазовой отрасли», — сказал глава дирекции крупных проектов «Газпром нефти», генеральный директор «Газпромнефть-Развития» Айдар Сарваров.

Справка:

Институт нефтегазовых технологических инициатив (ИНТИ) был создан при участии «Газпром нефти» в 2020 году. ИНТИ объединяет нефтегазовые, нефтехимические и инженеринговые компании, а также производителей оборудования для совместной работы над отраслевыми стандартами и оценки соответствия (включая испытания).



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» РАЗРАБОТАЕТ ПЕРВУЮ ЭЛЕКТРОБУРОВУЮ ДЛЯ ЭКОЛОГИЧНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

«Газпром нефть» и Тюменская сервисная геофизическая компания подписали соглашение о совместной разработке первой в нефтегазовой отрасли малогабаритной электрической буровой установки. Буровая без двигателя внутреннего сгорания в 2 раза сократит потребление топлива и выбросы углекислого газа в поисковых проектах. Отказ от классических двигателей на 60% уменьшит размеры техники, повысит ее мобильность, что поможет на 50% сократить площадь лесных просек, прокладываемых для доставки оборудования. Испытания пилотного образца пройдут в ближайшие месяцы. Уже в 2023 году «Газпром нефть» задействует новые разработки при проведении сейсморазведочных работ на лицензионных участках в Западной Сибири. Помимо этого, партнеры разработают несколько видов легкой и компактной техники, которая сменит тяжелые гусеничные вездеходы при транспортировке геолого-разведочного оборудования. Создание компактных буровых установок для работ на просеках — новый этап развития технологии «Зеленая сейсмика», направленной на сокращение антропогенного воздействия на лесные массивы. Применение компактной мобильной техники помогает в 5 раз уменьшить ширину просек, необходимых для доставки оборудования для записи сейсмических сигналов. «Газпром нефть» обладает уникальными компетенциями в проведении сейсморазведки в условиях автономии и сложного рельефа местности.

Первыми в отрасли мы начали использовать многофункциональные беспилотники для электро- и магниторазведки, что позволило нам отказаться от малой авиации при поиске нефти, а также начали масштабное применение цифрового двойника сейсморазведки. Создание электрической буровой стало важным этапом развития технологии «Зеленая сейсмика», которая с момента запуска помогла сохранить уже более 6 млн деревьев», — отметил директор по геологоразведке и развитию ресурсной базы «Газпром нефти», генеральный директор «Газпромнефть-Гео» Юрий Масалкин.

«Сотрудничество с компанией, которая является одним из лидеров в развитии инновационных и экологических технологий геологоразведки, — это возможность перенять уникальный опыт, а также совместно создать новые решения. «Зеленая сейсмика» — это одна из наиболее актуальных разработок, которая позволяет минимизировать воздействие на природу и повысить безопасность сейсморазведочных работ», — сказал генеральный директор ООО «Тюменская Сервисная геофизическая компания» Рустам Камалтдинов.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ», АДМИНИСТРАЦИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ И ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХ БУДУТ СОВМЕСТНО РАЗВИВАТЬ ГЕОТЕРМАЛЬНУЮ ЭНЕРГЕТИКУ В РЕГИОНЕ

«Газпром нефть», администрация Томской области и Томский политехнический университет договорились о развитии технологий геотермальной энергетики. Соглашение на Петербургском международном экономическом форуме подписали заместитель председателя Правления «Газпром нефти» Вадим Яковлев, врио губернатора Томской области Владимир Мазур и руководитель Томского политехнического университета Дмитрий Седнев.

Партнеры объединят ресурсы и компетенции для создания решений по малой генерации электричества из тепловой энергии подземных источников региона. Геологические условия Томской области благоприятны для развития геотермальной генерации: еще в 70-е годы XX века на территории региона были выявлены подземные источники горячей воды. Новые геотермальные станции мощностью до 2,5 МВт позволят отказаться от дизельных генераторов. В 2022 году партнеры приступят к научно-исследовательским, опытно-конструкторским и технологическим работам. К проекту будут привлечены как представители научного сообщества региона, так и ведущие научно-образовательные центры и предприятия России. На первых этапах проекта «Газпром нефть» предложит техноло-

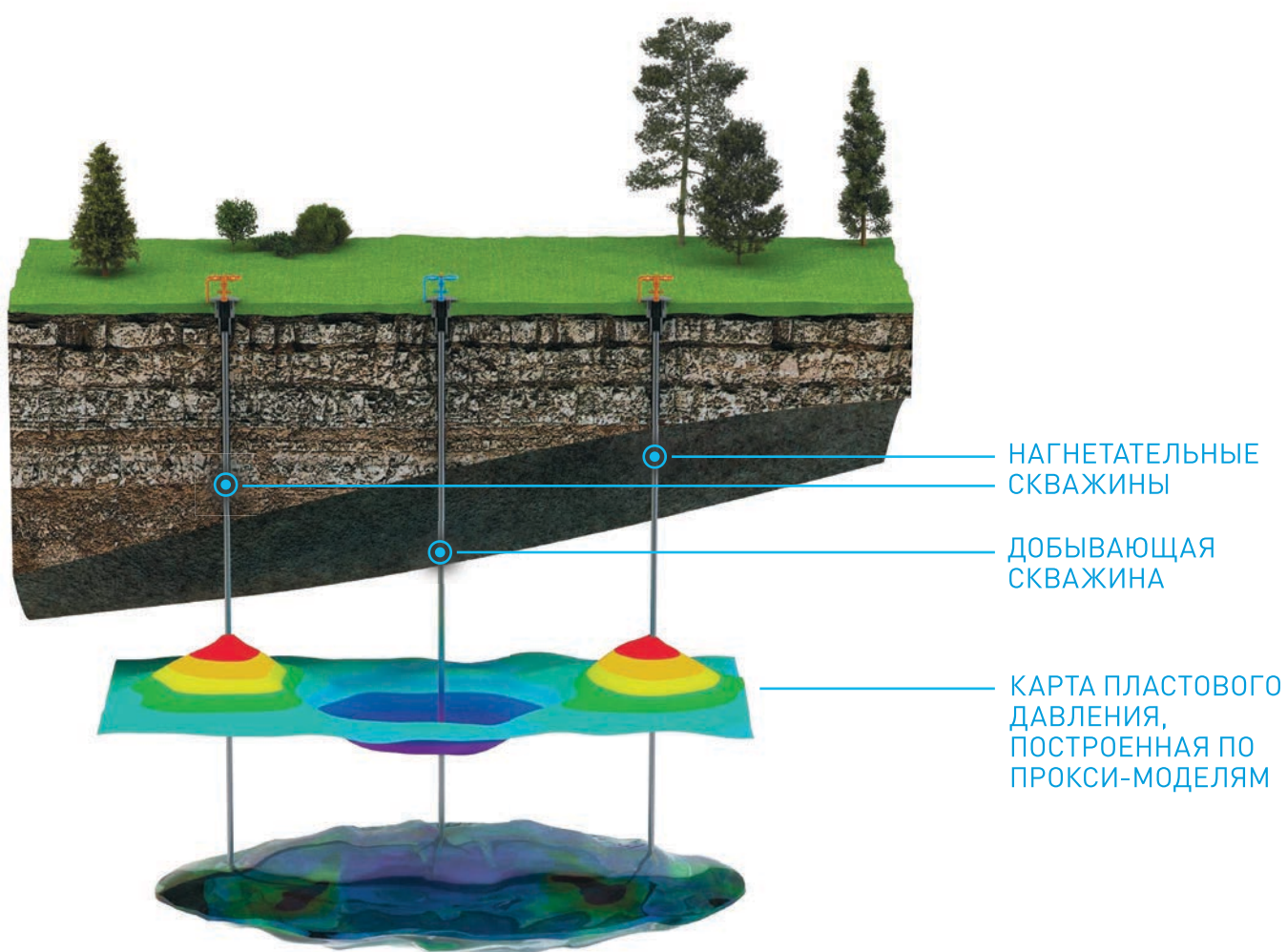
гии поиска геотермальных источников, подсчета тепловых запасов, определения зон для бурения и размещения экологичных энергостанций.

«В Томской области работают наши крупные предприятия, и мы хорошо знаем региональную геологию. Кроме того, у нас уже есть опыт объединения усилий с администрацией и ТПУ для создания самых современных технологий изучения нетрадиционных запасов. Следующим этапом сотрудничества будет поиск подземных геотермальных источников. В этом проекте, используя передовые научные решения, мы сможем поработать с новыми для нас геологическими объектами и тепловой энергетикой, а регион — получить доступные и экологичные ресурсы для социальной сферы», — отметил заместитель председателя Правления «Газпром нефти» Вадим Яковлев.



РАЗУМНЫЙ КОМПРОМИСС МЕЖДУ ТОЧНОСТЬЮ И СКОРОСТЬЮ

Прокси-модели — полуаналитические 2D-гидродинамические модели. За счет высокой скорости расчетов и автоматического учета всей истории освоения месторождения прокси-модели представляют собой оптимальное решение для задач оперативного управления разработкой. Подход к построению прокси-моделей пласта был успешно опробован на данных с Царичанского и Отдельного месторождений. Универсальность физико-математического аппарата разработанной технологии позволяет производить расчёты пластового давления, оценки взаимовлияния скважин, прогнозирования добычи для задач оптимизации и управления разработкой активов.



ЭЛЕКТРОННАЯ
РАЗРАБОТКА
АКТИВОВ

7%

ПОВЫШЕНИЕ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПЕРАЦИЙ
ГРП ЗА СЧЕТ УТОЧНЕНИЯ
ДАННЫХ О ПЛАСТЕ



© Коллектив авторов,
2022



<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-12-19>

МЕТОДОЛОГИЯ ПРОГНОЗА НАЧАЛЬНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН ДЛЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТОВ ГРУППЫ АВ1 («РЯБЧИК»)

С.П. Михайлов, А.Х. Насыров, А.А. Штырляева*

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: Shtyrlyeva.AA@gazpromneft-ntc.ru

Введение. Высокая геологическая неоднородность сложнопостроенных пород-коллекторов с текстурной глинистостью обуславливает необходимость создания особых методик геологического моделирования, позволяющих с максимально возможной точностью учесть все риски, с которыми сопряжена разработка продуктивных коллекторов такого типа. Это является особенно актуальным для 2D-построений, применяемых при концептуальном моделировании, поскольку при расчете карт нефтенасыщенных толщин недонасыщенные области остаются в объеме залежи и могут способствовать как завышению величины запасов, так и некорректной оценке перспективных районов при планировании бурения.

В статье предложен новый подход, позволяющий провести количественную оценку недонасыщенных толщин низкопроницаемых пропластков в пределах отложений с «рябчиковой» текстурой, существенной частью которого является создание адресной петрофизической модели.

Цель. Выработка определенных критериев для корректного прогноза зон развития коллекторов с «рябчиковой» текстурой в разрезах скважин и прогноза их характера насыщенности.

Материалы и методы. В рамках данной работы был использован керновый материал, материалы ГИС и сейсморазведочных работ.

Результаты. Реализован комплексный подход по подбору критериев выявления недонасыщенных толщин и их учету в 2D-геологической модели.

Заключение. Построение петрофизической модели пласта АВ₁² является нетривиальной задачей и сопряжено с рядом сложностей, такими как наличие полосчатого насыщения, низкие фильтрационно-емкостные свойства, высокая вертикальная неоднородность, влияние эффекта шунтирования электрического тока тонкими прослоями глин и карбонатно-глинистого цемента на показания методов электрометрии. Основными критериями выделения данных объектов в скважине являются низкие значения эффективных толщин, а также их расположение над водонефтяным контактом. Граничные значения по этим критериям определены на основе нейросетевого анализа, исходя из результатов капилляриметрических исследований методом полупроницаемой мембраны и относительных фазовых проницаемостей на керне.

Ключевые слова: низкопроницаемые коллектора, капиллярная модель насыщения, остаточная водонасыщенность, фациальная модель, «рябчиковая» текстура, литологическая неоднородность

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Михайлов С.П., Насыров А.Х., Штырляева А.А. Методология прогноза начальных нефтенасыщенных толщин для низкопроницаемых коллекторов пластов группы АВ1 («Рябчик»). ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(2):12–19. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-12-19>

Статья поступила в редакцию 14.10.2021

Принята к публикации 27.12.2021

Опубликована 30.06.2022

METHODOLOGY FOR PREDICTION OF INITIAL OIL-SATURATED THICKNESSES FOR LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS OF AB1 ("RUFF") GROUP

Sergey P. Mikhaylov, Askar Kh. Nasyrov, Anastasia A. Shtyrlyeva*

Gazprom-neft NTC LLC, RF, Saint Petersburg

E-mail: Shtyrlyeva.AA@gazpromneft-ntc.ru

Background. The high geological heterogeneity of complexly built reservoir rocks with textural clayey rocks necessitates the creation of special geological modeling techniques that allow us to account as accurately as possible for all the risks associated with the development of productive reservoirs of this type. It is especially urgent for 2D constructions, applied for conceptual modeling, because during calculation of oil-saturated thicknesses maps under-saturated areas remain in the volume of reservoir and may contribute to both overestimation of reserves and incorrect assessment of prospective areas during drilling planning.

The article proposes a new approach that allows quantitative assessment of undersaturated thicknesses of low-permeability reservoirs within deposits with "fritillary" texture, an essential part of which is creation of an addressed petrophysical model.

Aim. The purpose of this technique was to develop certain criteria for correct prediction of reservoir development zones with "ripple" texture in well sections and prediction of their saturation character.

Materials and methods. As part of the work, core material, GIS and seismic data was used.

Results. An integrated approach has been implemented to select criteria for identifying undersaturated thicknesses and take them into account in a 2D geological model.

Conclusion. Building a petrophysical model of AB_1^2 formation is a non-trivial task and is associated with a number of difficulties, such as the presence of banded saturation, low permeability properties, high vertical heterogeneity, the effect of electric current shunting by thin interlayers of clays and carbonate-clay cement on the readings of electrometry methods. The main criteria for distinguishing these objects in the well are low values of effective thicknesses, as well as their location above the water-oil contact. Boundary values for these criteria were determined on the basis of neural network analysis, based on the results of capillarimetric studies by semipermeable membrane method and relative phase permeabilities on the core.

Keywords: low-permeability reservoirs, capillary saturation model, residual water saturation, facies model, "ruffle" texture, lithological heterogeneity

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Mikhaylov S.P., Nasyrov A.Kh., Shtyrlyayeva A.A. Methodology for prediction of initial oil-saturated thicknesses for low-permeability reservoirs of AB_1 ("Ruff") group. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(2):12–19. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-12-19>

Manuscript received 14.10.2021

Accepted 27.12.2021

Published 30.06.2022

ВВЕДЕНИЕ

Терригенные породы верхней части горизонта AB_1 , представленные алевроито-глинистыми песчаниками с «рябчиковой» текстурой, имеют достаточно широкое распространение в Западно-Сибирском бассейне [1]. В связи с истощением запасов региона они представляют большой интерес с точки зрения оценки их углеводородного потенциала и возможностей увеличения коэффициента нефтеотдачи.

Достоверность такой оценки напрямую зависит от глубины и качества проработки фактического материала, направленной на уточнение критериев выделения коллекторов, изучение их морфологии и структуры пустотно-порового пространства. Все это требует значительной модернизации методических подходов, применяемых при построении петрофизических и геологических моделей, а также комплексного анализа получаемых результатов на каждом этапе моделирования и интерпретации.

Исследуемый участок расположен в пределах Нижнеартовского свода Западно-Сибирской плиты. Пласт AB_1^1 здесь по большей части заглинизирован и не представляет интереса с точки зрения продуктивности. Пласт AB_1^2 повсеместно представлен алевроито-глинистыми песчаниками типа «рябчик». Ниже залегающий пласт AB_1^3 представлен песчаниками и в рамках данной работы не рассматривается.

ПРОБЛЕМАТИКА

Одной из главных особенностей пород с «рябчиковой» текстурой является высокая степень неоднородности распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), которые, кроме того, обладают весьма низкими значениями. Этому способствует наличие так называемой текстурной глинистости [1], характерной для пород, сформированных в условиях мелководного бассейна с высокой энергией штормов (рис. 1). Эта неоднородность, проявленная как на уровне пласта, так и в пределах отдельных его прослоев, непосредственным образом влияет на характер фильтрации пластового флюида и продуктивность пласта в целом. Следовательно, в данном случае условия накопления осадка явились основополагающим фактором влияния на фильтрационно-емкостные свойства сформировавшегося коллектора. Реконструкция этих условий в комплексе с анализом результатов петрофизической интерпретации может являться ключом к созданию достоверных и адаптированных геолого-гидродинамических моделей, которые позволят с высокой степенью уверенности выполнять финансово-экономическую оценку для всех возможных мероприятий по увеличению нефтеотдачи.

Необходимо отметить, что коллектора изучаемого пласта являются гидрофильными. Это означает, что с уменьшением ФЕС пласта водонасыщенность коллектора будет увеличиваться, так как смачивающая фаза будет

занимать мелкие тупиковые поры, оставляя не смачивающей фазе только крупные поры и большие каналы. Учитывая, что пласт AB_1^2 является неоднородным как в вертикальном направлении, так и в горизонтальном, то положение водонефтяного контакта не будет являться постоянной величиной, а будет изменяться в соответствии с изменением величины ФЕС коллекторов.

Вертикальная неоднородность пласта AB_1^2 определяет его «полосчатое» насыщение (рис. 1).

Наличие «полосчатого» насыщения является наиболее сложной проблемой, связанной с определением прогнозных параметров пласта — недоучет низкопроницаемых водонасыщенных линз может способствовать как некорректной оценке извлекаемых запасов, так и недостоверному определению запускных показателей.

В связи с вышесказанным построение качественной и достоверной петрофизической модели пласта AB_1^2 является нетривиальной задачей и сопряжено с рядом сложностей:

- наличие тонких пропластков коллектора, которые четко не выделяются на диаграммах большинства методов геофизических исследований скважин (ГИС), в сочетании с малым количеством методов ГИС с высокой вертикальной

разрешающей способностью, таких как микрозонды;

- по данным гранулометрического анализа породы пласта AB_1^2 на 72 % состоят из алевролитов, в результате чего выделение коллекторов по кривой гамма-каротаж затруднено;
- невозможность прогноза насыщенности коллекторов по электрической модели, в следствии влияния эффекта шунтирования электрического тока тонкими прослоями глин и карбонатно-глинистого цемента.

МЕТОДИКА

В связи с вышесказанным, основным источником информации при построении модели насыщения пласта AB_1^2 являются капилляриметрические исследования керна методом полупроницаемой мембраны. Они используются для получения распределений пор горных пород по размерам посредством пересчета капиллярных давлений в радиусы поровых каналов, которые упрощенно можно охарактеризовать с помощью моделируемых параметров пористости и проницаемости:

$$R = \sqrt{\frac{K_{np}}{K_n}},$$

где R — размер порового канала; K_{np} — коэффициент проницаемости; K_n — коэффициент пористости.

Использование капиллярной модели для прогноза нефтенасыщенности пласта AB_1^2 предъявляет высокие требования к точности оценки проницаемости горных пород, имеющей по результатам анализа керна широкий диапазон изменения.

С целью повышения точности расчета проницаемости горных пород, всю кернавую выборку разделили на три условных «литотипа» по величине остаточной водонасыщенности ($K_{во_литотип_1} = 60-80\%$, $K_{во_литотип_2} = 45-60\%$, $K_{во_литотип_3} = 20-45\%$), и для каждого «литотипа» подобрали собственную зависимость $K_{np} = f(K_n)$ (рис. 2).

Для выявления связей между ФЕС коллектора и условиями его формирования, выполнено построение фациальной модели. Наряду с кернавым материалом, который для данных пластов исследуемого участка представлен в весьма ограниченном количестве, фактической основой для фациального моделирования послужили карта общих толщин пласта, результаты электрофациального анализа и сейсмические атрибуты.

Так как согласно литературным данным, пласт AB_1^2 сформировался в условиях

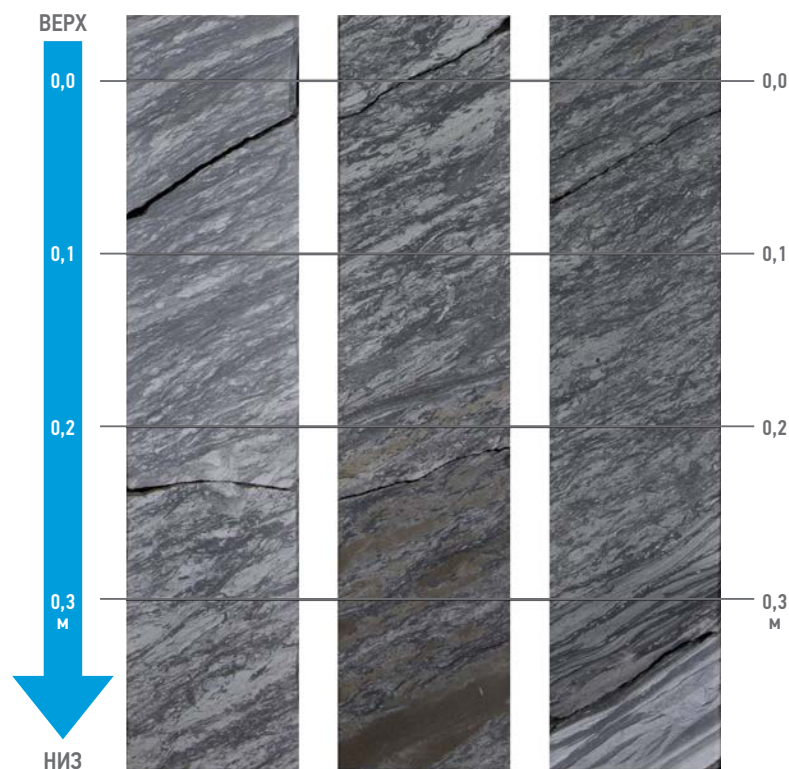


Рис. 1. Фотография керна пласта AB_1^2 с «полосчатым» нефтенасыщением (Штырляева А.А.)

Fig. 1. Photograph of the core of the AB_1^2 reservoir with "banded" oil saturation (Shtyryayeva A.A.)

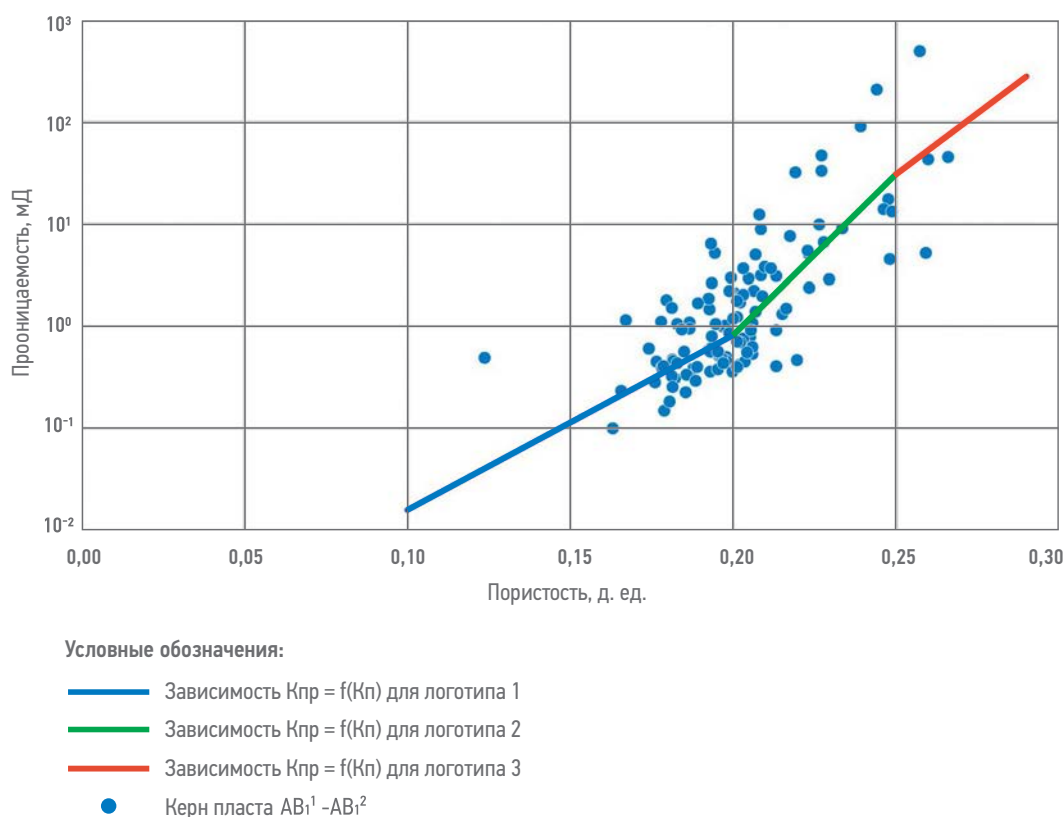


Рис. 2. Зависимость проницаемости горных пород от пористости для каждого литотипа пласта AB_1^2 (Михайлов С.П.)
 Fig. 2. Dependence of rock permeability on porosity for each lithotype of the AV_1^2 formation (Mikhaylov S.P.)

дальней зоны мелководного шельфа [1] и в пределах изучаемого участка отсутствуют признаки, указывающие на сопутствующие процессы однонаправленных потоков, накопление осадка, образующего коллектор пласта AB_1^2 , происходило под действием волновых процессов и наложенных процессов жизнедеятельности донных роющих организмов. Вследствие этого основное направление простирания аккумулятивных тел соответствует направлению береговой линии и с легкостью прослеживается на карте общих толщин (рис. 3А).

На основе анализа карты общих толщин можно сделать вывод о том, что аккумулятивные тела, слагающие пласт AB_1^2 , простираются с юго-востока на северо-запад, и достаточно велики по ширине (7–10 км). Анализ керн и выделение электрофаций дают основание полагать, что пласт AB_1^2 по своему внутреннему строению не является столь однородным. Согласно результатам макроскопического изучения керна, период осадконакопления исследуемого интервала включал в себя два трансгрессивно-регрессивных цикла, в результате чего пласт AB_1^2 содержит две отдельные песчано-алевролитовые линзы с повсеместно выдержанной тонкой глинистой перемычкой. Соотношение толщин коллектора

в верхней и нижней линзах изменяется по площади вследствие миграции подводных валов, что способствует выделению отдельных зон с преобладанием песчаного материала в той или иной части разреза.

Выделение электрофаций в скважинах и анализ их распределения по площади позволил усложнить зональность, намеченную по карте общих толщин (рис. 3Б).

Следующим шагом к уточнению фациальной схемы стал анализ сейсмических атрибутов. При сопоставлении распределения выделенных в скважинах электрофаций с картой амплитуд, характеризующейся наилучшей сходимостью со значениями эффективных толщин пласта по скважинам, можно увидеть, что внутри выделенных фациальных зон прослеживается еще более сложная неоднородность, отражающаяся в неравномерном «пятнистом» распределении атрибутов — микронеоднородность. Можно отметить, что наиболее ярко данная неоднородность проявлена

ЭФФЕКТ ШУНТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОКА ТОНКИМИ ПРОСЛОЯМИ ГЛИН И КАРБОНАТНО-ГЛИНИСТОГО ЦЕМЕНТА НЕ ПОЗВОЛЯЕТ ПРОГНОЗИРОВАТЬ НАСЫЩЕННОСТЬ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.

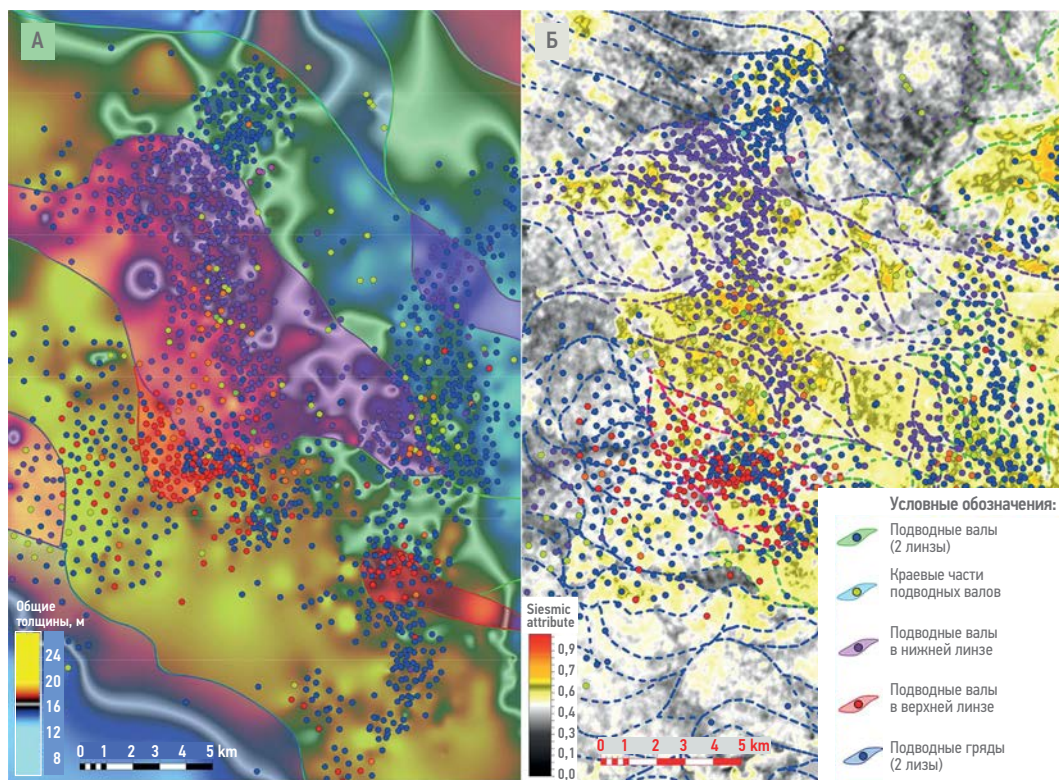


Рис. 3. А — Карта общих толщин пласта AV_1^2 , Б — выделение микронеоднородности по сейсмическим атрибутам карт (Насыров А. Х., Штырляева А.А., ПО Petrel)

Fig. 3. А — Map of the total thickness of the AV_1^2 formation, Б — selection of microheterogeneity according to the seismic attributes of the maps (Nasyrov A.Kh., Shtyrylyeva A.A., Petrel software)

в северо-восточной и юго-западной частях изучаемого участка. Такие зоны в рамках данной работы было решено считать зонами развития песчаных гряд, что в целом не противоречит фациальному ряду шельфовых обстановок седиментации и отвечает принятой ранее макрофациальной зональности. Наличие микрофациальной зональности, вероятнее всего, связано с поступательным наращиванием и миграцией подводных валов и гряд. Выделенные пунктиром линии отвечают пониженным значениям атрибута и могут являться границами микролинз с той или иной степенью сообщаемости (рис. 3Б). Для оценки изменения свойств коллектора на границах линз необходим анализ распределения параметров ФЕС вдоль межлинзовых границ. При этом следует отметить, что вследствие высокой степени вертикальной неоднородности оценивать это распределение по осредненным значениям РИГИС в скважинах не представляется корректным. Поэтому данные анализировались не по средним значениям, а по каждому из выделенных пропластков. Для простоты и наглядности вместо отдельных сопоставлений значений пористости и проницаемости использовался комплексный параметр нефтенасыщенности (водонасыщенности), который при расчете

через J-функцию Леверетта [2] в упрощенном понимании является производным свойством, описывающим качество коллектора.

$$J = \frac{P_c \sqrt{\frac{K_{np}}{K_n}}}{\sigma \cos \theta},$$

где K_{np} — коэффициент проницаемости; K_n — коэффициент пористости; P_c — капиллярное давление; σ — поверхностное натяжение; θ — угол смачиваемости

При этом, поскольку показатель капиллярного давления напрямую зависит от высоты подъема воды, то этот параметр также целесообразно включать в оценку распределения насыщенности.

$$P_c = 0,098(\delta_w - \delta_{hc}) \Delta H,$$

где δ_w — плотность пластовой воды; δ_{hc} — плотность пластовой воды; ΔH — высота над зеркалом чистой воды.

Таким образом, основными параметрами, участвующими в оценке ФЕС пласта, стали нефтенасыщенность, определяемая через аппроксимацию J-функции ($J = f(S_w)$), и высота над контактом. То есть пропластки с низкими значениями нефтенасыщенности, расположенные высоко над контактом, где насыщение при прочих равных условиях должно достигать максимальных значений, вероятнее всего, представляют собой

краевые части отдельных линз. Поскольку краевые части линз являются переходными зонами, замещааемыми глинистым материалом, проницаемость здесь падает ниже граничной фазовой по нефти, делая фильтрацию самой нефти невозможной.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Прогноз недонасыщенных зон является очень важной частью моделирования, поскольку эти области являются достаточно проницаемыми для фильтрации воды, и по ГИС фиксируются как эффективная часть

коллектора, не обладая в то же время подвижными углеводородами.

Для обоснования и выделения таких зон необходимы граничные критерии, которые позволили бы по совокупности значений насыщенности и высоты над контактом оперативно выделять их по скважинным данным.

Для определения этих критериев был применен нейросетевой анализ. Дополнительным геологическим критерием для уточнения классификации пропластков здесь послужила их толщина, так как области замещения закономерно подразумевают сокращение этого параметра (рис. 4).

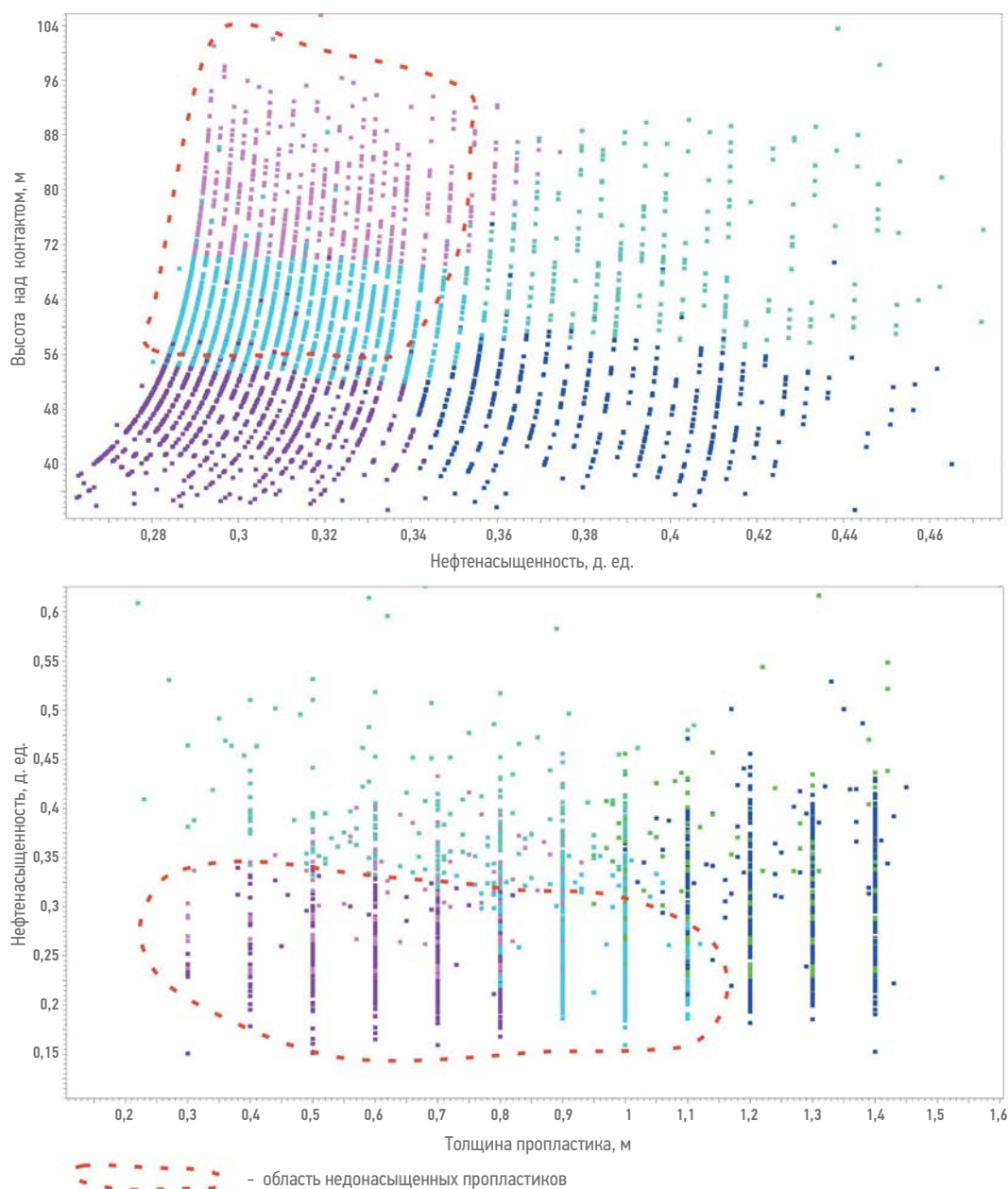
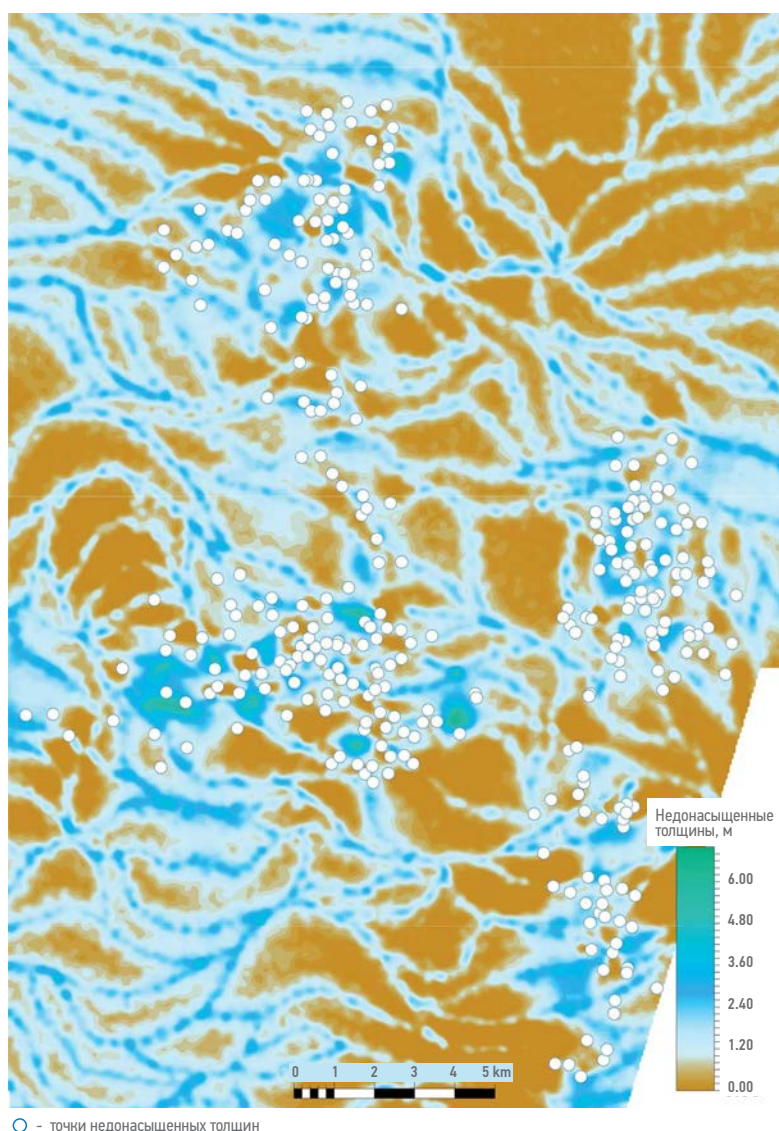


Рис. 4. Результаты классификации, выполненной при использовании нейросетевого анализа.

Полученные классы разукрашены разным цветом (Насыров А.Х., ПО Petrel)

Fig. 4. The results of the classification performed using neural network analysis.

The resulting classes are colored differently (Nasyrov A.Kh., Petrel software)



○ - точки недонасыщенных толщин

Рис. 5. Карта толщин недонасыщенных пропластков (Насыров А.Х., ПО Petrel).
Fig. 5. Thickness map of undersaturated interlayers (Nasyrov A.Kh., Petrel software)

Результат классификации, выполненной при помощи модуля Petrel Neural Net (Shlumberger), показал наличие класса

пропластков, которым соответствуют низкие значения насыщенности (менее 30 %) и эффективной толщины (менее 0,8 м) при высоком положении над контактом (выше 58 м). На карте.

При сопоставлении точек, отражающих положение скважин, которые вскрыли класс тонких недонасыщенных пропластков со схемой фациальной микroneоднородности, можно увидеть, что границы линз в целом отвечают недонасыщенным зонам. Это позволяет использовать контуры данной схемы в качестве тренда для построения прогнозной карты толщин недонасыщенных пропластков (рис. 5). С помощью данной карты можно существенно уточнить объемные параметры подсчета начальных извлекаемых запасов и выявить зоны с риском высокой обводненности при запуске скважин.

ВЫВОДЫ

Разработанный подход представляет собой модификацию стандартных методик, применяемых для корректной оценки объема пород, содержащих подвижные запасы нефти в неоднородных низкопроницаемых коллекторах с текстурной глинистостью («рябчик»). Область применения данного подхода главным образом связана с построением двумерных концептуальных геологических моделей пластов данного типа, но может применяться и для проверки корректности распределения коллектора и его свойств в трехмерных кубах при 3D-моделировании. Методика позволяет сформировать критерии для выделения и прогноза областей замещения отдельных песчаных линз алевро-пелитовыми породами, а также визуально и количественно оценить характер распространения этих зон в пространстве для корректной оценки потенциала залежи.

Список литературы

1. Александров В.М. Особенности геологического строения сложнопостроенных коллекторов: монография / В.М. Александров. — Тюмень: ТИУ, 2017. — 240 с.
2. Занревский К.Е. Геологическое 3D-моделирование. — М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009. — 376 с.

References

1. Aleksandrov V.M. Osobennosti geologicheskogo stroeniya slozhnopostroennykh kollektorov: monografiya. V.M. Aleksandrov. Tyumen': TIU, 2017. 240 p. (In Russ.).
2. Zakrevskij K.E. Geologicheskoe 3D-modelirovanie. Moscow: OOO «IPC Maska», 2009. 376 p. (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

С. П. Михайлов — разработал петрофизическую модель, наполнил статьи в области петрофизики, редактировал статью.

А.Х. Насыров — провел нейросетевой и сейсмofациальный анализы, построил концептуальную геологическую модели, редактировал статью.

А.А. Штырляева — разработала концепцию статью, подготовила текст статьи, руководила работой.

Sergey P. Mikhailov — developed the petrophysical model, filled of the article in terms of petrophysics, redacted the article.

Askar Kh. Nasyrov — carried out neural network and seismic facies analyzes, developed a conceptual geological model, redacted the article.

Anastasia A. Shtyrlyayeva — developed the article concept, prepared the text of the article, led the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сергей Петрович Михайлов — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Mikhaylov.SP@gazprom-neft.ru
AuthorID: 109424
SPIN-код: 1740-1362

Насыров Аскар Хайдарович — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Nasyrov.AKh@gazpromneft-ntc.ru
AuthorID: 105695
SPIN-код: 2830-6542

Штырляева Анастасия Андреевна* — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Shtyrlyayeva.AA@gazpromneft-ntc.ru
AuthorID: 86486
SPIN-код: 2936-6727

Sergey P. Mikhailov — Chief specialist,
Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Mikhaylov.SP@gazprom-neft.ru
AuthorID: 109424
SPIN code: 1740-1362

Askar Kh. Nasyrov — Chief specialist,
Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Nasyrov.AKh@gazpromneft-ntc.ru
AuthorID: 105695
SPIN code: 2830-6542

Anastasia A. Shryrlyayeva* — Discipline leader,
Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Shtyrlyayeva.AA@gazpromneft-ntc.ru
AuthorID: 86486
SPIN code: 2936-6727

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ОБВОДНЕННОСТИ ПО КОРРЕЛЯЦИИ С ДОБЫЧЕЙ

© Коллектив авторов,
2022



А.М. Асланян¹, М.Ю. Гарнышев^{2,*}, Р.В. Гусс²

¹ООО «Нафта Колледж», РФ, Казань

²ООО «Софойл», РФ, Казань

Электронный адрес: marat.garnyshev@sofoil.com

Цель. Эффективная добыча углеводородов из месторождений, находящихся на поздней стадии разработки с каждым годом становится все актуальнее в связи с истощением имеющихся месторождений и уменьшающимся количеством открываемых новых месторождений. Эта задача не может быть решена без организации эффективной системы поддержания пластового давления и анализа выработки запасов. В статье приведены результаты применения продвинутой технологии анализа большого массива имеющихся у недропользователя данных для решения этой задачи.

Материалы и методы. Традиционно для решения задачи повышения эффективности системы поддержания пластового давления и увеличения выработки запасов используются сложные методы исследований, включающие значительные затраты на полевые операции, такие как промыслово-геофизические исследования, многоцикловые гидродинамические исследования скважин, межскважинные трассерные исследования, межскважинные гидропрослушивания и др. При этом нестандартный анализ имеющихся промысловых данных обладает высоким потенциалом применения и позволяет получить полезные выводы.

В статье показано, что во многих случаях простая корреляция обводненности с дебитом скважины может с высокой вероятностью подсказать, содержит ли добываемая вода непродуктивную компоненту, связанную с наличием заколонных перетоков из водоносных пластов или с поступлением воды из таких пластов в скважину через образовавшуюся негерметичность эксплуатационной колонны.

Заключение. По результатам представленного анализа динамики обводненности скважин выявляются эксплуатационные скважины с нарушениями в работе и непродуктивной добычей воды. Для данных скважин становится возможной корректировка режима работы в случае обводнения по динамически открывающимся и закрывающимся трещинам в коллекторах с нестандартными геомеханическими свойствами. Кроме того, по результатам анализа принимаются взвешенные решения о проведении адресных промыслово-геофизических и гидродинамических исследованиях скважин. Помимо этого, в ряде случаев становится возможным сразу принимать решения о планировании ремонтно-изоляционных работ на скважинах, что повышает экономическую эффективность разработки месторождений, продлевает время жизни месторождений и повышает полноту выработки запасов углеводородов.

Ключевые слова: анализ обводненности, зрелые месторождения, промыслово-геофизические исследования, переточная вода

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Асланян А.М., Гарнышев М.Ю., Гусс Р.В. Анализ динамики обводненности по корреляции с добычей. PRONEFT. Профессионально о нефти. 2022;7(2):20–31. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-20-31>

Статья поступила в редакцию 17.01.2022

Принята к публикации 22.04.2022

Опубликована 30.06.2022

WATERCUT DIAGNOSTICS BASED ON CORRELATION WITH LIQUID PRODUCTION

Arthur M. Aslanyan¹, Marat Yu. Garnyshev^{2,*}, Rodion V. Guss²

¹Nafta College, RF, Kazan

²Sofoil, RF, Kazan

E-mail: marat.garnyshev@sofoil.com

Aim. Efficient production of hydrocarbons from brown fields becomes more and more important with each year due to the depletion of existing fields and a decreasing number of new fields being discovered. This task cannot be solved without organizing an effective reservoir pressure maintenance system and analyzing vertical and lateral sweep. The article presents the results of the application of an advanced technology for analyzing a large array of data available to solve this problem.

Materials and methods. Traditionally, to solve the problem of improving the efficiency of the reservoir pressure maintenance system and increasing reserves recovery, costly studies are used, including production logging, multi-rate well-tests, cross-well tracer studies, cross-well pressure interference tests and others. At the same time, advanced analysis of the available field data has a high potential for providing useful findings.

The article shows that in many cases, a simple correlation of water cut with well flow rate can suggest whether the produced water contains an unproductive production due to the presence of behind-the-casing cross-flows from water-saturated formations or water production through the casing leakage.

Conclusions. Based on the results of the presented analysis of well water cut historically, production wells with operational problems and unproductive water production are identified. For these wells, it becomes possible to make decisions on adjusting their production targets, which can help in the case of water coming along dynamically opening and closing fractures in reservoirs with non-standard geomechanics. In addition, based on the results of the analysis, decisions are made on conducting targeted production logging and well-testing, which makes it possible to exclude their conduction in wells without problems which results in significant savings for oil and gas companies. In addition, in a number of cases, based on the results of this analysis, it becomes possible to immediately make decisions of workover planning, which increases the economic efficiency of field development, extends the life of fields and increases reserves final recovery.

Keywords: watercut analysis, mature fields, production logging, bad water

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Aslanyan A.M., Garnyshev M.Yu., Guss R.V. Watercut diagnostics based on correlation with liquid production. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(2):20–31. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-20-31>

Manuscript received 17.01.2022

Accepted 22.04.2022

Published 30.06.2022

ВВЕДЕНИЕ

При разработке нефтяных месторождений добываемая вода может поступать как из нефтяных пластов (иногда называемая «хорошей» водой, так как она участвует в вытеснении нефти), так и из нецелевых водоносных пластов (иногда называемая «плохой», или «переточной», водой, так как она поступает в ствол скважины через нарушения целостности колонны или заколонного пространства и увеличивает затраты на разработку целевого объекта).

Во многих случаях простая корреляция обводненности с дебитом скважины может с высокой вероятностью подсказать, содержит ли добываемая вода непродуктивную компоненту, и принять решение о корректировке режима работы скважины, дополнительном исследовании промысловой геофизики (ПГИ) или гидродинамическом исследовании (ГДИ), а в ряде случаев сразу же спланировать ремонтные работы. Это оказывается возможным в тех случаях, когда режим скважины меняется сравнительно часто, а давление в нецелевом объекте значительно отличается от давления в нефтяном пласте.

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

В случае когда добыча флюида из интервала перфораций содержит вклад из нецелевого водоносного пласта, то эта часть добываемой воды называется непродуктивной ([1]).

Это может быть вызвано:

- опережающим обводнением одного из нефтяных пластов (рис. 1а);
- нарушением эксплуатационной колонны (ЭК) напротив водоносного пласта (рис. 1б);

- заколонной циркуляцией (ЗКЦ) из выше-лежащего (рис. 1в) и/или нижележащего (рис. 1г) водоносного пласта.

Осложнения, представленные на рис. 1а и 1б достаточно просто диагностируются стандартным комплексом ПГИ на основе расхода-мера (как правило механического, но в ряде случаев и других методов регистрации движения флюида, например, ультразвукового расходомера или термоанометра) и датчиков состава [2–3]. Тем не менее при малых притоках из обоих пластов выявить приток из промытого пласта или нарушения может быть очень сложно.

Однако наиболее частым и неблагоприятным является заколонная циркуляция из выше-лежащего водоносного горизонта, представленная схематически на рис. 1в. Этот вид осложнения является наиболее сложным в диагностике, так как температурная аномалия заколонного перетока замаскирована подъемом флюида по стволу, например [4, 5]. Помимо взаимосвязи с вышележащим водоносным горизонтом, проиллюстрированным на рис. 1в, на практике встречается и связь с нижележащим водоносным горизонтом (рис. 1г).

Как правило, они достаточно надежно выявляются по температурной аномалии ниже интервала перфорации [6], но только в том случае, если у скважины присутствует достаточно глубокий зумпф (как правило, более 10 метров для установления температурной аномалии). На практике такие зумпфы встречаются редко. Более того, в ряде случаев температурное поле ниже основного объекта может оказаться возмущенным текущей и прошлой разработкой нижележащих объектов, и тогда разделение искажения температурного поля на фоновую и переточную часть может оказаться неоднозначным и даже невозможным.

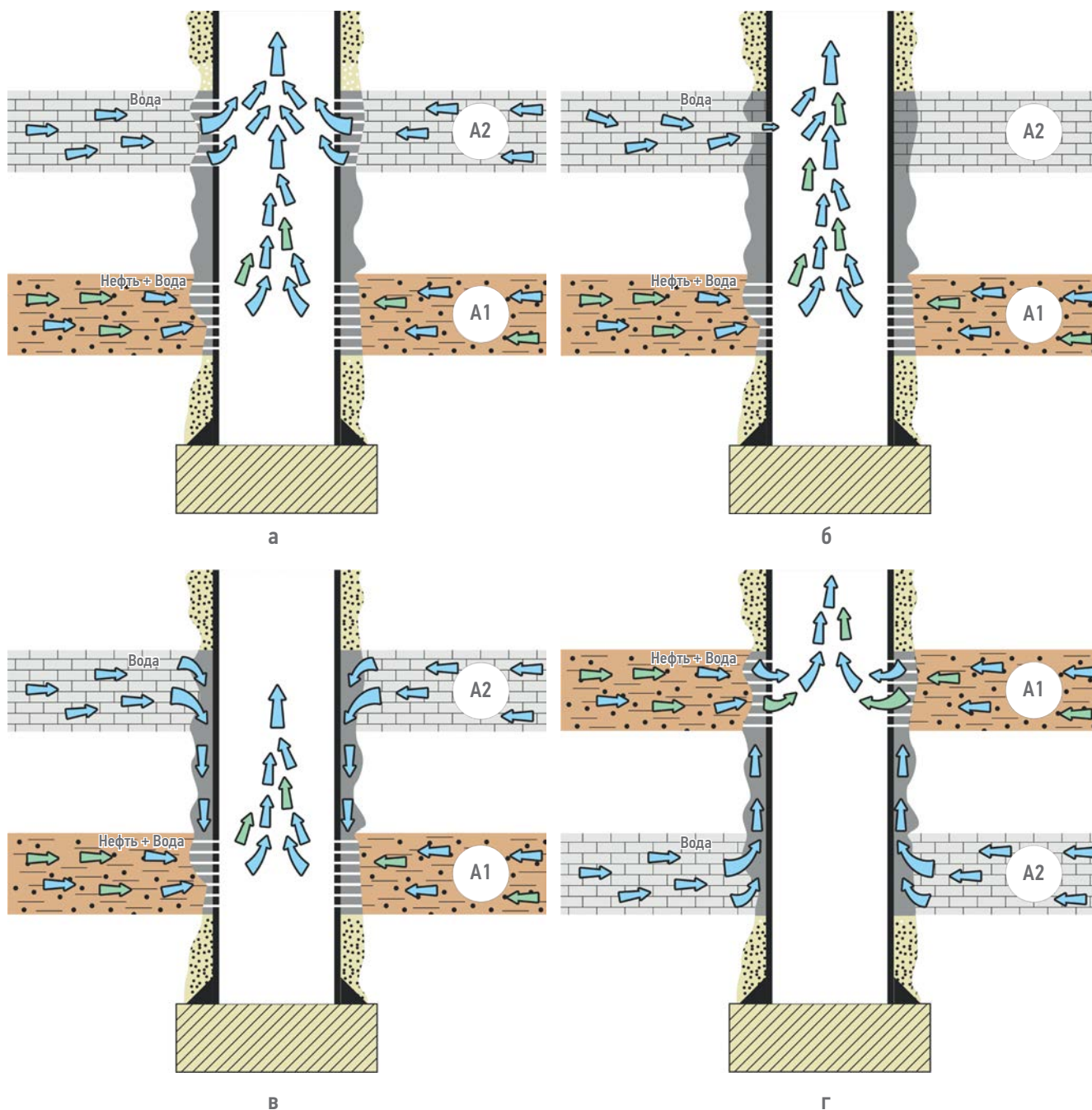


Рис. 1. Схема потоков в двухпластовой залежи: а) с целевым объектом A1 и промытым верхним пластом A2 (промытым может оказаться и нижний пласт A1); б) с целевым объектом A1 и нарушением ЗК напротив водоносного горизонта A2 (нарушение может возникнуть и в водоносных объектах ниже основного объекта разработки A1); в) с целевым объектом A1 и перетоком воды из вышележащего водоносного пласта A2 по ЗКЦ; г) с целевым объектом A1 и перетоком воды из нижележащего водоносного пласта A2 по ЗКЦ. Составлено авторами

Fig. 1. Flow diagram in a two-layer reservoir: а) with the target layer A1 and the washed upper layer A2 (the lower layer A1 may also be washed); б) with the target layer A1 and the integrity issues of the casing opposite the aquifer A2 (the integrity issues may occur in aquifers below the target layer A1); в) with the target layer A1 and water flow from the overlying aquifer A2 through the cross-flow behind casing; г) with the target layer A1 and water flow from the underlying aquifer A2 through the cross-flow behind casing. Prepared by authors

Таким образом, несмотря на то что ПГИ принято относить к прямым методам оценки профиля притока, зачастую это исследование не дает однозначного ответа на вопрос о наличии непродуктивной добычи воды и тем более о ее локализации. Помимо ПГИ диагностику непродуктивной добычи воды во многих случаях можно произвести методами ГДИ,

как классическими односкважинными (Pressure/Rate Transient Analysis — PTA/RTA, [7]), так и с учетом влияния окружения, например мультискважинный ретроспективный тест (MPT, [8]) или импульсно-кодированное гидропрослушивание (ИКГ, [9]). Эти методы относятся к непрямым (то есть признаки непродуктивной добычи могут быть объяснены и другими причинами) и тоже имеют

ограничения, обсуждение которых выходит за рамки данной публикации.

Надо отметить, что методы ПГИ и ГДИ требуют времени, квалификации и значительных финансовых затрат, часто не подтверждают наличие непродуктивной добычи, соответственно выбор кандидата на дорогостоящее исследование был неверным. Именно поэтому важно иметь экспресс-методику отбора скважин-кандидатов с непродуктивной добычей для эффективного проведения уточняющих комплексов ПГИ и ГДИ.

Во многих практических случаях на помощь приходит простая методика анализа динамики обводненности Y_w на основе следующей корреляции с дебитом по жидкости q :

$$Y_w = a + b / q, \quad (1)$$

где коэффициент b может быть как положительным, так и отрицательным в зависимости от соотношения давления в пластах A1 и A2 (см. формулу (22) в Приложении). Иногда удобнее анализировать эту связь в другом виде:

$$1/Y_w = \tilde{a} - \tilde{b} / q_w. \quad (2)$$

Вывод формул (1) и (2) приведен в Приложении к этой статье.

Если вся добываемая вода «хорошая», то есть добывается вместе с нефтью и, следовательно, имеет такое же давление, то обводненность не будет зависеть от изменения режима скважины (рис. 2а). То же самое происходит, когда давление в водоносном или промытом пласте A2 совпадает с давлением в целевом объекте A1 (что на практике случается крайне редко).

Если в пересчете на ВНК (или другую опорную глубину) пластовое давление в нефтяном пласте A1 выше, чем в водоносном пласте A2:

$p_1^* > p_2^*$, то коэффициент $b < 0$ и с ростом отборов q обводненность будет расти (рис. 2б).

Если давление в нефтяном пласте A1 ниже, чем в водоносном пласте A2: $p_1^* < p_2^*$, то коэффициент $b > 0$ и с ростом отборов q обводненность будет падать (рис. 2в).

Этот критерий удобен для выявления скважин, подозрительных на ЗКЦ для последующего уточняющего ПГИ или ГДИ, и для оценки соотношения давления между нецелевым водоносным горизонтом и нефтеносным пластом.

Следует еще раз отметить, что по формуле (1) нет никакой возможности отличить ЗКЦ с водоносного горизонта от эксплуатации двухпластовой залежи, где один из целевых объектов практически полностью обводнен.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Ниже приведены примеры обработки исторических данных с добывающих скважин и анализ диагностических графиков обводненности, выполненных в ПО PolyGon [10], и соответствие результатов с данными ПГИ.

СЛУЧАЙ 1. НЕПРОДУКТИВНАЯ ДОБЫЧА ВОДЫ ОТСУТСТВУЕТ

Исторические данные по дебиту и обводненности скважины представлена на рис. 3а.

На скважине наблюдается тренд роста доли добываемой воды, но при этом поведение обводнённости носит немонотонный характер, с большим количеством высокоамплитудных вариаций, что очень часто встречается на практике.

Для примера анализа наличия и характера корреляции обводненности и дебитов

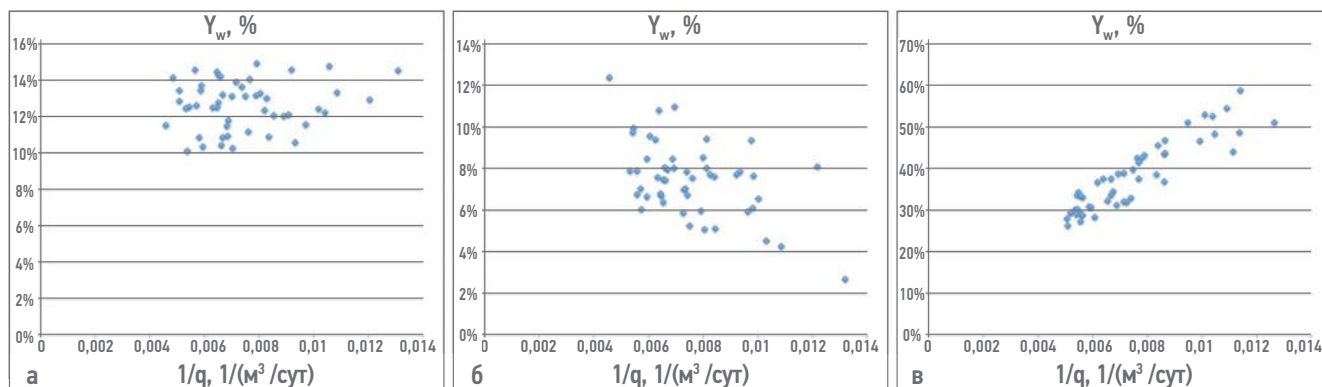


Рис. 2. Корреляция обводненности с дебитом. Горизонтальная шкала показывает величину обратную дебиту жидкости, поэтому рост дебита увеличивается справа налево. а) нет корреляции, б) давление в целевом объекте выше, в) давление в целевом объекте ниже.

Составлено авторами

Fig. 2. Correlation of watercut with flow rate. The horizontal scale shows the value of inverse liquid rate, so the flow rate increasing corresponds to a shift to the left along the horizontal axis. а) no correlation, б) form.pressure in target unit is higher, в) form.pressure in target unit is lower.

Prepared by authors

выбирается двухлетний интервал времени T_q (выделенная область на **рис. 3а**).

На **рис. 3б** приведена диаграмма корреляции обводненности Y_w с добычей жидкости q по выделенному историческому периоду T_q , которая указывает на слабую корреляцию с вариациями значений дебита, что дает основания полагать, что на этом временном интервале добыча воды велась из целевого пласта А1 и участвовала в вытеснении нефти. Могут быть исключения из этого правила и возможно, что в это же самое время велась непродуктивная добыча воды из водоносного горизонта с таким же давлением, как и в основном. Однако на практике такая ситуация является редкой, и в данном случае исследование ПГИ (черная звездочка на **рис. 3а**) подтверждает предположение о том, что непродуктивная добыча воды отсутствует (**рис. 3в**).

НАЛИЧИЕ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ И НЕПРОДУКТИВНОЕ ПОСТУПЛЕНИЕ ВОДЫ В СКВАЖИНУ МОЖНО ОПРЕДЕЛИТЬ ПО КОРРЕЛЯЦИИ ОБВОДНЕННОСТИ С ДЕБИТОМ.

СЛУЧАЙ 2. НЕПРОДУКТИВНАЯ ДОБЫЧА ВОДЫ ИЗ ВОДОНОСНОГО ПЛАСТА С НИЗКИМ ДАВЛЕНИЕМ

Исторические данные по дебиту и обводненности скважины представлена на **рис. 4а**. Для примера анализа наличия и характера корреляции обводненности и дебитов выбирается 3,5-летний интервал времени T_q (выделенная область на **рис. 4а**), так как на нем отмечается тренд падения добычи.

На **рис. 4б** приведена диаграмма корреляции обводненности Y_w с добычей жидкости q по выделенному историческому периоду T_q , которая указывает на рост обводненности с ростом добычи. Это дает основания полагать, что часть воды добывается из нецелевого водоносного пласта с давлением ниже, чем у нефтяного.

Последующее ПГИ подтверждает этот вывод и четко указывает на наличие притока воды к подошве перфораций по ЗКЦ (**рис. 4в**).

СЛУЧАЙ 3. НЕПРОДУКТИВНАЯ ДОБЫЧА ВОДЫ ИЗ ВОДОНОСНОГО ПЛАСТА С ВЫСОКИМ ДАВЛЕНИЕМ

Исторические данные по дебиту и обводненности скважины представлены на **рис. 5а**. Для примера анализа наличия и характера скоррелированности обводненности и дебитов выбирается 1,5-летний интервал времени T_q (выделенная область на **рис. 5а**),

так как на нем выделяется тренд падения добычи.

На **рис. 5б** приведена диаграмма корреляции обводненности Y_w с добычей жидкости q по выделенному историческому периоду T_q , которая указывает на снижение обводненности с ростом добычи. Это дает основания полагать, что часть воды добывается из нецелевого водоносного пласта с давлением выше, чем у нефтяного.

Последующее ПГИ подтверждает это подозрение и четко указывает на наличие притока воды к подошве перфораций по ЗКЦ (**рис. 5в**).

СЛУЧАЙ 4. СЛОЖНАЯ ИСТОРИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ

На **рис. 6а** приведена 30-летняя история эксплуатации добывающей скважины.

К 2009 году обводненность на скважине возросла до 85 %, при этом темпы отборов запасов сильно отставали от планов.

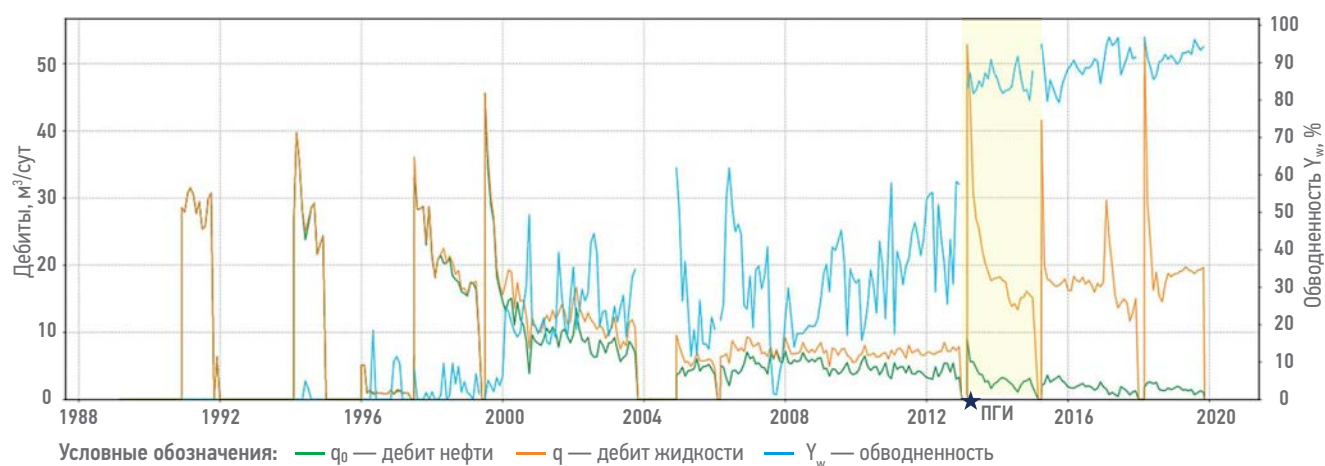
В 2009 году на скважине было проведено ПГИ (черная звездочка на **рис. 6а**), которое выявило ЗКЦ (**рис. 6в**), последующий ремонт позволил снизить обводненность до 40 % (см. динамику обводненности после 2009 года на **рис. 6а**).

Диаграмма обводненности по этой скважине представлена на **рис. 6б**, и по ней четко выделяются периоды, когда скважина работала без ЗКЦ (до 2005 года), с ЗКЦ (с 2005 по 2009 год) и вновь без ЗКЦ, после ремонта в 2009 году. Снижение обводненности с ростом дебита в период с 2005 по 2009 год указывает на непродуктивную добычу воды из пласта с высоким давлением.

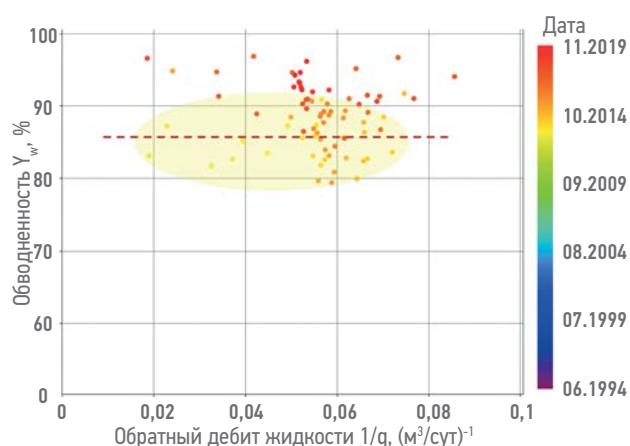
В данном случае достаточно исторического участка 2007–2008 годов, чтобы по диаграмме обводненности выявить непродуктивную добычу воды и назначить ПГИ для ее локализации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

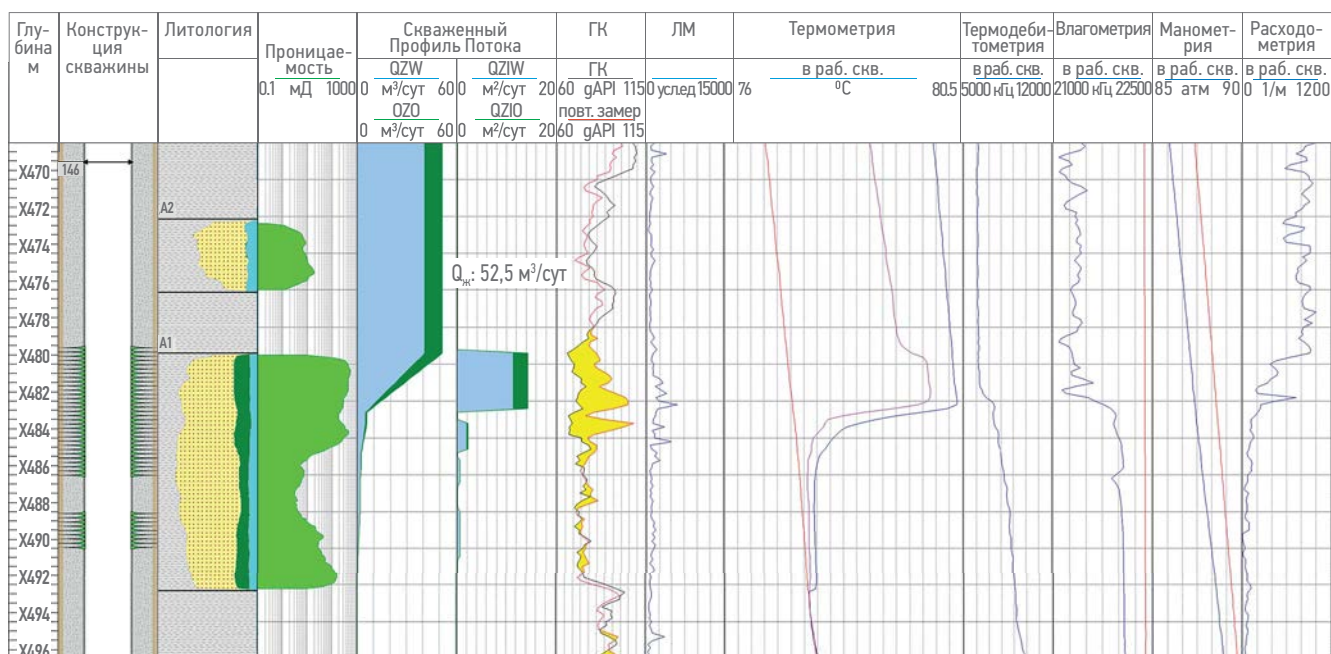
Простая корреляция обводненности с дебитом скважины помогает идентифицировать скважины с вероятной непродуктивной добычей воды и принять решение о корректировке режима работы скважины и ее окружения, дополнительном исследовании ПГИ/ГДИ, а в ряде случаев сразу же поставить скважину в ожидание ремонта в комплексе с ПГИ. При загрузке исторических данных в специализированное аналитическое программное обеспечение такая метрика генерируется автоматически и помогает отфильтровать первичный пул скважин-кандидатов с подозрением на непродуктивную добычу воды, а также на качественном уровне оценить



а



б

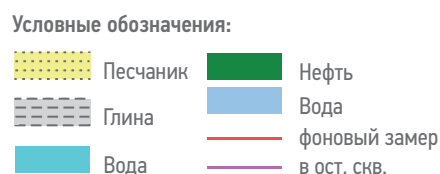
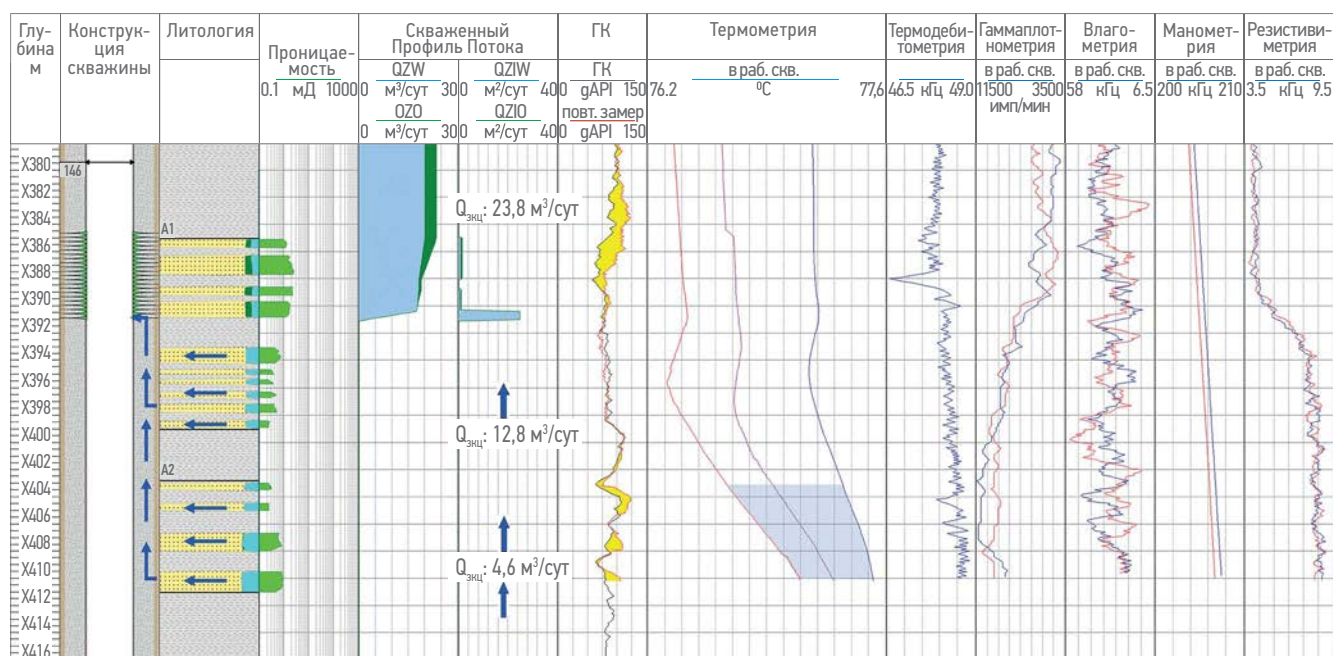
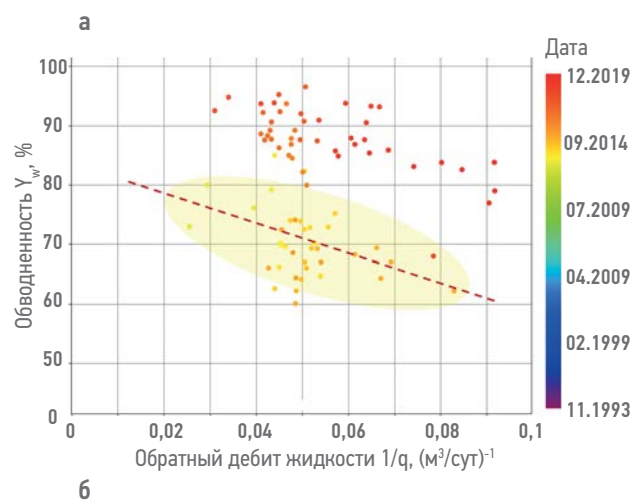
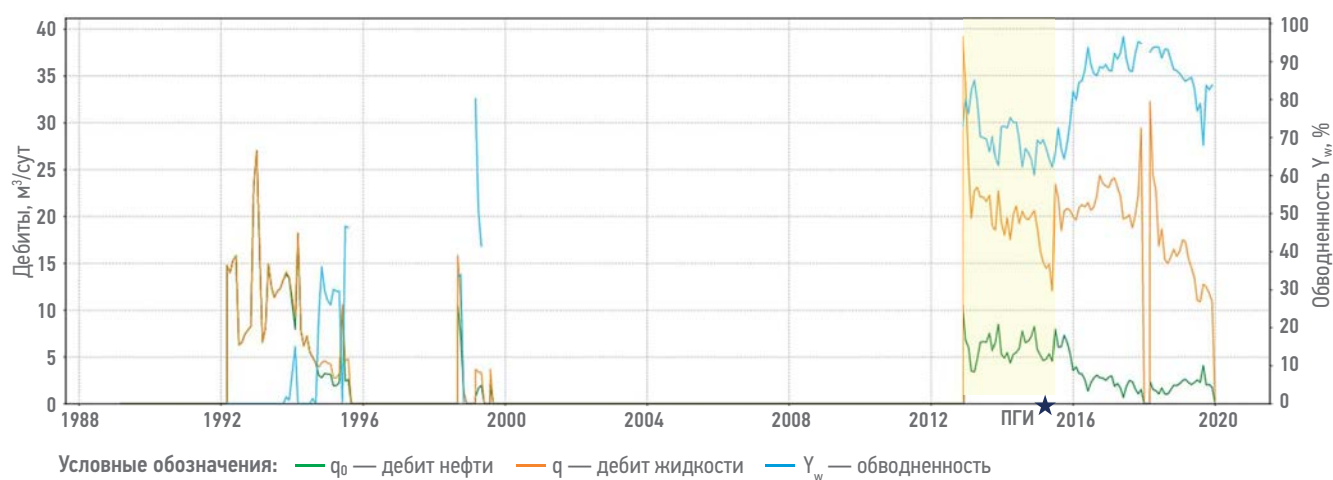


Условные обозначения:



в

Рис. 3. Случай №1. История добычи (а), корреляция добычи и обводненности (б) и результаты ПГИ (в). Составлено авторами
Fig. 3. Case #1. Production history (a), correlation of production rate and watercut (b) and the results of well logging (c). Prepared by authors



В

Рис. 4. Случай №2. История добычи (а), корреляция добычи и обводненности (б) и результаты ПГИ (в). Составлено авторами
Fig. 4. Case #2. Production history (a), correlation of production rate and watercut (b) and the results of well logging (c). Prepared by authors

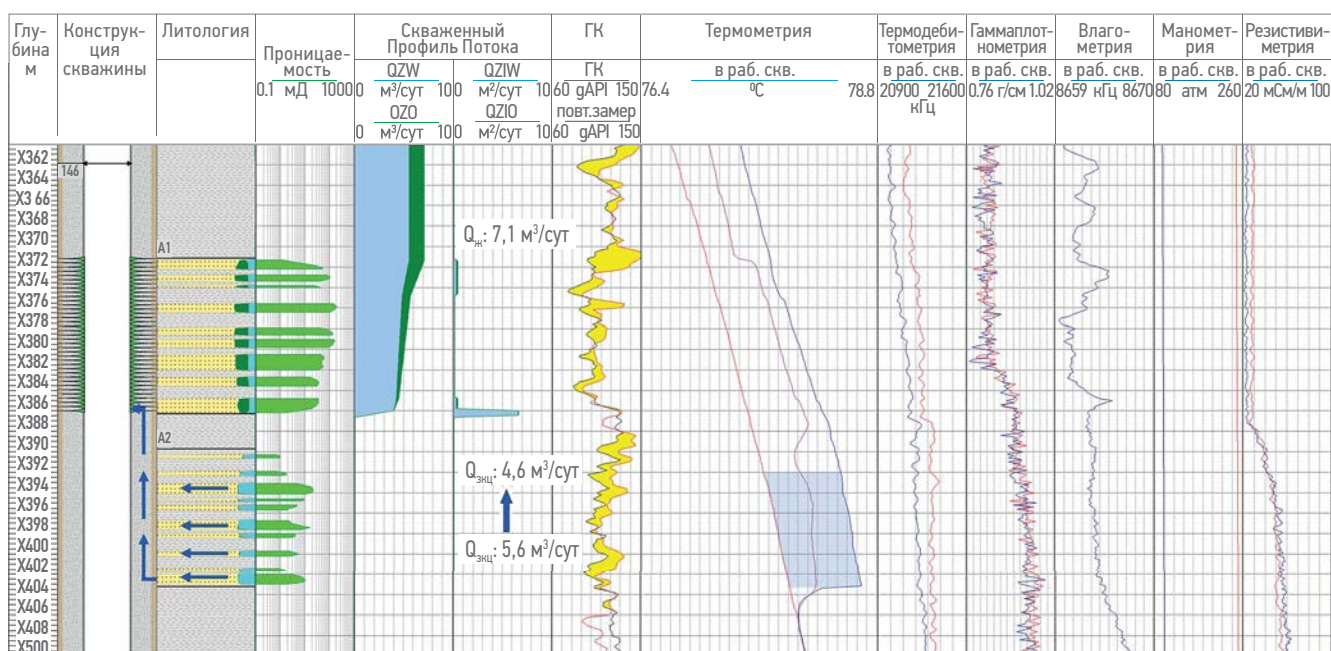
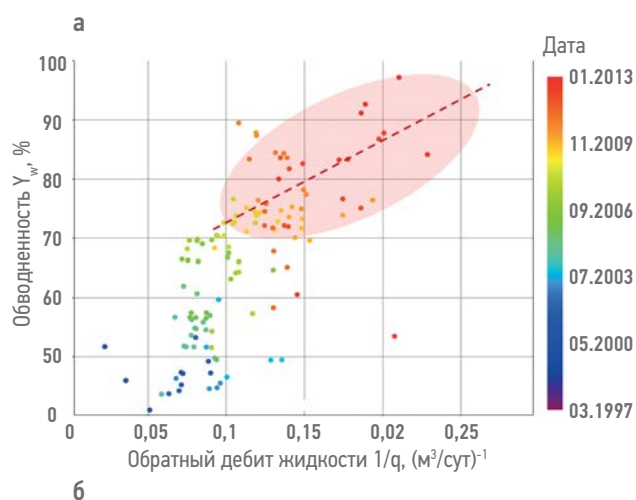
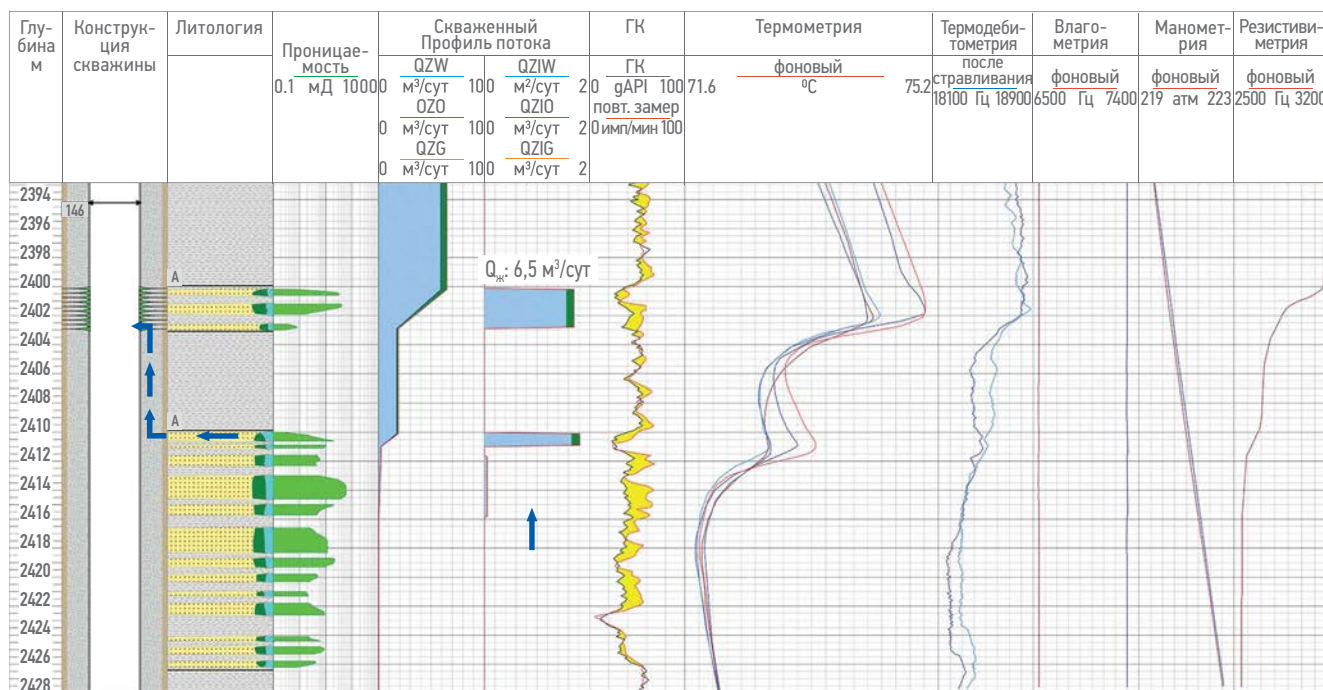
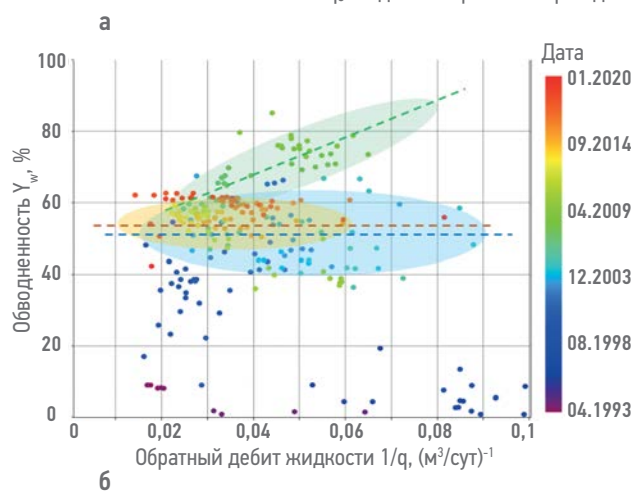


Рис. 5. Случай №3. История добычи (а), корреляция добычи и обводненности (б) и результаты ПГИ (в). Составлено авторами
Fig. 5. Case #3. Production history (a), correlation of production rate and watercut (b) and the results of well logging (c). Prepared by authors



Условные обозначения:

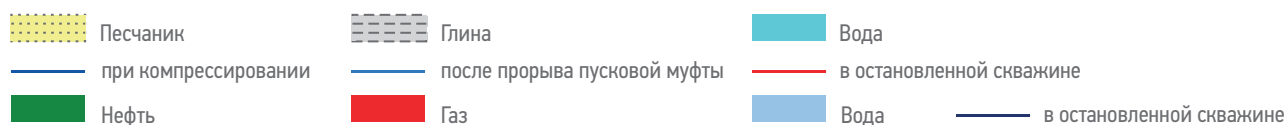


Рис. 6. Случай №4. История добычи (а), корреляция добычи и обводненности (б) и результаты ПГИ (в). Составлено авторами
Fig. 6. Case #4. Production history (a), correlation of production rate and watercut (b) and the results of well logging (c). Prepared by authors

соотношение давления между нефтяным и переточным пластами. Из-за высокой степени зашумленности данных по обводненности и влияния процесса выработки запасов на обводненность методика позволяет выделять непродуктивную добычу воды только после длительной эксплуатации. Также методика не в состоянии выполнить оценку скважин, которые анализируемый исторический период проводят в режиме практически постоянного дебита. Отдельно стоит отметить, что анализ динамики обводненности по группе скважин или по всему месторождению может оказаться увереннее, чем по отдельным скважинам, из-за более широкого диапазона изменений

режимов скважин и в целом создать представление о наличии непродуктивной добычи воды по группе скважин. Следует отметить, что в нефтяной инженерии существует целый набор методов анализа промысловых данных на предмет непродуктивной добычи воды, и ни один из них, включая описанный в этой статье, не может претендовать на универсальность и однозначность. Окончательные выводы по отбору скважин под ГТМ с вероятной непродуктивной добычей воды необходимо делать на основе комплекса диагностик, желательно подкрепленных промысловыми исследованиями скважин (ПГИ/ГДИ).

ПРИЛОЖЕНИЕ

ВЫВОД УРАВНЕНИЯ КОРРЕЛЯЦИИ ДЕБИТА И ОБВОДНЕННОСТИ ДВУХПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЫ

Ниже приведен вывод уравнения (1). Обозначим пластовое давление в пласте А1 через p_1 , а в пласте А2 через p_2 . Напомним, что рассматривается случай, когда давление в пласте А1 выше точки насыщения нефти газом $p_1 > p_b$ и, следовательно, в пласте А1 нет свободного газа.

В пласте А1 идет процесс вытеснения нефти водой, в то время как в пласте А2 двигается только вода.

Для дальнейших выкладок неважно, являлся ли пласт А2 изначально водоносным или же был промыт водой в процессе разработки.

Введем также пересчет пластового давления в каждом из пластов на ВНК:

$$p_1^* = p_1 + \rho_w \cdot g \cdot (h_{OWC} - h_1), \quad (3)$$

$$p_2^* = p_2 + \rho_w \cdot g \cdot (h_{OWC} - h_2), \quad (4)$$

где p_1^* — пластовое давление в пласте А1 в пересчете на ВНК (атм); p_2^* — пластовое давление в пласте А2 в пересчете на ВНК (атм); h_1 — абсолютная отметка кровли пласта А1 над уровнем моря (м); h_2 — абсолютная отметка кровли пласта А2 над уровнем моря (м); h_{OWC} — абсолютная отметка ВНК над уровнем моря (м); ρ_w — плотность пластовой воды; g — ускорение свободного падения ($9,81 \text{ м/с}^2$).

Здесь умышленно выбран единый гидростатических градиент по обоим пластам $\nabla p_{A1} = \nabla p_{A2} = \rho_w \cdot g$, так как анализируемые в этом исследовании явления исчисляются десятками атмосфер и в большинстве практических случаев дают существенно

большой вклад, чем невязка $((\rho_w - \rho_o) \cdot g \approx 0,02, \text{ атм/м})$ от разницы в гидростатических градиентах соседних горизонтов (как правило доли атмосферы или порядка одной атмосферы при перепаде высот соседних пластов до 50 метров).

Перепад давлений между пластами А1 и А2 в пересчете на ВНК можно записать как:

$$p_1^* - p_2^* = p_1 - p_2 - \rho_w \cdot g \cdot (h_1 - h_2). \quad (5)$$

Тогда приток жидкости из пластов запишется в виде:

$$q_{1o} = J_{1o} \cdot (p_1 - p_{wf,1}), \quad (6)$$

$$q_{1W} = J_{1W} \cdot (p_1 - p_{wf,1}), \quad (7)$$

$$q_{2W} = J_{2W} \cdot (p_2 - p_{wf,2}), \quad (8)$$

где J_{1o} — фазовая продуктивность пласта А1 по нефти ($\text{м}^3/\text{сут}/\text{атм}$); J_{1W} — фазовая продуктивность пласта А1 по воде ($\text{м}^3/\text{сут}/\text{атм}$); J_{2W} — фазовая продуктивность пласта А2 по воде ($\text{м}^3/\text{сут}/\text{атм}$); $p_{wf,1}$ — забойное давление на кровле пласта А1 (атм); $p_{wf,2}$ — забойное давление на кровле пласта А2 (атм).

Добыча воды в данной скважины содержит вклады от обоих пластов:

$$q_W = q_{1W} + q_{2W} = J_{1W} \cdot (p_1 - p_{wf,1}) + J_{2W} \cdot (p_2 - p_{wf,2}), \quad (9)$$

$$q_W = (J_{1W} + J_{2W}) \cdot (p_1 - p_{wf,1}) + J_{2W} \cdot ((p_2 - p_{wf,2}) - (p_1 - p_{wf,1})), \quad (10)$$

$$q_W = (J_{1W} + J_{2W}) \cdot (p_1 - p_{wf,1}) + J_{2W} \cdot (p_2 - p_1 - (p_{wf,2} - p_{wf,1})), \quad (11)$$

Выражая депрессию $(p_1 - p_{wf,1})$ на пласт А1 из формулы (17):

$$q_W = (J_{1W} + J_{2W}) \cdot (p_1 - p_{wf,1}) + J_{2W} \cdot (p_2 - p_1 - \rho_w g (h_2 - h_1)). \quad (12)$$

$$(p_1 - p_{wf,1}) = q / J - J_{2W} \cdot (p_2^* - p_1^*) / J \quad (19)$$

и подставляя ее в формулу (18), получим:

Обратим внимание, что забойные давления двух пластов связаны соотношением:

$$Y_W = q_W / q = (1 - J_{10} / J) + (J_{10} \cdot J_{2W} \cdot (p_2^* - p_1^*) / J) \cdot (1 / q), \quad (20)$$

$$p_{wf,1} - p_{wf,2} = \rho_w \cdot g \cdot (h_1 - h_2), \quad (13)$$

что эквивалентно формуле (1) со следующими обозначениями:

или с учетом (5):

$$p_2 - p_1 = p_2^* - p_1^* - \rho_w \cdot g \cdot (h_2 - h_1), \quad (14)$$

$$a = 1 - J_{10} / J, \quad (21)$$

что приводит к следующему выражению:

$$b = (p_2^* - p_1^*) \cdot J_{10} \cdot J_{2W} / J. \quad (22)$$

$$q_W = (J_{1W} + J_{2W}) \cdot (p_1 - p_{wf,1}) + J_{2W} \cdot (p_2^* - p_1^*). \quad (15)$$

Величина a по определению всегда строго неотрицательна $a \geq 0$, а знак коэффициента b определяется знаком перепада давления между пластами А1 и А2.

Добыча жидкости в данной скважины складывается из добычи нефти из пласта А1 и добычи воды по обоим пластам:

Далее проведем следующие преобразования:

$$q = q_{10} + q_W = J_{10} \cdot (p_1 - p_{wf,1}) + (J_{1W} + J_{2W}) \cdot (p_1 - p_{wf,1}) + J_{2W} \cdot (p_2^* - p_1^*), \quad (16)$$

$$Y_W = a + b / q = a + (q_W / q) \cdot (b / q_W) = a + Y_W \cdot (b / q_W), \quad (23)$$

$$q = (J_{10} + J_{1W} + J_{2W}) \cdot (p_1 - p_{wf,1}) + J_{2W} \cdot (p_2^* - p_1^*) = J \cdot (p_1 - p_{wf,1}) + J_{2W} \cdot (p_2^* - p_1^*), \quad (17)$$

$$Y_W (1 - b / q_W) = a, \quad (24)$$

$$1 / Y_W = 1 / a - (b / a) / q_W, \quad (25)$$

где $J = J_{10} + J_{1W} + J_{2W}$ — формальное обозначение суммы фазовых продуктивностей по обоим пластам ($\text{м}^3/\text{сут}/\text{атм}$).

что эквивалентно формуле (2) со следующими обозначениями:

Обводненность добываемой из скважины продукции:

$$\tilde{a} = 1 / a, \quad (26)$$

$$Y_W = q_W / q = 1 - q_{10} / q = 1 - J_{10} \cdot (p_1 - p_{wf,1}) / q. \quad (18)$$

$$\tilde{b} = b / a. \quad (27)$$

Список литературы

1. Дейн Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. — Москва: ИКИ, 2008. — 668 с. ISBN 978-5-93972-639-9
2. Stratton R., Chase R., and Herman E. Schaller: Case Histories of Production Logging // JPT. — 1970. — № 22. — P. 207–213. <https://doi.org/10.2118/2335-PA>
3. Norman R.C. and Raymond E.R. Water-Oil Flow Surveys with Basket Fluid Capacitance Tool // Paper presented at the SPWLA 23rd Annual Logging Symposium. — Corpus Christi, Texas. — July 1982. Paper number: SPWLA-1982-F
4. Andreev A., Kamalov A., Zaripov A., Kanyukov D., Vyhrstyuk S., Yuvashov A., Aslanyan I., Minakhmetova R., Trusov A. and Maslennikova Yu. Multistage Hydrofracturing Efficiency Analysis and Horizontal Well Inflow Profiling Using Spectral Noise Logging Technique // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference. — Moscow, Russia. — October 2018. <https://doi.org/10.2118/191562-18RPTC-MS>
5. Асланян А.М., Асланян И.Ю., Масленникова Ю.С., Минахметова Р.Н., Сорока С.В., Никитин Р.С., Кантюков Р.Р. Диагностика заколонных перетоков газа комплексом высокоточной термометрии, спектральной шумометрии и импульсного нейтрон-нейтронного каротажа // Территория «НЕФТЕГАЗ». — 2016. — № 6. — С. 52–59.
6. Peacock D.R. Temperature Logging // Paper presented at the SPWLA 6th Annual Logging Symposium (Volume I). — Dallas, Texas. — May 1965. — Paper number: SPWLA-1965-F
7. Edward D. Holstein. Petroleum Engineering Handbook, Volume V: Reservoir Engineering and Petrophysics. — Softcover. — 2007. — 1640 pp. ISBN: 978-1-55563-120-8
8. Aslanyan A., Grishko F., Krichvsky V., Gulyaev D., Panarina E., and Anton B. Assessing Waterflood Efficiency with Deconvolution Based Multi-Well Retrospective Test Technique // Paper presented at the SPE Europe featured at 81st EAGE Conference and Exhibition. — London, England, UK. — June 2019. <https://doi.org/10.2118/195518-MS>
9. Ganiev B., Lutfullin A., Karimov I., Muhliev I., Gulyaev D., Farakhova R., Zinurov L., Mingaraev R. and Aslanyan A. Pressure Maintains System Optimization Recommendations by Integrated Analysis of Well-Tests, Logs and Pulse-Code Interference Tests // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual. — October 2020. <https://doi.org/10.2118/201918-MS>
10. ПО PolyGon. Краткий обзор // ООО «Поликод», 2009. — URL: www.polykod.ru/polygon/

References

1. Dake L.P. Fundamentals of Reservoir Engineering. Moscow: IKI, 2008. 668 pp. ISBN 978-5-93972-639-9 (In Russ.)
2. Stratton R., Chase R., and Herman E. Schaller. Case Histories of Production Logging. JPT. 1970, no. 22, pp. 207–213. <https://doi.org/10.2118/2335-PA>
3. Norman R.C. and Raymond E.R. Water-Oil Flow Surveys with Basket Fluid Capacitance Tool. Paper presented at the SPWLA 23rd Annual Logging Symposium. Corpus Christi, Texas, July 1982. Paper number: SPWLA-1982-F
4. Andreev A., Kamalov A., Zaripov A., Kanyukov D., Vyhristyuk S., Yuvashov A., Aslanyan I., Minakhmetova R., Trusov A. and Maslennikova Yu. Multistage Hydrofracturing Efficiency Analysis and Horizontal Well Inflow Profiling Using Spectral Noise Logging Technique. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia, October, 2018. <https://doi.org/10.2118/191562-18RPTC-MS>
5. Aslanyan A.M., Aslanyan I.Yu., Maslennikova Yu.S., Minakhmetova R.N., Soroka S.V., Nikitin R.S., Kanyukov R.R. Diagnostics of gas cross-flows behind casing by the complex of high-precision temperature logging, spectral noise logging and pulsed neutron-neutron logging. Territory of NEFTEGAS, 2016, no. 6, pp. 52–59. (In Russ.)
6. Peacock D.R. Temperature Logging. Paper presented at the SPWLA 6th Annual Logging Symposium (Volume I). Dallas, Texas, May 1965, paper number: SPWLA-1965-F
7. Edward D. Holstein. Petroleum Engineering Handbook, Volume V: Reservoir Engineering and Petrophysics. Softcover, 2007. 1640 pp. ISBN: 978-1-55563-120-8
8. Aslanyan A., Grishko F., Krichovsky V., Gulyaev D., Panarina E., and Anton B. Assessing Waterflood Efficiency with Deconvolution Based Multi-Well Retrospective Test Technique. Paper presented at the SPE Europe featured at 81st EAGE Conference and Exhibition. London, England, UK, June, 2019. DOI: <https://doi.org/10.2118/195518-MS>
9. Ganiev B., Lutfullin A., Karimov I., Muhliev I., Gulyaev D., Farakhova R., Zinurov L., Mingaraev R. and Aslanyan A. Pressure Maintains System Optimization Recommendations by Integrated Analysis of Well-Tests, Logs and Pulse-Code Interference Tests. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October, 2020. <https://doi.org/10.2118/201918-MS>
10. PolyGon software. Brief review. Polykod LLC. 2009. URL: www.polykod.ru/polygon/ (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.М. Асланян — разработал методологию, концепцию статьи и написал текст, принял активное участие в анализе метрик обводненности.

М.Ю. Гарнышев — подготовил графический материал, участвовал в анализе диагностических метрик.

Р.В. Гусс — подготовил планшеты (каротаж) промыслово-геофизических исследований, принял участие в интерпретации результатов.

Arthur M. Aslanyan — developed the methodology and article concept, prepared the text, took an active part in the watercut metrics analysis.

Marat Yu. Garnyshev — prepared the graphical material, took part in analysis of diagnostic metrics.

Rodion V. Guss — prepared the PLT plots, took part in interpretation of PLT results.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Артур Михайлович Асланян — ректор, 000 «Нафта Колледж»
420074, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, Петербургская ул., 52.
e-mail: ama@naftacollege.com

Марат Юрьевич Гарнышев* — специалист по гидродинамическому моделированию, 000 «Софойл»
420074, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, Петербургская ул., 52.
e-mail: marat.garnyshev@sofoil.com

Родион Владимирович Гусс — специалист по геологическому моделированию, 000 «Софойл»
420074, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, Петербургская ул., 52.
e-mail: rodion.guss@sofoil.com

Arthur M. Aslanyan — Rector, Nafta College
52, Peterburgskaya str., 420074, Kazan, Republic of Tatarstan, Russia.
e-mail: ama@naftacollege.com

Marat Yu. Garnyshev* — Simulation engineer, Sofoil
52, Peterburgskaya str., 420074, Kazan, Republic of Tatarstan, Russia.
e-mail: marat.garnyshev@sofoil.com

Rodion V. Guss — Geologist, Sofoil
52, Peterburgskaya str., 420074, Kazan, Republic of Tatarstan, Russia.
e-mail: rodion.guss@sofoil.com

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИН

© А.Г. Козубовский,
Т.В. Кузьмина, 2022



А.Г. Козубовский¹, Т.В. Кузьмина^{2,*}

¹ЗАО НПО «ИНТЭК», РФ, Тюмень

²«КогалымНИПИнефть», РФ, Тюмень

Электронный адрес: KuzminaTV@tmn.lukoil.com

Введение. Представление о специфике изменения коэффициента продуктивности в процессе жизненного цикла скважины имеет чрезвычайно большое значение, так как дает возможность объективно оценить добычные возможности разрабатываемого коллектора в различных точках его вскрытия, что в дальнейшем может использоваться для специальных видов анализа и контроля добычи углеводородного сырья из эксплуатируемого объекта.

Цель. Оценка специфики влияния процесса разработки залежи на текущую продуктивность скважин при конкретных горно-геологических условиях

Материалы и методы. Использованы материалы промысловых гидродинамических исследований на стационарных и нестационарных режимах фильтрации, результаты интерпретации геофизических исследований скважин. Применены способы обработки исходных данных методами математической статистики.

Результаты. Получена корреляционная зависимость между относительной продуктивностью скважин и комплексным параметром, который отображает совокупность элементов, характеризующих свойства скважины, пласта-коллектора и критериев, определяющих специфику изменения продуктивности в процессе эксплуатации объекта добычи. Данная зависимость позволяет оценить влияние разработки залежи на текущую продуктивность. Приводятся результаты расчетов, позволяющие определять для конкретной промысловой обстановки коэффициент потенциальной продуктивности вертикальных и горизонтальных добывающих скважин, прогнозировать с учетом изменяющихся начальных условий существования залежи текущий коэффициент продуктивности добывающих горизонтальных скважин, тестировать эффективность геолого-технологических мероприятий.

Выводы. Рассмотренный подход интерпретации исходных данных в границах установленных доверительных интервалов при заданном уровне значимости (вероятности) может служить эффективным инструментом для учета влияния разработки на текущие коэффициенты продуктивности скважин.

Ключевые слова: коэффициент продуктивности, влияние разработки, геолого-промысловые параметры, нефтенасыщенная мощность, горизонтальная ориентация ствола, отношение продуктивностей, геолого-технологическое мероприятие, коэффициент детерминации, уровень значимости, доверительный интервал

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В. Исследование влияния процесса разработки залежи на продуктивность скважин. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(2):32–40. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40>

Статья поступила в редакцию 21.01.2022

Принята к публикации 22.04.2022

Опубликована 30.06.2022

THE IMPACT OF DEVELOPMENT OF RESERVOIR ON WELL PRODUCTIVITY

Aleksandr G. Kozubovsky¹, Tat'yana V. Kuzmina^{2,*}

¹JSC "INTEK", RF, Tyumen

²Tyumen Branch LLC "Lukoil-engineering", RF, Tyumen

E-mail: KuzminaTV@tmn.lukoil.com

Introduction. The changing of the productivity index during the life cycle of a oilfield is important. As it allows an objective assessment of the potential productivity of wells, which can later be used for special types of analysis and production control.

Goal. Assessment of the impact of reservoir development on the current productivity index of wells

Materials and methods. Materials of Welltesting. The productivity index is determined by steady-state and non-state flow well testing. Methods of processing initial data by methods of mathematical statistics are applied

Results. The results are shown on the example a oilfield of the Western Siberia. Estimates are based on the correlation between actual productivity index and a complex parameter. The results show allow determining the potential productivity index of vertical and horizontal wells, predicting the current productivity index of horizontal production wells, and testing the effectiveness of Wellwork.

Findings. Approach of the interpretation allows to evaluate the impact of development on current well productivity index (within the confidence intervals)

Keywords: the productivity index, control development of fields, oil saturation, productivity ratio, Wellwork, determination coefficient, significance level, confidence interval

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Kozubovsky A.G., Kuzmina T.V. The impact of development of reservoir on well productivity. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(2):32–40. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40>

Manuscript received 21.01.2022

Accepted 22.04.2022

Published 30.06.2022

ВВЕДЕНИЕ

В нефтепромысловой практике в качестве количественной меры продуктивности принято использовать коэффициент продуктивности η , который представляет собой отношение дебита к перепаду давления на стенке забоя, при котором данный дебит был получен.

Величина коэффициента продуктивности обусловлена многими факторами, но определяющими из них принято считать наряду с геометрией забоя еще и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) призабойной зоны (ПЗ), отражающие уровень изменения естественных ФЕС пористой среды после влияния на нее комплекса технологических операций как в процессе заканчивания, так и в период последующей работы скважины: вскрытие бурением, крепление забоя обсадной колонной труб с цементированием, перфорация, вызов притока, реализация мероприятий по восстановлению или увеличению проницаемости ПЗ и т.п. Степень улучшения или ухудшения ФЕС призабойной зоны характеризуется величиной механического скин-фактора $S_{\text{мех}}$, который определяется по результатам интерпретации кривых восстановления (падения) давления (КВД, КПД). Кроме того, продуктивность по нефти может существенно менять свои значения как в большую, так и в меньшую сторону в процессе реализации разработки пласта, по причине, например, отклонения текущего пластового давления от начального уровня, добычи попутных флюидов и т.п. Представление о специфике изменения данного параметра в процессе жизненного цикла скважины имеет чрезвычайно важное значение, так как позволяет объективно оценить добычные возможности разрабатываемого коллектора в различных точках его вскрытия, что в дальнейшем может использоваться для специальных видов анализа и контроля добычи углеводородного сырья из эксплуатируемого объекта.

ЦЕЛЬ

Целью настоящей статьи является исследование и оценка специфики влияния процесса разработки на текущую продуктивность добывающих нефтяных скважин для конкретных горно-геологических условий.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Основным источником для получения сведений об η являются результаты гидродинамических исследований (ГДИ) на стационарных режимах фильтрации для фонтанных притоков и на нестационарных режимах для непереливающих и механизированных скважин соответственно.

В специальных расчетах за основу оценок численной меры трансформации коэффициента продуктивности, происходящей либо за счет изменения начального состояния залежи, либо после проведения каких-либо техногенных воздействий на ПЗ, а также в случае совместного воздействия данных факторов используется показатель отношения продуктивностей (ОП) [1], указывающий долю фактической продуктивности от потенциальной:

$$\text{ОП} = \eta_{\text{ф}} / \eta_{\text{п}}, \quad (1)$$

где $\eta_{\text{ф}}$ — фактический (текущий) коэффициент продуктивности по нефти на дату замера; $\eta_{\text{п}}$ — потенциальный коэффициент продуктивности по нефти.

Под потенциальным коэффициентом продуктивности часто понимают уровень η при нулевом значении $S_{\text{мех}}$ на момент ввода залежи в разработку, когда ФЕС в зоне влияния скважин еще не искажены воздействием процесса отбора пластового флюида при условии, что в работе участвует вся вскрытая перфорацией нефтенасыщенная мощность. Заметим, что такая формулировка справедлива для вертикальных и наклонно направленных скважин. Для ситуаций с горизонтальной ориентацией ствола преобладающим фактором наравне с $S_{\text{мех}}$ и анизотропией

по проницаемости считается не эффективная перфорированная толщина, а протяженность забоя в направлении, перпендикулярном вертикальному.

Практическое использование описанного методического приема существенно ограничивается отсутствием комплекса необходимых данных по каждой скважине на конкретный временной период ее истории. В таких случаях для устранения дефицита нужной информации широкое применение нашли методы косвенного определения величин η_{ϕ} и η_{π} . Существуют различные способы расчета и прогноза значений η_{ϕ} и η_{π} не по прямым, а по опосредствованным показателям. К основным из них можно отнести следующие:

- оценки на основе имеющихся аналитических решений в виде расчетных формул, уравнений, например [2];
- оценки на основе статистических взаимосвязей между продуктивностью и параметрами, отражающими геолого-физические свойства коллектора и текущие промысловые показатели эксплуатации скважины [3, 4 и др.].

Достоверность методов первой группы, как правило, невысока, поскольку используемые вычислительные схемы не учитывают всего многообразия обстоятельств, влияющих на приток флюида к забою скважины, и поэтому описывают идеализированные, гипотетические, частные случаи. Кроме того, они предполагают привлечение величин, точное задание которых представляет серьезную проблему. Это касается таких параметров, как, например, форма области дренирования, размеры контура питания, и особенно проницаемости и ее вертикальной анизотропии в каждом пропластке эффективной нефтенасыщенной мощности в интервале перфорации.

Методы второй группы чрезвычайно многообразны, так как основаны на различных вариантах статистической обработки исходной информации. Точность определений, производимых подобными методами, зависит от количества и качества используемых материалов и адекватности выбранной для их описания стохастической модели. Преимуществом данного подхода является то, что в случае установления тесной и достоверной связи между анализируемыми переменными в диапазоне их изменения появляется возможность прогноза η (с заданной вероятностью) в скважинах, где его определения не производились.

Как уже говорилось выше, продуктивность может зависеть от значительного количества обстоятельств, характеризующих различные

параметры технологических процессов, используемых в процессе извлечения из недр углеводородного сырья. В такой ситуации недропользователю для принятия своевременных и аргументированных решений, направленных на повышение эффективности регулирования разработки эксплуатируемого объекта, необходимо располагать сведениями о дифференцированном влиянии таких техногенных воздействий на текущий уровень η_{ϕ} .

Обладая знаниями о фактической продуктивности, можно решать многие важные задачи в области контроля и управления процессами выработки запасов добываемого флюида, например, осуществлять экспертизу успешности мероприятий по обработке ПЗ, тестировать эффективность работы скважин, производить расчеты возможных потерь в извлечении нефти по причине снижения ФЕС в околоствольной зоне, оценивать последствия изменения энергетической характеристики залежи и т.п.

Исходя из значимости озвученных задач, разработка методов вычисления и предсказания текущей и потенциальной продуктивности, особенно, на наш взгляд, по косвенным сведениям, представляется весьма актуальной, при этом наиболее предпочтительными представляются оценки η_{ϕ} , выполненные в привязке к конкретному комплексу данных, отождествляющих технологическое воздействие на пласт.

ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМА ВЫЧИСЛЕНИЙ

В данной статье авторы на примере нефтяной залежи одного из месторождений Западной Сибири представляют свое видение процедуры выявления связи между продуктивностью (потенциальной и текущей) и геолого-промысловыми параметрами, характеризующими как природу пласта-коллектора, так и атрибуты проявления отбора из него флюида. При этом коэффициент продуктивности η_{ϕ} отождествляется с выходной переменной, функцией, а набор показателей, отражающих физические свойства пористой среды, пластовых жидкостей, геометрических особенностей забоя, влияние разработки, — с входной переменной, аргументом $X(x_1, x_2, x_3 \dots x_j)$.

Основная смысловая идея анализа зафиксированных соотношений функции и аргумента заключается в том, что структура совокупности признаков $x_1, x_2, x_3 \dots x_j$ выражена в виде композита E^* , состоящего из двух элементов, E_1 и E_2 . Комплекс E_1 сформирован набором характеристик скважины, вскрытого ею интервала

коллектора и насыщающих его жидкости и газа (геологических, геометрических, емкостных, термодинамических и т.п.) на этапе, когда видимое воздействие процесса отбора нефти на начальное равновесное состояние пластовой системы отсутствует. При этом все количественные определения используемых свойств принимаются неизменными, постоянными на момент ввода залежи в эксплуатацию.

Элемент E_2 объединяет группу переменных во времени численных критериев, отражающих влияние разработки на эффективность эксплуатации скважин (обводненность продукции, изменение текущего газосодержания, текущее пластовое давление и т.п.). В общем случае параметр E^* может быть представлен в виде:

$$E^* = E_1 \times E_2 = \prod_{n=1}^{N+k} [(x_1, x_2, \dots, x_N), (x_{N+1}, x_{N+2}, \dots, x_{N+k})], \quad (2)$$

где порядковый номер члена (x) в общем их количестве равен: $n = 1, 2, 3, \dots, N$ для E_1 и $N+1, N+2, N+3, \dots, N+k$ для E_2 .

При состоянии объекта добычи до начала промышленного извлечения углеводородов E^* определяется следующим соотношением:

$$E^* = E_1 = \prod_{n=1}^N [(x_1, x_2, \dots, x_N)]. \quad (3)$$

АНАЛИЗ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

С целью выявления возможной связи между η_{ϕ} и комплексом E^* был произведен поэтапный анализ выборки, сформированной из добывающих скважин с горизонтальным окончанием забоя, на которых проведены гидродинамические исследования на стационарных и нестационарных режимах фильтрации, позволяющих производить оценку η_{ϕ} и $S_{\text{мех}}$.

На первом этапе исследовалось наличие корреляции между η_{ϕ} и $E_{1\text{гор}}$ (параметр E_1 для условий горизонтальной скважины). Для этого из исходного объема данных были исключены скважины, показатели эксплуатации которых изменены воздействием процесса разработки (например, по причине снижения начального пластового давления), а также скважины, на которых были осуществлены мероприятия по интенсификации притока. Из созданного таким образом массива сведений дополнительно удалялись скважины, где по данным КВД скин-фактор не соответствовал условию $S_{\text{мех}} \approx 0$, которое определяет состояние призабойной зоны (ПЗ) с естественной, не ухудшенной проницаемостью. Для оставшихся

скважин определялись величины $E_{1\text{гор}}$ и коэффициент η_{ϕ} , который в силу сказанного выше идентифицировался как потенциальный, $\eta_{\text{п}}$. Подобная процедура была выполнена и для поисково-разведочных скважин, и для пилотных стволов, где вскрытие пласта исполнено вертикально. Отличие заключалось лишь в том, что вычисление параметра E_1 производилось с учетом работающих толщин и иной пространственной ориентации окончания ствола, он фиксировался как $E_{1\text{верт}}$ (параметр E_1 для условий вертикальной скважины).

МЕТОДИКА ПОЗВОЛЯЕТ ВЫПОЛНЯТЬ ОЦЕНКУ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗОВАННЫХ ГТМ И ОТРАЖАТЬ МЕРУ СОСТОЯТЕЛЬНОСТИ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЕННОГО СОСТОЯНИЯ ЗАЛЕЖИ.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Графическая иллюстрация связи между $\eta_{\text{п}}$ и $E_{1(\text{гор, верт})}$ приведена на **рис. 1**.

Из рисунка видно, что выявленная зависимость является статистически значимой с коэффициентом детерминации, равным 0,9838 для горизонтальных и 0,9235 для вертикальных стволов соответственно. Из рисунка также следует, что соотношение между $\eta_{\text{п}}$ вертикальных и горизонтальных скважин не противоречит имеющимся представлениям о сопоставимости этих величин. Но при этом необходимо подчеркнуть, что существует вероятность того, что могут иметь место условия, при которых значения $\eta_{\text{п}}$ для вертикальных и горизонтальных скважин сопоставимы. Данный факт требует более углубленного исследования и должен учитываться на этапе проектных работ. Комментируя **рис. 1**, уместно также отметить, что формат параметра E_1 и его коррелируемость с $\eta_{\text{п}}$ позволяют, по мнению авторов, отождествить данный признак с начальным природно-техногенным продуктивным ресурсом скважины в плане добычи из нее нефти. На втором этапе оценивалась степень изменения комплекса E^* и η_{ϕ} в зависимости от значений элемента E_2 для условий горизонтальных скважин. Отметим, что исходя из конкретной геолого-промысловой ситуации показатель E_2 может как увеличивать, так и уменьшать величину E^* .

Для большей наглядности и весомости информационного содержания анализируемые переменные использовались

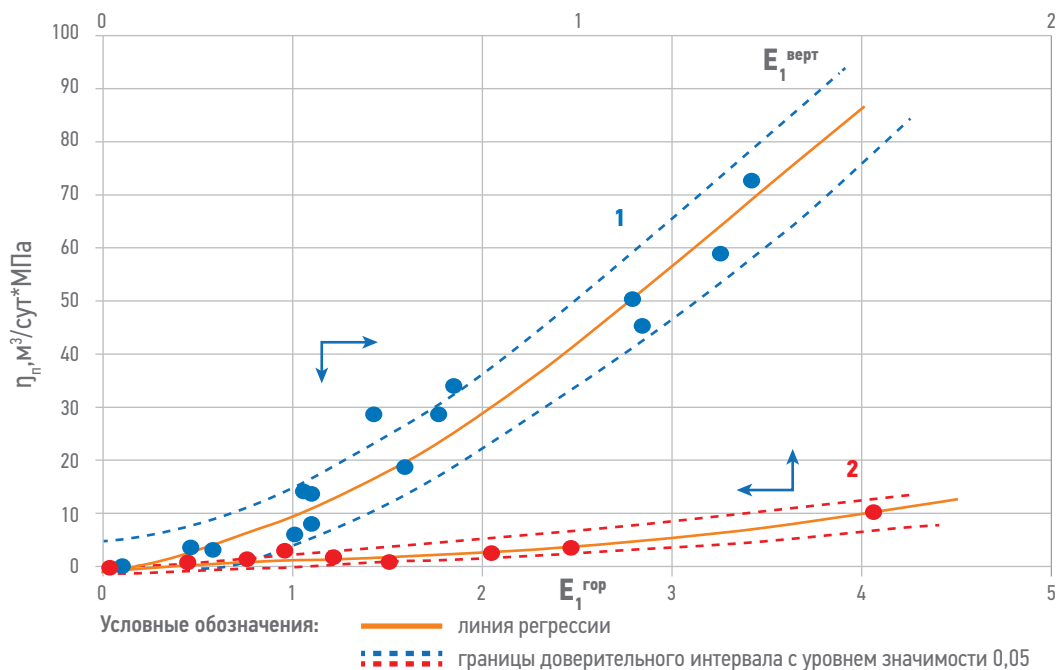


Рис. 1. Зависимость потенциального коэффициента продуктивности, η_p
1 — горизонтальных скважин от параметра $E_{1\text{гор}}$; 2 — вертикальных скважин от параметра $E_{1\text{верт}}$.
Составлено авторами

Fig. 1. The relation of the potential productivity index, η_p
1 — horizontal wells from parameter $E_{1\text{hor}}$; 2 — vertical wells from parameter $E_{1\text{vert}}$. Compiled by the authors

в относительном формате, а именно:
 $\eta_{\text{ф}}/\eta_{\text{п}} = \text{ОП}$ и $E^*/E_{1\text{гор}} = E_2$. Необходимо заметить, что в таком виде трактовка E_2 несколько иная, чем в описании, приведенном выше. В данном представлении E_2 характеризует долю скорректированного на условия разработки параметра $E_{1\text{гор}}$ от его начального численного определения.

Графическая интерпретация соотношения ОП и $E^*/E_{1\text{гор}}$ отражена на рис. 2. При построении использовалась информация, приуроченная к двум последовательным, произвольно выбранным временным отрезкам после двух лет эксплуатации залежи. Двухлетний интервал выбран из соображений, что для конкретных горно-геологических условий при используемой технологии проводки скважин негативное влияние первичного вскрытия становится минимальным (показатель $S_{\text{мех}}$ снижается до уровня 1,3–1,0 и менее). Кроме того, в выборку не включались скважины, на которых были произведены интенсифицирующие воздействия на ПЗ. Данные моменты авторами в настоящей работе детально не рассматриваются.

Описанная специфика формирования исходного массива сведений позволяет, на наш взгляд, получить совокупность измерений, изменение которых обусловлено преимущественно разработкой объекта добычи. Оранжевым маркером помечен комплекс соответствующих замеров и вычислений первого тестируемого периода, равного одному году. Синим — данные второго, проверочного временного интервала, продолжительностью также один год. Полученные результаты позволяют утверждать, что между анализируемыми параметрами существует корреляционная связь с коэффициентом детерминации 0,8989 при уровне значимости 0,05.

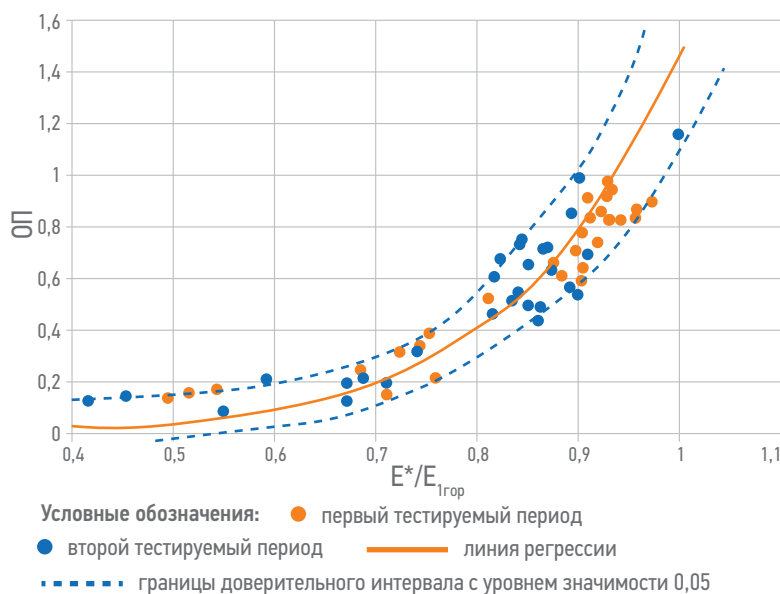


Рис 2. Зависимость параметра $\eta_{\text{ф}}/\eta_{\text{п}} = \text{ОП}$ от комплекса $E^*/E_{1\text{гор}} = E_2$, характеризующего влияние разработки. Составлено авторами

Fig. 2. Dependence of the parameter $\eta_{\text{ф}}/\eta_{\text{п}}$ on the complex $E^*/E_{1\text{hor}} = E_2$, characterizing the impact of development. Compiled by the authors

Рис. 2 дает наглядное представление о характере варьирования параметра ОП в зависимости от степени влияния процесса разработки на уровень E^* на рассматриваемом этапе жизненного цикла залежи. При этом, оперируя данными о η_p и E^* , можно производить прогнозные оценки значений η_ϕ для ситуаций, когда подобные сведения отсутствуют (при условии, что на скважинах не было мероприятий по изменению ФЕС ПЗ). Соотношения между расчетными и фактическими значениями η_ϕ приведены на **рис. 3**. Дальнейший анализ, на наш взгляд, должен в обязательном порядке предусматривать адресное (скважинное) исследование статуса выявленных отклонений η_ϕ от его потенциальных значений. Под статусом понимается смысловое содержание заключения о обратимости/необратимости установленных изменений η_ϕ . Это является прерогативой специалистов определенных профессиональных компетенций. Если изменения обратимые, то на скважине необходимо проведение геолого-технологических мероприятий (ГТМ) конкретной направленности. Если установлено, что при существующем технико-технологическом уровне и экономической целесообразности реализации соответствующего ГТМ устранить источник негативных последствий нерентабельно либо невозможно, то все последующие выводы и операционные решения по данной скважине необходимо соотносить с трендом временного изменения фактической продуктивности,

который будет отражать текущий потенциал объекта. Сказанное поясним на примере. Наиболее характерные варианты временных распределений фактического коэффициента продуктивности по нефти в процессе эксплуатации скважин представлены на **рис 4 (а, б)**. На **рис. 4а** рассматривается случай, когда в скважине А снижение η_ϕ обусловлено ростом обводненности продукции при уменьшении начального пластового давления с 29,87 до 25,51 МПа за 3 года. Расчетный тренд, полученный посредством вычислений с помощью корреляции на **рис. 2**, подтверждается фактическими замерами. Из рисунка следует, что наличие воды в добываемой нефти привело к существенной разнице между потенциальным уровнем η и реальным его значением. При этом каких-либо технологических мероприятий, направленных на устранение существующего осложнения, не проводилось. Если в процессе дополнительного, детального изучения проблемы учесть природу вод (пластовая, нагнетаемая) и все-таки с помощью ремонтно-изоляционных работ (РИР) осуществить изоляцию источника поступления воды в ствол, то, возможно, различие между η_ϕ и η_p можно было бы ликвидировать либо существенно сократить. Исходя из данного предположения, статус изменения η_ϕ вполне логично может быть диагностирован как обратимый. **Рис. 4б** отражает несколько иное развитие событий. В скважине Б падение пластового давления за четыре года установлено в диапазоне от 29,1 до 27,44 МПа,

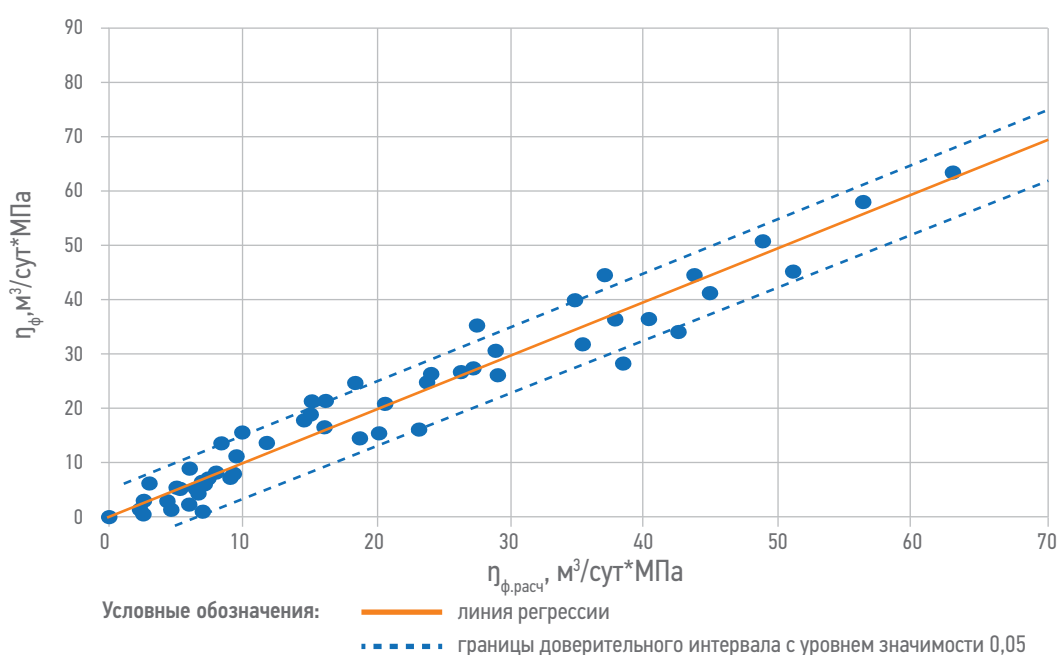


Рис 3. Сопоставление величин фактических замеров η_ϕ с расчетными значениями, $\eta_{\phi, \text{расч}}$. Составлено авторами
Fig. 3. Comparison of the values of actual measurements η_ϕ with the calculated values, $\eta_{\phi, \text{расч}}$. Compiled by the authors

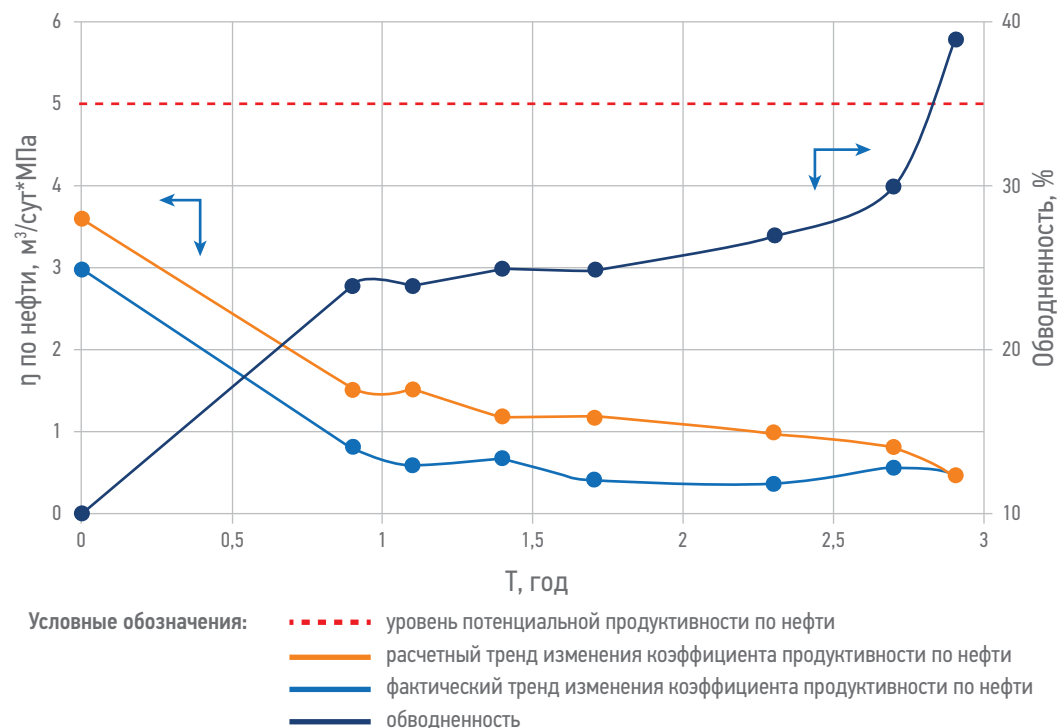


Рис. 4а. Скважина А, вариант временной динамики коэффициента продуктивности по нефти. Составлено авторами
Fig. 4а. Well A, a variant of the time dynamics of the oil productivity index. Compiled by the authors

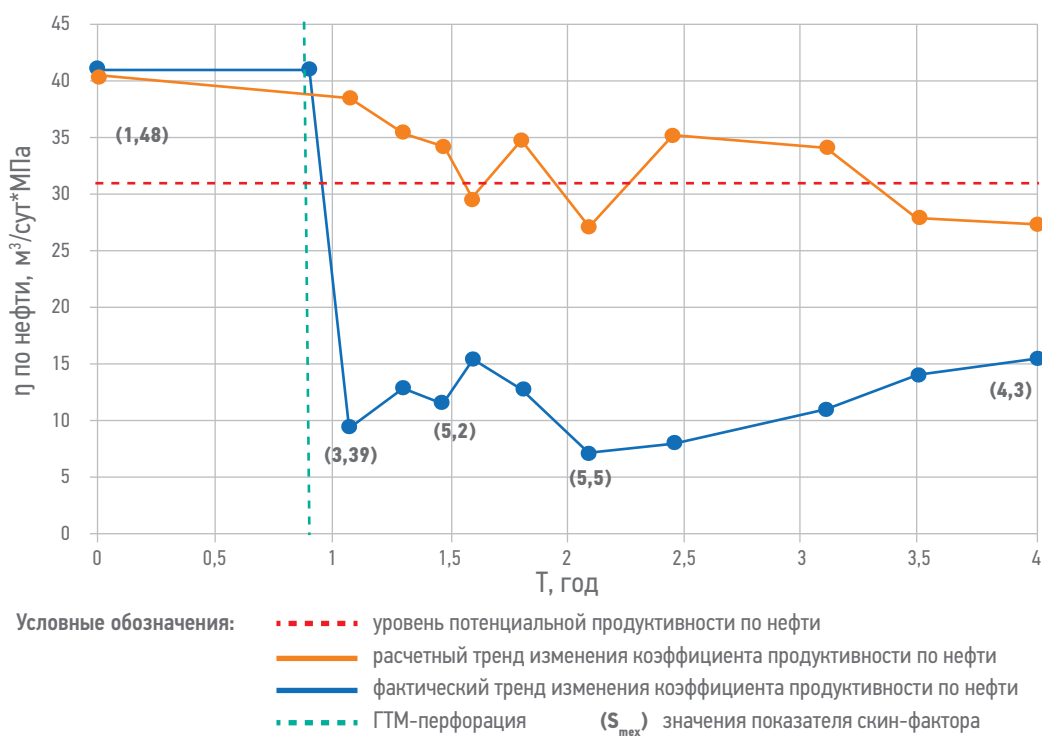


Рис. 4б. Скважина Б, вариант временной динамики коэффициента продуктивности по нефти. Составлено авторами
Fig. 4б. Well B, a variant of the temporal dynamics of the oil productivity index. Compiled by the authors

обводненность добываемого флюида за этот же период в среднем составляла 1 %. При таких показателях влияние разработки на η_f оценивается как незначительное и иллюстрируется расчетным временным трендом его изменения, который показывает,

что в данных условиях уровень η_f должен соответствовать своему потенциальному значению. Промысловые определения η_f указывают на его резкое снижение на начальном этапе эксплуатации по отношению к η_n с последующими незначительными колебаниями.

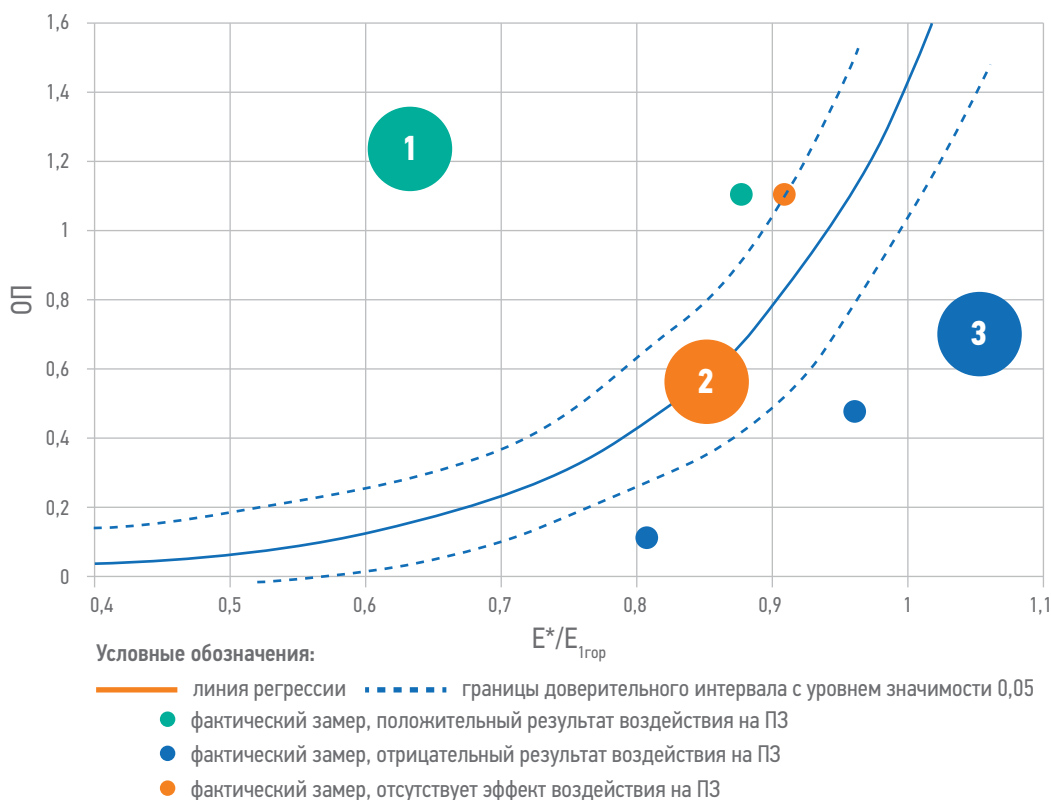


Рис. 5. Пример оценки эффективности ГТМ по воздействию на ПЗ. Составлено авторами

1. Область положительных исходов ГТМ; 2. Область нулевых исходов ГТМ; 3. Область отрицательных исходов ГТМ
Fig. 5. An example of evaluating the effectiveness of geological and technical measures for the bottomhole zone.

Compiled by the authors

1. Area of positive outcomes of wellwork; 2. Area of zero outcomes of wellwork; 3. The area of negative outcomes of geological and technical measures

Дополнительным подтверждением такой динамики η_{ϕ} являются определения механического скин-фактора. Выявленный факт существенного уменьшения η_{ϕ} может быть связан с проведением перфорационных работ. Учитывая, что после ГТМ устойчивое различие между η_{ϕ} и $\eta_{\text{п}}$ сохранилось, то его следует принимать как необратимое.

Безусловно, реальная производственная практика более многообразна и не ограничивается двумя рассмотренными выше ситуациями, но для получения объективной информационной основы для принятия последующих аргументированных решений анализ каждого конкретного случая, помимо учета своей индивидуальности, на наш взгляд, должен отражать и такие позиции исследования, как установление обратимости/необратимости зафиксированной специфики изменения η_{ϕ} .

Использование корреляции между ОП и $E^*/E_{1\text{top}}$ дает возможность тестировать эффективность ГТМ, например мероприятий по воздействию на призабойную зону с целью интенсификации притока. Если сопоставить уровни ОП после проведения обработки ПЗ (ОПЗ) с уровнями, искаженными

на соответствующую дату только влиянием разработки, то такая оценка будет, на наш взгляд, отражать меру состоятельности используемых воздействий в условиях измененного начального состояния залежи. Исходя из сказанного, доверительные интервалы (ДИ) линии регрессии можно рассматривать как нормированные границы, разделяющие поле значений ОП на три области, которые позиционируются с положительным (выше верхней линии ДИ), нулевым (между верхней и нижней линиями ДИ) и отрицательным (ниже нижней линии ДИ) исходами. Заметим, что для ГТМ с иными задачами выделенные области будут отождествляться с другими критериями результативности работ.

Наглядность такого приема демонстрируется на **рис. 5** для условий ГТМ, охарактеризованных в официальной документации как «реперфорация», но по реальной технологической схеме представляющих собой проведение прострелочно-взрывных работ (ПВР) в горизонтальной части незацементированного фильтра. Зеленым маркером отмечен факт позитивного итога, синим — негативно-го, желтым — отсутствие эффекта.

ВЫВОДЫ

Рассмотренный подход интерпретации исходных данных в границах установленных доверительных интервалов при заданном уровне значимости (вероятности) позволяет:

- определять для конкретной горно-геологической обстановки коэффициент потенциальной продуктивности вертикальных и горизонтальных добывающих скважин;
- оценивать (прогнозировать) величины текущего коэффициента продуктивности добывающих горизонтальных скважин

и тенденции его изменения, обусловленные влиянием на него процесса разработки.

Кроме того, метод дает возможность:

- обосновывать необходимость проведения ГТМ исходя из особенностей скважинных условий;
- тестировать эффективность реализованных ГТМ с учетом воздействия на продуктивность пласта изменяющихся начальных условий существования залежи за счет отбора из нее углеводородного сырья.

Список литературы

1. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. — Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. — 512 с.
2. Брехунцов А.М., Телков А.П. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин. — Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2004. — 290 с.
3. Каналин В.Г. Интерпретация геолого-промысловой информации при разработке нефтяных месторождений. — М., Недра, 1984. — 184 с.
4. Щербанов А.А., Хижняк Г.П., Галкин В.И. Прогнозирование коэффициента продуктивности скважин с боковым стволом (на примере Уньвинского месторождения) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг ресурсов. — 2019. — Т. 330 — №5. — С. 93–99.

References

1. Erlager R. Hydrodynamic methods of well research. Moscow; Izhevsk: Institute for Computer Research, 2006, p. 512.
2. Brekhuntsov A.M., Telkov A.P., Development of the theory of liquid and gas filtration to horizontal wellbores. Tyumen: OJSC "SibNAC", 2004, p. 290.
3. Kanalin V.G., Interpretation of geological and field information in the development of oil fields. Moscow: Nedra, 1984, p. 184.
4. Shcherbakov A.A., Khizhnyak G.P., Galkin V.I.. Forecasting the productivity factor of wells with a sidetrack (on the example of the Unvinskoye field). Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Resource Engineering, 2019. V. 330. No. 5. P. 93–99.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.Г. Козубовский — концепция статьи, обзор публикаций по теме статьи, написание текста статьи, окончательное утверждение версии статьи для публикации.

Т.В. Кузьмина — получение данных для анализа, обзор публикаций по теме статьи, интерпретация гидродинамических исследований, окончательное утверждение версии статьи для публикации.

Aleksandr G. Kozubovsky — the concept of the article, review of publications on the topic of the article, writing the text of the article, final approval of the version of the article for publication.

Tat'yana V. Kuzmina — obtaining data for analysis, review of publications on the topic of the article, interpretation of Well Testing, final approval of the version of the article for publication.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Геннадьевич Козубовский — руководитель группы НИР, ЗАО НПО «ИНТЭК» 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Некрасова, 11/2, оф. 307.
e-mail: neo.kom@inbox.ru

Татьяна Валерьевна Кузьмина* — главный специалист, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «НогалымНИПИнефть» Россия, г. Тюмень, ул. Республики, 143а
e-mail: KuzminaTV@tmn.lukoil.com

Aleksandr G. Kozubovsky — Head of research group, JSC "InTEK" 11/2, Nekrasova str., 625000, Russia, Tyumen region, Tyumen
e-mail: neo.kom@inbox.ru

Tat'yana V. Kuzmina* — Chief Specialist, Lukoil-engineering, 143a, Republic str., Russia, Tyumen Branch.
e-mail: KuzminaTV@tmn.lukoil.com

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Коллектив авторов,
2022



ИЕРАРХИЯ ИНТЕГРИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ. ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНОЙ СТЕПЕНИ СЛОЖНОСТИ НА ВСЕХ ЭТАПАХ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПРОЕКТОВ

А.И. Варавва^{1,*}, Р.Т. Апасов¹, Р.Р. Бадгутдинов¹, А.Ф. Ямалетдинов¹, Ф.А. Корякин¹, Е.Е. Сандалова¹, Д.А. Самоловов¹, С.М. Бикбулатов², С.А. Нехаев³

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Тюмень

²ПАО «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

³ООО «Газпромнефть-Развитие», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: Varavva.AI@gazpromneft-ntc.ru

Введение. Интегрированная модель — единая цифровая модель месторождения, состоящая из связанных моделей пласта, скважин и детальной модели наземной инфраструктуры — незаменимый инструмент на всех этапах развития проекта, так как позволяет учитывать максимально возможное количество факторов и ограничений, получать системные решения. Интегрированный подход особенно актуален для пластов с нефтяными оторочками, газовых и газоконденсатных объектов, когда в добываемой продукции содержится большое количество попутного нефтяного и природного газа, когда система «пласт — скважина — сеть сбора и подготовки УВ» неразделима и для прогнозирования добычи, поиска оптимальных проектных решений требуется учитывать взаимовлияние ее компонентов. Однако при работе с интегрированными моделями увеличиваются требования к исходным данным, возрастают трудозатраты и требуемые вычислительные ресурсы как на создание, так и на сопровождение, поддержки модели в актуальном состоянии, снижается оперативность выполнения расчетов и принятия решений. Одна из ключевых стратегических задач компании — обеспечение оптимума создаваемой ценности, следовательно, требуется баланс между детальностью модели и точностью расчета.

Как показывает практика, корректнее говорить не о единой интегрированной модели, а об иерархии интегрированных моделей, или инструментах интегрированного моделирования. Мы используем композиционный принцип применения инструментов интегрированной модели (ИМ), который подразумевает создание готовых моделей-компонент и объединение их в полную модель месторождения в конфигурации, необходимой для решения конкретных задач. При этом для выбора конфигурации интегрированной модели целесообразно использовать принцип Парето: для отдельных задач мы можем несколько упростить модель (модели-компонент), потеряв только 20 % ее свойств, и возможно, что потерянные свойства не будут оказывать какого-либо влияния при решении данной задачи исследования.

Целью работы является создание матрицы применимости интегрированных моделей разной детальности на разных стадиях разработки НГКМ, основанной на многолетнем опыте сотрудников компании.

Материалы и методы. Работа содержит описание на примере крупного газоконденсатного месторождения используемых инструментов интегрированного моделирования, детальность которых изменялась по мере развития проекта:

- модель на основе уравнения материального баланса;
- полноценная модель сети сбора (GAP) с упрощенной моделью пласта (темпы падения), учитывающей расположение проектного фонда и изменчивость геологического строения;
- гидродинамическая модель с опцией Network, которая включает максимально детализированную подземную часть и упрощенную модель системы сбора (VLP);
- полноценная связь подземной части (ГДМ) и наземной (GAP) с помощью Resolve.

Проведены сравнительные расчеты профилей добычи для каждой из них, выделены их преимущества и недостатки, решаемые задачи и роль каждой модели в иерархии интегрированных моделей. Приводится обобщение опыта интегрированного моделирования на ряде нефте- и газоконденсатных месторождений компании в виде матриц применимости ИМ. Детальность ИМ связывается с этапом проекта, исходной информацией, задачи интегрированного моделирования — с задачами проекта на данном этапе.

Результаты. Показано, что введение разумных и обоснованных упрощений, устранение дефектов более простых моделей с помощью аналитических методов, создания пользовательских алгоритмов и Workflow позволяет уменьшить недостатки более простых инструментов и добиться совпадения результатов расчетов разных моделей с высокой точностью.

Ключевые слова: интегрированная модель, упрощенная интегрированная модель, опция Network, программа-интегратор, разработка газоконденсатных месторождений, этапы развития проекта

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарность: коллектив авторов выражает благодарность сотрудникам компании ООО «Газпромнефть-Заполярье» и ООО «Газпромнефть НТЦ» Д.Ю. Баженову, П.А. Кудрину, В.А. Хилько, Т.Р. Ахмедшину за помощь в проработке материалов данной статьи и за поддержку в проведении гидродинамических и инфраструктурных расчетов.

Для цитирования: Варавва А.И., Апасов Р.Т., Бадгутдинов Р.Р., Ямалетдинов А.Ф., Корякин Ф.А., Сандалова Е.Е., Самоловов Д.А., Бикбулатов С.М., Нехаев С.А. Иерархия интегрированных моделей. Применение интегрированного моделирования различной степени сложности на всех этапах жизненного цикла газоконденсатных проектов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(2):41–51. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-41-51>

Статья поступила в редакцию 11.10.2021

Принята к публикации 21.04.2022

Опубликована 30.06.2022

HIERARCHY OF INTEGRATED MODELS. APPLYING INTEGRATED MODELING OF VARYING DETAIL AT DIFFERENT STAGES OF GAS CONDENSATE PROJECTS DEVELOPMENT

Artem I. Varavva^{1,*}, Renat T. Apasov¹, Ruslan R. Badgutdinov¹, Ayrat F. Yamaletdinov¹, Fedor A. Koryakin¹, Ekaterina E. Sandalova¹, Dmitriy A. Samolovov¹, Salavat M. Bikbulatov², Sergey A. Nekhaev³

¹LLC Gazpromneft STC, RF, Tyumen

²PJSC Gazpromneft, RF, Saint-Petersburg

³LLC Gazpromneft-Development, RF, Saint-Petersburg

E-mail: Varavva.AI@gazpromneft-ntc.ru

Background. An integrated model (IM) is a unified digital model of a field, consisting of related models of a reservoir, wells, and a surface infrastructure model, it is indispensable tool at all stages of major projects, because it allows finding system solutions and takes into account the maximum possible number of factors and constraints. The integrated approach is especially relevant for reservoirs with oil rims, gas and gas condensate assets, when the produced fluid contains a large amount of associated petroleum gas and natural gas and system "reservoir — wellbore — gathering and hydrocarbon treatment network" is inseparable, so need to take into account the mutual influence of components to production forecast, to search optimal development solutions. However, when working with integrated model, requirements for the initial data increase, labor costs and computing power both for the creation and for model maintenance increase, speed of model calculations and taking decisions decrease. One of the major strategic challenges of the company is ensuring the optimum value created, thus need the balance between model detail and calculation accuracy.

In practical cases, it is more correct to speak not about a single integrated model, but about a hierarchy of integrated models or integrated modeling tools. We use a compositional principle of using IM tools, which implies building of ready-made component models and combining them into a full model of the field in a configuration necessary for solving specific problems. It makes sense to use the Pareto law to select the configuration of the integrated model: for individual tasks, we can somewhat simplify the model (component models), having lost only 20% of its properties, and it is possible that the lost properties will not have any effect when addressing this research problem.

Aim. The article object is the matrix of application integrated models of varying degree of detail development, article is based on long-term experience of professional engineers.

Materials and methods. The article presents the case study of a multi-reservoir gas condensate field X as an example of the integrated modeling tools development, which have varying degree of detail depends on project stage and solving problems:

- An analytical ("balance") integrated model of a field based on a mathematical model;
- Simplified integrated model based on a detailed gathering network model and a simplified analytical reservoir model;
- Integrated model with a "Network" option based on detailed reservoir model and simplified gathering network model (VLP);
- Integrated model in the integrator software (Resolve) based on combining a gathering network simulator (GAP) and a reservoir flow simulator

Various types of integrated models are compared with each other, advantages and disadvantages, solved task and place in hierarchy of integrated models are highlighted. The tools and approaches of integrated modeling used by the authors in practice are generalized in the form of integrated modes applicability matrix. Degree of detail integrated models is associated with the initial data, the stage of project development and the tasks solved at this stage.

Results. The article shows that the introduction of reasonable and justified simplifications, the elimination of the shortcomings of simpler models using analytical methods, custom algorithms and Workflow allows to achieve the match of varying degree of detail integrated models with high accuracy.

Keywords: integrated model, simplified integrated model, Network option, integrator software, gas condensate fields development, stages of projects

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Acknowledgments: The authors expresses thanks to the employees of Gazpromneft-Zapolyarye LLC and Gazpromneft STC LLC D.Yu. Bazhenov, P.A. Kudrin, V.A. Khilko, T.R. Akhmedshin for supporting in developing the materials of this article and in carrying out hydrodynamic and infrastructure calculations.

ВВЕДЕНИЕ

Интегрированная модель (ИМ) — единая цифровая модель месторождения, объединяющая модели пласта, скважин и наземной инфраструктуры с едиными граничными условиями и ограничениями и учитывающая их взаимовлияние. В состав ИМ также могут входить модели системы подготовки и переработки, внешнего транспорта, финансово-экономическая модель и др. Интегрированный подход особенно актуален для пластов с нефтяными оторочками, газовых и газоконденсатных объектов ввиду содержания большого количества газа как в пласте, так и в системе сбора углеводородов, из-за чего возрастают фильтрационные сопротивления, снижается коэффициент продуктивности, увеличиваются скорости и давления в шлейфах и в лифтовых подъемниках. Также возникают ограничения, связанные переработкой, утилизацией и реализацией добываемого газа, возникают вопросы об оптимальном управлении фондом скважин.

Опыт работы с интегрированными моделями Новопортовского [1, 2] и Тазовского [3] месторождений показывает, во-первых, существенное влияние имеющихся ограничений на профиль добычи углеводородов, во-вторых, необходимость применения интеграции на как можно более ранних стадиях развития проекта, когда принимаются решения, влияющие на основной объем капитальных затрат, формируется основная ценность проекта. Однако в то же время интегрированные модели имеют повышенные требования к исходным данным, требуются существенные трудозатраты и вычислительные мощности как при создании, так и при сопровождении, актуализации ИМ, также снижается оперативность выполнения расчетов и принятия решений. Следовательно, требуется баланс между детальностью модели и точностью расчета для достижения стратегической цели компании, обеспечения оптимума создаваемой ценности.

Целью данной статьи является обобщение используемые авторами в практической деятельности инструменты интегрированного моделирования на основе следующих

критериев: объем исходных данных, механизм интеграции, ограничения и допущения.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Газоконденсатное месторождение X территориально расположено на полуострове Ямал. Планируется вовлекать в разработку неокремюрские залежи, включающие более 15 пластов, выделено 5 объектов разработки. Экономический интерес представляют как запасы газа, так и запасы конденсата (потенциальное содержания компонентов C5+ изменяется от 30 до 200 г/м³). В данном случае необходим наибольший охват инструментами интегрированного моделирования для решения комплексных задач как стратегического, так и оперативного прогнозирования профилей добычи.

На примере месторождения X приводится описание используемых инструментов интегрированного моделирования, детальность которых изменялась по мере развития проекта и решаемых задач. Различные типы интегрированных моделей сравниваются между собой, анализируется необходимость их применения на различных этапах развития проекта с решаемыми на этом этапе задачами. Также описаны проблемы, с которыми авторы столкнулись при работе с интегрированными моделями различной детальности, подходы к их решению, сформулированы выученные уроки.

АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

На ранних этапах развития проекта до начала построения моделей или инициации проекта незаменимым инструментом является аналитическая («балансовая») модель месторождения. Это математическая модель, количественно описывающая геолого-физические свойства пласта, течение флюида в скважине и давление в поверхностной сети при помощи физических зависимостей или корреляций [4]. Она включает в себя ряд допущений:

- модель средней скважины: для расчета используются средние параметры по всем разведочным скважинам (единые

извлекаемые запасы, единое пластовое давление);

- пласт моделируется по методу материального баланса, пластовое давление рассчитывается по линейной зависимости $P_{пл} / z_{пл} - P_{пл}^0 / z_{пл}^0 = Q_r - Q_r^0$;
- модель однофазного течения, ВГФ и КГФ не влияют на продуктивность скважины, КГФ учитывается в виде функции $ПС5+ = f(P_{пл})$;
- двухчленный закон фильтрации (уравнение Форхгеймера), фильтрационные коэффициенты A^* и B^* не меняются с течением времени;
- упрощенный расчет потерь давления в скважине и в сети сбора (от общего дебита газа, без разбивки на кусты / ветки трубопроводов) по аналитической формуле для «сухого» газа.

Балансовая модель в большинстве случаев применяется для экспресс-оценки профилей добычи на ранних этапах разработки проектов (этап «Поиск» и «Оценка») с минимальным количеством входной информации. Основное преимущество «балансовой» ИМ: для оценки профилей добычи нужно знать только запасы и продуктивность «средней» скважины, при этом количество расчетов модели неограниченно. Для рассматриваемого проекта Х «балансовая» ИМ использовалась для верхнеуровневой оценки профилей добычи УВ с учётом имеющихся неопределенностей для инициации и более подробного рассмотрения проекта на более детальных моделях. Следует отметить, что в компании активно используется и модернизируется аналитическая 2D-«зонная» модель, которая снимет ряд указанных выше допущений, что, однако, делает инструмент более сложным и менее быстрым.

УПРОЩЕННАЯ ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ (УИМ)

Логичным предложением «балансовой» интегрированной модели является «упрощенная интегрированная модель»: модель сети сбора со скважинами и заданными кривыми падения (Decline Curves). В данном случае детализация наземной инфраструктуры и скважин максимальна, а модель пласта — упрощенная.

Упрощенная ИМ включает в себя следующие элементы:

- *сеть сбора* задаётся максимально подробно, точно задаются все длины и диаметры трубопроводов, рассчитываются теплопотери, может быть задан любой вариант топологии системы сбора (лучевая / коллекторная схема и т. д.);
- *модель скважины* задаётся максимально детально, учитывается инклинометрия

скважин, дифференциация по отходам от кустовой площадки, настройка модели скважин на фактические данные (ГДИ);

- *аналитическая модель пласта* с учетом дифференциации скважин: для каждой скважины или группы скважин (зоны) задаются характерные (индивидуальные) продуктивности скважин, дренируемые запасы и пластовые давления.

Используемый инструмент Decline curves в качестве исходных данных использует зависимости от накопленной добычи:

$$P_{пл} = f_{рпл}(Q_r), \text{ ПС5+} = f(P_{пл}) = f_{ПСС5+}(Q_r),$$

где $P_{пл}$ — пластовое давление в зоне отбора; ПС5+ — потенциальное содержание компонентов C5+ в добываемом газе; Q_r — накопленные отборы газа.

Для задания зависимости $f_{рпл}(Q_r)$ используются зависимости фактора сверхсжимаемости от давления $z_{пл}(P_{пл})$ из модели PVT и кривая материального баланса $P_{пл} / z_{пл} - P_{пл}^0 / z_{пл}^0 = Q_r - Q_r^0$.

Далее производится простая замена параметризации и, как итог, получается функция $P_{пл} = f_{рпл}(Q_r)$. Итоговая зависимость $P_{пл}(Q_r)$ — нелинейная, т.к. газ не является идеальным, — дренируемые запасы на каждую скважину определяются при помощи карт толщин и обоснованной на основе месторождений-аналогов площади дренирования. Для получения зависимости ПС5+ = $f(P_{пл})$ используется зависимость CVD из модели PVT. Задавалась также зависимость ВГФ = $f_{ВГФ}(Q_r)$ по данным месторождения-аналога.

По каждой скважине задается IPR-кривая на основе двухпараметрического уравнения притока:

$$p_{пл}^2 - p_3^2 = AQ + BQ^2.$$

Для прогнозирования коэффициентов A и B на основе имеющихся данных по разведочному фонду скважин использовался следующий алгоритм.

1. Определение фильтрационных коэффициентов A и B для ГДИ по разведочным скважинам, вычисление удельных коэффициентов $A_{уд}$ и $B_{уд}$ (на 1 м эффективной газонасыщенной толщины).
2. Интерполяция удельных коэффициентов $A_{уд}$ и $B_{уд}$ по каждому пласту.
3. Расчёт карт коэффициентов A и B для прогнозных скважин при помощи интерполированных карт $A_{уд}$ и $B_{уд}$ и карты эфф. газонасыщенных толщин:

$$A = A_{уд} / (h \cdot R); B = B_{уд} / (h^2 \cdot R^2),$$

где h — эффективная газонасыщенная толщина; R — кратность дебита. Параметр R вводится для учёта заканчивания

скважины и представляет собой отношение дебита проектной скважины, рассчитанного по аналитической формуле для конкретно выбранного закачивания, и дебита «средней» фактической наклонно направленной скважины, рассчитанной по уравнению Дюпюи. Коэффициент определялся аналитически (ГС, уравнение Джоши) или на основе месторождений-аналогов (ГС+МГРП).

4. Для каждой проектной скважины с полученных карт снимаются значения A и B . Если скважина вскрывает несколько пластов, то полученные коэффициенты «суммируются»:

$$A = \frac{\sum_{i=1}^n A_i \cdot q_{iAOF}}{\sum_{i=1}^n q_{iAOF}}, B = \frac{\sum_{i=1}^n B_i \cdot q_{iAOF}^2}{(\sum_{i=1}^n q_{iAOF})^2},$$

где i — номер пласта; n — количество одновременно вскрываемых пластов; q_{iAOF} — абсолютно свободный дебит газа пласта i . Из недостатков данного подхода по описанию модели пласта следует отметить следующие.

1. Отсутствуют внутрипластовая интерференция между скважинами и перетоки между соседними зонами дренирования. В случае отключения каких-либо скважин недобытые запасы больше не дренируются другими скважинами.
2. Не учитывается изменение фильтрационных коэффициентов с течением времени из-за подтягивания подстилающей воды, выпадения конденсата в ПЗП или при нестационарном режиме фильтрации.

Исходные данные для построения упрощенной интегрированной модели: карты толщин, на которых расставляется проектный фонд скважин и с которых снимаются значения для масштабирования; результаты анализа продуктивности разведочных и фактических скважин; PVT-модель пластового флюида. Существенным плюсом используемой упрощенной модели является то, что для ее построения не нужна полномасштабная ГМ или ГДМ, что позволяет проводить расчеты ИМ параллельно с построением данных моделей. В то же время проводится создание ряда важных для дальнейшей интеграции детальных моделей-компонентов: сети сбора и скважин, а также выполняется геолого-промысловый анализ разработки пластов. При этом на каждый элемент сети или скважин заданы свои ограничения: скорость потока на устье и в трубопроводах, общее ограничение («полка») по добыче газа, ограничение по давлению на терминальном узле — КС+УКПГ. В результате УИМ может быть эффективно использована для решения ряда актуальных задач:

- оценка кустования и системы сбора с оптимизацией очередности ввода объектов: скорость расчетов позволяет провести большое количество итераций по корректировке сети сбора, координат кустовых площадок с учетом топологии и конфигурации газосборной сети (ГСС);
- оценка перспективных зон для бурения в ходе анализа карт продуктивности по данным испытаний по каждому пласту;
- оценка профилей добычи с учетом имеющихся ограничений более достоверна в сравнении с использованием более простых аналитических моделей;
- комплексная (в том числе экономическая) оценка сценариев разработки: расчет температуры по ГСС и необходимого количества метанола; уточнение диаметров НКТ, длин и диаметров газосборов на весь период разработки;

НА УПРОЩЕННОЙ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ МОЖНО ПРОВЕСТИ БОЛЬШОЕ КОЛИЧЕСТВО ИТЕРАЦИЙ, СРАВНИТЬ РАЗЛИЧНЫЕ СЦЕНАРИИ И ВЫБРАТЬ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ВАРИАНТ ДЛЯ РАСЧЕТА НА БОЛЕЕ СЛОЖНЫХ ИНСТРУМЕНТАХ.

Таким образом, для рассматриваемого проекта Х УИМ позволила сравнить большое количество сценариев разработки и обустройства месторождения и выбрать наиболее перспективные варианты для расчета на более сложных инструментах;

ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ С ОПЦИЕЙ NETWORK

Следующая по сложности ИМ с опцией Network. Данная опция доступна для большинства гидродинамических симуляторов. Существенным плюсом этого подхода является то, что связка «пласт — скважина — система сбора» решается в рамках единой системы уравнений, которая линейризуется и решается итерационно. При этом на гидродинамическую модель пласта (ГДМ) не накладывается никаких требований, нужны минимальные корректировки модели для интеграции, таким образом, детализация подземной части максимальна. Доступны все имеющиеся в гидродинамическом симуляторе опции, например, для управления фондом скважин в условиях заданных ограничений (группового контроля), автоматического подбора давления на терминальном узле для выполнения суммарной полки добычи УВ. Детализация сети сбора и скважин в данном подходе несколько ниже, чем для УИМ: потери давления внутри скважин и элементов

сети интерполируются через предварительно рассчитанные таблицы потерь давления (VFP-таблицы). На структуру сети накладывается ряд ограничений:

- структура сети линейная, отсутствуют кольцевые участки («лупинги»);
- на терминальный узел (НС+УКПГ) накладывается постоянное давление, изменение которого невозможно в пределах линейных итераций, возможно только «явное» изменение давления на следующий временной шаг;
- учет ограничений со стороны сети сбора и устьев скважин (максимальные скорости, давления) возможен только «явно» на следующем временном шаге, что может приводить к «осцилляциям» решения;
- ограниченные возможности учета нелинейных элементов сети сбора (насосы, компрессоры, штуцера, сопротивления) через VFP-таблицы;
- задание ограничений площадных объектов (УКПГ) возможно только через интегральные ограничения объемной добычи углеводородов.

Потери давления по VFP-таблицам также рассчитываются с рядом допущений: постоянные составы флюида; постоянная температура на входе в трубопровод; упрощенный расчет по корреляционным формулам скоростей потока в различных участках сети.

Однако, как показывает практика, влияние большинства имеющихся ограничений и допущений модели Network можно минимизировать [5].

1. Потери давлений в лупингах с хорошей точностью рассчитываются через концепцию эквивалентного диаметра, который нужно вычислять исходя не из равенства площадей, а из равенства перепадов давлений по участкам.
2. Ряд ограничений, которые зачастую приводят к «осцилляциям» решения и нарушению заданных лимитов на некоторых временных шагах (например, ограничение по устьевой скорости газа), можно перенести в VFP-таблицы лифтовых подъемников, в результате чего данные ограничения будут учтены «неявно» в процессе линейных итераций.
3. Основные ограничения (максимальная депрессия, максимальная скорость газа на устьях скважин и в сети сбора) можно достаточно легко устранить с помощью ключевых слов (UDQ, ACTION) и корреляционных формул.

Как итог, ИМ с опцией Network — практически полноценная ИМ, которая позволяет рассчитывать различные сценарии разработки и наземного обустройства, которые были основаны ранее на этапе УИМ, с учетом всех

имеющихся ограничений. При этом ГДМ дает нам наиболее достоверные прогнозы дебитов (в том числе ГС, МЗС, ГС+МГРП без привлечения аналитической «кратности» дебита) и пластового давления (с учетом геологического строения и интерференции скважин). Для рассматриваемого проекта X данная модель использовалась как основа для расчета профилей добычи при переходе с этапа «Выбор» на этап «Определение» для поиска наиболее сбалансированного и обрисованного решения.

ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ В ПРОГРАММЕ-ИНТЕГРАТОРЕ

Наиболее полноценная ИМ по общепринятому мнению — ИМ в программе-интеграторе, которая позволяет комбинировать в рамках единой ИМ различные внешние и внутренние программы-симуляторы (компоненты ИМ): симулятор завода (УКПГ), симулятор сети сбора, гидродинамический симулятор и др. Используются явные модели пласта, скважины, сети сбора, УКПГ и др. Можно задавать элементы моделей сколь угодно детально с учетом фактических конструкций элементов. С точки зрения метода интеграции, напротив, есть ряд допущений и недостатков. Расчет моделей-компонентов, как правило, производится последовательно. Совместное решение «сеть сбора — скважина — пласт» выполняется только на момент связи моделей, на начало каждого временного шага. В пределах временного шага предполагается, что режимы работы скважин, пласта и сети сбора изменяются незначительно, т.е. используется неявная схема расчета, что может приводить к осцилляциям решения при резком изменении параметров моделей-компонентов. Такая проблема достаточно распространена в ИМ нефтяных оторочек [3], когда при прорыве газа в скважину подгазовой зоны существенно изменяется и режим работы ГНО, и индекс продуктивности скважины, что приводит к «пилообразному» режиму работы, для корректировки которого приходится проводить измельчение временного шага, или корректировать алгоритмы интеграции и передаваемые ограничения, или «сглаживать» получаемое в ГДМ решение (сглаживание кубов, отказ от локальных измельчений). С помощью собственных алгоритмов или встроенных возможностей интеграторов можно добавлять итерации для балансировки системы «сеть сбора — скважина — пласт» и учета изменений режимов работы в пределах временного шага путем пересчета ГДМ после расчета сети сбора. Однако такая схема связи требует существенных вычислительных и временных затрат и не выполняется на полномасштабных ИМ.

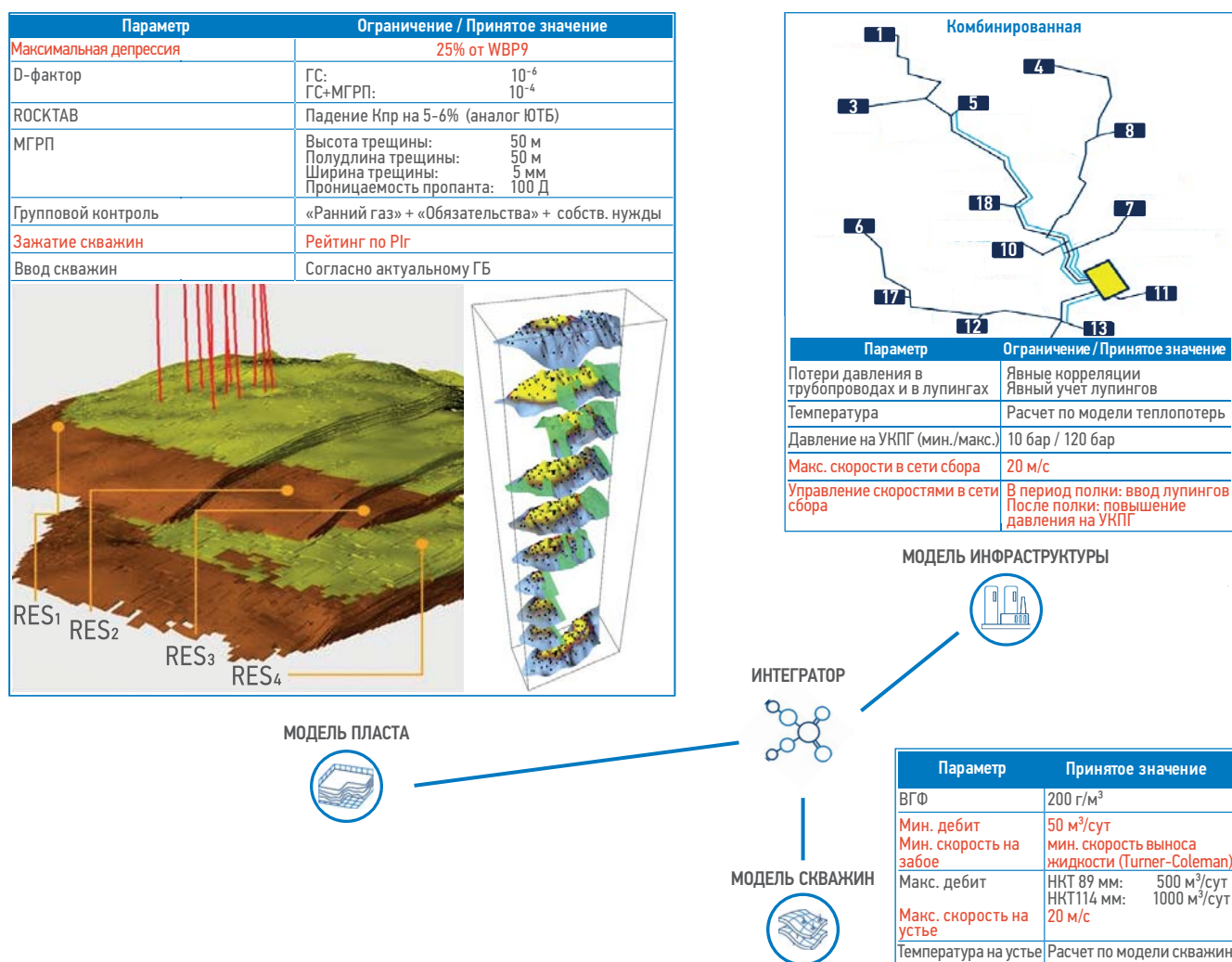


Рис. 1. Алгоритмы, для которых потребовалась пользовательская реализация с помощью Workflow (выделены красным). Составлено авторами

Fig. 1. IM in the integrator program (algorithms that required custom implementation using Workflow are highlighted in red). Created by authors

Также в программе-интеграторе, как правило, доступны ограниченные возможности группового управления по сравнению с ГДМ. Для решения практических задач группового управления (рейтингование скважин, автоматическое включения фонда, указание для каждого ограничения управляющего параметра и др.) зачастую необходимо создание пользовательских алгоритмов. На рис. 1 для примера приведено количество алгоритмов, которые пришлось реализовать для рассматриваемого месторождения X. Несмотря на указанные недостатки, зачастую ИМ в программе-интегратора является безальтернативным инструментом. Для создания ИМ нужны модели пласта, скважин и сети сбора, созданные в соответствующих программах-компонентах, дополнительное упрощение или преобразование их не требуется. Все нелинейные и фактические инфраструктурные элементы моделируются наиболее достоверным, явным образом. Данная связка имеет подробное описание подземной части, сети

сбора. Благодаря этому модель, созданная в программе-интеграторе с явным моделированием и полной детализацией как подземной, так и наземной части, рассматривается нами как эталон, с которым сравниваются другие, более простые модели.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Все используемые на практике инструменты интегрированного моделирования имеют свои преимущества и недостатки. Более простые модели не всегда с достаточной точностью описывают физику процесса, более сложные детальные модели имеют ограничения, связанные с временем разработки, расчета и адаптации модели, и для решения практических задач их приходится упрощать. Результаты расчётов с использованием описанных ИМ различной детальности при использовании одинаковых предпосылок и корректных допущений зачастую

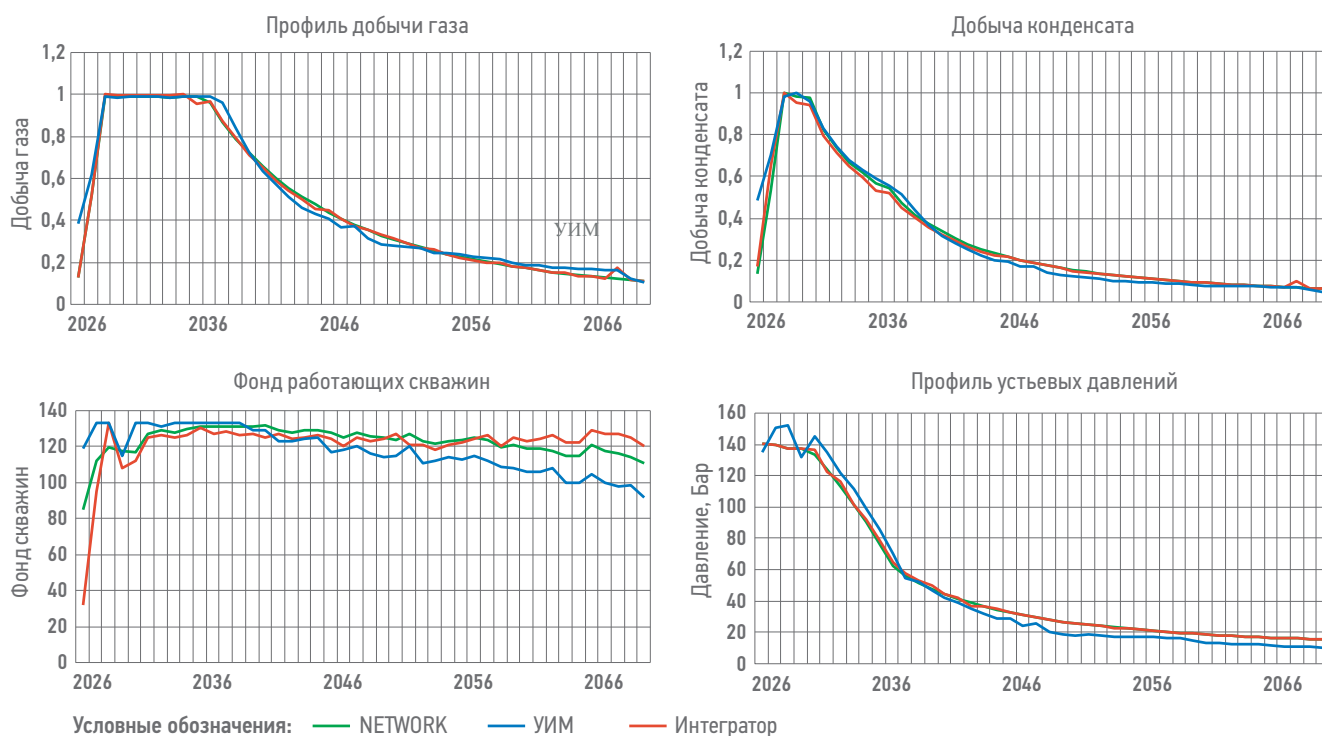


Рис. 2. Сравнение результатов расчёта с использованием различных ИМ. Составлено авторами
Fig. 2. Forecast results comparison. Created by authors

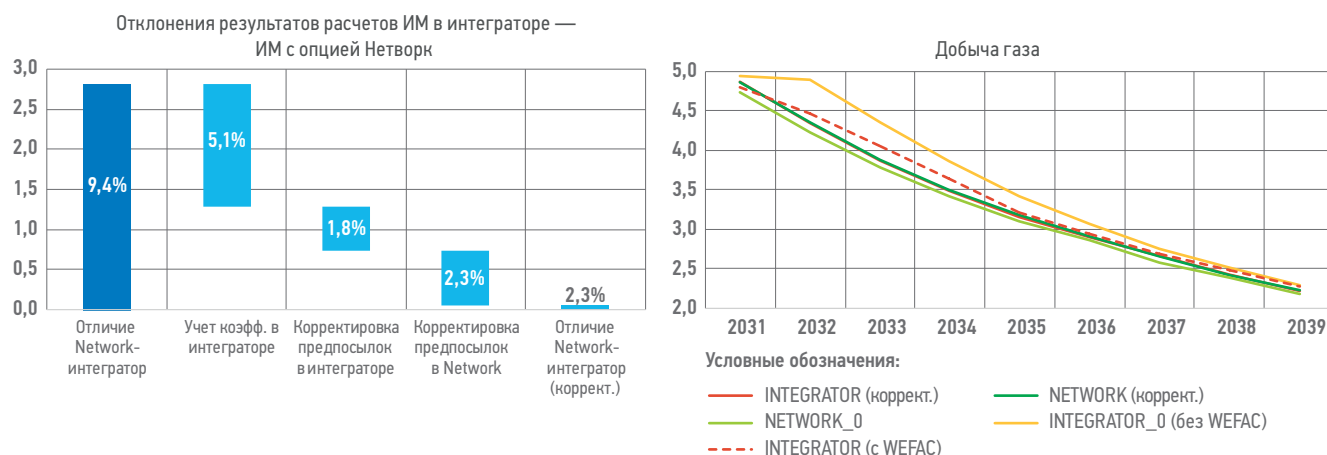


Рис. 3. Сравнение модели ИМ в программе-интеграторе и ИМ с опцией Network. Составлено авторами
Fig. 3. Comparison of the model created in the integrator program and the model with the Network option. Created by authors

отличаются незначительно (рис. 2). Однако в процессе анализа результатов расчета был выявлен ряд несоответствий предпосылок расчета: в PVT-моделях флюида, коэффициентах эксплуатации, используемых при расчете VFP-таблиц температурах и др. Эти на первый взгляд незначительные несоответствия приводили к отклонению результатов расчетов по добыче и продолжительности полки на ~10 %. После корректировки моделей и синхронизации предпосылок расчета как модели Network, так и модели в программе-интеграторе результаты расчетов этих инструментов стали идентичны (рис. 3).

Таким образом, процесс интеграции в более сложном инструменте и сравнение с более простым инструментом позволяют выявить несоответствие предпосылок расчета и уточнить все используемые интегрированные инструменты, после чего их можно комплексировать для решения производственных задач: более простые инструменты позволяют давать оперативные прогнозы, рассматривать большее количество вариантов, выполнять анализ неопределенностей, выбирать сценарии для дальнейшей проработки на более сложных моделях, среднесрочных и долгосрочных прогнозах.

ВЫВОДЫ

Как показывает практика, для крупного проекта, как правило, есть не единая интегрированная модель, а набор моделей-компонентов различной детальности, которые объединяются в единую ИМ в той конфигурации, которая необходима для решения конкретных производственных задач. Структура, набор и детальность моделей-компонентов, а также методы интеграции могут существенно изменяться в зависимости от объектов разработки, этапа развития проекта, горизонта планирования и решаемых задач (табл. 1).

На начальных этапах развития проекта, в условиях недостаточности и большой неопределенности информации требуются более простые и быстрые ИМ для проведения большого количества расчетов в диапазонах неопределенностей. По мере уточнения геологического строения осуществляется переход на 2D-, 3D-модели как по наземной, так и подземной части. При этом практика концептуального проектирования разработки и обустройства месторождений показала, что на начальных этапах развития проектов целесообразно применять более сложные инструменты геологического и гидродинамического моделирования, позволяющие учесть особенности пластов. При этом модели-компонент «Скважина» и «Система сбора» используются

для этих задач в упрощенном виде, позволяющие учесть только ключевые особенности объектов. На этапе «Определение» для детальной проработки проектных решений, уточнения концепции используется комплекс инструментов: проведение много-сценарных расчетов на Network, использование Proxu-УИМ для поиска основных определяющих зависимостей целевой функции от исходных параметров и неопределенностей, верификация расчетов на полноценной связке в программе-интеграторе. Ценность от применения интегрированной модели на этапе «Эксплуатация» напрямую связана с оперативностью получения результатов моделирования режимов работы скважин и возможностью оценить эффективность корректирующих мероприятий. Соответственно, часто на данном этапе модель-компонента «Пласт» представлена в упрощенном виде, что позволяет повысить скорость выполнения расчетов и принятия решений в целом. Процесс развития инструментов интегрированного моделирования в процессе развития проекта от этапа «Оценка» и «Выбор» до этапа «Реализация» и «Эксплуатация», сравнение более сложных с более простыми инструментами позволяет, во-первых, выявить несоответствие предпосылок расчета, во-вторых, обосновать используемые допущения и уточнить все используемые интегрированные модели и добиться совпадения результатов расчетов разных моделей

Таблица 1. Детальность ИМ и решаемые задачи в зависимости от этапа проекта
Table 1. The detail of the MI and the tasks to be solved, depending on the stage of the project

	Этапы проекта				
	Поиск	Оценка	Выбор	Определение	Реализация
Задачи проекта	Оценка запасов для подтверждения возможности коммерчески выгодной разработки месторождения		Разработка и оценка альтернативных концепций с целью максимизации стоимости с одновременным снижением рисков и неопределенностей до приемлемого уровня, выбор оптимальной интегрированной концепции разработки	Детальная проработка проектной документации в соответствии с решениями по содержанию, качеству, срокам и бюджету проекта, принятыми при выборе интегрированной концепции разработки	Проведение строительно-монтажных и пусконаладочных работ и последующая передача в эксплуатацию
Задачи ИМ	<ul style="list-style-type: none"> Верхнеуровневая (вариативная и сценарная) оценка профилей добычи Оценка неопределенностей Подбор диаметров НКТ 		<ul style="list-style-type: none"> Оценка профилей добычи Оценка перспективных зон для бурения и ОПР Выбор наиболее перспективных сценариев и вариантов расчёта Оценка кустования и конфигурации системы сбора Оценка необходимой мощности площадных объектов, количества метанола Уточнение диаметров НКТ 	Уточнение концепции разработки Уточнение и оптимизация системы разработки и режимов работы скважин Выявление узких мест и оптимизация сети сбора Определение оптимальной стратегии управления фондом скважин и давлением в сети сбора в условиях ограничений для максимизации ЖУВ	<ul style="list-style-type: none"> Среднесрочное и долгосрочное прогнозирование профилей добычи Оперативное прогнозирование, формирование технологических режимов Оптимизация технологических режимов для максимизации добычи ЖУВ
Детальность ИМ	Аналитическая модель		NETWORK / УИМ / Аналитическая модель	ИМ в программе-интеграторе / NETWORK / УИМ / Аналитическая модель	
Исходная информация	Запасы и анализ ГДИС	Запасы и анализ ГДИС, карты, модели скважин, модели сети сбора	Карты, модели скважин, модель сети сбора, ГМ+ГДМ, ограничения и алгоритмы их реализации	Уточнённые РVT, ФЕС, топология сети сбора и конструкции объектов, синхронизация и доработка модели	Динамические замеры давления, температур и объёмов по скважинам и по основным технологическим узлам

с высокой точностью. Таким образом, используя на каждом этапе развития проекта и для решения конкретных производственных задач модели достаточной детальности или комплекс интегрированных

инструментов различной детальности, проектным командам удастся сделать точный прогноз, затратив оптимальное количество времени и использовав максимум имеющейся информации.

Список литературы

1. Апасов Р.Т., Чамеев И.Л., Варавва А.И., Верниковская О.С., Ильясов А.Р., Вирт В.И. Интегрированное моделирование — инструмент повышения качества проектных решений для разработки нефтяных оторочек многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений // Нефтяное хозяйство. — 2018. — № 12. — С. 46–49.
2. Богданов Е.В., Чамеев И.Л., Решетников Д.А., Первозкин И.В., Ткачук А.В., Шорохов А.Н. Интегрированное моделирование как инструмент, повышающий эффективность разработки многопластового нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтяное хозяйство. — 2019. — № 12. — С. 52–55.
3. Varavva A.I., Apasov R.T., Samolovov D.A., Elesin A.V., Apasov G.T., Voyevoda E.V., Reshetnikov D.A., Senachin M.A. Creating the Integrated Model for Conceptual Engineering of Reservoir Management and Field Facilities Construction — Experience of Tazovskoe Oil and Gas-Condensate Field // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October — 2021. — SPE-206540-MS.
4. Хилько В.А., Ситников А.Н., Борисов Д.В. Решение задачи управления работой куста газовых скважин с различающимися продуктивными характеристиками // Газовая промышленность. — 2019. — № 1. — С. 12–16.
5. Varavva A.I., Apasov R.T., Badgutdinov R.R., Yamaletdinov A.F., Koryakin F.A., Sandalova E.E., Samolovov, Bikbulatov S.M., Nekhaev S.A. Hierarchy of Integrated Models of Varying Detail to Solve Problems at Different Stages of Gas Condensate Projects Development // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference — 2021. — SPE-206545-MS.

References

1. Apasov R.T., Chameev I.L., Varavva A.I., Vernikovskaya O.S., Ilyasov A.R., Virt V.I. Integrated modeling: a tool to improve quality of design solutions in development of oil rims of multi-zone oil-gas-condensate fields // Oil Industry. — 2018. — № 12. — P. 46–49.
2. Bogdanov E.V., Chameev I.L., Reshetnikov D.A., Perevozkin I.V., Tkachuk A.V., Shorokhov A.N. Integrated modeling as a tool to increase the development efficiency of the multilayer oil-gas-condensate field // Oil Industry. — 2019. — № 12. — P. 52–55.
3. Varavva A.I., Apasov R.T., Samolovov D.A., Elesin A.V., Apasov G.T., Voyevoda E.V., Reshetnikov D.A., Senachin M.A. Creating the Integrated Model for Conceptual Engineering of Reservoir Management and Field Facilities Construction — Experience of Tazovskoe Oil and Gas-Condensate Field // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October — 2021. — SPE-206540-MS.
4. Khilko V.A., Sitnikov A.N., Borisov D.V. Problem solution of control of a cluster of gas well with different productive characteristic // Gas Industry. — 2019. — № 12. — P. 52–55.
5. Varavva A.I., Apasov R.T., Badgutdinov R.R., Yamaletdinov A.F., Koryakin F.A., Sandalova E.E., Samolovov, Bikbulatov S.M., Nekhaev S.A. Hierarchy of Integrated Models of Varying Detail to Solve Problems at Different Stages of Gas Condensate Projects Development // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference — 2021. — SPE-206545-MS.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.И. Варавва — разработал идею статьи, провел расчеты, сделал теоретический анализ, анализ результатов расчетов, работал над текстом статьи.

А.Ф. Ямалетдинов — разработал идею статьи, провел расчеты, сделал теоретический анализ, анализ результатов расчетов, работал над текстом статьи.

Ф.А. Корякин — разработал идею статьи, провел расчеты, сделал теоретический анализ, анализ результатов расчетов, работал над текстом статьи.

Е.Е. Сандалова — разработал идею статьи, провел расчеты, сделал теоретический анализ, анализ результатов расчетов, работал над текстом статьи.

Р.Р. Бадгутдинов — разработал идею статьи, провел расчеты, сделал теоретический анализ, анализ результатов расчетов, работал над текстом статьи.

Р.Т. Апасов — разработал идею статьи, провел методическую поддержку, сделал теоретический анализ, анализ результатов расчетов.

Д.А. Самоловов — разработал идею статьи, провел методическую поддержку, сделал теоретический анализ, анализ результатов расчетов.

С.М. Бикбулатов — разработал идею статьи, провел методическую поддержку, сделал теоретический анализ, анализ результатов расчетов.

Artem I. Varavva — purposing paper concept, doing calculus, doing theoretical analysis, doing results analysis, writing the text of the article.

Ayrat F. Yamaletdinov — purposing paper concept, doing calculus, doing theoretical analysis, doing results analysis, writing the text of the article.

Fedor A. Koryakin — purposing paper concept, doing calculus, doing theoretical analysis, doing results analysis, writing the text of the article.

Ekaterina E. Sandalova — purposing paper concept, doing calculus, doing theoretical analysis, doing results analysis, writing the text of the article.

Ruslan R. Badgutdinov — purposing paper concept, doing calculus, doing theoretical analysis, doing results analysis, writing the text of the article.

Renat T. Apasov — purposing paper concept, methodological supporting, doing theoretical analysis, doing results analysis.

Dmitriy A. Samolovov — purposing paper concept, methodological supporting, doing theoretical analysis, doing results analysis.

Salavat M. Bikbulatov — purposing paper concept, methodological supporting, doing theoretical analysis, doing results analysis.

С.А. Нехаев — разработал идею статьи, провел методическая поддержку, сделал теоретический анализ, анализ результатов расчетов.

Sergey A. Nekhaev — purposing paper concept, methodological supporting, doing theoretical analysis, doing results analysis.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Артем Игоревич Варавва* — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан».
e-mail: Varavva.AI@gazpromneft-ntc.ru

Artem I. Varavva* — Product manager, LLC Gazpromneft STC
14, 50 Let oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: Varavva.AI@gazpromneft-ntc.ru

Ренат Тимергалеевич Апасов — руководитель программ развития продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан».
e-mail: Apasov.RT@gazpromneft-ntc.ru

Renat T. Apasov — Product development program manager, LLC Gazpromneft STC
14, 50 Let oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: Apasov.RT@gazpromneft-ntc.ru

Руслан Рустамович Бадгутдинов — директор программ развития продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан».
e-mail: Badgutdinov.RR@gazpromneft-ntc.ru

Ruslan Rustamovich Badgutdinov — Director for product development program, LLC Gazpromneft STC,
14, 50 Let oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: Badgutdinov.RR@gazpromneft-ntc.ru

Айрат Флюрович Ямалетдинов — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан».
e-mail: Yamaletdinov.AF@gazpromneft-ntc.ru

Ayrat F. Yamaletdinov — Product manager, LLC Gazpromneft STC,
14, 50 Let oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: Yamaletdinov.AF@gazpromneft-ntc.ru

Федор Андреевич Корякин — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан».
e-mail: Koryakin.FA@gazpromneft-ntc.ru

Fedor A. Koryakin — Chief specialist, LLC Gazpromneft STC,
14, 50 Let oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: Koryakin.FA@gazpromneft-ntc.ru

Екатерина Евгеньевна Сандалова — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан».
e-mail: Koryakin.FA@gazpromneft-ntc.ru

Ekaterina E. Sandalova — Chief specialist, LLC Gazpromneft STC,
14, 50 Let oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: Koryakin.FA@gazpromneft-ntc.ru

Дмитрий Алексеевич Самоловов — эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки д. 75-79, литер Д.
e-mail: Samolovov.DA@gazpromneft-ntc.ru

Dmitriy A. Samolovov — Expert, LLC Gazpromneft STC,
75–79 liter D Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Samolovov.DA@gazpromneft-ntc.ru

Салават Миниахметович Бикбулатов — руководитель направления по моделированию подземной части, ПАО «Газпромнефть» 190000, Россия, Санкт-Петербург, набережная Адмиралтейского канала, д. 2.
e-mail: Bikbulatov.SM@gazprom-neft.ru

Salavat M.h Bikbulatov — Line of reservoir engineering head, PJSC Gazpromneft,
2, Admiraltejskij canal embankment, 190000, Saint-Petersburg, Russia.
e-mail: Bikbulatov.SM@gazprom-neft.ru

Сергей Александрович Нехаев — заместитель генерального директора по ранней проектной проработке, ООО «Газпромнефть Развитие» 197198, Россия, Санкт-Петербург, Зоологический переулок, д. 2-4.
e-mail: Nekhaev.SA@gazprom-neft.ru

Sergey A. Nekhaev — Deputy general director for early design, LLC Gazpromneft-Development,
2-4, Zoologicheskij lane, 197198, Saint-Petersburg, Russia.
e-mail: Nekhaev.SA@gazprom-neft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СП «ВЬЕТСОВПЕТРО», НАХОДЯЩИХСЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОСТИ ФОНДА СКВАЖИН НА МОРСКИХ СТАЦИОНАРНЫХ ПЛАТФОРМАХ

**А.Н. Иванов, Д.В. Приданников*, А.А. Мурыгин, А.С. Авдеев, В.А. Ховрин,
В.Н. Костикин**

СП «Вьетсовпетро», Социалистическая Республика Вьетнам, г. Вунгтау

Электронный адрес: pridannikov.rd@vietsov.com.vn

Введение. Повышение эффективности разработки месторождения является одним из основных вопросов на любом этапе производства, а в условиях падающей добычи шельфовых нефтяных месторождений СП «Вьетсовпетро» (далее — СП) становится особенно актуальным. Поддержание уровней добычи производится за счет формирования и реализации комплексных программ геолого-технических мероприятий (ГТМ). Основная доля получаемой дополнительной добычи нефти приходится на ГТМ из бурения (ВНС, ЗБС). Процесс планирования ГТМ на шельфовых месторождениях имеет ряд принципиальных особенностей, которые учитываются на всех этапах принятия решений — от анализа геолого-промысловых критериев подбора скважин кандидатов до реализации мероприятий. К таким особенностям можно отнести способы и технологии строительства и крепления скважин.

Материалы и методы. Для эксплуатации скважин и технологического оборудования в СП используются морские стационарные платформы (МСП) и мини-МСП — блок-кондукторы (БК). Бурение скважин на БК осуществляется с помощью самоподъемных буровых установок (СПБУ), тогда как на МСП для проведения работ на скважинах применяются буровые комплексы. Большинство буровых комплексов на МСП в настоящее время демонтировано.

Скважины на МСП с низким текущим дебитом, высокой обводненностью и отсутствием перспективных вышележащих объектов снижают рентабельность добычи, а невозможность резрезки боковых стволов отрицательно сказывается на эффективности выработки остаточных запасов и конечной нефтеотдачи. Остаточные запасы распределены по площади таким образом, что бурение с БК с помощью СПБУ невозможно по причине значительных отходов от вертикали. Незначительные остаточные запасы делают строительство нового морского гидротехнического сооружения (МГТС) экономически неэффективным. Указанные причины и отсутствие свободных позиций для скважин делают невозможными ввод новых скважин на существующих МСП. Данная тенденция отрицательно влияет на текущую эффективность и в перспективе может сказаться на уровнях добычи.

Результаты и выводы. Специалистами НИПИморнефтегаз разработаны новые, ранее не применявшиеся в СП, технические решения по организации дополнительных позиций для скважин, расположенных на МСП, без привлечения краново-монтажного судна для последующего бурения скважин при помощи СПБУ. Данное решение позволило ввести в разработку остаточные запасы и увеличить коэффициент извлечения нефти.

Ключевые слова: организация дополнительных позиций для скважин, крепление скважин, морская стационарная платформа, самоподъемная буровая установка, разработка месторождений, повышение эффективности эксплуатации морских месторождений

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Иванов А.Н., Приданников Д.В., Мурыгин А.А., Авдеев А.С., Ховрин В.А., Костикин В.Н. Повышение эффективности разработки месторождений СП «Вьетсовпетро», находящихся на поздней стадии разработки в условиях ограниченности фонда скважин на морских стационарных платформах. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(2):52–59. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-52-59>

Статья поступила в редакцию 01.11.2021

Принята к публикации 21.04.2022

Опубликована 30.06.2022

ENHANCEMENT OF VIETSOVPETRO BROWN FIELDS' DEVELOPMENT EFFICIENCY CONSIDERING
THE LIMITED WELL STOCK AT THE OFFSHORE FACILITIES

**Aleksei N. Ivanov, Denis V. Pridannikov*, Aleksandr A. Murygin, Andrei S. Avdeev,
Vasilii A. Khovrin, Vitalii N. Kostikin**

JV "Vietsovpetro", Socialist Republic of Vietnam, Vungtau city

E-mail: pridannikov.rd@vietsov.com.vn

Introduction. Improvement of field development efficiency is the key issue at any operation stage, and is the most critical for Vietsovpetro, considering the declining production at the offshore fields. Production levels are maintained through the generation and implementation of well intervention programs. Main portion of incremental oil comes from drilling well interventions (new wells, side tracking). Well intervention planning for the offshore fields has some peculiarities, which should be considered at every stage of decision-making — from geological criteria for well selection to interventions. Such peculiarities may include approaches and technologies for well construction and casing.

Materials and methods. The offshore fixed platforms (MSP) and mini MSP — wellhead platforms, are widely used in Vietsovpetro to operate the wells and technological equipment in Vietsovpetro. Well drilling on the wellhead platform is performed through the jack-up rigs, while MSPs engage drilling facilities. Most of MSP drilling facilities are currently dismantled.

MSP wells with low production rate, high water-cut and absence of promising overlaying formations decrease the production profitability, and the impossibility of side tracking negatively influences the efficiency of residual reserves production and ultimate recovery. The residual reserves are spread out across the area in a way, that drilling from the wellhead platform, using a jack-up rig, is impossible due to a significant offset, while poor residual reserves make construction of a new offshore facility economically inefficient. These reasons accompanied with the lack of available positions result in an impossibility of commencing new wells from the available MSPs. This trend negatively effects the current efficiency and may influence the production levels later on.

Results and conclusions. The experts of the Research and Engineering Institute have developed the new technical decisions, previously never applied in Vietsovpetro, for organizing the additional well positions on MSP without involvement of a derrick barge for further well drilling with a jack-up rig. This decision allows developing the residual reserves and improving the oil recovery

Keywords: additional positions for wells, well casing, offshore fixed platform, jack-up rig, field development, offshore fields performance improvement

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Ivanov A.N., Pridannikov D.V., Murygin A.A., Avdeev A.S., Khovrin V.A., Kostikin V.N. Enhancement of Vietsovpetro brown fields' development efficiency considering the limited well stock at the offshore facilities. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(2):52–59. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-52-59>

Manuscript received 01.11.2021

Accepted 21.04.2022

Published 30.06.2022

ВВЕДЕНИЕ

Основной добывающий актив СП «Вьетсовпетро» (далее — СП) — блок 09-1 — расположен на южном шельфе Социалистической Республики Вьетнам. В геологическом плане блок представляет собой группы различных нефтяных и газоконденсатных залежей, характеризующихся многопластовым строением и наличием разномасштабных тектонических нарушений, объединенных в месторождения Белый Тигр, Дракон, Белый Медведь, Белый Заяц и Южный Дракон — Морская Черепаха. В техническом — замкнутую (централизованную) систему обустройства, включающую следующие основные МГТС для расположения устьев скважин и технологического оборудования: 14 морских стационарных платформ (МСП) и 27 мини-МСП — блок-кондукторов (БК) [1]. В конструктивном отношении МСП состоит из двух объединенных опорных блоков и верхнего строения, предназначенного для обеспечения полного цикла бурения и эксплуатации скважин, сбора и подготовки нефти. БК представляет собой один опорный блок и верхнее строение с минимальным набором технологического оборудования. Концепция замещения

МСП на БК позволила значительно снизить капитальные вложения и ускорить ввод месторождений в эксплуатацию. В настоящее время для обустройства на шельфовых месторождениях СП применяется только строительство БК. Помимо конструктивных отличий, БК от МСП отличается тем, что бурение скважин осуществляется с помощью самоподъемных буровых установок (СПБУ), тогда как на МСП верхнее строение оснащается функциональной буровой установкой (БУ). Проектом на МСП предусматривалось бурение и эксплуатация 18 скважин, на БК — 6–12 скважин. После окончания фазы активного разбуривания скважин и заполнения всех возможных позиций для скважин на МСП, установленные БУ были демонтированы. Целесообразность демонтажа буровых модулей была продиктована необходимостью продления срока службы и повышения эффективности эксплуатации МСП. На данный момент БУ полностью демонтированы на 13 МСП, на одной МСП БУ планируется демонтировать в ближайшее время. Для проведения скважинных операций на МСП взамен демонтированных БУ применяются мобильные малогабаритные буровые установки (ММБУ), однако техническими характеристиками ММБУ не предусмотрено их

использование для строительства скважин и зарезки боковых стволов. Текущее состояние разработки шельфовых нефтяных месторождений, оператором которых является СП, характеризуется стадией падающей добычи. На данном этапе в СП актуальными становятся вопросы поддержания темпов падения добычи нефти путем формирования и реализации комплексных программ геолого-технических мероприятий (ГТМ). Основную часть планируемых мероприятий составляют следующие: ввод новых скважин (ВНС), зарезка боковых стволов (ЗБС); переводы скважин на вышележащие горизонты (ПВЛГ), гидроразрыв терригенных пластов (ГРП).

ЦЕЛЬ

На основе оценки распределения подвижных запасов нефти на объектах месторождения Белый Тигр, изучения геологического

потенциала, анализа состояния разработки, сетки скважин, предполагается, что некоторые участки, разрабатываемые с МСП, имеют потенциал для бурения новых скважин с целью выработки остаточных запасов нефти. В частности, участок МСП-5, согласно оценке, обладает наибольшим потенциалом по следующим причинам:

- Участок находится на Южном своде месторождения Белый Тигр, где сосредоточены все объекты разработки (фундамент, нижний олигоцен, верхний олигоцен и нижний миоцен).
- Участок имеет высокую плотность распределения подвижных запасов нефти и низкую плотность сетки скважин.

На основе анализа распределения подвижных запасов нефти на близлежащих к МСП-5 участках были проанализированы все возможные перспективные объекты. На объекте нижнего миоцена основные остаточные запасы сосредоточены на Северо-Западном участке, который оценивается как участок с трудноизвлекаемыми запасами. В залежах верхнего олигоцена наибольшим потенциалом обладает участок БК-15, остальные участки имеют низкие фильтрационно-емкостные свойства и потенциал для уплотнения сетки скважины с целью выработки остаточных запасов. Анализ текущего состояния разработки показывает, что нижний олигоцен характеризуется низкой плотностью сетки скважин, высокой неоднородностью пород коллекторов, высокой плотностью остаточных подвижных запасов, которые по расчету на геолого-гидродинамической модели не вырабатываются базовым фондом скважин на конец периода разработки. Проведенные ГТМ по дострелу основных горизонтов нижнеолигоценовых отложений в данном районе подтверждают высокий потенциал по вовлечению в разработку не охваченных запасов. На объекте фундамента сосредоточено большое количество скважин, текущее состояние разработки характеризуется высокой обводненностью и резким падением пластового давления [1]. Этот регион находится на поднятии фундамента, где сосредоточены в основном магматические породы (диориты и гранодиориты) с высокой неоднородностью, что приводит к низкой эффективности ППД. С учетом вышеуказанных геологических характеристик и состояния разработки фундамент рассматривается как дополнительный объект разработки. На основании проведенного анализа основным объектом для последующего проектирования уплотнения сетки с целью повышения конечной нефтеотдачи пластов выбран нижний олигоцен (рис. 1).

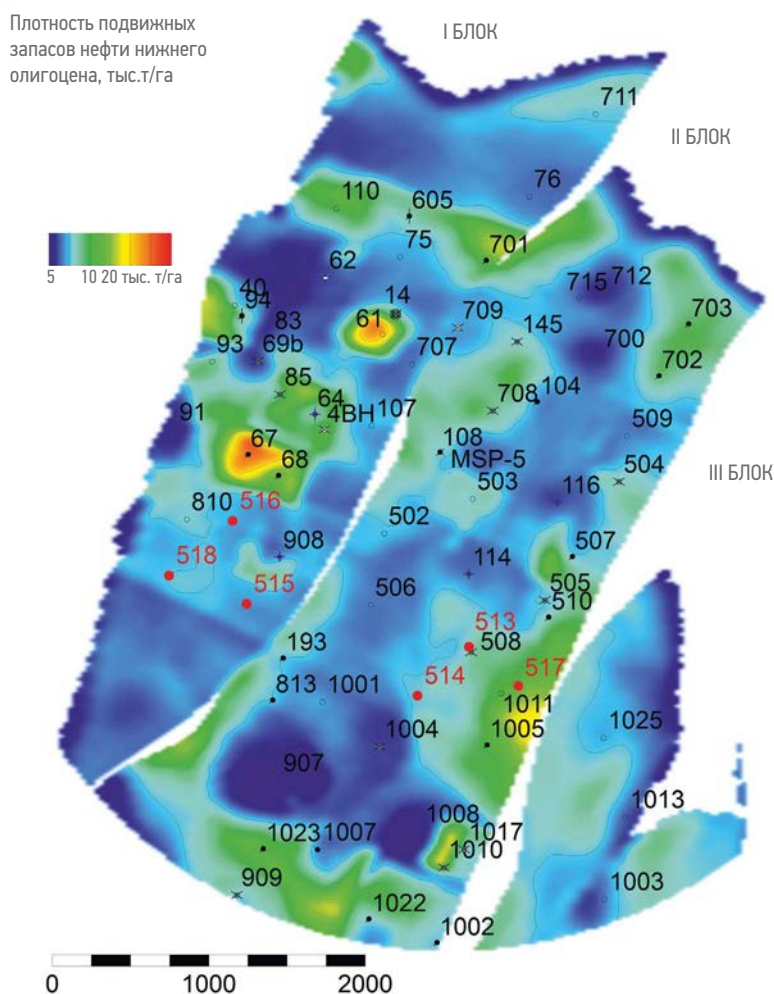


Рис. 1. Потенциальные участки для уплотнения сетки скважин на объекте Нижнего олигоцена (СП «Вьетсовпетро») Fig. 1. Potential areas for infill drilling (JV "Vietsovpetro")

Нижний олигоцен разделен системой разломов и трещин на три блока. Блок I наиболее поднят в структурном плане относительно других блоков, но отличается наименьшей толщиной терригенных коллекторов, блоки II и III имеют аналогичные толщины, однако блок II располагается на более высоких отметках относительно блока III [2].

Для выбора местоположения проектных скважин детально проанализирована история разработки каждого из блоков. В блоке I с целью уплотнения сетки скважин рассмотрено бурение 1-й скважины: №516. Скважина №516 является дублером ликвидированной скважины и имеет оптимальное расположение по сетке скважин. Близлежащие скважины характеризуются стабильной динамикой эксплуатации, положительными результатами проведенных ГРП, высокой накопленной добычей нефти. Дополнительным объектом является верхний олигоцен, песчаники которого рекомендуются к испытанию по всей эффективной мощности.

В блоке II с целью уплотнения сетки скважин было рассмотрено бурение 2-х скважин: №514 и 517.

Основанием для выбора скв. №514 являются геолого-промысловые данные бурения скважины №508. На карте остаточных подвижных запасов нефти скважина №514 располагается на участке с большим объемом запасов в нижнем олигоцене. Дополнительным объектом является верхний олигоцен. Скважина располагается за пределами нефтяной залежи нижнего миоцена. В фундаменте с геологической точки зрения скважина запасов нефти не ожидается, однако, учитывая высокую неоднородность фундамента, существует вероятность выявления локальных трещин.

Скважина №517 была спроектирована на основе геолого-гидродинамического потенциала скважины №1011 и высоких остаточных подвижных запасов. По скв. №1011

был проведен ГРП, однако вследствие аварии и низкого дебита нефти скважина была переведена на вышележащий горизонт верхнего олигодена. Согласно карте остаточных подвижных запасов на участке сосредоточен значительный объем остаточных запасов в нижнем олигоцене. Кроме этого, скважина располагается возле разлома на Восточном участке блока II, что подразумевает наличие высокой пористости и проницаемости. Скважина располагается за пределами нефтяной залежи нижнего миоцена. Верхний олигоцен по результатам испытания пластов

ПРИМЕНЕНИЕ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ НА ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПОЗВОЛИТ ПОВЫСИТЬ КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ, НЕ ОХВАЧЕННЫХ РАЗРАБОТКОЙ ЗАПАСОВ НЕФТИ.

и показателей эксплуатации соседней скважины считается дополнительным потенциальным объектом разработки.

Таким образом, после рассмотрения и оценки геологического потенциала участка МСП-5 для уплотнения сетки были рекомендованы к бурению 3 скважины. На данных скважинах основным объектом разработки является нижний олигоцен, кроме того, скважины имеют дополнительные объекты разработки: нижний миоцен, верхний олигоцен и фундамент. При детальном проектировании строительства скважин рассмотрена возможность оптимизации траекторий скважин для вовлечения в разработку наибольшего количества дополнительных объектов.

Отложения нижнего олигодена имеют большую эффективную толщину, высокую нефтенасыщенность, низкую проницаемость и высокое пластовое давление, что соответствует критериям применимости гидравлического разрыва пласта. На основании успешных результатов по проведению ГРП на скважинах нижнего олигодена в новых

Таблица 1. Сводные показатели рекомендуемых проектных скважин
Table 1. Summary values for recommended wells

№ скв	Объект	ГТС	Вид ГТМ	Qн ВНС, т/сут	Qн ВНС+ГРП, т/сут	Глубина (MD), м	Накопленная добыча нефти (Н.О.), тыс.т	Срок проведения ГТМ, сут
514	Н.О.	MSP-5	ВНС+ГРП	70	83	4214	111	59
516	Н.О.	MSP-5	ВНС+ГРП	48	82	3923	114	57
517	Н.О.	MSP-5	ВНС+ГРП	64	94	4247	123	59
Суммарная накопленная добыча							349	

ГТС — Гидротехническое сооружение, ГТМ — Геолого-техническое мероприятие, Qн — дебит нефти, ВНС — Ввод новой скважины, ГРП — Гидравлический разрыв пласта, MD — Measured depth (измеренная глубина), Н.О. — Нижний олигоцен, MSP-5 — Marine Stationary Platform #5 (Морская стационарная платформа №5)

скважинах также рекомендуется данный вид интенсификации (табл. 1) [3].

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Как было показано выше, на текущий момент времени на МСП-5 буровой комплекс

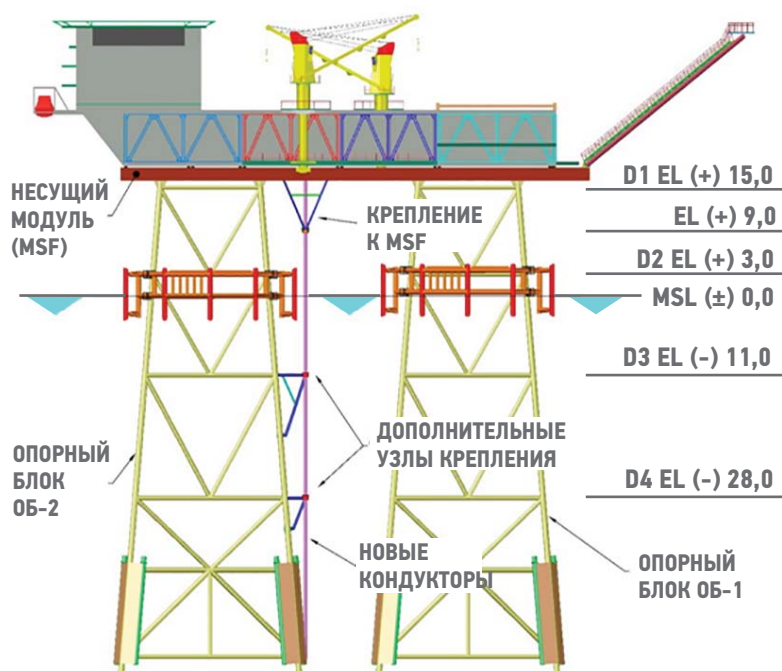


Рис. 2. Расположение креплений кондукторов (СП «Вьетсовпетро»)

Fig. 2. Clamps location for surface casings (JV «Vietsovpetro»)

D1...4 — Diaphragm (диафрагма) 1...4, EL — Elevation (высота), MSL — Mean Sea Level (средний уровень моря), MSF — Module Support Frame (основная несущая конструкция)

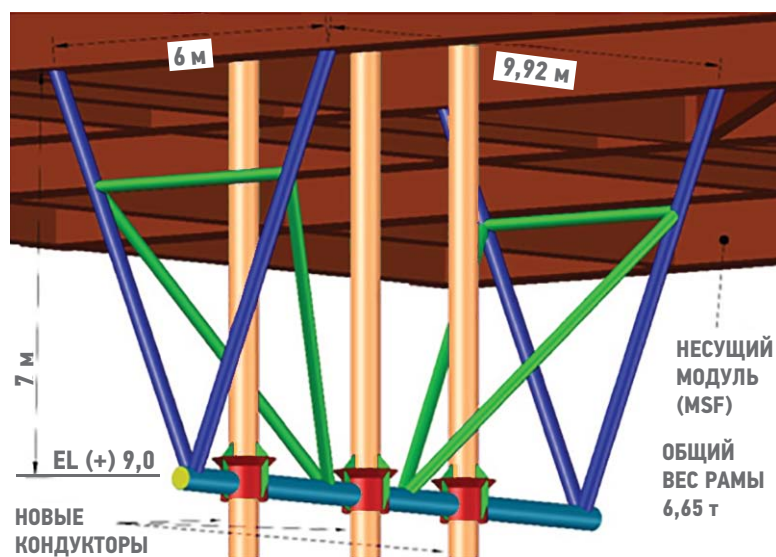


Рис. 3. Надводное крепление кондукторов к несущему модулю платформы (СП «Вьетсовпетро»)

Fig. 3. Above water clamping of surface casing to MSF (JV «Vietsovpetro»)

EL — Elevation (высота)
MSF — Module Support Frame (основная несущая конструкция)

демонтирован, все штатные позиции для скважин уже используются, а наличие остаточных запасов требует поиска решений для возможности бурения уплотняющих скважин с помощью СПБУ.

Специалистами НИПИморнефтегаз были предложены новые, ранее не применявшиеся в СП, технические решения по расположению фонтанных арматур скважин и креплению водоотделяющих колонн.

Фонтанные арматуры скважин располагаются в блок-модуле управления МСП-5. Зона расположения скважин отделена от остальной зоны блок-модуля, в которой находится оборудование не взрывозащищенного исполнения, новыми противопожарными переборками, существующей противопожарной переборкой между блок-модулем замора и блок-модулем управления. Со стороны борта блок-модуль управления переборки не имеет. Второй выход за пределы противопожарной переборки в сторону блок-модуля обеспечения для предотвращения распространения взрывоопасной зоны оборудован тамбуром с наддувом.

Организована система контроля за концентрацией газов, возникновения пожара и нештатных режимов работы оборудования, а также система оповещения о возникновении аварийной ситуации. Для исключения аварийных ситуаций предусмотрено изменение режимов работы технологического оборудования.

В блок-модуле предусмотрена система орошения фонтанных арматур и технологического оборудования и переборок, система водяного пожаротушения и пенотушения (ручные комбинированные пожарные стволы и рукава и другие средства пожаротушения).

Специалистами НИПИморнефтегаз была разработана технологическая схема сборки и установки подводных и надводных креплений водоотделяющих колонн без привлечения краново-монтажного судна, что значительно снижает стоимость монтажных работ. Доставка металлоконструкций на платформу МСП-5 осуществляется с помощью транспортно-буксирного судна и монтируется палубным краном через временные отверстия в палубах блок-модуля управления (рис. 2). Надводное крепление новых скважин выполняется посредством специальной пространственной конструкции, жестко связанной с несущим модулем платформы непосредственно под блок-модулем управления (рис. 3).

Представленная конструкция собирается на МСП-5 из заранее подготовленных трубных элементов диаметром 406, 273 и 219 мм. Она выполняет роль направляющей

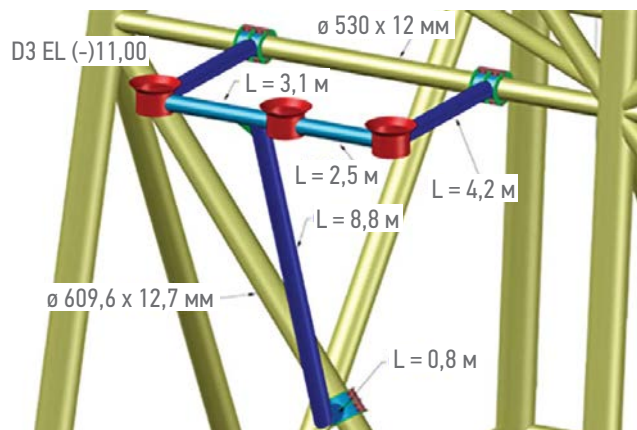


Рис. 4. Подводная консольная конструкция с направляющими для кондукторов скважин на отметке –11 м (СП «Вьетсовпетро») **Fig. 4.** Below water console frame with guides for surface casings at –11 m (JV “Vietsovpetro”)

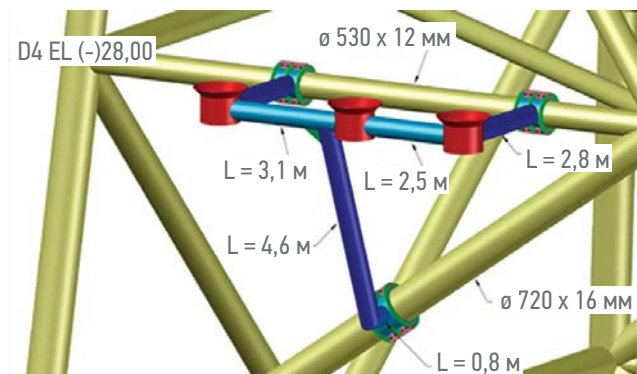


Рис 5. Подводная консольная конструкция с направляющими для кондукторов скважин на отметке –28 м (СП «Вьетсовпетро») **Fig. 5.** Below water console frame with guides for surface casings at –28 m (JV “Vietsovpetro”)

при установке водоотделяющих колонн. По окончании устройства кондукторов каждый из них закрепляется четырьмя направляющими упорами на отметке +9 м над уровнем моря.

В подводной части для ограничения поперечных перемещений кондукторов скважин предусмотрены консольные конструкции (крепления) с направляющими на уровне диафрагм D3 (-11 м) и D4 (-28 м) опорных блоков платформы (**рис. 4, 5**).

Обе подводные консольные конструкции выполняются из трубных элементов диаметром 406 мм и закрепляются на раскосах опорного блока ОБ-2 посредством разъёмных хомутов на болтовых соединениях. Примерный вес каждой конструкции на воздухе составляет не более 5 т, в воде — не более 2,2 т.

Защита от крупногабаритных судов (включая транспортно-буксирные суда СП «Вьетсовпетро») на МСП-5 обеспечена отбойными устройствами, расположенными по обоим бортам опорных блоков на уровне моря. Расположение отбойных устройств исключает проникновение подобных судов между опорных блоков платформы.

Для предупреждения навала малых судов (рыбачьих лодок и т.п.) с кондукторами новых скважин, расположенными за пределами опорного блока, в проекте предусмотрена установка 4-х предупреждающих полипропиленовых канатов Ø104 мм, натянутых между опорными блоками ОБ-1 и ОБ-2 по обоим

бортам на отметках +3,0 м и +4,5 м относительно среднего уровня моря. Данные конструкции закрепляются между штатными причально-посадочными устройствами опорных блоков.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Трансформация строительства от перехода с традиционных МСП в начальный период освоения месторождения на строительство облегченных БК, а также демонтаж буровых комплексов с МСП были вызваны оптимизацией затрат на обустройство месторождения. Для вовлечения в разработку запасов разработано техническое решение по обустройству дополнительных позиций для скважин и использованию СПБУ для бурения новых скважин.

Таким образом, реализованное техническое решение по организации дополнительных позиций для скважин, расположенных на МСП без привлечения краново-монтажного судна и последующее бурение скважин с использованием СПБУ позволило осуществить ввод в разработку остаточные недренируемые запасы.

Тиражирование технологии позволит увеличить плотность сетки скважин, повысить коэффициент извлечения на других участках районов МСП с локализованными, не охваченными разработкой остаточными запасами.

Список литературы

1. Ты Тхань Нгуа, Велиев ММ, Ле Вьет Хай, Иванов АН. Книга 2. Разработка шельфовых нефтяных месторождений СП «Вьетсовпетро». — СПб.: Недра, 2017. — 386 с.
2. Салаватов Т.Ш., Велиев ММ, Сулейманов АА, Бондаренко ВА. Том 1. Некоторые особенности разработки и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений. — Баку, Чашыоглу, 2018. — 496 с.
3. РД VSP-000-DC-639 «Временная инструкция по применению методики ОАО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ» «По расчету пусковых приростов от Геолого-Технических мероприятий». — Вунг Тай, 2014. — С. 33.

References

1. Tu Thanh Nghia, M.Veliev, Le Viet Hai, A.Ivanov. Book 2. Vietsovpetro offshore oil field development. St. Petersburg: Nedra, 2017. 386 p.
2. Salavatov T., Veliev M., Suleimanov A., Bondarenko V. Vlm 1. Some peculiarities of development and production from oil-and-gas offshore fields. — Baku, Chashioglu, 2018. 496 p.
3. RD VSP-000-DC-639 "Temporary guidelines on Zarubezhneft methodology application" "On calculating the start-up increment from Well interventions". Vungtau, 2014. P. 33.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.Н. Иванов — разработал концепцию статьи, принимал непосредственное участие в управлении и координации подразделений проектного института для реализации проекта по модернизации МСП-5. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.В. Приданников — подготовил текст статьи, принимал непосредственное участие в оценке геологического потенциала объектов разработки, выборе оптимальной траектории проектных скважин. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.А. Мuryгин — подготовил текст статьи, принимал непосредственное участие в анализе состояния разработки участков близлежащих к МСП-5, расчете запусковых параметров проектных скважин. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.С. Авдеев — принимал непосредственное участие в управлении проектных работ по модернизации МСП-5. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.А. Ховрин — подготовил текст статьи, принимал непосредственное участие в координации проектных работ по модернизации МСП-5. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.Н. Костикин — подготовил текст статьи, рисунки, принимал непосредственное участие в проектных работах по модернизации МСП-5. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Aleksei N. Ivanov — designed the article concept, directly managed the Research and Engineering Institute departments to implement "MSP-5 Upgrade" project. Agrees to accept the responsibility for all aspects of the work.

Denis V. Pridannikov — article author, directly evaluated the geological potential of the development areas and selected the optimal well trajectory. Agrees to accept the responsibility for all aspects of the work.

Aleksandr A. Murygin — article author, directly analysed the current development state of MSP-5 neighbouring areas, calculated the well start-up parameters. Agrees to accept the responsibility for all aspects of the work.

Andrei S. Avdeev — directly managed the engineering of "MSP-5 Upgrade". Agrees to accept the responsibility for all aspects of the work.

Vasilii A. Khovrin — article author. Directly coordinated the engineering of "MSP-5 Upgrade". Agrees to accept the responsibility for all aspects of the work.

Vitalii N. Kostikin — article and pictures author. Directly participated in engineering of "MSP-5 Upgrade". Agrees to accept the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Алексей Николаевич Иванов — первый заместитель директора НИПИморнефтегаз, СП «Вьетсовпетро»
790000, Социалистическая Республика Вьетнам,
г. Вунгтау, ул. Ле Лой, 105
e-mail: ivanov.rd@vietsov.com.vn

Денис Вячеславович Приданников* — заместитель начальника отдела разработки нефтяных и газовых месторождений НИПИморнефтегаз, СП «Вьетсовпетро»
790000, Социалистическая Республика Вьетнам,
г. Вунгтау, ул. Ле Лой, 105
e-mail: pridannikov.rd@vietsov.com.vn

Александр Александрович Мурыгин — главный специалист отдела разработки нефтяных и газовых месторождений НИПИморнефтегаз, СП «Вьетсовпетро»
790000, Социалистическая Республика Вьетнам,
г. Вунгтау, ул. Ле Лой, 105
e-mail: murygin.rd@vietsov.com.vn

Андрей Сергеевич Авдеев — главный инженер НИПИморнефтегаз, СП «Вьетсовпетро»
790000, Социалистическая Республика Вьетнам,
г. Вунгтау, ул. Ле Лой, 105
e-mail: avdeev.rd@vietsov.com.vn

Василий Александрович Ховрин — главный инженер проектов НИПИморнефтегаз, СП «Вьетсовпетро»
790000, Социалистическая Республика Вьетнам,
г. Вунгтау, ул. Ле Лой, 105
e-mail: khovrin.rd@vietsov.com.vn

Виталий Николаевич Костикин — руководитель технологической группы отдела технологического проектирования и обустройства месторождений НИПИморнефтегаз, СП «Вьетсовпетро»
790000, Социалистическая Республика Вьетнам,
г. Вунгтау, ул. Ле Лой, 105
e-mail: kostikinvn.rd@vietsov.com.vn

Aleksei N. Ivanov — First deputy director, Research and Engineering Institute, JV "Vietsovpetro"
790000, Socialist Republic of Vietnam, Vungtau, Le Loi 105
e-mail: ivanov.rd@vietsov.com.vn

Denis V. Pridannikov* — Deputy head of petroleum reservoir Engineering, Research and Engineering Institute, JV "Vietsovpetro"
790000, Socialist Republic of Vietnam, Vungtau, Le Loi 105
e-mail: pridannikov.rd@vietsov.com.vn

Aleksandr A. Murygin — Expert of Petroleum Reservoir Engineering, Research and Engineering Institute, JV "Vietsovpetro"
790000, Socialist Republic of Vietnam, Vungtau, Le Loi 105
e-mail: murygin.rd@vietsov.com.vn

Andrei S. Avdeev — Chief operating officer, Research and Engineering Institute, JV "Vietsovpetro"
790000, Socialist Republic of Vietnam, Vungtau, Le Loi 105
e-mail: avdeev.rd@vietsov.com.vn

Vasilii A. Khovrin — Project manager, Research and Engineering Institute, JV "Vietsovpetro"
790000, Socialist Republic of Vietnam, Vungtau, Le Loi 105
e-mail: khovrin.rd@vietsov.com.vn

Vitalii N. Kostikin — Head of process team, Technological Department, Research and Engineering Institute, JV "Vietsovpetro"
790000, Socialist Republic of Vietnam, Vungtau, Le Loi 105
e-mail: kostikinvn.rd@vietsov.com.vn

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

РАБОТА С ФОНДОМ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ МЕЖКОЛОННЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ: ЭВОЛЮЦИЯ НОРМАТИВНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И ПОДХОДЫ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ

Е.В. Демин^{1,*}, А.Р. Хуснутдинов¹, П.С. Соловьев²

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

²Международный эксперт

Электронный адрес: demin.ev@gazprom-neft.ru

Введение. На протяжении жизненного цикла скважины возможно возникновение межколонного давления в скважине (МКД). В мировой практике скважинной добычи углеводородов (УВ) сложились различные нормативные требования и подходы к работе с этой проблемой.

Целью данной статьи является описание эволюции нормативного регулирования и подходов нефтегазодобывающих компаний к вопросу эксплуатации скважин с МКД, в том числе в отсутствие нормативно-методических рекомендаций, либо их противоречивости.

Материалы и методы. Комплексно использованы отраслевые нормативные и методические документы, а также локальные нормативно-методические документы (НМД) различных нефтегазодобывающих компаний. В отсутствие единой базы данных по скважинам с МКД собраны и обобщены разрозненные источники информации, позволяющие увидеть общую картину по работе с фондом скважин с МКД в мире.

Результаты. Выполненный анализ продемонстрировал эволюцию нормативного регулирования и текущее положение отечественных нефтегазодобывающих компаний, которые, в отсутствие, единого подхода к работе с фондом скважин МКД, выбирают различные варианты совмещения требований локальных НМД и регуляторных органов, используют лучшие мировые практики по обеспечению целостности скважин.

Выводы. В статье показаны реальные примеры локальных НМД нефтегазодобывающих компаний, а также тенденции дальнейшего совершенствования и гармонизации отраслевых стандартов и регламентирующих документов различных стран.

Ключевые слова: межколонные давления, МКД, целостность скважин

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Демин Е.В., Хуснутдинов А.Р., Соловьев П.С. Работа с фондом скважин, осложненных межколонными давлениями: эволюция нормативного регулирования и подходы нефтегазодобывающих компаний. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(2):60–75. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-60-75>

Статья поступила в редакцию 01.11.2021

Принята к публикации 17.03.2022

Опубликована 30.06.2022

MANAGEMENT OF WELL STOCK WITH CASING PRESSURE:
THE EVOLUTION OF REGULATORY AND APPROACHES OF OIL AND GAS COMPANIES

Eugene V. Demin^{1,*}, Artur R. Khusnutdinov¹, Pavel S. Solovjov²

¹Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

²International expert

E-mail: demin.ev@gazprom-neft.ru

Introduction. During the life cycle of the well, the occurrence of sustained casing pressure in the well (SCP) is very possible. In practice, various regulatory requirements and approaches to working with such wells have been developed in the worldwide oil and gas industry.

The aim of this work is to describe the evolution of regulations and approaches of oil and gas companies well operations with SCP, including conditions of the regulatory and methodological recommendations absence, or their inconsistency.

Materials and methods. This article comprehensively reviews industry regulatory and methodological documents, as well as local regulatory and methodological documents (LRD) from various oil and gas companies. In the absence of a single database on wells with SCP, disparate sources of information have been collected and summarized, allowing you to see the overall picture of working with the well stock with SCP in the world.

The results of the performed analysis demonstrate the evolution of regulatory and the current situation in the domestic oil and gas companies, which, in the absence of a unified approach to working with the well stock with

SCP, choose different options for harmonizing LRD with the current requirements of regulatory authorities and the best world practices to ensure the integrity of wells.

Conclusions. The article shows real examples of LRD of oil and gas producing companies, as well as trends in further improvement and harmonization of industry standards and regulatory documents of various countries.

Keywords: sustained casing pressure, SCP, well integrity

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Demin E.V., Khusnutdinov A.R., Solovjov P.S. Work with the fund of wells with casing pressure: the evolution of regulatory and approaches of oil and gas companies. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(2):60–75. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-60-75>

Manuscript received 01.11.2021

Accepted 17.03.2022

Published 30.06.2022

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О МЕЖКОЛОННОМ ДАВЛЕНИИ

Согласно п. 3.5 ГОСТ Р 55415-2013

«Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки» [1] межколлонное давление (МКД) — это измеренное на устье скважины давление газа, жидкости или их смеси, находящихся в пространстве между эксплуатационной и последней технической колонной, а также между остальными промежуточными колоннами. Другими словами, это давление в межколлонном пространстве скважины (МКП) (рис. 1) [2].

На протяжении жизненного цикла скважины (проектирование, строительство, эксплуатация, консервация и ликвидация) наличие МКД в скважине не допускается, т.к. МКД является инструментально контролируемым параметром, который свидетельствует о наличии негерметичности и нарушении барьеров безопасности, предусмотренных на этапе

проектирования и строительства скважин. Термин «барьер безопасности» широко используется мировым нефтегазовым сообществом, но требует уточнения. Под барьером безопасности в повседневной речи профильных специалистов и в публикациях могут подразумевать как материальные объекты — цементный камень (ЦК), обсадные колонны (ОК) и другое оборудование, так и нематериальные понятия — процедуры периодического контроля технического состояния скважины и МКП, требования к персоналу и т.д. Для контроля скважины всегда должны присутствовать два независимых физических барьера безопасности, препятствующих разгерметизации скважины. Нефтегазовая промышленность использует философию двух барьеров с 1920-х годов [3]. С точки зрения МКД первичный барьер — крепь скважины и уплотнения устьевого оборудования, вторичный — запорная арматура (ЗА) колонной головки (КГ). В НМД нефтегазовой промышленности понятие барьеров безопасности скважины

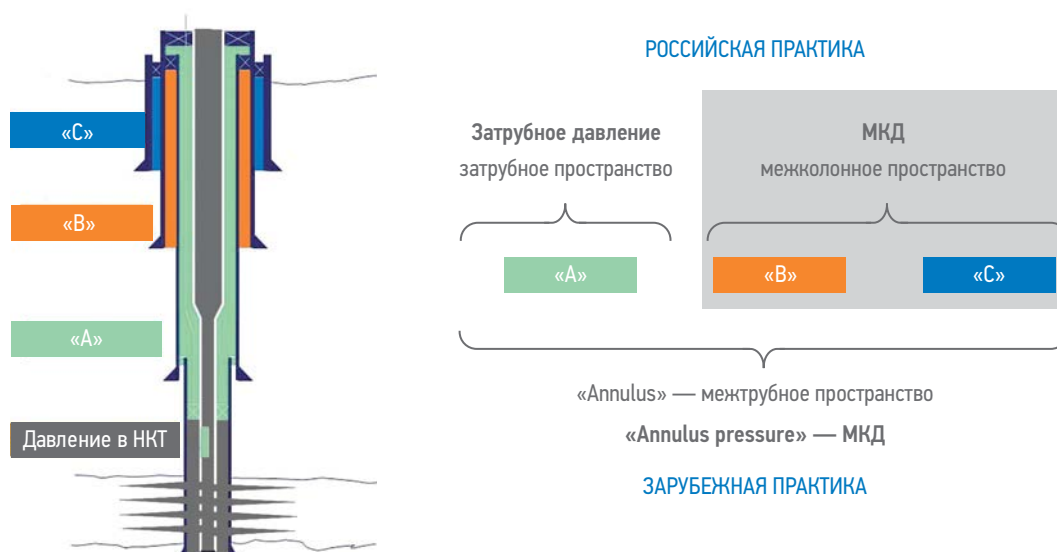
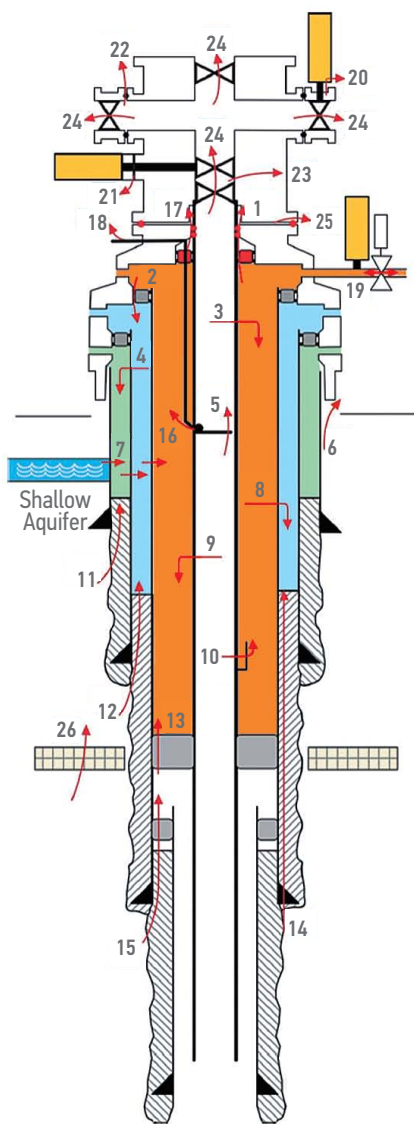


Рис. 1. Различие терминов в российской и зарубежной практике. Составлено авторами
Fig. 1. The difference between terms in Russian and foreign practice. Prepared by the authors



1. Негерметичность трубодержателя
2. Негерметичность уплотнений колонной головки
3. Негерметичность НКТ выше клапана-отсекателя
4. Негерметичность промежуточной обсадной колонны
5. Негерметичность клапана-отсекателя
6. Грифон
7. Сквозная коррозия обсадной колонны грунтовыми водами
8. Негерметичность эксплуатационной колонны
9. Негерметичность НКТ ниже клапана-отсекателя
10. Негерметичность оправок/клапанов
11. Переток по ЦК из под башмака кондуктора
12. Переток по циркуляционному клапану из-под башмака промежуточной обсадной колонны
13. Негерметичность пакера
14. Переток по циркуляционному клапану эксплуатационной колонны
15. Негерметичность циркуляционной колонны и подвески хвостовика
16. Негерметичность соединения линии управления клапана-отсекателя
17. Негерметичность соединения линии управления клапана-отсекателя с фонтанной арматурой
18. Негерметичность запорно-регулирующей арматуры линии управления клапаном-отсекателем
19. Негерметичность запорно-регулирующей арматуры затрубной линии
20. Негерметичность сальниковых уплотнений штока запорно-регулирующей арматуры
21. Негерметичность уплотнений крышки запорно-регулирующей арматуры
22. Негерметичность фланца запорно-регулирующей арматуры
23. Негерметичность корпуса фонтанной арматуры
24. Негерметичность запорно-регулирующего элемента запорно-регулирующей арматуры
25. Негерметичность фланцевого соединения колонной головки с трубной головкой
26. Переток через пласт-покрышку

Рис. 2. Основные виды нарушений герметичности скважины [6]

Fig. 2. The main types of well integrity failures [6]

впервые включено в 1992 году инициативой норвежской системы стандартизации для шельфовых проектов NORSOK [3]. В отечественные НМД барьеры безопасности, как составная часть системы управления целостностью скважины (Well Integrity), рекомендованы к включению в рамках российско-норвежского проекта Баренц-2020 [4], но в настоящее время так и не включены. Проект Баренц-2020 стартовал в 2007 году и в течение пяти лет более 100 специалистов из России, Норвегии, Дании, Франции и США вели работу по гармонизации стандартов по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды для работ в Баренцевом море. Результатом явилась серия отчетов «Оценка международных стандартов для безопасной разведки, добычи и транспортировки нефти и газа в Баренцевом

море» [5]. Сравнение отечественных и зарубежных подходов к работе с МКД будет рассмотрено далее. Важность понимания терминологии в области МКД иллюстрирует следующий пример. Затрубное давление и давление в МКП в зарубежной литературе обозначаются одним термином «annulus pressure» (рис. 1), для российской практики термины «затрубное давление» и «межколонное давление» имеют существенное различие. «Межколонное давление» обычно фигурирует в процессе контроля технического состояния скважины и должно быть равно нулю, в то время как «затрубное давление» активно используется при бурении и эксплуатации скважин и, как правило, отлично от нуля. Нефтяная или газовая скважина — горная выработка круглого сечения, пробуренная с поверхности земли без доступа человека

к забою. Отсутствие доступа человека к забою говорит о том, что работы по строительству скважины большей частью являются скрытыми и проверить их качество достаточно сложно, что может с течением времени привести к проявлению дефектов и нарушению герметичности крепи. Типовые нарушения герметичности в скважине приведены на **рис. 2** [6]. На **рис. 2** видно, что МКД может явиться следствием более десятка нарушений в скважине, но в итоге появление и наличие МКД обуславливают два фактора:

- источник давления — флюид, находящийся относительно МКП под избыточным давлением;
- гидродинамическая связь источника давления с МКП.

Наличие МКД в скважинах является дефектом, и согласно п. 9.3 ГОСТ Р 53713-2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки» [7] «эксплуатация дефектных добывающих и нагнетательных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной, пропусками фланцевых соединений и прочими нарушениями) не допускается». По мнению авторов, данное требование является слишком общим и требует более конкретных критериев. Далее будут представлены примеры, иллюстрирующие фактически сложившуюся практику в отношении фонда скважин с МКД.

В большинстве нефтегазодобывающих стран мира законодательство требует от недропользователей мониторинга фонда скважин на предмет МКД, но статистика по данному направлению мировым сообществом не ведется, поэтому для оценки фонда скважин

с МКД необходимо проанализировать различные доступные источники.

ФОНД СКВАЖИН С МКД

Исчерпывающей статистики о техническом состоянии мирового фонда действующих и ликвидированных нефтяных и газовых скважин не существует, а имеющиеся разрозненные источники зачастую расходятся в оценках. Периодически на конференциях, посвященных вопросам обеспечения целостности скважин, озвучивается обобщенная статистика, например:

- обзор, проведенный Службой управления полезными ископаемыми США в 2004 году, показал проблемы с герметичностью в 6 650 из 12 927 скважин в Мексиканском заливе (45 %) [8];
- исследование целостности скважин Норвежского управления нефтяной безопасности (Norwegian Petroleum Safety Authority) выявило, что проблемы имеются у 482 скважин из 2 682 скважин в Северном море на побережье Норвегии (18 %) [9];
- в 2009 году проведенный в рамках форума Сообщества инженеров-нефтяников (SPE) «Проблемы целостности скважин в Северном море» опрос около 100 участников позволил сделать выводы, что в среднем 1600 из 4700 скважин в Северном море на побережье Великобритании (34 %) имели как минимум одну проблему [10].

Анализ ряда подобных источников [11–35] показывает, что появление МКД на скважинах происходит повсеместно. Доля

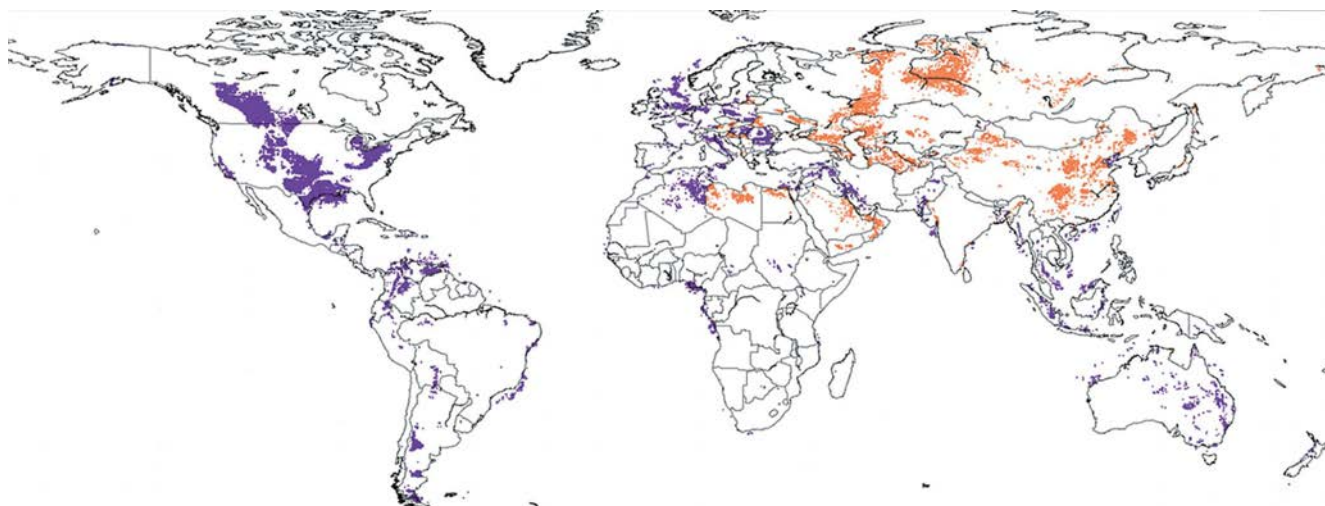


Рис. 3. Мировой фонд пробуренных скважин по данным Enverus и Rose
Fig. 3. Stock of drilled wells according to Enverus and Rose

Таблица 1. Данные о фонде с МКД по некоторым странам. Составлено авторами
Table 1. Stock of wells with sustained casing pressure in some countries. Prepared by the authors

Страна	Месторождение/Компания	Кол-во изученных скважин	Скважин с МКД	% изученных скважин	% скважин с МКД	Год	Источник
Россия	Астраханское ГКМ	505	423	-	76-84	1998	[18, 22]
	ООО «Ямбурггаздобыча»	-	251	-	-	2006	[18]
	ООО «Уренгойгазпром» (Уренгойское ГКМ)	2 400	47	-	2-4	2006	[18, 20, 23]
	ООО «Надымгазпром»	-	61	-	-	2006	[18]
	Заполярное месторождение	314	175	-	56	2007	[21]
Канада	-	-	-	5	64		[14]
	Альберта	316 439	12 458	7	4	2009	[32]
	Альберта	31 077	18 271	-	59	2020	[31]
	Британская Колумбия	21 525	2 329	-	11	2018	[33]
США	-	969 136	-	5	23	2019	[11]
	Пенсильвания	3 533	1 144	-	32	2011	[12]
	Мексиканский залив	15 500	6 692	100	43	2003	[12, 29]
	Санта Фе Спрингс, Калифорния	50	-	-	75	2005	[17]
	Энн Мэг, Южный Техас	18	-	-	61	2014	[12]
	ПХГ и утилизация CO ₂	470	-	-	2	2014	[12]
	Колорадо	22 108	4 593	-	21	2021	[28]
	Нью-Мексико	25 925	2 507	-	10	2021	[28]
Норвегия	8 компаний	193	-	-	38	2011	[12]
	8 месторождений	217	-	-	-	2007	[12]
	Не известно (внутренний аудит)	711	-	-	20	-	[12]
	-	406	-	-	18	2006	[12]
Индонезия	-	175	-	100	43	2010	[15]
Китай	Шэнли (Shengli)	4 054	1 122	100	28	2007	[16]
	Sour Gas Fields in Sichuan Basin	-	-	-	-	2021	[30]
Бахрейн	-	750	-	100	13	2004	[12]
Вьетнам	СП «Вьетсовпетро»	163	116	-	71	1997	[24]
	Белый Тигр	-	-	-	50	2006	[27]
Казахстан	-	32 000	-	-	-	2016	[19]
	Месторождение Бозой (Актюбинск) — ПХГ	42	-	-	50	2019	[26]
	Карачаганакское НГКМ	236	136	-	58	1999	[25]

фонда с МКД на разных месторождениях и в разных странах различна, и эти различия обусловлены особенностями технологии строительства скважин и контроля ее соблюдения, применяемыми материалами и множеством других факторов, которые и становятся предметом исследований, но сам факт наличия МКД является неоспоримым. Поэтому добывающие компании вводят весьма успешные процедуры подконтрольной эксплуатации скважин с МКД. Общее количество пробуренных в мире нефтяных и газовых скважин по различным оценкам составляет более 30 млн [34, 35], в эксплуатации в настоящее время находится не более 5 %. На мировой карте скважины распределены неравномерно [35] (рис. 3), поэтому для оценки состояния фонда скважин с точки зрения МКД рассмотрим 10 наиболее важных локаций: Россия, Канада, США, Мексиканский залив, Норвегия, Индонезия, Китай, Бахрейн, Вьетнам, Казахстан (табл. 1)-

Можно сделать вывод, что в настоящее время подавляющее большинство недропользователей не может исключить появление МКД на скважинах..

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ АСПЕКТ ФОНДА СКВАЖИН С МКД

Наличие МКД свидетельствует о нарушении барьеров безопасности скважины, которые в нормальном состоянии обеспечивают надежное разобщение залежей УВ с другими объектами охраны окружающей среды. Подобные нарушения барьеров могут повлечь за собой ряд последствий:

1. Выбросы больших объёмов УВ за короткий промежуток времени легко воспламеняются, приводят к взрывам, разрушению скважин и колоссальным выбросам продуктов горения в атмосферу [36, 41, 42].

2. Выбросы любых объемов УВ в атмосферу вносят свой вклад в явление парникового эффекта. Метан (CH_4) является вторым по распространенности антропогенным парниковым газом после двуокиси углерода (CO_2), на его долю приходится около 20 % мировых выбросов. Хотя метан находится в атмосфере в течение более короткого периода времени, его способность удерживать тепло в атмосфере в 28–34 раза выше [37].
3. Выбросы УВ в невоспламеняемых концентрациях могут накапливаться в нижних слоях атмосферы, оказывая негативное воздействие на жизнедеятельность растительного и животного мира.
4. Заколонные перетоки нефти и газа, не выходящие на поверхность, также могут приносить нежелательные последствия для окружающей среды [43].

В контексте вышеперечисленных последствий немаловажным фактором безопасности является факт принадлежности скважин недропользователю как на этапе эксплуатации, так и после ликвидации. Скважины, находящиеся в эксплуатации и на балансе действующих недропользователей, подлежат объездам персонала и периодическому обслуживанию.

Проблема «бесхозных» скважин актуальна как в мире, так и в России. В США количество незадокументированных «бесхозных» скважин составляет около 1,2 млн, количество задокументированных и нуждающихся в консервации — 2,6 млн [40]. В России в 2000-х годах принято решение о постановке «бесхозных» скважин на госбаланс [38, 39] и в настоящее время создана Информационная система документального мониторинга федерального фонда скважин с оценкой технического и экологического состояния скважин, степени полезности для хозяйственной деятельности, степени опасности по воздействию на окружающую среду и недр [44]. Также за государственный счет ведется плановая работа по восстановлению и поддержанию безопасного состояния данного фонда скважин. По состоянию на 01.01.2011 г. Федеральный реестр скважин ИС ФРС включал 99 260 скважин, из них 19 100 отнесены к нераспределенному фонду недр по данным лицензирования на эту же дату, из них 1 665 скважин находятся в состоянии консервации, 17 435 скважин ликвидированы [45].

НМД РФ по МКД

В настоящее время в нормативно-технической базе РФ отсутствует единый подход

к эксплуатации скважин с межколонными давлениями, за исключением специально оговоренных случаев для ПХГ и континентального шельфа. Ранее подобные требования были и для сероводородсодержащих месторождений, но в последней редакции ПБНИГП (Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности) их исключили.

В табл. 2 приведены выдержки из основных российских НМД, регламентирующих эксплуатацию скважин с МКД, с указанием изменения требований к эксплуатации скважин с МКД за последние 20 лет. Стоит отметить, что для нефтяных и газовых скважин в части МКД требования различаются, хотя авторы не согласны с подобным подходом. Риск возникновения МКД и наступление связанных с этим негативных последствий обусловлен не формальным отнесением той или иной скважины к определенному фонду, а к добываемому флюиду и термобарическим условиям в скважине.

Отсутствие единого подхода к эксплуатации нефтяных и газовых скважин с МКД на федеральном уровне приводит к тому, что отечественные недропользователи вынуждены разрабатывать локальные НМД. Учитывая, что скважина является объектом надзора и контроля различных служб (Ростехнадзор, профессиональные аварийно-спасательные формирования (ПАСФ)), локальными документами недропользователя, регламентирующими эксплуатацию скважин с МКД, могут быть:

- обоснование безопасности опасного производственного объекта (статья 3 116-ФЗ) [54];
- технологический регламент (пункт 32 ПБНИГП) [50];
- инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов (пункт 33 ПБНИГП) [50];
- производственная инструкция, регламент, руководство по эксплуатации скважин и др.

Приведем примеры вышеуказанных подходов из отечественной практики.

1. Обоснование безопасности опасного производственного объекта с решениями, которые снижают риск эксплуатации скважин с МКД до приемлемого уровня, продлевая этим период их возможной безопасной эксплуатации до необходимого ремонта, либо ликвидации в рамках 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [54].

Пример подобного подхода продемонстрировало ООО «Ачим Девелопмент» [55].

Согласно извещению № 32110792501 от 08.11.2021 года о проведении

Таблица 2. Требования к эксплуатации скважин с МКД в российских НМД
Table 2. Requirements for the operation of wells with sustained casing pressure in Russian regulatory and guidance documentation

п/п	Наименование НМД	Содержание пунктов касательно межколонных давлений	Возможность эксплуатации скважин с МКД в действующей редакции
1	2	3	4
1.	ГОСТ Р 53239-2008 «Хранилища природных газов подземные» [46]	Контроль за техническим состоянием скважин — измерение межколонного давления по всему фонду скважин 2 раза в год (весной и осенью при сырой погоде).	Нет прямого указания
2.	ГОСТ Р 53713-2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки» [7]	9.3 <...> Эксплуатация дефектных добывающих и нагнетательных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной, пропусками фланцевых соединений и прочими нарушениями) не допускается .	Эксплуатация не допускается
3.	ГОСТ Р 55415-2013 «Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки» [0]	9.3.5 Контроль за техническим состоянием скважин включает: шаблонирование, определение уровня жидкости в скважине, определение высоты песчаной пробки, контроль межколонных давлений. При необходимости предусматривают возможность обслуживания межколонного пространства скважин дополнительными задвижками, факельным отводом . 12.3.5 Не допускается эксплуатация скважин при нарушении герметичности эксплуатационных колонн, фланцевых соединений и фонтанной арматуры, что может привести к утечкам или перетокам газа (пластовых флюидов). При наличии межколонных давлений выше предельно допускаемых значений в каждом конкретном случае составляют план мероприятий по определению причин возникновения межколонных давлений и принимают меры по их устранению. По результатам выполнения плана мероприятий принимают, по согласованию с органами государственного горного надзора, решение о возможности эксплуатации скважины либо ее ликвидации. 13.1.17 На промыслах проводят систематический контроль за герметичностью межколонного пространства скважин путем измерений давления и отбора проб флюида. Рекомендуется использовать стационарные электронные датчики давления и температуры, установленные на устье скважины и подключенные в систему телемеханики промысла, для регистрации межколонных давлений в режиме реального времени. В случаях обнаружения в межколонном пространстве давления газа или газированной жидкости, а также при появлении грифонов, принимают срочные меры по их ликвидации.	Эксплуатация разрешается по согласованию с госорганами
4.	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНИП) [48–50]	2003–2013 [48] 6.5.2.7. Эксплуатация скважины при наличии межколонного проявления запрещается . При обнаружении давления в межколонном пространстве должны быть проведены необходимые исследования и приняты оперативные меры по выявлению и устранению причины перетока. По результатам исследований решается вопрос о возможности эксплуатации скважины. 2013–2020 [49] 296. Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий: <...> – отсутствуют межколонные давления. 1196. В процессе эксплуатации скважины должен осуществляться контроль межколонного давления. При обнаружении давления в межколонном пространстве эксплуатация скважины должна быть прекращена. Решение о дальнейшей эксплуатации скважины принимается пользователем недр на основании результатов исследований и принятия мер по выявлению и устранению причин возникновения межколонного давления. * — раздел «Эксплуатация и ремонт скважин, вскрывших пласты, содержащие в продукции сернистый водород» 2021 (действующая редакция) [50] 282. Не допускается эксплуатация скважин с давлением в межколонном пространстве, вызванным негерметичностью обсадных колонн. Примечание: п. 282 применяется для шельфовых месторождений	Нет прямого указания
5.	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа» [51–53]	2013–2018 [51] 31. При эксплуатации скважин должны проводить контроль технического состояния, который включает: замер межколонных давлений. 2018–2020 / 2021 (действующая редакция) [52, 53] 131 (129) Запрещается эксплуатация скважин с межколонным давлением (далее — МКД), имеющих следующие признаки предельных состояний : – превышающее предельно допустимое значение для данного межколонного пространства, не снижаемое методами текущего ремонта (МКД не должно превышать значение 80 % от давления гидроразрыва пласта на уровне башмака внешней колонны данного межколонного пространства); – присутствие в составе межколонного флюида сероводорода в объеме и при давлении в области сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением; – присутствие сероводорода в межколонных пространствах между промежуточными колоннами или между промежуточной колонной и кондуктором на месторождениях с содержанием сероводорода в добываемой продукции больше 6 % объема; – присутствие в составе межколонного флюида диоксида углерода при парциальном давлении, равном или превышающем 0,2 МПа; – расход межколонного флюида из межколонного пространства при установившемся режиме стравливания более 1000 м³/сут для газовой фазы или 1 м³/сут для жидкой фазы; – присутствие заколонных перетоков газа; – присутствие негерметичности обсадной эксплуатационной колонны; – грифоны вокруг устья скважины.	Эксплуатация допускается для скважин без признаков предельных состояний

конкурентного отбора в Единой информационной системе РФ www.zakupki.gov.ru и на электронной торговой площадке ЭТП Общество провело конкурентный отбор на разработку локально-нормативного документа: обоснования безопасности опасных производственных объектов — скважин с предельно допустимыми межколонными давлениями.

2. Технологический регламент, разрабатываемый согласно главе LVII ПБНиГП [50], должен включать безопасные условия работы в соответствии с действующими нормативно-техническими актами, а также обеспечивать безопасные условия работы на ОПО, эксплуатацию оборудования в паспортном режиме и т.д.

Например, «Технологический регламент по эксплуатации скважин с предельно-допустимыми межколонными давлениями на месторождениях предприятия «Ямбурггаздобыча» (1996 год), согласованный Управлением Тюменского округа Госгортехнадзора РФ и Северной военизированной частью по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов [56], или «Проект по эксплуатации скважин с межколонными давлениями на Астраханском ГКМ» (2005 год), имеющий положительное заключение экспертизы промышленной безопасности, утвержденное Ростехнадзором [57].

3. Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, разрабатываемые в обязательном порядке с 2013 года совместно с ПСФА (противофонтанной военизированной частью) с учетом специфики эксплуатации конкретного месторождения согласно пункту 33 ПБНиГП [50].

4. Производственные инструкции, регламенты, руководства по эксплуатации скважин с межколонными давлениями, которые содержат сведения о горно-геологических условиях эксплуатации скважин, потенциальных источниках и причинах МКД, характерных для данного месторождения, требования к организации работ по контролю фонда скважин, оценке риска, эксплуатации скважин, мероприятиям по снижению МКД, а также требования к охране недр и окружающей среды, противопожарной безопасности и безопасному выполнению работ. То есть отдельный локальный документ, который содержит все технические мероприятия, позволяющие безаварийно эксплуатировать фонд скважин, подверженный риску МКД, не снижая эксплуатационные

характеристики в течение всего жизненного цикла скважин.

Например, «Газпром» разработал собственные стандарты, которые адаптируются его дочерними обществами под особенности разрабатываемых месторождений:

- СТО Газпром 2-2.3-696-2013 «Руководство по эксплуатации скважин с межколонными давлениями на месторождениях и подземных хранилищах газа» [58];
- СТО Газпром 2-2.3-702-2013 «Ликвидация скважин с межколонными давлениями на месторождениях и подземных хранилищах газа» [59];
- СТО Газпром 2-3.5-883-2014 «Инструкция по использованию скважин подземного хранения газа с межколонными давлениями» [60].

Синхронизация требований во всех вышеуказанных НМД, возможно, потребует от недропользователя разработки системного верхнеуровневого документа, обеспечивающего единую техническую политику по обеспечению целостности скважины, но, к сожалению, найти подобный пример в отечественной практике в открытых источниках авторам не удалось.

В любом случае обязательными условиями эксплуатации скважин с МКД являются: осуществление систематического контроля, принятие оперативных мер по выявлению причин (источников) его возникновения и проведение работ по ограничению и снижению межколонных давлений. Эксплуатация скважин с МКД выше предельного состояния не допускается.

СРАВНЕНИЕ ПОДХОДОВ РФ И МИР

В настоящее время в нормативно-технической базе зарубежных стран, лидирующих в добыче УВ, также отсутствует единый подход к эксплуатации скважин с межколонными давлениями, об этом свидетельствует несогласованность терминологии. Согласно API RP 90 [61] и ISO 16530 [62] МКД определено как *sustained annulus pressure* (SAP), в то же время широко употребляются термины и аббревиатуры *sustained casing pressure* (SCP), *trapped annular/casing pressure* (TAP/TCP) и др.

Но в отличие от РФ, в мировой практике нефтедобывающих компаний в том или ином виде существует концепция управления целостностью скважины, составной частью которой является работа с МКД. Концепция обеспечения целостности скважины очень важна, поэтому остановимся подробнее на ее развитии [63].

Толчком к разработке концепции целостности скважины (well integrity) послужила катастрофа на морской платформе Браво месторождения Экофиск (Ekofisk Bravo), случившаяся в апреле 1977 года в Северном море. Этот выброс был первым для шельфо-

МЕТОДИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПРЕДЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИНЫ С МЕЖКОЛОННЫМ ДАВЛЕНИЕМ НЕТ, НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛИ САМИ ОПРЕДЕЛЯЮТ ПОДХОД, ПРИ КОТОРОМ ДАЛЬНЕЙШАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ БУДЕТ ВОЗМОЖНА.

вой добычи и остается самым масштабным для Северного моря. Экономические и экологические последствия для шельфовых активов на несколько порядков выше традиционной континентальной добычи, что потребовало от Норвегии разработки новых подходов в работе с рисками разрушения скважин. Разработанная Норвегией концепция целостности скважины в дальнейшем была доработана и получила широкое распространение в Великобритании и США. С 1996 года Норвежское управление нефтяной безопасности (Norwegian Petroleum Safety Authority (PSA)) начало систематически проводить исследования технологий обеспечения целостности скважин и обеспечивать их внедрение на шельфовых месторождениях Норвегии.

США присоединились к вопросу обеспечения целостности скважин в 2001 году в ответ на большое количество выявляемых МКД на скважинах Мексиканского залива и сопутствующих этому осложнений. На основе статистического анализа большого количества полевых данных были разработаны технологии диагностики, профилактики и ликвидации МКД на скважинах [64–66].

Следующим крупным происшествием явился выброс на платформе Snorre A в Северном море, который произошел в 2004 году [67]. Анализ данного происшествия показал необходимость детализации концепции барьеров безопасности на скважине. Это было сделано в третьей редакции NORSOK D-010 «Guidelines for Well Integrity during Drilling and Operations» [68] и многие нефтегазодобывающие компании начали адаптировать данный подход в локальных НМД. Например, компания ZADCO из ОАЭ в статье 2004 года [69] приводит комплексный подход в работе с целостностью скважины, включая концепцию барьеров безопасности.

В 2005 году нефтепромысловая компания Petro China Tarim представила новую

для Китая концепцию целостности скважин для проведения оценки риска проблемных скважин из-за аномального давления в МКП нескольких скважин на газовом месторождении Кела 2 [63]. Данный подход так или иначе применялся недропользователями по всему миру и заключался в эксплуатации скважин с МКД с учетом недопущения превышения предельно допустимого давления. В отсутствие единых подходов и методик по данному вопросу каждая компания сама определяла допустимый предел по давлению.

Стандарт Американского нефтяного института API RP 90 «Recommended Practice for Annular Pressure Management in Offshore Oilfields» [61] впервые был опубликован в 2006 году. Рекомендованные практики касались вопросов мониторинга давления в затрубном и межколонном пространствах, диагностики и выявления причин появления давления, и, что важно, определения максимально допустимого давления в скважине (концепция MAWOP будет рассмотрена ниже).

В 2006 году Норвежское управление нефтяной безопасности (PSA) инициировало комплексное обследование целостности скважин семи компаний, работающих на норвежском континентальном шельфе. Исследование показало, что в среднем 18 % имели проблемы с целостностью [70]. Это активизировало совместную работу данных компаний и в 2007 году они объединили свои усилия в рамках Well Integrity Forum (WIF), выпустив первую версию специализированного программного обеспечения Well Integrity Management Software, которое позволило систематизировать и синхронизировать работу компаний на практике [71]. Таким образом, окончательно сформировалась система управления целостностью нефтяных и газовых скважин Well Integrity Management System (WIMS) — система непрерывного управления, оценки и проверки, используемая для обеспечения непрерывности и надежности на протяжении всего жизненного цикла скважины от проектирования и строительства до консервации и ликвидации.

В 2009 году API выпустил отдельное руководство для защиты грунтовых вод и окружающей среды от загрязнений в результате ГРП «Wellbore Structure and Well Integrity Guidelines» [72].

В 2010 году произошла упомянутая ранее масштабная катастрофа в Мексиканском заливе, что привело к объединению усилий компаний, работающих на шельфе Мексиканского залива, и пересмотру подходов к обеспечению целостности скважины

на всех этапах жизненного цикла. В основных принципах разработанная система управления безопасностью и охраной окружающей среды Safety and environmental Management System (SEMS) схожа с норвежской WIMS [73]. Масштабы катастрофы Мокондо привели к тому, что концепция обеспечения целостности скважины на всех этапах жизненного цикла скважины очень быстро распространилась по нефтегазовым компаниям по всему миру.

Возвращаясь к вопросу о барьерах безопасности, после аварии на Deepwater Horizon компания Det Norske Veritas (DNV) провела исследование [74], отметившее различия между нормативными требованиями в Норвегии и США. Одним из основных отличий был тот факт, что в Норвегии обязательным условием является использование двух независимых испытанных барьеров безопасности при проведении всех операций, в то время как аналогичных требований в нормативных актах США на тот момент не было.

В 2011 году Норвежская Нефтяная Промышленная Ассоциация (Norwegian Petroleum Industry Association) разработала руководство «OLF-117 Well Integrity Recommended Guide» [75].

В 2011–2012 годах Британская Нефтегазовая Ассоциация (Oil and Gas UK) готовит несколько документов по вопросу обеспечения безопасности скважин. «OIL & GAS UK-1 Suspended and Abandoned Well Plugging Material Requirements» [76] и «OIL & GAS UK-2 Suspended and Abandoned Well Guidelines» [77] затрагивают скважины на завершающем этапе жизненного цикла, а «Oil & Gas UK Well Integrity Guide» [78] обеспечивает соответствие британских НМД мировым стандартам в области комплексного обеспечения целостности скважин.

В 2013 году Международная организация по стандартизации (ISO) выпускает «ISO 16530-2 Production Well Integrity» [62], а Норвежская нефтяная организация по стандартизации (Norwegian Petroleum Standardization Organization) выпускает четвертую редакцию NORSOK D-010 [68].

В 2014 году Petro China Southwest Oil & Gas Field Company выпускает «Technical Specifications for Integrity Evaluation of High Temperature, High Pressure, and High Acid Gas Wells» [79].

В 2015 году формируется обширная база НМД, которая обеспечивает дальнейшее развитие концепции управления целостностью скважин на всех этапах жизненного цикла и с учетом различных осложняющих факторов [63]:

- ANSI/API «Recommended Practice 100-1, Hydraulic Fracturing—Well Integrity and Fracture Containment» [80], учитывающие особенности обеспечения целостности скважин при проведении гидроразрывов пласта;
- третья редакция Oil & Gas UK «Well Life Cycle Integrity Guidelines» [81];
- API RP 90-2 «Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells», учитывающий отличие эксплуатации скважин на материковой части от континентального шельфа [82];
- вторая редакция OLF No. 117 «Recommended Guidelines for Well Integrity» [83];
- ISO 16530-1 «Petroleum and Natural Gas Industries—Well Integrity—Life Cycle Governance», охватывающий управление целостностью скважины на всем жизненном цикле [84];
- первое руководство для китайских компаний по обеспечению целостности скважины с учетом наличия сероводорода «Integrity Guidelines for High Temperature, High Pressure and High Sulfur Wells» [85]; «Code for Integrity Management of High Temperature, High Pressure and High Sulfur Content Wells» [86] и «Design Guidelines for Integrity of High Temperature, High Pressure and High Sulfur Wells» [87] в последствии дополнили данный документ.

Таким образом, основными НМД, регламентирующими работу со скважинами, в том числе учитывая МКД, за пределами РФ в настоящее время являются:

- ISO 16530-1 «Well integrity. Part 1: Life cycle governance» (2017);
- API RP 90-1 «Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells» (2021);
- API RP 90-2 «Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells» (2016);
- NORSOK D-010 «Well integrity in drilling and well operations» (2021) (Норвегия);
- CSA Z624 «Well integrity management for petroleum and natural gas industry systems» (2020) (Канада);
- 30 CFR Part 250 Subpart E «Casing Pressure Management» (США).

Примером синхронизации и гармонизации НМД различных стран может служить ранее упомянутый проект «Баренц-2020», в рамках которого было рассмотрено 27 стандартов:

- ISO — 13 документов;
- IEC — 5 документов;
- IMO — 1 документ;
- API — 7 документов;
- NORSOK — 4 документа,

из которых в качестве приоритетных и рекомендованных для включения в список стандартов для ведения работ в морских условиях

в Баренцевом море с целью снижения рисков и обеспечения безопасного производства работ было отобрано 14 (рис. 4) [5]. Возвращаясь к вопросу МКД на скважине важно отметить, что подходы к работе с МКД на различных этапах жизненного цикла скважины будут различаться. Например, на этапе эксплуатации скважины работа с МКД по устьевому оборудованию и приустьевой части обсадных колонн требует привлечения специалистов противofонтанной и газовой безопасности и проведения специализированных ремонтных работ, в то время как работа с МКД ниже приустьевой части потребует проведения расширенных ГИС по оценке технического состояния и ВСП с извлечением внутрискважинного оборудования (рис. 5). Детальное рассмотрение работы с МКД на различных этапах жизненного цикла скважины требуют рассмотрения в отдельной статье или более объемном документе. В настоящей работе остановимся на таком важном понятии как предельное состояние, которое ранее упоминалось и присутствует в НМД РФ.

Методических рекомендаций по определению предельного состояния скважины в настоящее время нет, поэтому проектные институты и недропользователи сами выбирают подход к определению давления в МКП, при котором разрешается дальнейшая эксплуатация скважины.

Приведем методические подходы, которые встречаются в зарубежных НМД при определении максимально допустимого МКД.

1. API RP 90 [61] рекомендует устанавливать максимально допустимое рабочее давление на устье для каждого МКП (Maximum Allowable Wellhead Operating Pressure (MAWOP)). Для определения конкретных значений MAWOP в рекомендациях предложено три метода:
 - определение MAWOP по умолчанию (DDM — сокр. англ. Default Designation Method);
 - простой метод снижения рейтинга (SDM — сокр. англ. Simple De-rating Method);
 - метод явного снижения рейтинга (EDM — сокр. англ. Explicit De-rating Method).

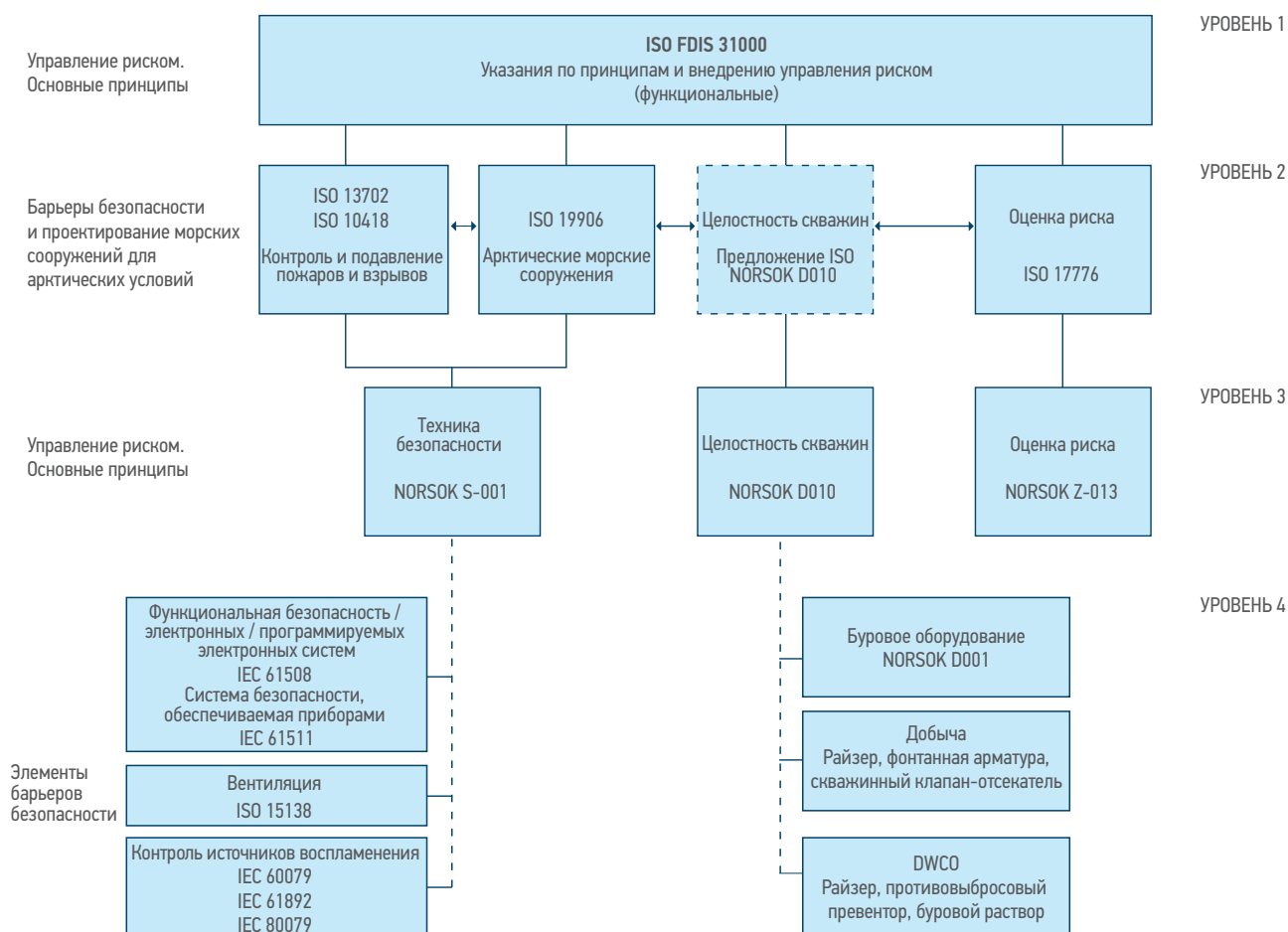


Рис. 4. Иерархическая гармонизация НМД различных стран для проведения работ в Баренцевом море, разработанная в рамках проекта «Баренц-2020» [5]

Fig. 4. Standards harmonization for work in Barents Sea (Barents-2020 Project) [5]



Рис. 5. Подходы к работе с МКД на различных этапах жизненного цикла скважины. Составлено авторами
Fig. 5. Sustained casing pressure regulation approaches at various stages of the well life cycle. Prepared by the authors

2. ISO 16530 [62] предлагает отталкиваться от максимально допустимых давлений на устье для каждого МКП (Maximum Allowable Annulus Surface Pressure (MAASP)). MAWOP, по сути, это MAASP с учетом понижающего коэффициента, так называемого коэффициента безопасности (safety factor). MAASP основан на таких величинах, как давление разрыва/смятия обсадной колонны, давление опрессовки обсадной колонны, давление гидроразрыва пласта и ограничение по давлению в системе заканчивания скважины. Согласно стандарту, MAWOP должен составлять 80 % от значения MAASP, оцениваемого МКП и 100 % от MAASP соседних внешних кольцевых пространств. Схожий подход содержится и в норвежском OLF 117 [83].

Отдельно следует отметить, что ISO 16530 [62] и OLF 117 [83] также устанавливают минимально допустимое давления в МКП. Это связано с тем, что в зарубежной практике возможность эксплуатации скважин с МКД предусмотрена в трех случаях [78]:

- причиной МКД является термическое расширение газа;
- давление в МКП искусственно создается закачкой флюида для поддержания определенного МКД (в отечественной практике подобный подход не встречается);
- установившееся МКД от внешнего источника.

ВЫВОДЫ

В рамках выполненной работы была собрана статистическая информация, продемонстрировавшая распространенность и актуальность проблем, связанных с контролем МКД в течение жизненного цикла скважин по всему миру.

Участники нефтегазового сектора той или иной страны разрабатывали и модернизировали нормативные документы разного уровня. В настоящей работе были рассмотрены подходы, принятые в РФ и в мире, к работе со скважинами, эксплуатация которых осложнена МКД. Данный анализ выявил потребность в дальнейшей гармонизации отечественных подходов к вопросам целостности скважин и МКД в частности.

В «Газпром нефти» создан Центр управления целостностью и надежностью, направленный на формирование системного подхода к управлению проектной, операционной и технической целостностью нефтепромыслового оборудования. Помимо этого, в РФ создан «Институт нефтегазовых технологических инициатив», который осуществляет гармонизацию международных стандартов для нефтегазового комплекса России. Коллектив авторов рассчитывает, что рассмотренное в статье важное направление будет включено в план стандартизации как в группе компаний, так и в стране.

Список литературы/References

1. ГОСТ Р 55415-2013. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки. [GOST R 55415-2013. Gas, gas condensate, oil-gas and oil-gas condensate fields. Rules of development].
2. <https://www.devonenergy.com/sustainability/safety/well-safety>
3. Anders J., Mofley B., Nicol S. et al. Implementation of well barrier schematic workflows. In SPE digital energy conference and exhibition. SPE-173433-MS. 2015. <https://doi.org/SPE-173433-MS>
4. Жуков И.С. Барьеры безопасности: основные понятия, обзор, концепция // Безопасность труда в промышленности — 2017. — №4. — С. 49–56. <https://doi.org/10.24000/0409-2961-2017-5-49-56> [Zhukov I.S. Safety Barriers: Notion, Classification, Concepts. Occupational Safety In Industry. 2017. №4. P. 49–56. (In Russ.)].
5. Коллектив авторов проекта «Баренц-2020». Оценка международных стандартов для безопасной разведки, добычи и транспортировки нефти и газа в Баренцевом море. Окончательный отчет по этапу 4 — 2012. https://www.tksneftegaz.ru/fileadmin/f/activity/barents2020/fourth_stage/Barents_2020_report_phase_4_RUS.pdf [Authors of the "Barents-2020 Project". Assessment of international standards for the safe exploration, production and transportation of oil and gas in the Barents Sea. Final report of stage 4 — 2012].
6. DS DS/CEN ISO/TS 16530-2-2016 "Well integrity — Part 2: Well integrity for the operational phase".
7. ГОСТ Р 53713-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. [GOST R 53713-2009. Oil and gas-oil fields. Rules of development].
8. Howard D. API committee addresses annular casing pressure management» Oil Gas J. 2004. — №102 (38). <https://www.ojg.com/exploration-development/article/17232183/api-committee-addresses-annular-casing-pressure-management>.
9. Vignes B., Andreassen J., Tønning S.A. PSA Well Integrity Survey, Phase 1 summary Report. 2006. <https://silo.tips/download/psa-well-integritysurvey-phase-1-summary-report-o-o-begrenset-fortrolig-strengt>
10. SPE forum North Sea Well Integrity Challenges. 2009.
11. EIA: The Distribution of U.S. Oil and Natural Gas Wells by Production Rate. 2020. https://www.eia.gov/petroleum/wells/pdf/full_report.pdf
12. Davies R.J. et al. Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. 2014. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2014.03.001>
13. Runar Nygaard. Well Design and Well Integrity. Wabamun Area CO₂ Sequestration project (WASP). 2010. <https://www.ualgary.ca/wasp/Well%20Integrity%20Analysis.pdf>
14. Watson T., Bachu S. Evaluation of the Potential for Gas and CO₂ Leakage Along Wellbores. SPE-106817. 2009. <https://doi.org/10.2118/106817-PA>
15. Weka Janitra Calosa; Bambang Sadarta; Ronaldi Ronaldi. Well Integrity Issues in Malacca Strait Contract Area. SPE-129083. 2010. <https://doi.org/10.2118/129083-MS>
16. Suping Peng, Jitong Fu, Jincai Zhang. Borehole casing failure analysis in unconsolidated formations: A case study // Journal of Petroleum Science and Engineering — 2007. — P. 226–238. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2007.04.010>
17. Chilingar G.V., Endres B. Environmental hazards posed by the Los Angeles Basin urban oilfields: an historical perspective of lessons learned // Environmental Geology. 2005. P. 302–317. <https://link.springer.com/article/10.1007/s00254-004-1159-0>
18. Гриценко А.И., Григулецкий В.Г. Настоящее и будущее технологии строительства нефтяных и газовых скважин на море и на суше // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2012. — №10. — С. 50–59. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44313088> [Gritsenko A.I. Griguletskiy V.G. The present and future of oil and gas well construction technology offshore and onshore. Neftegaz.RU. 2012. №10. P. 50–59. (In Russ.)].
19. Нефтяные скважины Западного Казахстана нуждаются в модернизации. (neftegaz.ru) <https://neftegaz.ru/news/dobycha/222861-neftyanye-skvazhiny-zapadnogo-kazakhstana-nuzhdayutsya-v-modernizatsii/> [Oil Wells of Western Kazakhstan Need Modernization (neftegaz.ru)].
20. Хадиев Д.Н. Внедрение герметизирующих составов на основе дисперсных систем для ликвидации межколонных давлений в скважинах УНГКМ // Сборник симпозиума «Наука и технология углеводородных дисперсных систем». 2000. [Khadiyev D.N. Implementation of sealing compositions based on dispersed systems to eliminate annular pressure in the wells of the Urengoy oil, gas and condensate field. "Science and technology of hydrocarbon dispersed systems" symposium. 2000].
21. Райкевич С.И. Обеспечение надежности и высокой продуктивности газовых скважин. [монография]. — ОАО «Газпром», 2007 [Raikovich S.I. Ensuring of reliability and high productivity in gas wells. Monograph. Gazprom. 2007].
22. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Каримов Н.Х., Мавлютов М.Р. Повышение долговечности тампонажного камня в агрессивных флюидах нефтяных и газовых скважин. Самара. 1998. [Agzamov F.A., Izmuksambetov B.S., Karimov N.K., Mavlutov M.R. Increasing the durability of cement stone in aggressive fluids of oil and gas wells. Samara. 1998].
23. Ахметов А.А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. Проблемы и решения. Уфа: Изд-во УГНТУ. 2000. — 219 с. [Akhmetov A.A. Well workover operations in the Urengoy field. Problems and solutions. Ufa, UGNTU. 2000. 219 p.].
24. Лой Г.М., Долгов С.В., Каримов М.Ф. О межколонных давлениях на добывающих и нагнетательных скважинах месторождений СП «Вьетсовпетро». [Loy G.M., Dolgov S.V., Karimov M.F. Casing pressure analysis on production and injection wells of Vietsovpetro Company].
25. Серебряков О.И., Попков В.И., Ларичев В.В., Серебряков А.О. Эколого-геологические проблемы разработки нефтегазовых месторождений Прикаспия. — INFRA-M. 2017. — 308 с. [Serebryakov O.I., Popkov V.I., Larichev V.V., Serebryakov A.O. Ecological and geological problems of the oil and gas fields development in the Caspian region. INFRA-M. 2017. 308 p.].
26. Токтарбаев А. Осложнения при эксплуатации скважин на месторождении Бозой Актюбинской области. Ақтөбе өңірлік мемлекеттік университеті. 2019. [Toktarbaev A. Complications during operation of wells in the Bozoy field of Aktobe region. 2019].
27. Зунг Ф.Т. Борьба с межколонными давлениями в нефтяных скважинах: дис. ... канд. тех. наук. 25.00.15. / Тиен Зунг Фан). 2006. — 156 с. [Zung F.T. Sustained Combating casing pressure in oil wells. PhD dissertation: 25.00. 15. 2006. 156 p.].
28. Lackey G., Rajaram H., Bolander J., Sherwood O.A., Ryan J.N., Shih C.Y., Bromhal G.S., Dilmore R.M. Public data from three US states provide new insights into well integrity // Proceedings of the National Academy of Sciences. 2021.
29. Bourgoyne A.T., Scott S.L., James B.R. Sustained Casing Pressure in Offshore Producing Wells // Paper presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 1999. <https://doi.org/10.4043/11029-MS>
30. Su San, Vo Minh, Jia Changqing, Yuan Jianbo, Zhang Junliang, Qiang Zhang. Integrated Gas Source Analysis for Wells with Sustained Casing Pressure: A Case Study from Sour Gas Fields in Sichuan Basin, China // Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Virtual. 2021. <https://doi.org/10.2523/IPTC-21485-MS>
31. Abboud JM, Watson TL, Ryan MC. Fugitive methane gas migration around Alberta's petroleum wells // Greenhouse Gases: Science and Technology. 2021. — Feb. — №11 (1). — P. 37–51.
32. Wisen J, Chesnaux R, Werring J, Wendling G, Baudron P, Barbecot F. A portrait of wellbore leakage in northeastern British Columbia, Canada // Proceedings of the National Academy of Sciences. 2020. Jan. 14. №117(2). P. 913–922.

33. King G.E., Daniel E. K. Environmental Risk Arising From Well-Construction Failure—Differences Between Barrier and Well Failure, and Estimates of Failure Frequency Across Common Well Types, Locations, and Well Age // SPE Prod & Oper 28. 2013. — P. 323–344. <https://doi.org/10.2118/166142-PA>
34. Enverus DrillingInfo Workspace. Enverus, Austin, TX, USA. 2017. <https://app.drillinginfo.com/gallery/>
35. Scarpelli T.R., Jacob D.J., Maasakkers J.D., Sulprizio M.P., Sheng J.X., Rose K., Romeo L., Worden J.R., Janssens-Maenhout G. A global gridded (0.1° × 0.1°) inventory of methane emissions from oil, gas, and coal exploitation based on national reports to the United Nations Framework Convention on Climate Change // Earth System Science Data. 2020. Mar. — Vol. 11. — №12(1). — P. 563–575. Tia R. Scarpelli et al. "A global gridded (0.1° × 0.1°) inventory of methane emissions from oil, gas, and coal exploitation based on national reports to the United Nations Framework Convention on Climate Change" <https://doi.org/10.5194/essd-12-563-2020>
36. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Формирование залежей углеводородов в верхней части разреза и кратеров выбросов газа // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2019. — №1. — С. 48–55. [Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V. Formation of hydrocarbon deposits and gas craters in the upper part of the section. Neftegaz.RU. 2019. — №1. — P. 48–55. (In Russ.)]
37. Global Methane Initiative. Global methane emissions and mitigation opportunities. GMI [Online] Available: <http://www.globalmethane.org>. 2011.
38. Игнатьева А. В России зафиксировано около 26 тыс. заброшенных нефтяных скважин // Онлайн-журнал «Neftegaz.RU», сентябрь 2021. [Ignatieva A. About 26,000 abandoned oil wells recorded in Russia. Neftegaz.RU, September 2021] <https://neftegaz.ru/news/ecology/696304-v-rossii-zafiksirovano-okolo-26-tys-zabroshennykh-neftyanykh-skvazhin/>
39. Игнатьева А. В Казахстане рекомендовано ликвидировать 82 нефтяные скважины // Онлайн-журнал «Neftegaz.RU», июнь 2021. [Ignatieva A. 82 oil wells are recommended to be abandoned in Kazakhstan. Neftegaz.RU, June 2021] <https://neftegaz.ru/news/ecology/684693-v-kazakhstane-rekomendovano-likvidirovat-82-neftyanye-skvazhiny/>
40. Институт развития технологий ТЭК (ИРТТЭК). В США миллионы бесхозных и незаглушенных скважин. 2022. [There are millions of orphan and non-killed wells in USA. IRTTEK. 2022]. <http://neftianka.ru/v-ssha-milliony-besхозnyx-i-nezaglushennykh-skvazhin/>
41. Henderson Dean, David Hainsworth. Elgin G4 Gas Release: What Happened and the Lessons to Prevent Recurrence. Paper presented at the SPE International Conference on Health, Safety, and Environment, Long Beach, California, USA, March 2014. <https://doi.org/10.2118/168478-MS>
42. Lee James, Mobbs Stephen, Wellpott Axel, Allen Grant, Bauguitte Stephane, Burton Ralph, Camilli Richard, Coe Hugh, Fisher Rebecca, France J., Gallagher Martin, Hopkins James, Lanoisellé Mathias, Lewis Alastair, Lowry David, Nisbet Euan, Purvis Ruth O, Shea Sebastian, Pyle John, Ryerson Thomas. Flow rate and source reservoir identification from airborne chemical sampling of the uncontrolled Elgin platform gas release // Atmospheric Measurement Techniques Discussions. 2017. P. 1–28.
43. Stephen G. Osborn, Avner Vengosh, Nathaniel R. Warner, Robert B. Jackson. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. 2011. <https://doi.org/10.1073/pnas.1100682108>
44. Информационно-аналитическая система состояния государственного фонда скважин на нефть и газ ИАС «Федеральный реестр скважин» — НПЦ «Недра» [Analytic database of oil and gas wells condition "Federal Registry" — "Nedra"]. <http://portal.frs.geosys.ru/>
45. Отчет о результатах контрольного мероприятия «Проверка достаточности мер по обеспечению сохранности имущества казны Российской Федерации, за исключением находящихся в федеральной собственности акций, долей (вкладов) в уставном (складочном) капитале хозяйственных обществ и товариществ (в рамках контроля за реализацией государственной программы Российской Федерации «Управление федеральным имуществом». 2016. [Review of control activity: "Verification of measures to ensure the safety of the property of the Russian Federation treasury, with the exception of federally owned shares, shares (contributions) in the authorized (share) capital of economic companies and partnerships (as part of control over the implementation of the state program of the Russian Federation «Federal Property Management». 2016].
46. ГОСТ Р 53239-2008. Хранилища природных газов подземные. [GOST R 53239-2008. Underground storages of hydrocarbons. Monitoring rules for construction and operation].
47. ГОСТ Р 53710-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. [GOST R 53710-2009. Oil and gas-oil fields. Rules of development].
48. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденные постановлением Федерального горного и промышленного надзора России от 5 июня 2003 года №56 [Safety rules in the oil and gas industry, approved by enactment of Russian Federal Mining and Industrial Inspectorate by June 5, 2003 №56].
49. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 года №101 [Safety rules in the oil and gas industry, approved by enactment of Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision by March 12, 2013 №101].
50. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года №534 [Safety rules in the oil and gas industry, approved by enactment of Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision by December, 2020 №534].
51. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 22 ноября 2013 года №561 [Safety rules for hazardous production facilities of underground gas storages, approved by enactment of Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision by November 22, 2013 №561].
52. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 20 ноября 2017 года №486 [Safety rules for hazardous production facilities of underground gas storages, approved by enactment of Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision by November 20, 2017 №486].
53. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 9 декабря 2020 года №511 [Safety rules for hazardous production facilities of underground gas storages, approved by enactment of Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision by December 9, 2020 №511].
54. Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [Federal Law of July 21, 1997 № 116-FL "On the industrial safety of hazardous production facilities"].
55. <https://etp.gpb.ru/#com/procedure/view/procedure/558183>
56. РД 04803457-186-96 «Технологический регламент по эксплуатации скважин с предельно-допустимыми межколлонными давлениями на месторождениях предприятия «Амбурггаздобыча», согласованный Управлением

Тюменского округа Госгортехнадзора РФ и Северной военизированной частью по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов. 1996 год. [RD 04803457-186-96. Technological regulations for the well operation with maximum allowable annular pressures at the fields of the Yamburggazdobyicha, agreed by the Administration of the Tyumen District of the Gosgortekhnadzor of the Russian Federation and the Northern paramilitary unit to prevent and eliminate the occurrence oil, gas and water shows. 1996].

57. «Проект по эксплуатации скважин с межколонными давлениями на Астраханском ГКМ», утвержденный Ростехнадзором. 2005. [Project for the wells operation with sustained casing pressures in the Astrakhan gas and condensate field, approved by Rostekhnadzor. 2005].
58. СТО Газпром 2-2.3-696-2013. Руководство по эксплуатации скважин с межколонными давлениями на месторождениях и подземных хранилищах газа [STO Gazprom 2-2.3-696-2013. Guidance for the operation of wells with sustained casing pressures in the fields and underground gas storages].
59. СТО Газпром 2-2.3-702-2013. Ликвидация скважин с межколонными давлениями на месторождениях и подземных хранилищах газа. [STO Gazprom 2-2.3-702-2013. Abandonment of wells with sustained casing pressures in the fields and underground gas storages].
60. СТО Газпром 2-3.5-883-2014. Инструкция по использованию скважин подземного хранения газа с межколонными давлениями [STO Gazprom 2-3.5-883-2014. Operation of wells with sustained casing pressures in underground gas storages].
61. API RP 90. Recommended Practice for Annular Pressure Management in Offshore Oilfields.
62. ISO 16530-2. Production Well Integrity.
63. Ma L., Zhang K., Xie J., Yuan L., Geng H., Ning K. Research progress and prospect of well integrity technology. Journal of Power and Energy Engineering. 2020. — Jul. — Vol. 29. — №8(7). — P. 45–54. <https://doi.org/10.4236/jpee.2020.87004>
64. Wojtanowicz A.K., Nishikawa S., Rong X. Diagnosis and remediation of sustained casing pressure in wells. Final Report. Louisiana State University, Virginia. Submitted to: US Department of Interior, Minerals Management Service. 2001. — Jul 31.
65. Sathuvalli U.B., Suryanarayana P.V. Best Practices for Prevention and Management of Sustained Casing Pressure. Stress Engineering Services, Inc. 2001.
66. Bourgoynne A.T. A Review of Sustained Casing Pressure Occurring on the OCS. Louisiana State University. 2001.
67. Pettersen Geir, Moldskred Ivan, Edvin B. Ytredal. The Snorre A Incident 28 November 2004 — Lessons Learned // Paper presented at the SPE International Health, Safety & Environment Conference, Abu Dhabi, UAE, April 2006. <https://doi.org/10.2118/98739-MS>
68. NORSOK D-010. Guidelines for Well Integrity during Drilling and Operations.
69. Al-Ashhab, Jamal, Afzal, Mohamed, Cornelius O. Emenike. Well Integrity Management System (WIMS). Paper presented at the Abu Dhabi International Conference and Exhibition, Abu Dhabi, United Arab Emirates, October 2004. <https://doi.org/10.2118/88696-MS>
70. Vignes B., Andreassen J., Tønning S.A. Psa well integrity survey, phase 1 summary report. Petroleum Safety Authority <http://www.ptil.no/getfile.php/z%20Konvertert/Helse%20milj%20og%20sikkerhet/Sikkerhet%20og%20arbeidsmilj%20Dokumenter/nettsawellintegritysurveyphase1reportrevision3006.pdf> 2006. Sep 21.
71. Haga Jarle, Corneliusen Kjell, Folke B.M.B. Sorli. Well Integrity Management in Talisman Energy Norway: A Systematic Way of Describing and Keeping Track of the Integrity Status for Wells in Operation // Paper presented at the SPE Americas E&P Environmental and Safety Conference, San Antonio, Texas, March 2009. <https://doi.org/10.2118/120946-MS>
72. API HF1. Wellbore Structure and Well Integrity Guidelines.
73. Santos O.L., Ribeiro P.R. An Overview of Deepwater Well Integrity Developments After the Blowout of Macondo. Paper presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, May 2017. <https://doi.org/10.2118/185599-MS>
74. DNV. Report OLF/NOFO — Summary of differences between offshore drilling regulations in Norway and U.S. Gulf of Mexico. 2010.
75. OLF-117 Well Integrity Recommended Guide.
76. OIL & GAS UK-1 Suspended and Abandoned Well Plugging Material Requirements.
77. OIL & GAS UK-2 Suspended and Abandoned Well Guidelines.
78. Oil & Gas UK Well Integrity Guide.
79. Technical Specifications for Integrity Evaluation of High Temperature, High Pressure, and High Acid Gas Wells.
80. ANSI/API. Recommended Practice 100-1, Hydraulic Fracturing—Well Integrity and Fracture Containment. 2015.
81. Oil & Gas UK. Well Life Cycle Integrity Guidelines, Issue 3. 2016.
82. API RP 90-2. Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells. 2016.
83. OLF No. 117 Rev. 2. Recommended Guidelines for Well Integrity. 2016.
84. ISO 16530-1. Petroleum and Natural Gas Industries — Well Integrity — Life Cycle Governance. 2017.
85. Wu Q., Zheng X.Q. Integrity Guidelines for High Temperature, High Pressure and High Sulfur Wells. 2017.
86. Wu Q., Zheng X.Q. Code for Integrity Management of High Temperature, High Pressure and High Sulfur Content Wells. 2017.
87. Wu Q., Zheng X.Q., et al. Design Guidelines for Integrity of High Temperature, High Pressure and High Sulfur Wells. 2017.
88. eCFR 30 CFR Part 250 Subpart E — Casing Pressure Management <https://www.ecfr.gov/current/title-30/chapter-II/subchapter-B/part-250/subpart-E/subject-group-ECFR7cee4c12995e05d>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Е.В. Демин — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

А.Р. Хуснутдинов — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

П.С. Соловьев — сбор данных, анализ материалов, написание статьи.

Eugene V. Demin — data collection, analysis of materials, writing an article.

Artur R. Khusnutdinov — data collection, analysis of materials, writing an article.

Pavel S. Solovjov — data collection, analysis of materials, writing an article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Евгений Викторович Демин* — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Россия, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Demin.EV@gazprom-neft.ru

Артур Ренисович Хуснутдинов — специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, г. Санкт-Петербург, Россия, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Khusnutdinov.AR@gazpromneft-ntc.ru

Соловьев Павел Сергеевич — международный эксперт
e-mail: pav.solovjov23071994@gmail.com

Eugene V. Demin* — Chief specialist Gazpromneft STC LLC,
75–79 liter D, Moyka river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Demin.EV@gazprom-neft.ru

Artur R. Khusnutdinov — Specialist Gazpromneft STC
75–79 liter D, Moyka river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Khusnutdinov.AR@gazpromneft-ntc.ru

Pavel S. Solovjov — International expert
e-mail: pav.solovjov23071994@gmail.com

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЕТОВ В КОНЦЕПТУАЛЬНОМ ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБУСТРОЙСТВА ПРИ ВЕРОЯТНОСТНОМ ПОДБОРЕ ПРОФИЛЕЙ ДОБЫЧИ ФЛЮИДОВ

С.И. Мельников, Б.А. Мурашов, А.А. Гроо*, А.М. Муллин

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: Groo.AA@gazpromneft-ntc.ru

Введение. Данная статья посвящена автоматизации задач инжиниринга с учетом вероятностного характера оценки актива в условиях огромного количества вариантов профилей добычи флюидов по технологии окупаемости MEFS.

Цель. Разработка оригинальных алгоритмов расчета обустройства на ранних этапах жизни проекта, определения физических и стоимостных характеристик объектов капитального строительства с учетом неопределенности объема ресурсной базы, вариации программы ГРП, определения оптимальных решений по концепции разработки и обустройству месторождения в актуальных экономических предпосылках.

Материалы и методы. Автоматизация расчетов в части обустройства на уровнях окупаемости MEFS I и II реализована путем оценки затрат, приходящихся удельно на единичную скважину на кустовой площадке. Далее затраты умножаются на количество скважин в соответствии с графиком строительства и ввода скважин в эксплуатацию, в результате чего формируется общая стоимость объектов инфраструктуры для данных уровней окупаемости. На уровне MEFS III к затратам предыдущего уровня добавляются затраты на строительство объектов подготовки продукции скважин и внешнего транспорта товарной продукции. Задача автоматизации блока обустройства на данном уровне состоит в корректном масштабировании физических и стоимостных параметров объектов инфраструктуры для выбранной концепции обустройства.

Результаты. Для выполнения вероятностных расчетов инфраструктуры специалистами Центра оценки и анализа проектов разработан расчетный модуль «Обустройство». Данный инструмент позволяет сформировать интегрированную вероятностную модель «разработка–инфраструктура–экономика» для этапа «Доступ». Время расчета на один вариант составляет около 5 секунд.

Заключение. Предложенный авторами инструмент позволяет с достаточной точностью и скоростью выполнять расчеты инфраструктуры при вероятностной оценке на ранних этапах жизни проекта по технологии MEFS.

Ключевые слова: вероятностная оценка актива, концептуальное проектирование, автоматизация расчетов обустройства, окупаемость лицензионного участка, интегрированная модель, MEFS

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Мельников С.И., Мурашов Б.А., Гроо А.А., Муллин А.М. Автоматизация расчетов в концептуальном проектировании обустройства при вероятностном подборе профилей добычи флюидов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(2):76–84. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-76-84>

Статья поступила в редакцию 12.01.2022

Принята к публикации 04.04.2022

Опубликована 30.06.2022

AUTOMATION OF CALCULATIONS IN THE CONCEPTUAL INFRASTRUCTURE DESIGN WITH THE PROBABILISTIC SELECTION OF FLUID EXTRACTION PROFILES

Sergey I. Melnikov, Boris A. Murashov, Alexandr A. Groo*, Andrey M. Mullin

Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

E-mail: Groo.AA@gazpromneft-ntc.ru

Background. This article is devoted to the automation of engineering tasks, taking into account the probabilistic nature of the active, in the face of a huge number of fluid production profiles, using MEFS technology.

Aim. Development of original algorithms for calculating facilities at the early stages of the project life, determining the physical and cost characteristics of capital construction objects, taking into account the uncertainty of the volume of the resource base, variations in the exploration program, determining the optimal solutions for the concept of development and field facilities under current economic conditions.

Materials and methods. Automation of calculations in terms of development at payback levels MEFS I and II was implemented by estimating the costs per unit well on a well pad. Further, the costs are multiplied by the number of wells in accordance with the well construction and commissioning schedule, as a result of which the total cost of infrastructure facilities for these payback levels is formed. At the MEFS III level, the costs for the construction of facilities for the preparation of well products and external transport of marketable products are added to the

costs of the previous level. The task of automating the development block at this level is to correctly scale the physical and cost parameters of infrastructure facilities for the selected development concept.

Results. To perform probabilistic calculations of infrastructure, specialists of the Center for Project Evaluation and Analysis developed the calculation module "Arrangement". This tool allows you to create an integrated probabilistic model "development-infrastructure-economy" for the "Access" stage. The calculation time for one option is about 5 seconds.

Conclusion. The tool proposed by the authors makes it possible to perform infrastructure calculations with sufficient accuracy and speed during probabilistic assessment in the early stages of a project's life using MEFS technology.

Keywords: probabilistic evaluation, conceptual design, automation of infrastructure calculations, payback of the license area, integrated model, MEFS

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Melnikov S.I., Murashov B.A., Groo A.A., Mullin A.M. Automation of calculations in the conceptual infrastructure design with the probabilistic selection of fluid extraction profiles. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(2):76–84. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-76-84>

Manuscript received 12.01.2022

Accepted 04.04.2022

Published 30.06.2022

ВВЕДЕНИЕ

Для принятия решения о приобретении нефтегазового актива в Компании выполняется процедура «Доступ», в рамках которой проводится геолого-экономическая оценка актива — комплексный, кросс-функциональный процесс, направленный на определение объективной стоимости актива с учетом возможных неопределенностей и рисков.

Данная статья посвящена проработке задач инжиниринга с учетом вероятностного характера оценки актива. Реализация огромного количества вариантов при решении задач в «ручном» режиме может привести к неприемлемо длительному времени расчета и обработки результатов. В связи с вышеуказанным особенно актуальны методы автоматического масштабирования технических и стоимостных характеристик объектов инфраструктуры под заданные вероятностные профили добычи флюидов.

В Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» разработаны собственные IT-инструменты для автоматизации расчета множества возможных сценариев развития актива с учетом неопределенности объема ресурсной базы, вариаций программы GPP, определения оптимальных решений по концепции разработки и обустройству месторождения в актуальных экономических предпосылках [1, 2].

ЦЕЛЬ

В задачу концептуального проектирования обустройства входит определение физических и стоимостных характеристик:

- обустройства и инженерной подготовки кустов скважин;

- коридора линейных коммуникаций от кустов до центра сбора (нефте/газосбор, линей электропередач, автодорог и т.п.);
- площадных объектов подготовки и сдачи продукции;
- линейных объектов внешнего транспорта.

При этом необходимо выполнить обязательное требование — решения, заложенные в концепцию обустройства должны быть технически и технологически реализуемы.

Основные сложности инфраструктурных расчетов на этапе «Доступ» вызваны слабой изученностью объектов разработки. В процессе вероятностной геолого-экономической оценки специалисты по обустройству получают от команды геологов и разработчиков множество профилей добычи с отличающимся фондом скважин [1, 2] (рис. 1).

Итоговая цель концептуального проектирования обустройства состоит в том, чтобы по каждому профилю добычи сформировать график разнесения капитальных затрат на линейные и площадные объекты в соответствии с принятой концепцией обустройства и логикой проекта. Это позволяет решить ключевую задачу формирования вероятностной интегрированной модели «разработка–инфраструктура–экономика» и выполнения расчетов за приемлемое время. В связи с отсутствием информации о попустовой добыче, размещению кустов, трассировке линейных объектов на данном этапе должны быть применены укрупненные методики инфраструктуры расчетов.

Стандартные пакеты программного обеспечения (ПО), применяемые для расчетов объектов сбора, подготовки и транспорта продукции скважин, не подходят для поставленной задачи. Ввиду отсутствия специализированного ПО для выполнения

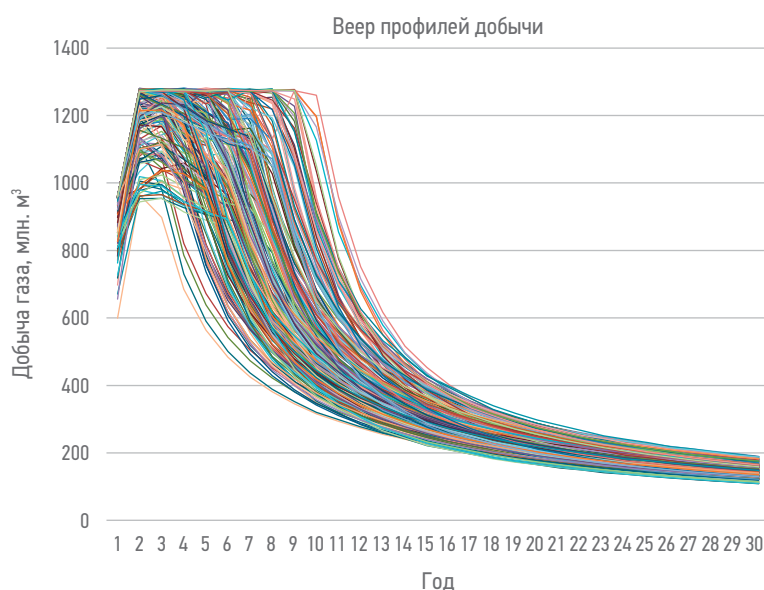


Рис. 1. Набор вероятностных профилей добычи газа. Составлено авторами
Fig. 1. A set of probabilistic gas production profiles, mln m³/year.
 Compiled by the authors

вероятностных расчетов инфраструктуры, специалистами Центра оценки и анализа проектов (ЦОиАП) разработан расчетный модуль «Обустройство». Данный инструмент позволяет сформировать интегрированную вероятностную модель «разработка–инфраструктура–экономика» для этапа «Доступ».

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИНФРАСТРУКТУРНЫХ РАСЧЕТОВ ДЛЯ ФИЛЬТРА ОКУПАЕМОСТИ MEFS

Значительный объем неопределенностей, присущий проектам на ранних этапах, требует проведения вероятностной оценки, основой которой является определение объема ресурсной базы и шанса геологического успеха, профилей добычи, инфраструктурных и технологических решений, а также логики реализации проекта, в конечном счете выражаемой в экономических терминах (NPV, PI, IRR и т.д.). Для проектов ГРП уже вводилось понятие MEFS (Minimum Economic Field Size)

[3]. При этом оценка множества различных проектов показала, что данный подход требует большей детализации. Значительно эффективнее проводить геолого-экономическую оценку (ГЭО) с последовательным исключением из расчетов экономически нерентабельных объектов, осуществляя фильтрацию по признаку окупаемости: «окупаемость эксплуатационного бурения» → «окупаемость поднятия» → «окупаемость ЛУ». Таким образом аббревиатуру MEFS можно представить иначе — Minimal Efficiency Screening. В настоящей работе предлагается следующее разделение для MEFS с точки зрения капитальных затрат (**табл. 1**). Проиллюстрируем работу фильтра окупаемости на следующем примере. Пусть на одном лицензионном участке находятся 2 поднятия, с которыми связаны несколько объектов разработки.

1. На первом уровне фильтра окупаемости MEFS I необходимо учесть следующие капитальные затраты:
 - эксплуатационное бурение (ЭБ) и строительство эксплуатационной скважины;
 - инженерная подготовка и обустройство эксплуатационной скважины;
 - инженерная подготовка и обустройство коридора линейных коммуникаций до сборного коллектора, либо до площадного объекта — установки подготовки нефти (УПН).
2. На втором уровне фильтра окупаемости MEFS II добавляются затраты на геолого-разведочные работы для поднятия.
3. На третьем уровне фильтра окупаемости MEFS III добавляются следующие затраты:
 - геологоразведочные работы для лицензионного участка;
 - строительство объектов инфраструктуры подготовки, внешнего транспорта и сдачи продукции.

В соответствии с приведенным описанием фильтров при расчете затрат по уровням MEFS включены следующие виды затрат (**табл. 2**).

Расчет технических параметров, масштабирование и сбор капитальных затрат в соответствии с MEFS производится в разработанном расчетном модуле «Обустройство». Стоимостные параметры рассчитываются в корпоративной информационной системе Сарех IT и вносятся в модуль «Обустройство» в виде удельных стоимостных параметров.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ИНФРАСТРУКТУРНЫХ РАСЧЕТОВ НА УРОВНЯХ MEFS I И II

Автоматизация расчетов в части обустройства на уровнях MEFS I и II реализована путем оценки затрат, приходящихся удельно

Таблица 1. Технология MEFS — Minimal Efficiency screening
Table 1. MEFS technology — Minimal Efficiency screening

Уровень MEFS	Описание
MEFS I	Окупаемость эксплуатационного бурения
	Окупаемость объекта разработки
MEFS II	Окупаемость поднятия
MEFS III	Окупаемость лицензионного участка

Таблица 2. Учет затрат по уровням фильтров окупаемости MEFS
Table 2. Cost accounting by MEFS payback filter levels

Фильтр окупаемости	ОРЕХ	ЗБ	Об-во куста + линейная часть до центра сбора	ПРБ поднятия	СРР ЛУ	Площадная инфраструктура подготовки и внешнего транспорта
MEFS I	✓	✓	✓	нет	нет	нет
MEFS II	✓	✓	✓	✓	нет	нет
MEFS III	✓	✓	✓	✓	✓	✓

на единичную скважину на кустовой площадке. Далее затраты умножаются на количество скважин в соответствии с графиком строительства и ввода скважин в эксплуатацию, в результате чего формируется общая стоимость объектов инфраструктуры для данных фильтров окупаемости.

Для корректного учета состава объектов инфраструктуры специалистами ЦОиАП выполнен анализ существующих систем сбора месторождений Компании. По результатам данного анализа методически принято, что при кустовой системе разработки в среднем на кустовой площадке нефтяных скважин располагается 12 скважин. На одной кустовой площадке газовых скважин располагается 6 скважин. Протяженность коридоров коммуникаций в среднем на один куст составляет 4 км нефтесборных сетей, водоводов высокого давления или газосборных сетей, автодорог и 8 км одноцепных ВЛ-6/10 кВ для нефтяных кустов и 4 км одноцепных ВЛ-6/10 кВ для газовых кустов в соответствии с категорией по надежности электроснабжения.

При одиночном бурении от АГЗУ до скважины предусматривается одна линия 6 или 10 кВ равная по протяженности нефтесборному трубопроводу. Протяженность промысловых дорог (при необходимости строительства) принимается равной протяженности нефтегазосборных сетей. В обустройстве газовых кустов предусматриваются метанолопроводы, протяженность которых принимается равной протяженности газосборных сетей.

Для формирования стоимости единичной скважины в системе стоимостного инжиниринга Компании (ИС CAPEX IT) формируется проект для расчета удельных показателей стоимости объектов инфраструктуры входящих в состав:

- стоимость обустройства кустовых площадок от 2 до 24 скважин;
- стоимость инженерной подготовки кустовых площадок от 2 до 24 скважин;
- стоимость нефтесборных сетей наружным диаметром 89, 159 и 273 мм;

- стоимость газосборных сетей наружным диаметром 325 и 426 мм;
- стоимость водоводов высокого давления наружным диаметром 168 и 219 мм;
- в качестве метанолопроводов применяется стоимостная модель водоводов низкого давления наружным диаметром 57 мм;
- воздушные или кабельные линии электропередачи ВЛ-10 кВ;
- промысловые дороги IV категории без покрытия.

При наличии информации о количестве скважин на кустовых площадках (например, после выполнения задачи поиска оптимума по данному параметру в процессе выбора оптимальной системы разработки), высоком газовом факторе, небольшом количестве кустов газовых скважин и др., возможна корректировка принятых выше параметров.

СКОРОСТЬ РАСЧЕТА ОДНОГО ВАРИАНТА ИНФРАСТРУКТУРЫ В МОДУЛЕ «ОБУСТРОЙСТВО» ПОД РАЗЛИЧНЫЕ КОНЦЕПЦИИ РАЗРАБОТКИ СОСТАВЛЯЕТ ОКОЛО 5 СЕКУНД.

Дополнительно при расчете стоимости единичной скважины учитываются затраты на природоохранные мероприятия от объема капитальных вложений в обустройство, а также рассчитываемый по утвержденной методике Компании инвестиционный резерв. Удельный показатель стоимости зависит от количества скважин на куст. Эта зависимость учитывает:

- синергию скважин в кустовой площадке: чем больше количество скважин, тем меньше удельная стоимость строительства и обустройства каждой скважины;
- изменение количества кустов и соответствующей протяженности коридора линейных коммуникаций: чем больше количество скважин на кустовой площадке, тем меньше кустов и меньше протяженность коридора и тем меньше удельная стоимость строительства и обустройства скважин.

Указанная зависимость проиллюстрирована на **рис. 2**, на котором стоимость нормирована на удельную стоимость строительства нефтяной скважины на кустовой площадке из 2 скважин.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ИНФРАСТРУКТУРНЫХ РАСЧЕТОВ НА УРОВНЕ MEFS III

На уровне MEFS III к затратам предыдущего уровня добавляются затраты в соответствии с **табл. 2**, требуется учет стоимости объектов подготовки продукции скважин и внешнего транспорта товарной продукции. Задача автоматизации блока обустройства на данном уровне состоит в корректном масштабировании физических и стоимостных параметров объектов инфраструктуры для выбранной концепции обустройства.

Концепция обустройства формируется специалистом по обустройству и подается в качестве исходных данных в виде набора настроек в модуле «Обустройство»:

- схема сбора продукции скважин / закачки воды;
- схема подготовки нефти, либо логическое условие для выбора (например, при минимальных уровнях добычи используются мобильные комплексы освоения скважин и автовывоз, при средних — установка предварительного сброса воды, при высоких — установка подготовки нефти);
- схема внешнего транспорта нефти (возможно логическое условие на переключение автовывоз / внешний нефтепровод);
- объекты подготовки газа: предварительная, комплексная подготовка, установка стабилизации конденсата и т.п.;

- объекты перекачки газа с указанием: требуемых давлений в конечной точке, условий ввода дожимных компрессорных станций по ступеням, профиля падения устьевого давления газовых скважин, предварительных сетевых расчетов системы газосбора и т.д.;
- объекты генерации: собственная электростанция либо подключение к существующим сетям и подстанциям;
- вспомогательные объекты обустройства: опорная базы промысла, вахтовый жилой поселок, вертолетная площадка и др.

Таким образом, в модуле автоматического расчета обустройства фиксируется список объектов, подлежащих строительству. Возможна настройка для гибкого подхода и вариаций объектов при изменении уровней добычи.

Сроки строительства объектов настраиваются в соответствии с дорожной картой реализации проекта.

Одна из задач модуля «Обустройство» состоит в автоматическом подборе диаметра межпромысловых и внешних трубопроводов.

Для расчёта трубопроводов внешнего транспорта нефти в зависимости от объема транспортируемой товарной нефти и протяженности трубопровода выполнены предварительные расчеты в специализированном ПО. Расчет сведен в таблицу, которая представляет собой палетку трубопроводов, которая позволяет в автоматическом режиме определять внешний диаметр трубопровода. Зависимость диаметра трубопровода от расхода и выбранной протяженности, проиллюстрированная на **рис. 3**, позволяет определить максимальный объем прокачки.

Данные зависимости рассчитаны для разгазированных безводных нефтей со средними свойствами. Дополнительно были рассчитаны зависимости для нефтей с газовым фактором 50, 125 и 200 м³/м³.

Подбор диаметра газопровода внешнего транспорта производится по уравнению Бернулли с приближением Веймаута для гидродинамического сопротивления:

$$d = \left[\frac{G^2 \cdot z \cdot R_g \cdot T \cdot L}{65 \cdot (P_1^2 - P_2^2)} \right]^{3/16}, \quad (1)$$

где G — массовый расход газа, кг/с; z — коэффициент сжимаемости; R_g — индивидуальная газовая постоянная, Дж/(кг * К), $R_g = R / \mu_r$; R — универсальная газовая постоянная, Дж/(моль * К); μ_r — молярная масса газа, кг/моль; T — абсолютная температура газа, К; L — длина газопровода, м; P_1, P_2 — давление в начале и конце газопровода, соответственно.

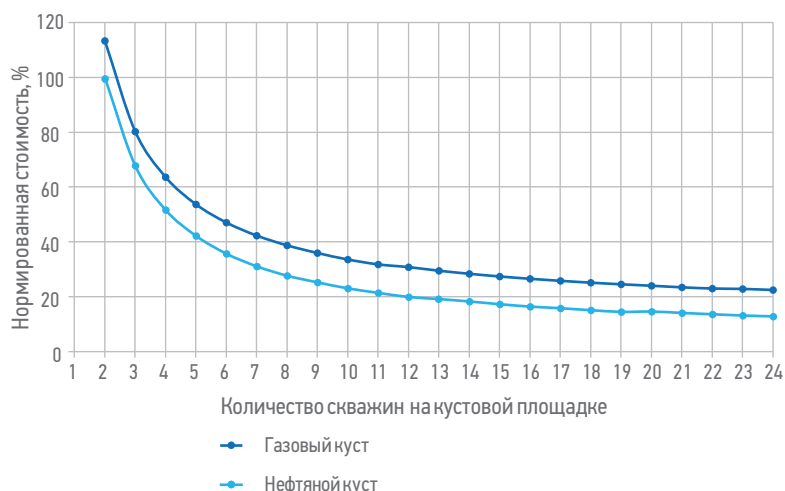


Рис. 2. Изменение удельной стоимости обустройства скважины с коридором линейных коммуникаций в зависимости от количества скважин на кустовой площадке (нормировано). Составлено авторами

Fig. 2. Change in the unit cost of well construction with a linear communications corridor depending on the number of wells on a well pad (normalized). Compiled by the authors

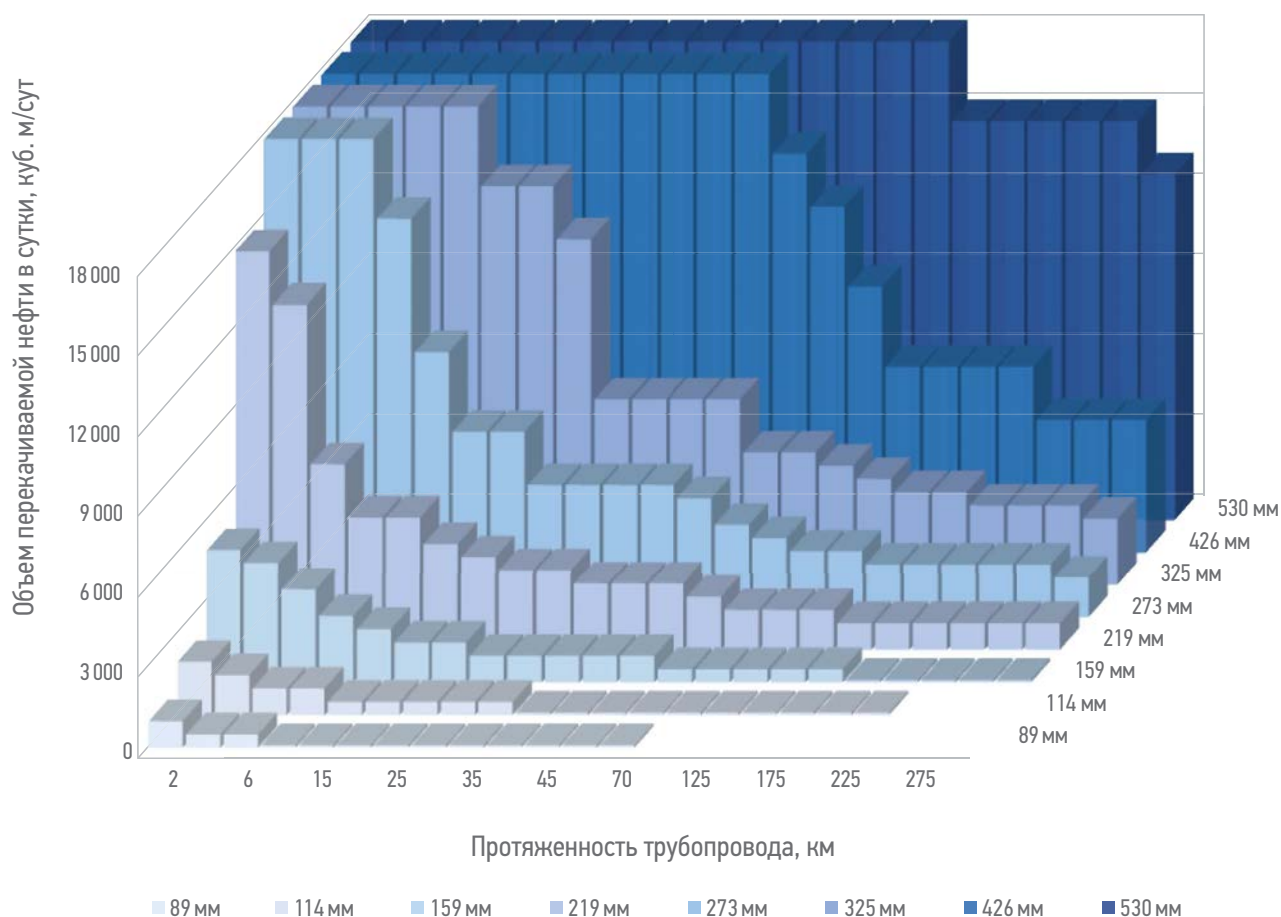


Рис. 3. Зависимость диаметра трубопровода от его протяженности и объема перекачиваемой нефти. Составлено авторами
Fig. 3. The dependence of the pipeline diameter on its length and the volume of oil pumped. Compiled by the authors

Автоматически подобранный по формуле (1) диаметр газопровода проверяется на ограничение по скорости движения газа в газопроводе ≤ 20 м/с [4].

В случае нелинейных газопроводных систем, не поддающихся описанию по формуле (1), необходим предварительный расчет в специализированном ПО с подбором оптимальных схем трубопроводов под весь возможный интервал объемов добычи с дальнейшим автоматическим расчетом диаметров [2].

Расчет производительности объектов подготовки и транспорта продукции выполняется на пиковую добычу продукции в год по ЛУ. Стоимость площадных объектов рассчитывается по типовым шаблонным стоимостным моделям, выполненным в ИС CAPEX IT, в зависимости от требуемого качества подготовки. При наличии достаточного обоснования и достоверных исходных данных возможно выполнение оптимизации оборудования по аппаратам, исключение объектов общезаводского хозяйства и т.п.

Модуль «Обустройство» позволяет автоматически масштабировать объекты обустройства под заданные профили добычи флюидов и рассчитать:

- газовый баланс, с учетом отбора газа на собственные нужды: подготовку нефти, конденсата, компримирования газа, газа на усадку жидких компонент C3,4 и C5+;
- электрическую мощность электростанции собственных нужд с учетом всех основных потребителей по годам, единичную мощность энергоблоков и их количество;
- инвестиционный резерв;
- предварительный расчет штрафов за сжигание ПНГ.

Расчетный модуль позволяет автоматически определить сроки ввода и мощность дожимных компрессорных станций по ступеням (ДКС), а также производить оптимизационные расчеты с вводом ДКС при снижении устьевого давления, либо без ввода ДКС и поддержании высокого устьевого давления, достаточного для межпромыслового транспорта и подготовки. Кроме того, возможен учет свободных мощностей (объемы и профиль давления) в точке подключения. Решения по энергоснабжению ЛУ. Расчет требуемой мощности электроснабжения на добычу, подготовку и перекачку продукции выполняется по заданным условиям (глубина скважины, динамический уровень,

требуемое давление на устье нагнетательной скважины и др.) и зависит от профилей добычи, условий транспортировки и состава объектов подготовки. Исходя из расчетного электропотребления определяется мощность объекта генерации (ГПЭС или ГТЭС), компоновка объектов внешнего энергообеспечения.

Дополнительно предусматривается строительство внутрипромысловых подстанций в зависимости от протяженности нефтесборных коллекторов. На каждые 100 км нефтесборных трубопроводов закладывается ПС-35/10 требуемой мощности и ВЛ-35 кВ протяженностью 25 км. При расчете месторождений с большой протяженностью нефтесборных трубопроводов на каждые три ПС-35/10 добавляется ПС-110/35/10 требуемой мощности для обеспечения ПС-35/10 и ВЛ-110 кВ протяженностью 50 км.

Все вышеописанные расчеты в интегрированной модели «разработка–инфраструктура–экономика» выполняются в течение нескольких секунд, что позволяет выполнить вероятностную оценку новых активов в течение приемлемого времени.

При необходимости производится оптимизация технических решений на итоговых профилях добычи. Диаметры трубопроводов уточняются в специализированном ПО, мощность площадных объектов подготовки нефти в расчетном модуле ПО AutoUPN [5].

Для расчета стоимости объектов под требуемую производительность выбранного сценария производится масштабирование стоимости по формуле Ленца [5]. При необходимости

производится уточнение расчетов стоимостного инжиниринга в системе IT CAPEX с использованием тонких настроек: исключение технологических линий, отдельных аппаратов в соответствии с планируемой схемой подготовки, общестанционных сооружений, изменение способа прокладки трубопроводов, толщины стенки, наличие теплоизоляции, АСУТП и др.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Благодаря принятым допущениям и автоматизации решений по масштабированию физических и стоимостных параметров наземной инфраструктуры, реализован инструмент вероятностной оценки активов на этапе «Доступ» и создана интегрированная модель «разработка–инфраструктура–экономика». С учетом скорости выполнения вычислений (порядка нескольких секунд на вариант) возможно проведение серий инфраструктурных расчетов под различные концепции разработки и получение оптимальных решений. Представленный расчетный модуль «Обустройство» с учетом вышеописанных укрупненных технических и стоимостных подходов обеспечивает:

- оперативный расчет стоимости объектов инфраструктуры;
- наиболее точную оценку имеющихся неопределённостей и рисков этапов «Геология» и «Разработка» с определением NPV каждого сценария;
- оценку устойчивости актива к имеющимся неопределённостям.

СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

MEFS — Minimal Efficiency screening
СИ Capex IT — корпоративная информационная система стоимостного инжиниринга
АСУТП — автоматизированная система управления технологическим процессом
ГПЭС — газопоршневая электростанция
ГТЭС — газотурбинная электростанция
ГЭО — геолого-экономическая оценка
ДКС — дожимная компрессорная станция
ИС — информационная система

ЛУ — лицензионный участок
ПГ — природный газ
ПНГ — попутный нефтяной газ
ПО — программное обеспечение
ПРБ — поисково-разведочное бурение
СРР — сейсморазведочные работы
УПН — установка подготовки нефти
ЦОиАП — Центр оценки и анализа проектов
ООО «Газпромнефть НТЦ»
ЭБ — эксплуатационное бурение

Список литературы

1. Дымочкина М.Г. Геолого-экономическая оценка проектов: настоящее и будущее / М.Г. Дымочкина, П.Ю. Киселев, М.Н. Пислегин, Т.Г. Кузьмин, А.Т. Муллағалиев // ПРОНЕФТЬ. — 2018. — №3 (9). — С. 18–23.
2. Melnikov S.I., Vershigora N.V., Groo A.A., Grigorev D.S., Kiselev P.Y., Morozov V.V. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021. SPE-206572-MS.
3. Rose P.R. Risk analysis and management of petroleum exploration ventures, Tulsa, Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists, 2001. — 164 с.
4. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование. Введ. 15.04.2019.
5. Мурашов Б.А. Расчет и оптимизация объектов подготовки и перекачки нефти при оценке проектов в реинжиниринге / Б.А. Мурашов, Н.Ф. Тепляков // ПРОНЕФТЬ. — 2018. — №4 (10). — С. 71–74.

Reference

1. M.G. Dymochkina, P.Yu. Kiselev, M.N. Pislegin, T.G. Kuzmin, A.T. Mullagaliyev. GeoloGical and economic evaluation (Gee): from present to future. 'PRONEFT'. Professional'no o nefi. 2018. No. 3(9). P. 18–23. (In Russ.)
2. Melnikov S.I., Vershigora N.V., Groo A.A., Grigorev D.S., Kiselev P.Y., Morozov V.V. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021. SPE-206572-MS.
3. Rose P.R. Risk analysis and management of petroleum exploration ventures, Tulsa, Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists, 2001, 164 p.
4. GOST R 58367-2019 Development of onshore oil fields. Technological design. Introduction. 15.04.2019.
5. Murashov B.A., Teplyakov N.F. Raschet i optimizaciya ob'ektov podgotovki i perekachki nefi pri ocenke proektov v re-inzhiniringe (Calculation and optimization of oil treatment and pumping facilities when evaluating projects in reengineering). 'PRONEFT'. Professional'no o nefi. 2018. No. 4 (10). P. 71–74.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

С.И. Мельников — разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Б.А. Мурашов — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, разработал методические подходы к автоматизации расчета обустройства единичной скважины, развил методический подход к масштабированию расчетов на уровне MEFS III.

А.А. Гроо — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, разработал методические подходы к автоматизации расчета обустройства единичной скважины, развил методический подход к масштабированию расчетов на этапе MEFS III.

А.М. Муллин — подготовил текст статьи, развил методический подход к расчету объектов газовой инфраструктуры.

Sergey I. Melnikov — developed the concept of the article, finally approved the published version of the article.

Boris A. Murashov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, developed methodological approaches to automating the calculation of the construction of a single well, developed a methodical approach to scaling calculations at the MEFS III level.

Alexandr A. Groo — developed the concept of the article, prepared the text of the article, developed methodological approaches to automating the calculation of the construction of a single well, developed a methodical approach to scaling calculations at the MEFS III level.

Andrey M. Mullin — prepared the text of the article, developed a methodical approach to the calculation of gas infrastructure facilities.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сергей Игоревич Мельников — руководитель по разработке продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ», Центр оценок и анализа проектов, 119000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79 Д
melnikov.si@gazpromneft-ntc.ru

Борис Александрович Мурашов — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ», Центр оценок и анализа проектов, 119000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79 Д
Murashov.BA@gazpromneft-ntc.ru

Александр Александрович Гроо* — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ», Центр оценок и анализа проектов, 119000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79 Д
Groo.AA@gazpromneft-ntc.ru

Андрей Михайлович Муллин — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ», Центр оценок и анализа проектов, 119000, Россия, Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79 Д
Mullin.AM@gazpromneft-ntc.ru

Sergey I. Melnikov — manager, Gazpromneft STC LLC
75-79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia
e-mail: melnikov.si@gazpromneft-ntc.ru

Boris A. Murashov — industry manager, Gazpromneft STC LLC
75-79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia
e-mail: Murashov.BA@gazpromneft-ntc.ru

Alexandr A. Groo* — industry manager, Gazpromneft STC LLC
75-79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia
e-mail: Groo.AA@gazpromneft-ntc.ru

Andrey M. Mullin — industry manager, Gazpromneft STC LLC
75-79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia
e-mail: Mullin.AM@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ ПРИ ГЛУШЕНИИ СКВАЖИН С АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ (АЧИМОВСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ)

© Коллектив авторов,
2022



С.В. Тишкевич¹, И.А. Котов^{2,*}, А.Н. Коротченко³, А.А. Петров²

¹ПАО «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

³ООО «Инновационные технологии», РФ, Тюмень

Электронный адрес: Kotov.IA@tmn.gazprom-neft.ru

Ачимовская толща является перспективной для разработки трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), она представлена чередованием плотных мелкозернистых песчаников и глин, нефть распределена неоднородно, пласты разрозненные, геологическое строение сложное.

Цель. Описание эффективных методов глушения скважин с АВПД с помощью интеллектуальных систем. Поиск решений новых подходов и прорывных технологий в области глушения скважин.

Материалы и методы. На текущий момент опробованы разные технологические решения и определены подходы к каждому типу скважин, позволяющие регулировать технологический процесс. Однако работа с Ачимовской толщей требует высокотехнологичных методов. Глушение скважин — первый подготовительный этап перед началом цикла «жизни» скважины или уже в процессе добычи перед плановыми ремонтами, и именно на этом этапе необходимо сконцентрироваться на новых технологиях, расчетах и операционном процессе. В данной статье предложен к рассмотрению один из перспективных методов глушения скважин с применением цифровых продуктов и автоматизированного оборудования. Приведены примеры моделирования процесса глушения и получения данных по окончании работ в виде графических изображений. Проведен сравнительный анализ показателей фактического и планового выполнения работ. Сходимость результатов при глушении скважин составила 99 %.

Предложенный метод позволяет повысить качество выполняемых работ по глушению скважин и является технологическим прорывом. Кроме того, глушение скважин с применением цифровых продуктов позволит более точно формировать расчеты, снизит влияние человеческого фактора, сохранит добычные характеристики скважины и обеспечит увеличение межремонтного периода.

Результаты. Разработка программного комплекса для глушения скважин позволит исключить перерасход раствора и сократить затраты на дополнительные объемы в процессе глушения скважин.

Заключение. Таким образом, программное обеспечение необходимо для моделирования процесса циркуляции и очистки скважины, гидродинамических потерь, проведения расчетов эффективного замещения растворов другими технологическими жидкостями. Для внедрения данного продукта необходимы дополнительные полевые испытания.

Ключевые слова: глушение, аномально высокие пластовые давления, моделирование, программное обеспечение

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Тишкевич С.В., Котов И.А., Коротченко А.Н., Петров А.А. Применение интеллектуальных систем при глушении скважин с аномально высокими пластовыми давлениями (Ачимовские отложения). ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(2):85–89. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-85-89>

Статья поступила в редакцию 10.12.2021

Принята к публикации 21.03.2022

Опубликована 30.06.2022

THE USE OF INTELLIGENT SYSTEMS WHEN KILLING FLUIDS WITH ANOMALY HIGH FORMATION PRESSURES (ACHIMOV DEPOSITS)

Sergey V. Tishkevich¹, Ivan A. Kotov^{2,*}, Andrey N. Korotchenko³, Artem A. Petrov²

¹PJSC GAZPROM NEFT, RF, Saint Petersburg

²Gazpromneft STC RF, Saint Petersburg

³LLC «Innovative technologies», RF, Tyumen

E-mail: Kotov.IA@tmn.gazprom-neft.ru

The Achimovskaya stratum is promising for the development of hard-to-recover reserves (HRR), it is represented by alternating dense fine-grained sandstones and clays, oil is distributed heterogeneously, the layers are scattered, the geological structure is complex.

Purpose. Description of effective methods of killing wells with AHFP using intelligent systems. Search for solutions for new approaches and breakthrough technologies in the field of well killing.

Materials and methods. Now, various technological solutions have been tested and approaches have been determined for each type of wells, allowing to regulate the technological process. However, working with the Achimov formation requires high-tech methods. Killing wells is the first preparatory stage before the start of the well life cycle or already in the process of production before planned workovers, and it is at this stage that it is necessary to concentrate on new technologies, calculations and the operational process. This article proposes for consideration one of the promising methods of killing wells using digital products and automated equipment. Examples of killing process modeling and obtaining data on completion of work in the form of graphic images are given. A comparative analysis of indicators of actual and planned performance of work was carried out. The convergence of results during well killing was 99%.

The proposed method improves the quality of well killing operations and is a technological breakthrough. In addition, killing wells using digital products will make it possible to more accurately generate calculations, reduce the impact of the human factor, preserve the production characteristics of the well and ensure an increase in the turnaround time.

Results. The development of a software package for well killing will make it possible to eliminate the overspending of the solution and reduce the cost of additional volumes in the process of well killing.

Conclusion. Thus, the software is necessary for modeling the process of circulation and well cleaning, hydrodynamic losses, and performing calculations of effective replacement of solutions with other process fluids. Additional field trials are required to introduce this product.

Keywords: kill-fluid, jamming, abnormally high reservoir pressures, modeling, software

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Tishkevich S.V., Kotov I.A., Korotchenko A.N., Petrov A.A. The use of intelligent systems when killing fluids with anomaly high formation pressures (Achimov deposits). PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(2):85–89. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-85-89>

Manuscript received 10.12.2021

Accepted 21.03.2022

Published 30.06.2022

ВВЕДЕНИЕ

Ачимовская толща является перспективной для разработки трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), она представлена чередованием плотных мелкозернистых песчанников и глин, нефть распределена неоднородно, пласты разрозненные, геологическое строение сложное.

Ачимовские отложения различаются от региона к региону и распространены почти по всей Западной Сибири с северо-востока на юго-запад: от полуострова Гыдан и практически до Тюмени и Омска, площадь распространения превышает 920 тыс. км².

Свое имя отложения получили в 1959 году по названию села Ачимово в Омской области. Автором названия является выдающийся ученый-нефтяник, один из первооткрывателей Западно-Сибирской нефтеносной провинции Фабиан Григорьевич Гурари. Он первым начал изучать это образование в Обско-Иртышском междуречье.

Ачимовские отложения расположены на глубинах от 2500 до 4000 м. Доля извлечения из Ачимовских пластов составляет 7–14 %, а для традиционного коллектора этот показатель составляет 25–35 %. Ачимовские отложения примерно в 100 раз сложнее поддаются освоению, чем традиционные породы (по показателям проницаемости по жидкости и газу) [1]. И как следует, традиционные,

базовые технологии не являются решением для достижения положительных результатов деятельности в текущем и капитальном ремонте скважин.

Одним из важных процессов перед началом ремонта скважины является глушение. Глушение скважин — это технологический процесс, предшествующий капитальному и текущему ремонту скважин, в результате которого создаётся противодействие на пласт и прекращается добыча пластового флюида из целевого объекта. При глушении скважин с АВПД проблема состоит в том, чтобы выполнить необходимые расчеты по закачке жидкости глушения с минимальными потерями, так как в условиях АВПД стоимость жидкости глушения и работы бригады КРС более высока по сравнению с традиционными скважинами гидростатического давления [2, 3].

Данная статья позволит обосновать методы глушения скважин с АВПД с использованием интеллектуальных систем и в дальнейшем применять их в практических задачах.

ЦЕЛЬ

Целью статьи является описание эффективных методов глушения скважин с АВПД с помощью интеллектуальных систем, поиск решений новых подходов и прорывных технологий в области глушения скважин.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

На сегодня глушение скважин выполняется стандартным методом, при котором необходимо выполнить несложный алгоритм расчетов и подготовительных работ перед началом операции. Однако при выполнении стандартного алгоритма действий не всегда учитываются факторы АВПД, такие как:

- скорость восходящего потока;
- газовый фактор;
- движение жидкости глушения в скважине;
- производительность насосов.

Вышеуказанные параметры и зависимость производительности насосов при глушении скважин можно учитывать в методическом модуле (система управления параметрами закачиваемых в скважину жидкостей при глушении), который позволяет выполнять расчёт параметров глушения, кроме того, учитывать влияние жидкости глушения скважин на фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны пласта. Модуль позволяет по заданному постоянному и переменному расходу жидкости глушения скважин определить давление на забое скважин, скорость фильтрации и глубину проникновения в призабойную зону пласта [2, 4].

Используя данную функцию расчётно-методического модуля, можно рассчитать наиболее приемлемые технологические параметры для глушения скважины с целью минимизации воздействия на ПЗП. В других комплексах данная функция отсутствует, а определяются лишь гидравлические

показатели для выполнения операции глушения.

Приведем примеры моделирования расчетов дизайна глушения скважин с помощью интеллектуальной системы управления параметрами закачиваемых в скважину жидкостей при глушении (рис. 1, 2).

На рис. 1 изображены итоговые значения расчетов дизайна глушения, а именно указаны параметры объема закачки, давление трубное и затрубное, расход насосов, время закачки и окончания операции по глушению. Приведенный график позволяет четко спланировать весь цикл операции по глушению скважины, не допустить отклонений, так как система имеет сигнал оповещения, а при возникновении отклонений даёт возможность оперативного управления в процессе работ.

На рис. 2 изображён график фактической закачки на месторождении N, скважины N. Если сопоставить его с прогнозным, то можно увидеть сходство в 99 % выполнения заданных параметров при глушении скважин. Таким образом, можно сделать выводы, что предлагаемый комплексный подход с использованием интеллектуальных систем позволяет выполнить работы с малой вероятностью отклонений.

Предлагаемый подход целесообразен при проведении работ по глушению скважин, поскольку структурирован, имеет точные расчеты по расходным материалам (жидкости глушения), графическое сигнальное оповещение и алгоритм управления скважиной при возникновении внештатных ситуаций.

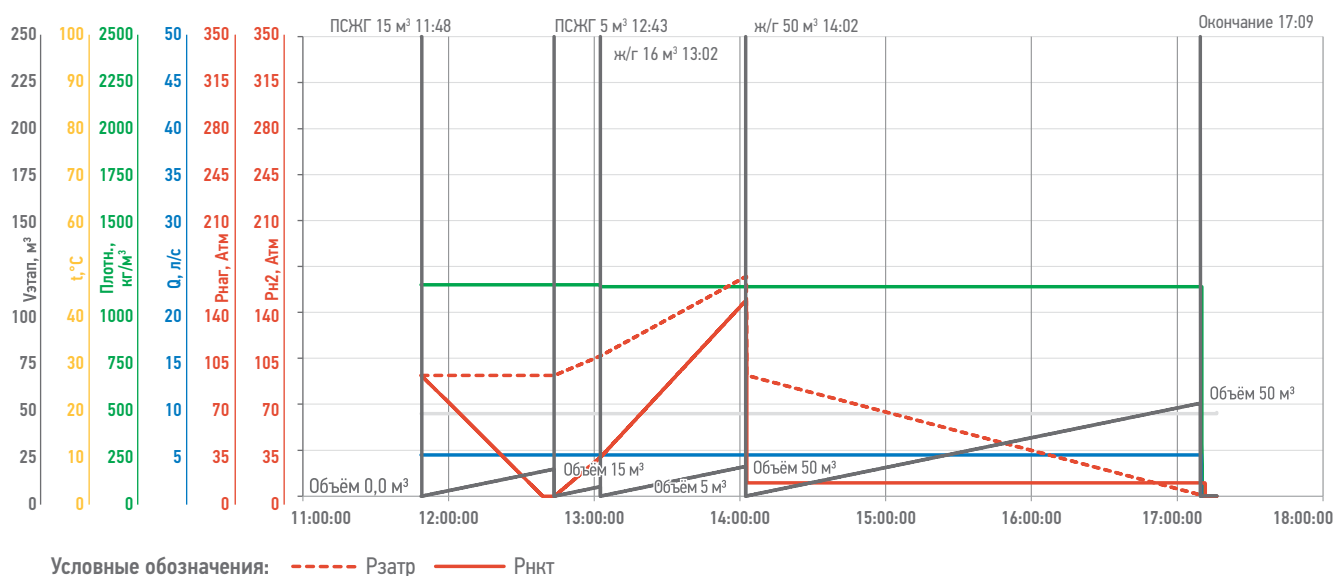


Рис. 1. Прогнозируемый график закачки жидкости глушения в скважину (Котов И.А., Коротченко А.Н.)
Fig. 1. Predicted schedule for injection of killing fluid into the well (Kotov I.A., Korotchenko A.N.)

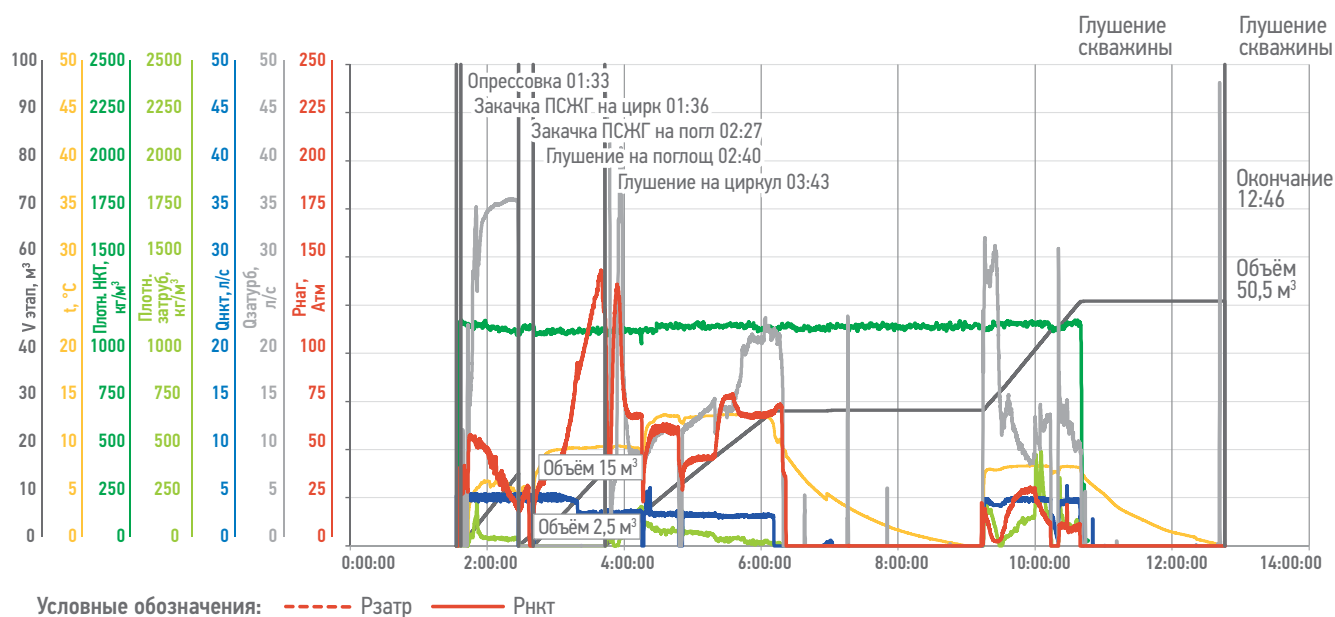


Рис. 2. Фактический график закачки жидкости глушения в скважину (Котов И.А., Коротченко А.Н.)
Fig. 2. Actual schedule of killing fluid injection into the well (Kotov I.A., Korotchenko A.N.)

РЕЗУЛЬТАТЫ

Разработка программного комплекса для глушения скважин позволит исключить перерасход раствора и сократить затраты на дополнительные объемы в процессе глушения скважин.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПАРАМЕТРАМИ ЗАКАЧИВАЕМЫХ В СКВАЖИНУ ЖИДКОСТЕЙ ПРИ ГЛУШЕНИИ ДОКАЗАЛА СВОЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НА СКВАЖИНАХ С АВПД.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целевой образ продукта будет представлять собой систему обвязки устья скважины с приборами и программным обеспечением, где алгоритм взаимодействия со скважиной представлен следующим образом:

- данные с датчиков (термометр, манометр) передаются в программу расчета и отображаются на мониторе оператора;
- программное обеспечение №1 выполняет расчеты параметров глушения;
- после начала закачки жидкости глушения в скважину и получения циркуляции программное обеспечение №2 (контроллер

управления блоком дросселирования) корректирует режимы закачки в реальном времени, при необходимости создает противодействие и перераспределяет потоки жидкости на дегазатор;

- оператор контролирует процесс и может в случае необходимости скорректировать параметры работы комплекса.

В результате решения поставленных задач, дальнейшего внедрения и организации производства необходимо разработать и иметь понятный инструментарий, где расчеты и технологию проведения работ должны планировать с помощью специализированного программного обеспечения. Программное обеспечение необходимо для моделирования процесса циркуляции и очистки скважины, исключения гидродинамических потерь, проведения расчетов эффективного замещения растворов другими технологическими жидкостями. Для внедрения данного продукта необходимы дополнительные полевые испытания.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ТрИЗ — трудноизвлекаемые запасы;
АВПД — аномально высокое пластовое давление;
КРС — капитальный ремонт скважин;
ПЗП — призабойная зона пласта;

Список литературы

1. Букатов М.В., Пескова Д.Н., Ненашева М.Г., Погребнюк С.А., Тимошенко Г.М., Солодов Д.В., Жуков В.В., Бочков А.С. Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2018. — № 2 (8). — С. 16–21.
2. Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных горизонтальных скважин на Ачимовские отложения Уренгойского НГКМ» / ООО «Газпром проектирование». — Санкт-Петербург, 2012.
3. ПАО «Газпромнефть» [сайт]. — URL: <https://achimovka.neftegaz.ru/>
4. ПАО «Газпром» [сайт]. — URL: <https://www.gazprom.ru/projects/urengoykskoye/>

References

1. Bukatov M.V., Peskov D.N., Nenasheva M.G., Pogrebnyuk S.A., Timoshenko G.M., Solodov D.V., Zhukov V.V., Bochkov A.S. Key problems of achimov deposits development on the different scales of studying. Magazine PRONEFT. Professionally about oil. 2018. No. 2(8). P. 16–21.
2. Group working project «Construction of production horizontal wells on the Achimov deposits of the Urengoykskoye oil and gas condensate field». LLC «Gazprom design». Saint Petersburg, 2012.
3. PJSC Gazpromneft [website]. URL: <https://achimovka.neftegaz.ru/>
4. GAZPROM [website]. URL: <https://www.gazprom.ru/projects/urengoykskoye/>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

И.А. Котов — разработал концепцию статьи, выполнил сравнительный анализ графических координат. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

С.В. Тишкевич — принял активное участие в организации и координации работ.

А.Н. Коротченко — оказал экспертную поддержку в области технологий глушения скважин, построения графических координат, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.А. Петров — подготовил текст статьи, принимал участие в сравнительном анализе графических координат.

Ivan A. Kotov — developed the concept of the article, performed a comparative analysis of graphical coordinates. I agree to take responsibility for all aspects of the work, I finally approved the published version of the article.

Sergey V. Tishkevich — took an active part in organizing and coordinating the work.

Andrey N. Korotchenko — provided expert support in the field of well killing technologies, plotting graphical coordinates, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Artem A. Petrov — prepared the text of the article, took part in the comparative analysis of graphical coordinates.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Иван Александрович Котов* — руководитель проектов,
ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Kotov.IA@tmn.gazprom-neft.ru

Сергей Викторович Тишкевич — директор программ внутрискважинных работ,
ПАО «Газпром нефть»
190000, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5, литер А.
e-mail: Tishkevich.SV@gazprom-neft.ru

Андрей Николаевич Коротченко — директор,
ООО «Инновационные технологии»
625000, Тюменская область, г. Тюмень,
ул. Советская, д.65, корпус 2.
e-mail: in_tech@bk.ru

Артём Андреевич Петров — специалист,
ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Petrov.AAn@gazpromneft-ntc.ru

Ivan A. Kotov* — Project manager, Gazprom-neft STC LLC
75–79 liter D, Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Kotov.IA@tmn.gazprom-neft.ru

Sergey V. Tishkevich — Director of downhole work programs, PSC «Gazprom нефть»
3–5, letter A, st. Pochtamtskaya,
190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Tishkevich.SV@gazprom-neft.ru

Andrey N. Korotchenko — Ph.D. in technical science, Director of company, LLC «Innovative technologies»
house 65, building 2, Sovetskaya st.,
625000, Tyumen Region, Tyumen, Russia.
e-mail: in_tech@bk.ru

Artem A. Petrov — Specialist, Gazprom-neft STC LLC
75–79 liter D, Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Petrov.AAn@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПРИМЕНЕНИЕ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ В ИРАКЕ ДЛЯ КОНДЕНСАЦИИ НИЗКОКИПЯЩИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

М.В. Прокопьев¹, И.Ю. Воробьев^{2,*}, Ю.Г. Рахмангулов²

¹Gazprom Neft Middle East B.V, ОАЭ, Дубай

²Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: vorobiev.ilya@gmail.com

Цель. С целью увеличения выхода товарной нефти рассмотрен способ сокращения капельного уноса жидкости на факельную систему и снижения жирности попутного нефтяного газа (ПНГ) на установке подготовки нефти (УПН) месторождения в Ираке путем охлаждения сырьевого потока в аппаратах воздушного охлаждения (АВО).

Материалы и методы. Создана интегрированная модель месторождения, включающая модели скважинных лифтов, устьевых штуцеров, нефтесборной сети, АВО, материально-теплого баланса УПН. Выполнена оценка эффективности использования АВО при подготовке нефти с учетом сезонной температуры воздуха. Показаны основные преимущества и недостатки применения предлагаемой схемы.

Результаты. По результатам комплексной оценки принято решение о реализации пилотного проекта с помощью арендованного оборудования. Анализ последующего практического опыта применения АВО подтвердил расчетное изменение технологического режима УПН и качества нефти: снижение газового фактора нефти, разгрузка сепараторов, минимизация уноса газового конденсата, уменьшение плотности нефти за счет сохранения конденсата в жидкой фазе, при этом давление насыщенных паров (ДНП) остается в допустимых товарной спецификацией значениях. Важно отметить, что выполнялся пересчет значений истинного давления паров под климатические условия: по этому параметру устанавливаются минимально допустимые температуры охлаждения, а также обеспечивается безопасность транспортировки нефтевозами в жарком климате (до 55 °С) без испарения.

Заключение. Рассмотренный в статье АВО, использованный для пилотного проекта, изначально спроектирован и изготовлен для применения на другом месторождении. Поэтому одной из задач проекта стало обоснование применимости данного АВО в схеме подготовки для месторождения с завершенным обустройством. Новизна работы заключается в нестандартном применении АВО в схеме подготовки нефти.

Результаты моделирования работы АВО в схеме подготовки нефти и фактическая работа установленного АВО показывают увеличение объема товарной продукции УПН при низких капитальных и операционных затратах. По результатам успешной реализации пилотного проекта принято решение о тиражировании решения на месторождении для максимизации выхода товарной нефти.

Ключевые слова: капельный унос нефти, легкие жидкие углеводороды (ЛЖУ), давление насыщенных паров (ДНП), улавливание легких фракций (УЛФ), охлаждение нефти, концевая сепарационная установка (КСУ), аппарат воздушного охлаждения (АВО), газовый фактор (ГФ), попутный нефтяной газ (ПНГ)

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Прокопьев М.В., Воробьев И.Ю., Рахмангулов Ю.Г. Применение аппаратов воздушного охлаждения на месторождении в Ираке для конденсации низкокипящих углеводородов из попутного нефтяного газа. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(2):90–100. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-90-100>

Статья поступила в редакцию 01.11.2021

Принята к публикации 14.03.2022

Опубликована 30.06.2022

APPLICATION OF AIR COOLED HEAT EXCHANGERS FOR CONDENSATION OF NATURAL GAS LIQUIDS FROM ASSOCIATED PETROLEUM GAS IN AN OIL FIELD IN IRAQ

Mikhail V. Prokopen¹, Ilya Yu. Vorobev^{2,*}, Yulay G. Rakhmangulov²

¹Gazprom Neft Middle East B.V, Dubai, UAE

²Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

E-mail: vorobiev.ilya@gmail.com

Aim. The paper describes a method for increasing the yield of stock-tank oil by reducing oil carryover with associated petroleum gas (APG) to the flare system and decreasing natural gas liquids content in associated gas separated at the central processing facilities (CPF) of the oil field in Iraq by cooling the feed stream in air cooling (AC) units.

Materials and methods. An integrated model (IM) of the field was built including: a well lift models, a wellhead choke models, a model of an oil gathering network, a models of AC heat exchange, a model of material and heat balance of an CPF. The AC performance in oil treatment was estimated. The main advantages and disadvantages of using the proposed technology are shown.

Results. The decision to implement the pilot project using the leased equipment was made based on the results of a integrated assessment. Estimated improvements in the operational mode of the CPF and oil quality were confirmed by analysis of subsequent practical experience in the use of AC: a decrease in the gas factor of oil, unloading of separators, minimization of carry-out of gas condensate, a decrease in density due to retention of condensate in the liquid phase, while the Reid vapor pressure (RVP) remains within acceptable export specification values. It is important that the values of the True vapor pressure (TVP) were recalculated for climatic conditions: this parameter sets the minimum allowable cooling temperatures, and also ensures the safety of transportation by trucks in a hot climate ($\geq 55^{\circ}\text{C}$) without evaporation.

Conclusion. An AC unit considered in the article was originally designed for use in another field. Therefore, one of the tasks was to validate the applicability of this AC unit in the oil treatment process for a field with completed infrastructure. The novelty of the study lies in the non-standard use of an AC unit in the oil treatment oil treatment process.

The results of simulation of using AC units in oil treatment and the actual operation of an AC showed increased output of stock-tank oil at the CPF at low capital and operating costs. The decision to replicate the technology in the field was taken following the results of a successful pilot project to maximize the yield of stock-tank oil.

Keywords: oil carryover; light liquid hydrocarbons; saturated vapor pressure; downstream separator; vapor recovery; oil cooling; terminal separation unit; air cooler (AC) unit; gas-to-oil ratio (GOR); associated petroleum gas (APG)

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Prokopev M.V., Vorobev I.Yu., Rakhmangulov Yu.G. Application of air cooled heat exchangers for condensation of natural gas liquids from associated petroleum gas in an oil field in Iraq. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(2):90–100. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-90-100>

Manuscript received 01.11.2021

Accepted 14.03.2022

Published 30.06.2022

ВВЕДЕНИЕ

Существует проблема капельного уноса легких фракций нефти с потоком попутного нефтяного газа (ПНГ). Капельный унос в составе сооружений подготовки нефти происходит по нескольким причинам, главными из которых являются несовершенство сепарационного оборудования, высокая температура потока, избыточная скорость и момент инерции газа в паровой фазе сепараторов, высокий газовый фактор, нестабильность режима добычи и поступления сырья на подготовку.

Для каждого месторождения характерны свои климатические условия, физико-химические свойства флюида в пластовых и поверхностных условиях, применяемая раскустовка скважин, соотношение объемов нефти, газа и воды в добываемом флюиде и т.д. Поэтому для достижения оптимальных термобарических условий сепарации скважинной продукции и ее подготовки до технических условий сдачи нефти применяются различные конфигурации оборудования и комбинации давлений и температур.

В рамках этого проекта решена проблема капельного уноса легких фракций нефти с потоком ПНГ с учетом особенностей конкретного месторождения в Ираке.

ОБЗОР РАННЕЕ ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ

Существуют различные решения для оптимизации сепарации скважинной продукции — от решений с комплексным подходом [1] до оптимизации режимов работы отдельных аппаратов установки подготовки нефти и газа [2–6]. Большая часть публикаций посвящена решениям оптимизации сепарации газа от нефти на сепараторах первой ступени и предварительного отбора газа.

Авторы [1] предлагают в процессе разработки технологии, проектирования и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспорта нефти и газа установить режимы сепарации с учетом следующих факторов:

- на первой ступени сепарации давление не ниже требуемого для бескомпрессорного транспорта нефтяного газа потребителю;
- на второй ступени сепарации давление определяется гидравлическим режимом работы оборудования и трубопроводов из условия работы концевой сепарационной установки (КСУ) при давлении 1,05 бара;
- смесь легких жидких углеводородов (ЛЖУ), отделяемая в газовых и факельных сепараторах, установках подготовки газа, направляется в процесс подготовки нефти.

При этом не всегда обеспечиваются оптимальные режимы, позволяющие достичь максимального выхода товарной нефти.

Авторы [2] предлагают решение на определении оптимального давления сепарации в газосепараторе с учетом состава поступающего на подготовку флюида. Однако такой подход требует регулярных пересчетов параметров сепарации флюида с изменяющимися со временем составом и термобарическими свойствами.

С ПРИМЕНЕНИЕМ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ПОВЫШАЕТСЯ ВЫХОД ТОВАРНОЙ НЕФТИ С УПН И УЛУЧШАЕТСЯ КАЧЕСТВО СЕПАРАЦИИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ.

Авторы [3] делают вывод о необходимом количестве ступеней в зависимости от режима работы скважин. Для фонтанирующих скважин при условии поддержания давлений насыщения или высоких давлениях (30–40 бар) применять многоступенчатую сепарацию (6–8 ступеней), во всех остальных случаях применять трехступенчатую сепарацию нефти от газа.

Источник [4] предлагает использовать депульсатор, который отводит 50–90 % газа в отдельный каплеуловитель, минуя сепарационную емкость, позволяя многократно снизить в ней скорость газа и улучшить гравитационное осаждение.

Из практически реализованных идей следует выделить решения в источниках [5, 6]. В источнике [5] на концевых участках систем сбора нефти и газа предлагается использование установки улавливания легких фракций (УЛФ) для утилизации низконапорного газа. Авторы статьи утверждают, что применение УЛФ позволяет существенно снизить затраты за счет исключения компрессорной станции (КС).

Нестандартным решением в схемах подготовки нефти является применение чиллера [6]. В рамках реализации газовой программы применение чиллера позволило сократить выбросы вредных веществ, получить прибыль от развития газового бизнеса в регионе и дополнительный доход от реализации квоты на выбросы парниковых газов.

Из приведенных источников литературы видно, что для улучшения и оптимизации сепарации нефти и газа существует большой набор инструментов, их применение осуществляется с учетом особенностей месторождения и экономически обоснованных капитальных и операционных затрат.

Однако следует отметить, что предлагаемая в рамках этого проекта технология охлаждения газонефтяного потока при помощи АВО не описана в доступных литературных источниках.

ЦЕЛИ, ЗАДАЧИ И СУТЬ РАБОТЫ

Данное месторождение в Ираке разрабатывается четырьмя высокопродуктивными скважинами №1, 2, 3 и 4. Центром сбора и подготовки является установка подготовки нефти (УПН). Сдача отсепарированного газа с первой ступени осуществляется через газопровод внешнего транспорта на электростанцию. Товарная нефть отгружается и вывозится автотранспортом.

Основными вызовами, связанными с особенностями месторождения, при подготовке нефти являются:

- высокая температура скважинной продукции (до 90 °С);
- высокая температура окружающей среды (до 55 °С в летний сезон);
- высокий газовый фактор (ГФ) до 360 м³/м³ и, как следствие, высокое содержание компонентов нефти C₅₊ в ПНГ.

Совокупность вышеуказанных факторов приводит к высокой жирности попутного нефтяного газа с постоянным уносом ЛЖУ в составе ПНГ как в паровой, так и в жидкой фазе. Прямым признаком уноса является капельная жидкость (смесь нефти и конденсата) в оборах проб газа, высокая температура сепарации (75–90 °С), а также отсутствие конденсации на факельном сепараторе.

Также стоит включить параметр давления насыщенных паров (ДНП) товарной нефти. При регламентируемом в спецификации значении 67 кПа фактически ДНП составляет 35 кПа (рис. 1). С одной стороны, это подтверждает факт уноса ЛЖУ с газом, т.к. их содержание в нефти и ДНП связано прямой зависимостью, с другой — разница между предельным и фактическим ДНП подтверждает наличие потенциала для возможной конденсации части ЛЖУ в товарной нефти. На приведенном графике фактического ДНП (рис. 1) видно, что в летний период значения более низкие, чем в зимний. Это связано с более высокими температурами сепарации в первом случае и, наоборот, более низкими — во втором. Рост ДНП в мае связан с падением добычи в этот период, что также привело к снижению температуры сепарации: при снижении скорости потока в трубопроводах теплообмен с окружающей средой происходит более интенсивно.

В связи с этим авторами была выдвинута гипотеза о возможности увеличения выхода товарной нефти с установки подготовки нефти (УПН) путем конденсации ЛЖУ из газа в процессе подготовки: для этого необходимо снизить температуру флюида на входе УПН.

В качестве вариантов снижения уноса ЛЖУ с ПНГ были рассмотрены следующие варианты:



Рис. 1. Фактические ДНП товарной нефти и температура сепарации (Воробьев И.Ю.)

Fig. 1. Actual saturated vapor pressure of stock-tank oil and high-pressure separation temperature (Vorobev I.Yu.)

- применение эффекта Джоуля — Томсона для захлаживания флюида в различных конфигурациях (как для входного потока, так и для газа сепарации);
- установка теплообменных аппаратов вода — газ и вода — нефть для охлаждения флюида;
- установка аппаратов воздушного охлаждения (АВО) на факельных линиях для газа высокого давления (ВД) и низкого давления (НД);
- строительство установки комплексной подготовки газа (УКПГ) с пропановыми холодильными установками (ПХУ) или турбодетандерными агрегатами (ТДА).

Процессы низкотемпературной сепарации при подготовке попутного или природного газа основаны на эффекте Джоуля — Томсона. При этом, согласно [7], для достижения эффекта требуется давление потока на уровне 69 бар (6900 кПа). Так как добываемый флюид имеет достаточно высокий газовый фактор (до 360 м³/м³) и при этом не обладает достаточным потенциалом давления (ввиду фонтанной эксплуатации скважин и ограничения по давлению на входе экспортного газопровода), авторами была создана симуляционная модель для оценки применимости метода дросселирования для охлаждения флюида на входе УПН. Суммарный эффект Джоуля — Томсона для потока флюида становится положительным только при большом перепаде давления (достигнуто снижение температуры флюида от 80 до 62 °С при перепаде давления с 43 до 4,5 бара). Однако достигнутый уровень охлаждения в комбинации с низким давлением после дросселя не способствует конденсации целевых компонентов. Более того, снижение давления приводит к расширению газа и в комбинации с ограниченными размерами сепараторов усугубляет проблему уноса капельной жидкости. Поэтому были рассмотрены

другие технологии конденсации углеводородов без значительного перепада давления. Фазовая диаграмма ПНГ с первой ступени сепарации представлена на **рис. 2**.

Низкому перепаду давления при правильном подборе типоразмера отвечают АВО. Более того, в сравнении с другими вышеописанными методами снижения уносов ЛЖУ применение АВО менее капиталоемкий и менее длительный к внедрению вариант, что наиболее целесообразно в случае рассматриваемого месторождения с падающей добычей. Поэтому в статье в дальнейшем рассматриваются аспекты применимости аппаратов АВО для конденсации низкикипящих компонентов нефти из газовой фазы.

Целью проекта является поиск способа сокращения капельного уноса нефти и снижения содержания ЛЖУ в составе ПНГ с помощью экономически доступной и простой в применении технологии охлаждения скважинной продукции аппаратами воздушного охлаждения перед блоком входных сепараторов. Для достижения обозначенной выше цели были решены следующие задачи.

- Разработана комплексная достоверная интегрированная модель «пласт — скважина — инфраструктура» с использованием различных программных продуктов. Применение различных симуляторов связано, во-первых, с необходимостью прогнозирования добычи на скважинах, во-вторых, с различными возможностями и назначением каждого симулятора. Далее, для комплексной модели применяется термин «интегрированная модель» (ИМ).
- С учетом имеющейся базы данных замеров дебитов, давлений и температур скважин, параметров работы сети сбора и установки подготовки нефти ИМ была настроена и адаптирована к фактическим данным, т.е. адекватно воспроизводит текущий режим добычи и подготовки нефти.

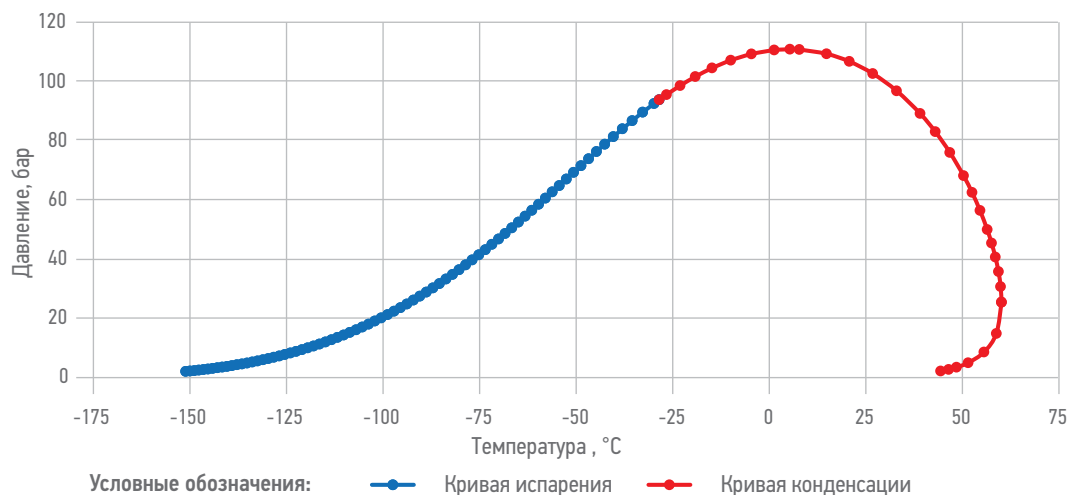


Рис. 2. Фазовая диаграмма ПНГ с первой ступени сепарации (Воробьев И.Ю.)
Fig. 2. High-pressure APG phase envelope (Vorobev I.Yu.)

- Далее ИМ была использована для прогнозирования режимов добычи и подготовки нефти для среднесрочного прогноза с учетом сезонных изменений (деление на зимний, летний и переходный (осенний, весенний) периоды) технологического режима УПН. Расходы по фазам, давления и температуры, будучи параметрами материально-теплогового баланса, являются основными прогнозными параметрами.
- На ИМ выполнена оценка применения технологии АВО на прогнозные уровни добычи с фокусом на ожидаемые изменения в процессе опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ).

ОПЭ АВО успешно проведена в течение одного месяца. Сравнение фактически полученного эффекта с прогнозными показателями подтвердило применимость модели и высокую сходимость результатов. По результатам ОПЭ проведена незначительная доработка на фактический режим работы и принято решение о тиражировании предложенной технологии с учетом сроков эксплуатации (до достижения предельного ДНП товарной нефти) и прогнозной производительности скважин.

Актуальность работы обоснована следующими факторами:

- получение дополнительных объемов нефти;
- простота применения технологии;
- тиражируемость внутри рассматриваемого месторождения и потенциальная возможность применения АВО на ранних этапах эксплуатации до ввода основной газовой инфраструктуры на других месторождениях;
- наличие множества невостребованного оборудования на складах поставщиков, готовых к использованию, в том числе АВО;

- широкая зона применения на месторождениях с жарким климатом и ограниченной площадью под размещение объектов (например, шельфовые платформы).

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ. ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ

Для оценки влияния температуры флюида на процесс подготовки необходимо иметь достоверные данные о прогнозных температурах скважинного флюида на первой ступени сепарации УПН и флюидальную модель, релевантную фактическим данным замеров и исследований.

Температура скважинного флюида на входе в УПН зависит от нескольких переменных, таких как:

- дебиты по каждой скважине;
- конструкция скважин с температурным градиентом по геологическому разрезу;
- соотношение фаз (вода, нефть, газ) в потоке;
- размер сечения штуцера;
- скорость смеси и время ее пребывания в системе нефтесборов;
- климатические условия (температура грунта, воздуха).

Для решения этой задачи были приняты следующие предпосылки:

- температура пласта является постоянной и известной величиной;
- имеющиеся данные фактических замеров давлений, температур и расходов по системе скважина — штуцер — сеть — манифольд — УПН достоверны;
- температуры воздуха по сезонам приняты согласно истории метеонаблюдений в ближайшем к месторождению населенном пункте и данным статистики погодной

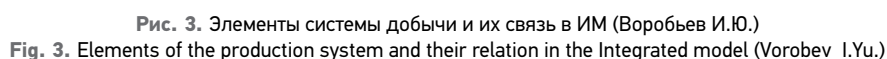
Для моделирования была выбрана вся система добычи месторождения. Она включает следующие составляющие:

- пласт как начальная точка расчета с постоянной температурой;
- скважина как модель теплообмена флюида со стенками НКТ, затрубным пространством и окружающим грунтом;
- штуцер и фильтр механических примесей как модели местного сопротивления для оценки дроссель-эффекта;
- подземные участки сети сбора как модели теплообмена флюида со стенкой трубы и окружающим грунтом от скважин до входа в манифольд;
- АВО как модель теплообмена флюида в теплообменном аппарате;
- манифольд как модель теплообмена флюида в надземном участке обвязки УПН;
- УПН как входная точка в сепаратор высокого давления.

- Petroleum Experts Prosper для моделей скважин;
- Petroleum Experts Gap для моделей штуцеров, фильтров, сети сбора и манифольда;
- Aspen EDR для модели АВО;
- Aspen HYSYS для модели УПН;
- Microsoft Excel для расчета скорости потока газа в паровой фазе сепараторов.

Определяющим фактором для достоверного прогнозирования температур и давлений в ИМ является настройка гидравлических и тепловых параметров на данные фактических замеров в разных точках системы добычи. Забойная температура была принята равной пластовой и постоянной во времени согласно регулярно адаптируемой на фактические данные геолого-гидродинамической модели месторождения и датчикам забойной телеметрии. Температуры, давления и расходы флюида по фазам в ключевых узлах системы добычи на поверхности (до и после скважинных штуцеров, вход и выход с АВО, входной сепаратор УПН) — по данным геотехнических изысканий, отчетов об испытании скважин, а также по данным системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA), скважинных замеров.

В результате адаптации ИМ на фактические данные была достигнута сходимость с точностью воспроизведения ретроспективного состояния системы добычи не менее 95 %.



Созданная и адаптированная на факт ИМ позволила выполнить прогнозирование изменения температуры потока в зависимости от переменных параметров состояния всей системы. Принципиальная схема ИМ представлена на **рис. 3**.

ГРАНИЦЫ ПРИМЕНЕНИЯ АВО

Критерии применимости и границы охлаждения флюида аппаратами АВО обусловлены спецификациями товарной нефти и требованиями безопасной транспортировки при температуре воздуха до 55 °С. Помесячно были оценены минимальные температуры охлаждения флюида исходя из следующих ограничений:

- ДНП по Рейду ≤ 67 кПа при температуре 37,8 °С;
- Давление паров при максимальной температуре воздуха в сезоне $\leq 101,3$ кПа).

Расчетными методами получены минимально допустимые температуры флюида для каждого месяца. Эти значения соответствуют предельным температурам флюида, при которых соблюдаются вышеописанные требования по давлениям паров (**рис. 4**).

ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛЬНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ ПРИМЕНЕНИЯ АВО

Следующим шагом была выполнена оценка приростов выхода товарной нефти

при предельных температурах относительно фактических температур для каждого месяца при добыче нефти со всех скважин.

Снижение температуры флюида на входе УПН при использовании АВО наиболее эффективно в зимние месяцы. Это объясняется более низкой температурой воздуха, используемого в качестве рабочего тела в АВО, а также доступным потенциалом по давлению паров (**рис. 5**).

Прирост добычи составил до 4 %. Этот эффект оценен как экономически достаточный для дальнейшей проработки проекта.

ОПЫТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ АВО И АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

Утверждение потенциального эффекта от применения АВО позволило перейти к организации ОПЭ с привлечением арендованного оборудования.

Объектом проведения ОПЭ была выбрана линия добычи скважины №2, т.к. данная скважина имеет наибольший потенциальный прирост добычи при охлаждении потока. Цели ОПЭ были направлены на подтверждение прироста объемов товарной нефти за счет изменения технологического режима УПН, рассчитанного на ИМ.

ОПЭ проводилась в течение одного месяца. Опытный АВО был установлен на входном манифольде УПН на нефтесборный трубопровод, в который работает скважина №2. Согласно результатам (**рис. 6**), фактический прирост добычи нефти при охлаждении

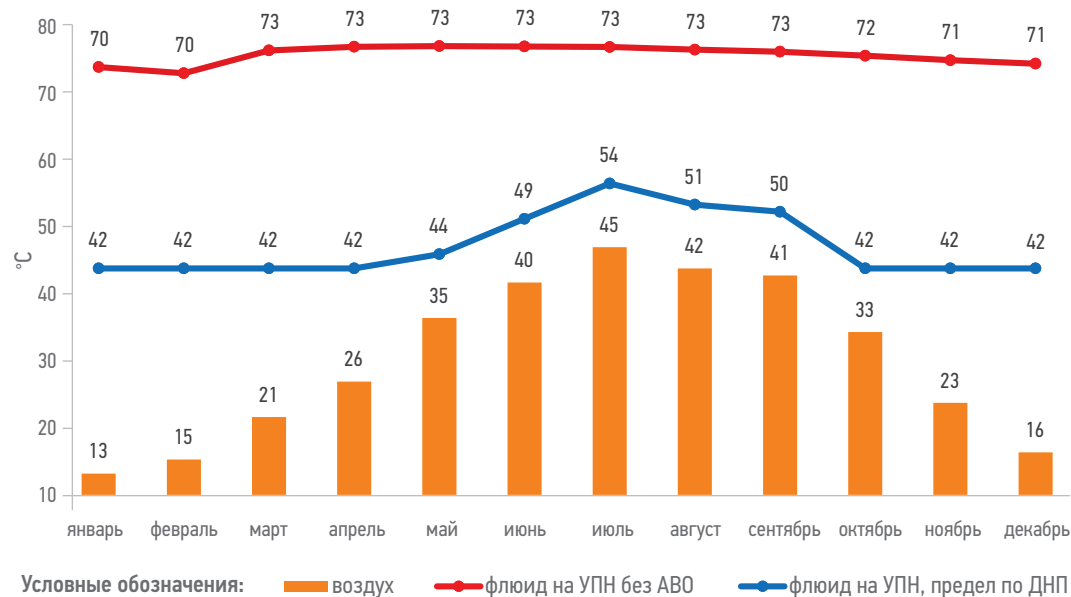


Рис. 4. Температуры воздуха, флюида на входе УПН без АВО и предельная по ДНП (Воробьев И.Ю.)
Fig. 4. Temperatures of air, fluid at the high-pressure stage of the CPF (without air coolers and the limiting temperature according to RVP) (Vorobev I.Yu.)

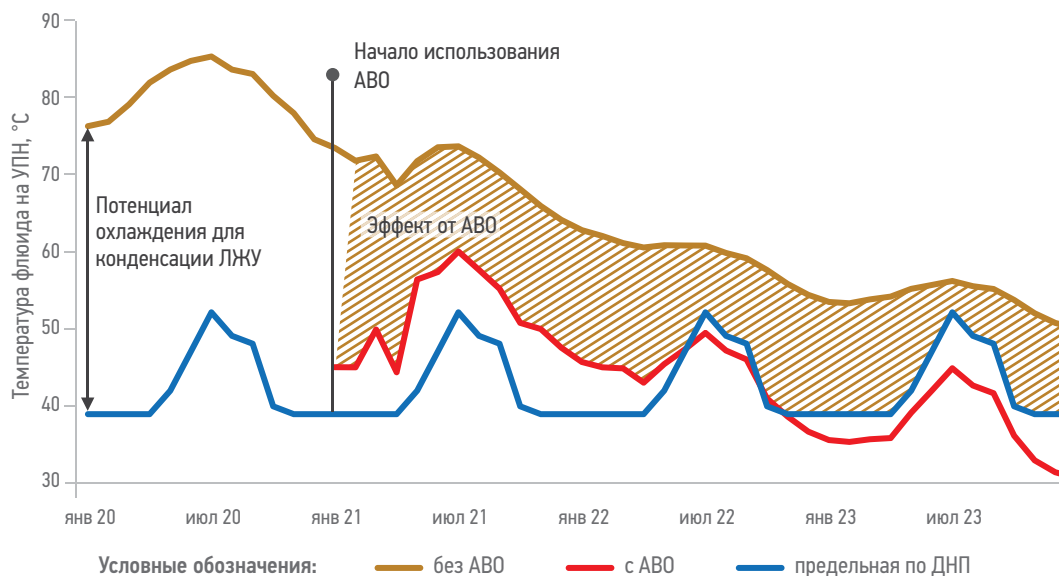


Рис. 5. Оценка эффекта от применения АВО (Воробьев И.Ю.)

Fig. 5. Estimation of the fluid temperature reduction when using air coolers (Vorobev I.Yu.)

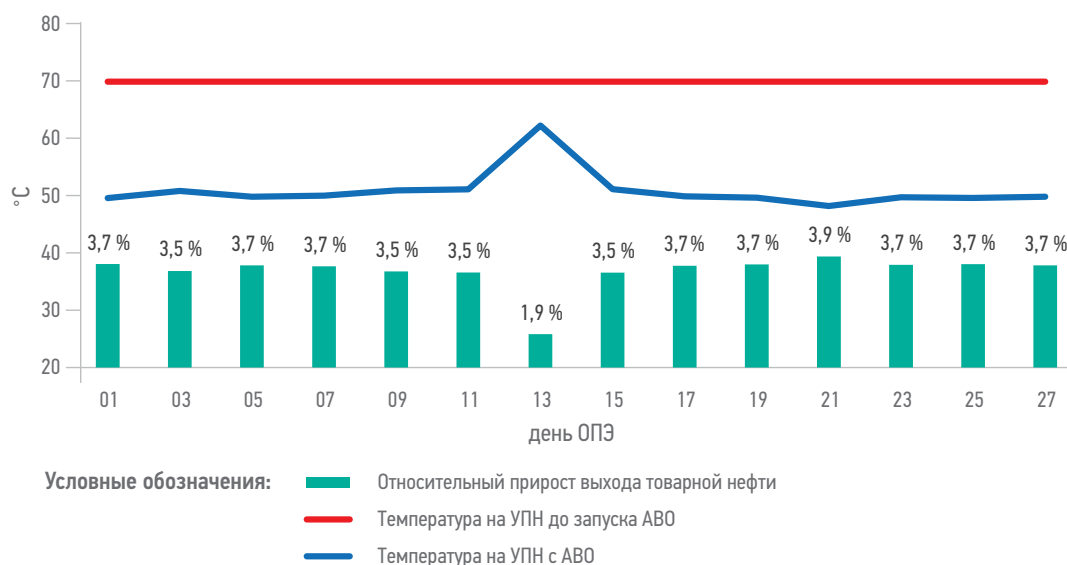


Рис. 6. Фактическое снижение температуры и относительный прирост добычи (Воробьев И.Ю.)

Fig. 6. Actual temperature reduction and incremental oil production based on the results of the pilot project (Vorobev I.Yu.)

флюида и снижение температуры флюида на вход УПН полностью подтверждают прогнозные оценки прироста добычи нефти. Также наблюдались увеличение ДНП и снижение плотности товарной нефти (табл. 1), что свидетельствует об удержании ЛЖУ в жидкой фазе. При этом состав нефти включает в себя парафины, выпадение которых необходимо избежать путем контроля температуры охлаждения по каждой скважине не ниже, чем температура кристаллизации парафинов (30 °С). Таким образом, по результатам ОПЭ подтвержден положительный технологический эффект от снижения температуры с помощью АВО: с уменьшением газового фактора снизи-

лась скорость газа в сепараторах, это привело к улучшению качества сепарации, а в результате — к снижению уноса ЛЖУ с газом.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА И АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

Для экономической оценки необходимо помимо доходной части от дополнительной нефти оценить расходную часть на технологию охлаждения флюида. В структуре расходов были учтены затраты на аренду, доставку, топливо, расходные материалы и обвязку на трубах с быстроразъемными соединениями.

Таблица 1. Изменение технических параметров при ОПЭ АВО на скважине №2
Table 1. Changes in technical parameters during pilot operation of air coolers at well No. 2

Параметр	Без АВО	С АВО
ДНП, кПа	41	56
Плотность нефти, кг/м ³	826	812
Газовый фактор, м ³ /м ³	351	326
Температура флюида на УПН, °С	72	48
Прирост добычи, %	-	4

Экономическая оценка — финальный этап комплексной оценки применения технологии. В результате ее выполнения достигнут существенный положительный эффект, который заключается как в доходе от дополнительных объемов добычи, так и в улучшении качества товарной нефти, которое определяет премию за качество относительно эталонной спецификации.

Дополнительная выручка в рамках ОПЭ значительно превысила расходы на внедрение и эксплуатацию оборудования, что позволило принять решение о тиражировании данной технологии для достижения рекомендованного технологического режима УПН.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ РИСКОВ

Помимо оценки возможностей, важно иметь в виду и оценивать риски, связанные со снижением температуры потока во всей системе добычи. Так, снижение температуры ниже температуры кристаллизации приведет к выпадению асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), что может вызвать затруднения при сборе и подготовке продукции. Увеличение вязкости нефти и воды при охлаждении, в свою очередь, может значительно ухудшить эффективность гравитационного разделения водонефтяной эмульсии, процессов обессоливания и обезвоживания нефти. Для рассматриваемого проекта на каждом этапе оценки, во время ОПЭ и далее при эксплуатации выполняется контроль технологических параметров для избежания реализации обозначенных рисков.

Авторами рекомендуется для каждого рассматриваемого случая анализировать и оценивать возможные риски, связанные

со снижением температуры потока в системе добычи нефти.

ВЫВОДЫ

- Разработана методика оценки эффекта от использования АВО и создан инструмент «Интегрированная модель» для комплексного прогнозирования технологических параметров системы добычи.
- В результате успешной тестовой эксплуатации оборудования принято решение о полномасштабном внедрении АВО на месторождении.
- Получен положительный экономический эффект от повышения выхода товарной нефти на УПН и улучшения ее качества.
- Повышено качество подготовки нефти: значительно уменьшен унос ЛЖУ с ПНГ, при этом выполняются все требования к товарной продукции согласно спецификации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Описанная технология имеет потенциал для тиражирования и использования на других месторождениях. Разработанная методика позволяет выполнить оценку эффекта для конкретных условий (состав нефти и ПНГ, температура флюида, ДНП и пр.) перед проведением ОПЭ и внедрением данной технологии.
- Стоит отметить вариант использования данной технологии в качестве варианта ранней газовой инфраструктуры для новых месторождений. Это технологически простой и экономически доступный способ получать конденсат из газа до строительства и ввода полномасштабных объектов подготовки.
- Авторами предлагается при анализе проблем и поиске решений не ограничиваться только пределами рассматриваемой системы, но и оценивать взаимосвязи с другими системами и элементами внутри них. Комплексный подход к моделированию и анализу физических процессов значительно повышает вероятность успеха и эффективность принимаемых решений.

Список литературы

1. Иванов С.С., Тарасов М.Ю., Зобнин А.А., Жирянов В.Ю., Зырянов А.Б. Увеличение выхода нефти и снижение содержания легких жидких углеводородов в нефтяном газе при проектировании установок подготовки нефти // Нефтяное хозяйство. — 2011. — №8. — С. 138–140.
2. Денисламов И.З., Самушкова Э.С., Имамутдинова А.А. Обоснование условий эксплуатации газосепаратора первой ступени для месторождений с высоким газовым фактором // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. — 2021. — №1. — С. 9–17.
3. Отанизёзов Фаррух Ихтиёр угли, Дусткобилов Абдурахмон Бахтиёр угли, Муртазаев Аскар Ханберди угли. Выбор оптимального давления и температуры на первой ступени сепарации при подготовке нефти // Молодой ученый. — 2020. — №22. — С. 125–127.
4. РД 39-0004-90 // Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования. — 2020.
5. Тронов В.П., Шаталов А.Н., Сахабутдинов Р.З. Высокие технологии сепарации нефти и утилизации попутного нефтяного газа // Тезис доклада на научно-практической конференции «Добыча, подготовка и транспорт нефти и газа», Томск. — 2006. <https://www.ipc.tsc.ru/conf/unpk/dokl/dok6bug.pdf>
6. Коновалов В.В., Потопов В.Н. Опыт комплексного применения технологий сбора, подготовки, транспорта и переработки попутного нефтяного газа в промысловых условиях в ПАО «Оренбургнефть» // Инженерная практика. — 2015. — №11. <https://glavteh.ru>
7. Ассоциация компаний поставщиков оборудования для газовых процессов // Справочник по инжинирингу. — 2012. — ред. 13. — С. 15–16 (раздел M10).

References

1. Ivanov S.S., Tarasov M.Yu., Zobnin A.A., Zhiryakov V.Yu., Zyryanov A.B. Uvelichenie vyhoda nefiti i snizhenie soderzhaniya legkih zhidkih uglevodorodov v neftyanom gaze pri proektirovani ustanovok podgotovki nefiti. Neftyanoe hozyajstvo. 2011, No. 8. Pp. 138–140. (In Russ.)
2. Denislamov I.Z., Samushkova E.S., Imamutdinova A.A. Obosnovanie uslovij ekspluatatsii gazoseparatora pervoj stupeni dlya mestorozhdenij s vysokim gazovym faktorom. Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov. 2021, No. 1. Pp. 9–17. (In Russ.)
3. Otanizoyzov Farruh Ihtiyor ugli, Dustkobilov Abdurahmon Bahtiyor ugli, Murtazaev Askar Hakberdi ugli. Vybora optimalnogo davleniya i temperatury na pervoj stupeni separatsii pri podgotovke nefiti. Molodoy uchenyj. 2020, no. 22. Pp. 125–127. (In Russ.)
4. RD 39-0004-90. Rukovodstvo po proektirovaniyu i ekspluatatsii separatsionnykh uzlov neftyanykh mestorozhdenij, vyboru i komponovke separatsionnogo oborudovaniya. (In Russ.)
5. Tronov V.P., Shatalov A.N., Sahabutdinov R.Z. Vysokie tehnologii separatsii nefiti i utilizatsii poputnogo neftyanogo gaza. Tezis doklada na nauchno-prakticheskoy konferentsii «Dobycha, podgotovka i transport nefiti i gaza». 2006. Available at <https://www.ipc.tsc.ru/conf/unpk/dokl/dok6bug.pdf> (In Russ.)
6. Konovalov V.V., Potapov V.N. Opyt kompleksnogo primeneniya tehnologii sbora, podgotovki, transporta i pererabotki poputnogo neftyanogo gaza v promyslovyykh usloviyakh v PAO «Orenburgneft». Inzhenernaya praktika. 2015, no. 11. Available at <https://glavteh.ru> (In Russ.)
7. Gas Processors Suppliers Association. Engineering Data Book. 2012. 13th edition. Section M10. Pp.15–16.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.В. Прокопьев — сформулировал целеполагание, определил перечень задач для оцифровки, участвовал в оценке оптимальной технологии и координировал ее внедрение, организовал все работы по опытно-промышленной эксплуатации оборудования и мониторингу результатов пилотного проекта, подготовил текст статьи в части аннотации, описания результатов и выводов, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

И.Ю. Воробьев — участвовал в разработке концепции оценки и ее реализации в части интегрированной модели, разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи в части общего описания проведенной оценки, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Ю.Г. Рахмангулов — участвовал в оценке в части моделирования работы оборудования, подготовил текст статьи в части литературного обзора, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Mikhail V. Prokopen — formulated the goal-setting, defined the list of tasks, participated in the evaluation of the optimal technology and coordinated its implementation, organized all the work on the pilot operation of the equipment and monitoring the results of the pilot project, prepared the text of the article in terms of annotation, description of the results and conclusions, finally approved the published version of the article.

Ilya Yu. Vorobev — participated in the development of the assessment concept and its implementation in terms of the integrated model, developed the concept of the article, prepared the text of the article in terms of the general description of the assessment, finally approved the published version of the article.

Yulay G. Rakhmangulov — participated in the assessment in terms of modeling the operation of equipment, prepared the text of the article in terms of the literature review, finally approved the published version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Михаил Владимирович Прокопьев — менеджер проектов,
Gazprom Neft Middle East B.V
4th floor, Injaz Building, Dubai Internet City,
PO Box 503056
e-mail: Prokopev.MV@me.gazprom-neft.ru

Илья Юрьевич Воробьев* — руководитель направления,
ООО «Газпромнефть НТЦ»
625006, Россия г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 14.
e-mail: Vorobev.IYu@gazpromneft-ntc.ru

Юлай Гайнуллович Рахмангулов — руководитель направления,
ООО «Газпромнефть НТЦ»
625006, Россия г. Тюмень,
ул. 50 лет Октября, 14.
e-mail: Rakhmangulov.YuG@gazpromneft-ntc.ru

Mikhail V. Prokopev — Project manager,
Gazprom Neft Middle East B.V
4th floor, Injaz Building, Dubai Internet City,
PO Box 503056
e-mail: Prokopev.MV@me.gazprom-neft.ru

Ilya Yu. Vorobev* — Technical manager,
Gazprom-neft STC LLC
14 50 let Oktyabrya street, 625006,
Tyumen, Russia.
e-mail: Vorobev.IYu@gazpromneft-ntc.ru

Yulay G. Rakhmangulov — Technical manager,
Gazprom-neft STC LLC
14 50 let Oktyabrya street, 625006,
Tyumen, Russia.
e-mail: Rakhmangulov.YuG@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ И РАСЧЁТЫ ПРОЦЕССА ОТДЕЛЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА УСТАНОВКЕ ВХОДНОЙ СЕПАРАЦИИ НЕФТИ

© М.Ю. Тарасов,
И.В. Столбов, 2022



М.Ю. Тарасов*, И.В. Столбов

ПАО «Гипротюменнефтегаз», РФ, Тюмень

Электронный адрес: tarasov@gtng.ru

Введение. При повышенном выносе механических примесей (песка, проппанта и др.) из добывающих скважин наибольшее количество этих примесей скапливается (осаждается) во входном сепараторе как в первом по ходу движения продукции скважин ёмкостном аппарате. В типовых нефтегазовых сепараторах не предусмотрена возможность накопления и отвода механических примесей. Это приводит к попаданию механических примесей в аппараты установки подготовки нефти и нарушению режима работы этих аппаратов.

Цель. Для улавливания осаждающихся твердых частиц примесей предлагается создавать в нижней части сепаратора неподвижную водную зону за счёт размещения входного отверстия штуцера вывода жидкости на некоторой высоте от днища аппарата и накапливающиеся в ней механические примеси выводить из аппарата вместе с водой через специальные патрубки вывода.

Материалы и методы. Механические примеси выводятся из сепаратора вместе с частью воды через дренажные штуцеры и направляются в дренажную ёмкость, состоящую из двух отсеков. Шлам оседает и скапливается в первом отсеке ёмкости, откуда специальным погружным насосом откачивается на утилизацию. После заполнения первого отсека верхний слой очищенной от шлама воды перетекает через перегородку между отсеками и заполняет второй отсек. Из второго отсека очищенная от шлама вода погружным насосом рециркулируется в водную зону аппарата на вход размывающих шлам форсунок.

Результаты. Технологический расчёт аппарата проектного размера на способность отделения и улавливания механических примесей заключается в определении времени осаждения механических примесей из движущегося слоя жидкости в неподвижный (подстилающий) слой воды ($\tau_{ос}$), и сопоставлении этого времени с потенциальным временем пребывания жидкости в аппарате ($\tau_{жв}$). Для обеспечения осаждения механических примесей необходимо, чтобы время пребывания жидкости в аппарате было больше, чем время достижения частицей поверхности водного слоя т.е. $\tau_{жв} > \tau_{ос}$.

Заключение. Даны расчётные зависимости для определения скорости и времени осаждения механических примесей в модифицированном входном сепараторе в зависимости от режимов его эксплуатации и физико-химических свойств продукции скважин.

Приведены результаты расчётов времени осаждения механических примесей (истинная плотность $\rho_{пр} = 2500 \text{ кг/м}^3$) в нефти, отделяемой от газа во входном сепараторе объёмом 100 м^3 , в зависимости от размеров осаждаемых частиц при различных расходах жидкости.

Ключевые слова: технологические расчёты, сепарация нефти и газа, водонефтяная эмульсия, механические примеси

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Тарасов М.Ю., Столбов И.В. Техничко-технологические решения и расчёты процесса отделения механических примесей на установке входной сепарации нефти. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(2):101–106. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-101-106>

Статья поступила в редакцию 12.01.2022

Принята к публикации 22.03.2022

Опубликована 30.06.2022

TECHNICAL AND TECHNOLOGICAL SOLUTIONS AND CALCULATIONS OF THE PROCESS
OF SEPARATION OF MECHANICAL IMPURITIES AT THE INLET OIL SEPARATION UNIT

Mikhail Y. Tarasov*, Igor V. Stolbov

Giprotyumenneftegaz PJSC, RF, Tyumen

E-mail: tarasov@gtng.ru

Background. With an increased removal of mechanical impurities (sand, proppant, etc.) from production wells, the largest amount of these impurities accumulates (precipitates) in the inlet separator, as in the first capacitive apparatus in the direction of well production. Typical oil and gas separators do not provide for the possibility of accumulation and removal of mechanical impurities. This leads to the ingress of mechanical impurities into the apparatus of the oil treatment plant and disruption of the operation of these apparatuses.

Aim. To trap the settling solid particles of impurities, it is proposed to create a stationary water zone in the lower part of the separator by placing the inlet of the liquid outlet fitting at a certain height from the bottom of the apparatus and remove the mechanical impurities accumulating in it from the apparatus together with water through special outlet pipes.

Materials and methods. Mechanical impurities are removed from the separator along with part of the water through the drain fittings and sent to the drainage tank, which consists of two compartments. The sludge settles and accumulates in the first compartment of the tank, from where it is pumped out for disposal by a special submersible pump. After the first compartment is filled, the top layer of desludge-free water flows through the partition between the compartments and fills the second compartment. From the second compartment, the water purified from sludge is recirculated by a submersible pump into the water zone of the apparatus to the inlet of the sludge-washing nozzles.

Results. The technological calculation of an apparatus of design size for the ability to separate and trap mechanical impurities consists in determining the time of sedimentation of mechanical impurities from a moving liquid layer into a stationary (underlying) layer of water (τ_{os}), and comparing this time with the potential residence time of the liquid in the apparatus (τ_{lw}). To ensure the precipitation of mechanical impurities, it is necessary that the residence time of the liquid in the apparatus be longer than the time for the particle to reach the surface of the water layer, i.e. $\tau_{lw} > \tau_{os}$.

Conclusions. Calculated dependences are given to determine the rate and time of sedimentation of mechanical impurities in the modified inlet separator, depending on the modes of its operation and the physical and chemical properties of well products.

The results of calculations of the settling time of mechanical impurities (true density $\rho_{pr} = 2500 \text{ kg/m}^3$) in oil separated from gas in the inlet separator with a volume of 100 m^3 , depending on the size of the deposited particles at various flow rates of the liquid, are presented.

Keywords: technological calculations, oil and gas separation, water-oil emulsion, mechanical impurities

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Tarasov M.Y., Stolbov I.V. Technical and technological solutions and calculations of the process of separation of mechanical impurities at the inlet oil separation unit. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(2):101–106. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-101-106>

Manuscript received 12.01.2022

Accepted 22.03.2022

Published 30.06.2022

ВВЕДЕНИЕ

При повышенном выносе механических примесей (песка, проппанта и др.) из добывающих скважин наибольшее количество этих примесей скапливается (осаждается) во входном сепараторе как в первом по ходу движения продукции скважин емкостном аппарате. В типовых сепараторах по ГП 911-И.00-000 и ГП 805.00.00 [1] не предусмотрена возможность накопления и отвода механических примесей. Это приводит к попаданию механических примесей в аппараты установки подготовки нефти и нарушению режима работы этих аппаратов.

ЦЕЛЬ

Для улавливания осаждающихся твердых частиц примесей предлагается создавать в нижней части сепаратора неподвижную водную зону за счёт размещения входного отверстия штуцера вывода жидкости на некоторой высоте от днища аппарата и накапливающиеся в ней механические примеси выводить из аппарата вместе с водой через специальные патрубки вывода [2].

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Принципиальная технологическая схема входной сепарации нефти и газа с улавливанием и отводом механических примесей приведена на **рис. 1**.

Согласно схеме, приведенной на **рис. 1**, входящая в СВ с двух сторон нефтегазодогативная смесь попадает внутрь дефлекторов. При ударе об эллиптическое днище дефлекторов происходит отделение основной доли жидкости от газа и выделение механических примесей. Поток газа проходит через ряд внутренних устройств (наплеуловителей), способствующих его очистке от капельной жидкости, и направляется для окончательной очистки в сепаратор-наплеуловитель типа СК по ГП 911/1-И.00-000 [1]. Жидкая фаза (газонасыщенная водонефтяная смесь) из нижней части дефлекторов стекает в условно неподвижную водную зону аппарата и движется к штуцеру вывода жидкости, расположенному в центральной части сепаратора, а механические примеси переходят в водную фазу. При этом во входных сепараторах не поддерживается уровень жидкости, т.е. жидкость свободно стекает по водному слою в основной сепаратор первой ступени. Для повышения эффективности процесса отделения нефти от воды и механических

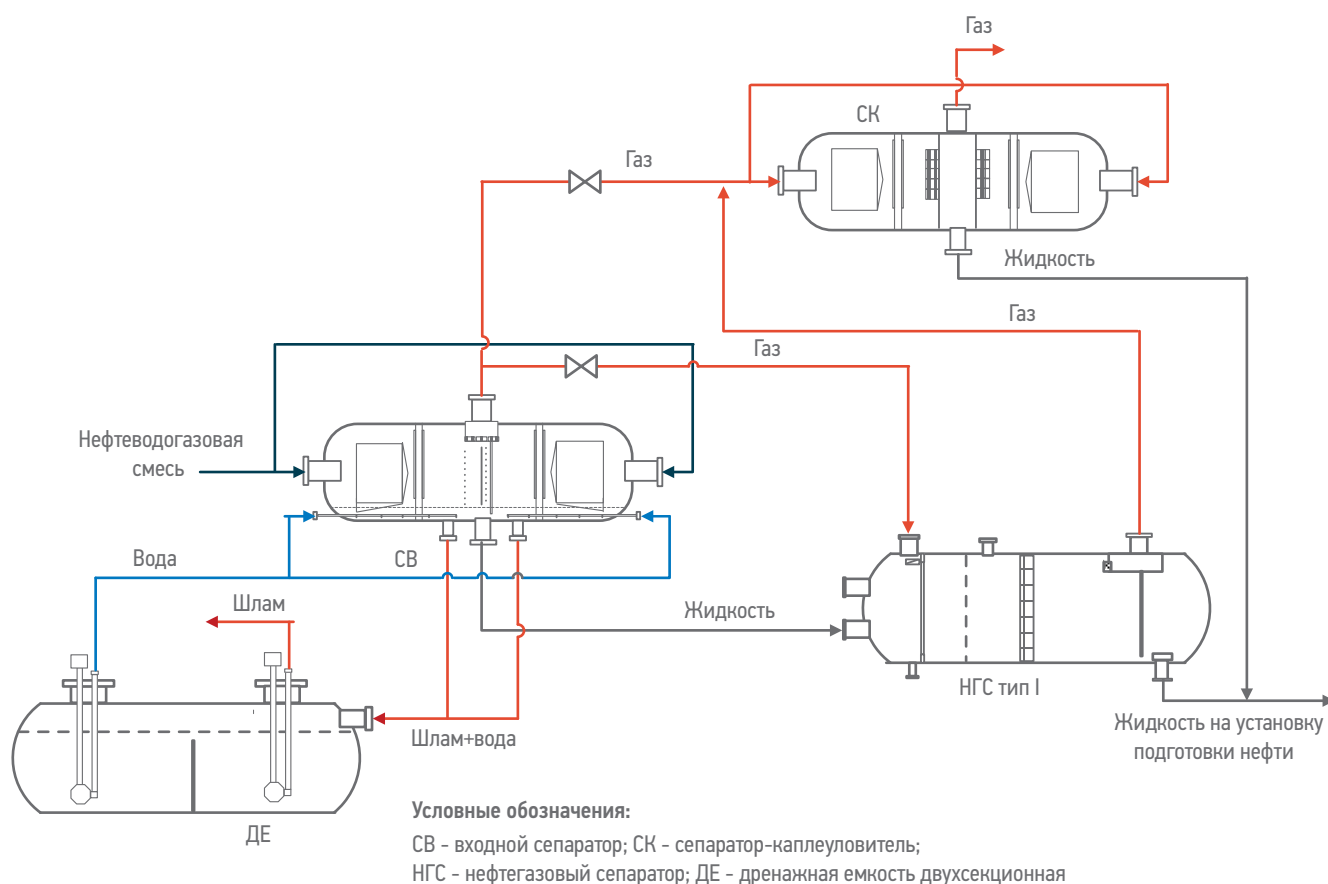


Рис. 1. Принципиальная схема сбора и сепарации нефтей с повышенным газовым фактором и содержанием механических примесей.
 Составлено авторами

Fig. 1. Schematic diagram of the collection and separation of oils with an increased gas factor and the content of mechanical impurities.
 СВ — inlet separator; СК — separator-drop catcher; НГС — oil and gas separator; ДЕ — two-section drainage tank. Prepared by authors

примесей нефтевогазовая смесь на входе в аппарат может быть обработана реагентом-деэмульгатором.

В водной зоне сепаратора устанавливают датчики-сигнализаторы допустимого уровня накопления осадков, при срабатывании которых производится подача промывочной воды в сепаратор из дренажной ёмкости ДЕ. Механические примеси выводятся из сепаратора вместе с частью воды через дренажные штуцеры и направляются в ДЕ, состоящую из двух отсеков [3]. Шлам оседает и скапливается в первом отсеке ёмкости, откуда специальным погружным насосом откачивается на утилизацию. После заполнения первого отсека верхний слой очищенной от шлама воды перетекает через перегородку между отсеками и заполняет второй отсек. Из второго отсека очищенная от шлама вода погружным насосом рециркулируется в водную зону сепаратора на вход размывающих шлам форсунок.

Операция гидроразмыва осадков может осуществляться без остановки входного сепаратора и всей системы многофазного разделения газожидкостной смеси.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Удельная нагрузка входного сепаратора по жидкости составляет $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 1 м^3 объёма аппарата ($4,17 \text{ м}^3/\text{ч}/\text{м}^3$), а удельная нагрузка по газу может быть определена по приведённой в [4] зависимости производительности аппарата по газу от величины рабочего давления на входной ступени сепарации (рис. 2). Аппроксимация данной графической зависимости линейной функцией показывает, что удельная нагрузка входного сепаратора ($Q_{\text{гуд}}$) по газу на 1 м^3 объёма аппарата составляет:

$$Q_{\text{гуд}} = 4264,26 \cdot P - 166,33 \text{ (ст м}^3/\text{ч}/\text{м}^3\text{)}. \quad (1)$$

Следовательно, требуемый объём аппарата, рассчитанный по жидкости, равен:

$$V_{\text{аж}} = Q_{\text{ж}} / Q_{\text{жуд}} = Q_{\text{ж}} / 4,17 \text{ (м}^3\text{)}, \quad (2)$$

а рассчитанный по газу:

$$V_{\text{аг}} = Q_{\text{г}} / Q_{\text{гуд}} \text{ (м}^3\text{)}, \quad (3)$$

где $Q_{\text{ж}}$ — заданная нагрузка аппарата по жидкости, $\text{м}^3/\text{ч}$; $Q_{\text{г}}$ — заданная нагрузка аппарата по газу, $\text{ст м}^3/\text{ч}$.

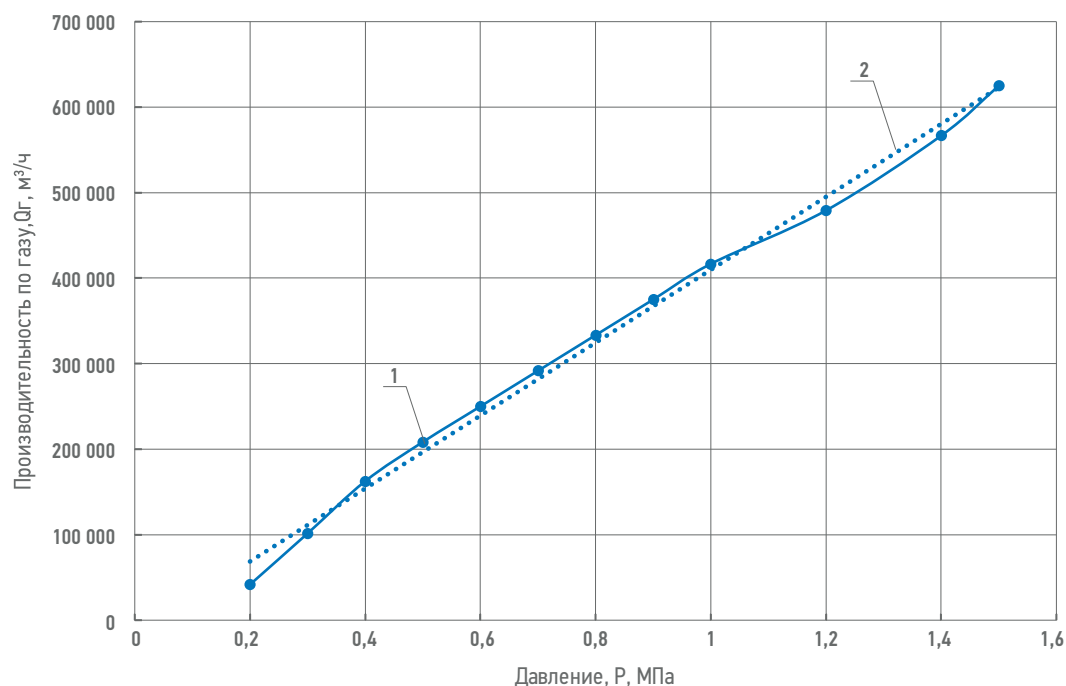


Рис. 2. Зависимость производительности СВ по газу от давления в аппарате объёмом 100 м³ [4].
Составлено авторами

Fig. 2. Dependence of the performance of the SV for gas on the pressure in the apparatus with a volume of 100 м³ [4].
Prepared by authors
1 — curve according to [4]; 2 — approximation by a linear function

При проектном расчёте СВ принимают наибольший объём из рассчитанных по формулам (2) и (3). Затем, задавшись отношением длины аппарата к его диаметру и отношением диаметра дефлектора к диаметру аппарата, определяют диаметр аппарата D и дефлектора $D_{дф}$.
Высоту водного слоя (h_b) определяют по соотношению (4):

$$h_b = 0.5 \cdot (D - D_{дф}) \text{ (м)}. \quad (4)$$

Технологический расчёт аппарата проектного размера на способность отделения и улавливания механических примесей заключается в определении времени осаждения механических примесей из движущегося слоя жидкости в неподвижный (подстилающий) слой воды ($\tau_{ос}$), и сопоставлении этого времени с потенциальным временем пребывания жидкости в аппарате ($\tau_{жв}$). Для обеспечения осаждения механических примесей необходимо, чтобы время пребывания жидкости в аппарате было больше, чем время достижения частицей поверхности водного слоя, т.е. $\tau_{жв} > \tau_{ос}$.

Требуемое время пребывания жидкости в аппарате, в течение которого происходит контакт с водным слоем и осаждение механических примесей:

$$\tau_{жв} = L_{ж} / W_{жв}, \quad (5)$$

где $L_{ж}$ — длина отстойной зоны аппарата (длина от начала дефлекторов до оси штуцера выхода жидкости, м); $W_{жв}$ — скорость течения жидкости, контактирующей с водным слоем, м/с.

$W_{жв}$ рассчитывается по формуле:

$$W_{жв} = Q_{ж} / (2 \cdot 3600 \cdot F_{ж}) \text{ (м/с)}, \quad (6)$$

где $Q_{ж}$ — объёмный расход жидкости, м³/ч; $F_{ж}$ — площадь сечения слоя текущей жидкости, м².

Так как уровень жидкости в сепараторе не поддерживается (аппарат работает по «сухому дну»), в данном случае — по водному слою, можно условно принять, что площадь сечения слоя текущей жидкости, контактирующей с водным слоем ($F_{ж}$), равна площади сечения штуцера выхода жидкости ($F_{жвых}$):

$$F_{ж} = F_{жвых} = 0.785 \cdot d_{жвых}^2 \quad (7)$$

где $d_{жвых}$ — диаметр штуцера выхода жидкости, м.

Диаметр штуцера выхода жидкости (диаметр трубопровода, соединяющего СВ и НГС) определяют по заданной скорости слива жидкости из СВ в НГС, одновременно определяя высоту столба жидкости над НГС для обеспечения заданной скорости.

Расчетная толщина слоя жидкости ($h_{ж}$) может быть определена по формуле:

$$h_{ж} = F_{ж} / M_{жв} \quad (м) \quad (8)$$

где $M_{жв}$ — ширина аппарата на границе жидкость–вода:

$$M_{жв} = 2 \sqrt{h_b \cdot (D - h_b)} \quad (м), \quad (9)$$

где h_b — высота водного слоя, м.

Максимальное время осаждения частицы примеси в слое жидкости (нефти) составит:

$$\tau_{осжмакс} = h_{ж} / W_{ос} \quad (с) \quad (10)$$

где $W_{ос}$ — скорость осаждения твердой частицы в жидкости.

$$W_{ос} = (d_{пр}^2 \cdot g \cdot (\rho_{пр} - \rho_{н})) / (18 \cdot \mu_{н}) \quad (м/с). \quad (11)$$

где $d_{пр}$ — диаметр твердой частицы, м; $\rho_{н}$, $\rho_{пр}$ — плотность жидкости (нефти) и частицы, соответственно, кг/м³; $\mu_{н}$ — вязкость жидкости (нефти), Па·с.

Экспериментальные исследования промышленных флюидов, содержащих механические примеси [5], показали, что основная масса выносимых частиц имеет размеры более 300 мкм. Размеры производимых и используемых в РФ проппантов составляют

от 0,212 до 2,06 мм (от 10 до 70 меш¹) [6], наиболее часто используют проппанты с размерами 0,425–0,85 мм (20/40 меш).

УСТРОЙСТВО В НИЖНЕЙ ЧАСТИ СЕПАРАТОРА НЕПОДВИЖНОЙ ВОДНОЙ ЗОНЫ ПОЗВОЛИТ ВЫВОДИТЬ ИЗ АППАРАТА НАКАПЛИВАЮЩИЕСЯ МЕХАНИЧЕСКИЕ ПРИМЕСИ ВМЕСТЕ С ВОДОЙ ЧЕРЕЗ СПЕЦИАЛЬНЫЕ ПАТРУБКИ ВЫВОДА.

На **рис. 3** показаны результаты расчётов времени осаждения механических примесей (истинная плотность $\rho_{пр} = 2500$ кг/м³) в нефти, отделяемой от газа во входном сепараторе объёмом 100 м³, в зависимости от размеров осаждаемых частиц и плотности жидкости. Здесь же показаны значения времени нахождения жидкости в аппарате при расходе 100 и 400 м³/ч.

¹ Меш (англ. mesh — петля, ячейка сети, отверстие сита) — количество отверстий на 1 линейный дюйм (25,4 мм). Внесистемная единица измерения для ситового анализа. Используется производителями проппантов

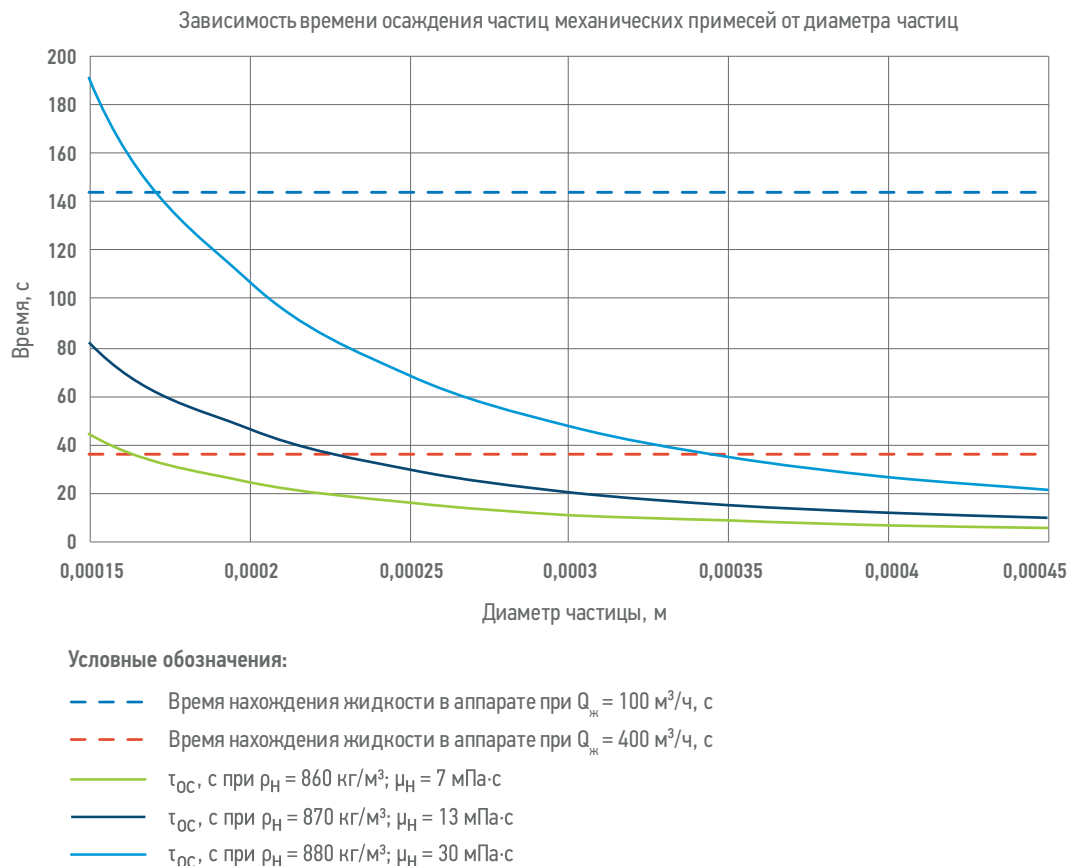


Рис. 3. Зависимость времени осаждения частиц механических примесей в СВ-100 от диаметра частиц.

Составлено авторами

Fig. 3. Dependence of the deposition time of particles of mechanical impurities in SV-100 on the particle diameter.
Prepared by authors

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработаны расчётные зависимости (5)–(11), используя которые можно определять потенциальную способность

модифицированного входного сепаратора к первичному отделению и удалению механических примесей в зависимости от физико-химических свойств продукции скважин.

Список литературы

1. Каталог продукции ООО «Курганхиммаш», www.kurgankhim mash.ru
2. Нефтегазовый сепаратор. Патент РФ на полезную модель RU № 169888 U1, опубл. 05.04.2017, бюл. № 10.
3. Система предварительной обработки нефтешлама. Патент РФ на полезную модель RU №136974 U1, опубл. 21.01.2014, бюл. № 3.
4. Руководство по применению технологии сепарации нефти на месторождениях с подгазовыми зонами, РД 39-0148070-320-88, Тюмень, СибНИИ НП, 1988. — 12 с.
5. Купавых В.А., Мерзляков В.Ф., Валеев М.Д., Лысенков А.В. Гранулометрический анализ механических примесей в продукции нефтяных скважин и технология их фильтрации // Нефтегазовое дело. — 2016. — Т. 14. — №1. — С. 74–79.
6. Методические указания компании. Единые технические требования. Проппант, № П4-06 М-0080, версия 1.00, ПАО «НК «Роснефть», М., 2018. — 30 с.

References

1. Product Catalog ООО «Kurgankhim mash», www.kurgankhim mash.ru
2. Oil and gas separator. RF patent for utility model RU № 169888 U1, publ. 05.04.2017, bull. № 10.
3. Oil sludge pretreatment system. RF patent for utility model RU №136974 U1, publ. 21.01.2014, bull. № 3.
4. Guidelines for the Application of Oil Separation Technology in Fields with Under-Gas Zones, RD 39-0148070-320-88, Tyumen, SibNIINP, 1988, 12 p.
5. Kupavyh V.A., Merzliakov V.F., Valeev M.D., Lysenkov A.V. Granulometric analysis of mechanical impurities in oil well products and their filtration technology // Oil and gas business, 2016, vol. 14, no. 1, pp. 74–79.
6. Company Guidelines. Uniform technical requirements. Proppant, № П4-06 М-0080, ver. 1.00, PAO «NK «Rosneft», M., 2018, 30 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.Ю. Тарасов — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, разработал методику расчёта входного сепаратора, модифицированного для первичного отделения и удаления механических примесей, является соавтором изобретений [2, 3], согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.В. Столбов — редактировал текст статьи, проверил методику расчёта входного сепаратора, является соавтором изобретения [2], окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Mikhail Y. Tarasov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, developed a method for calculating the inlet separator, modified for primary separation and removal of mechanical impurities, he is a co-author of inventions [2, 3]. I agree to take responsibility for all aspects of the work.

Igor V. Stolbov — edited the text of the article, checked the method of calculating the inlet separator, he is a co-author of inventions [2], finally approved the published version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

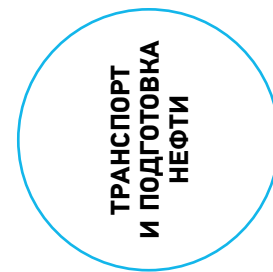
Михаил Юрьевич Тарасов* — к.т.н., заместитель начальника проектно-конструкторского отдела ПАО «Гипротюменнефтегаз», 625000, Россия, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Республики, 62.
e-mail: tarasov@gtng.ru
SPIN-код 8935-4580
AutorID: 1141246

Игорь Владимирович Столбов — главный специалист лаборатории промышленного сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды ПАО «Гипротюменнефтегаз», 625000, Россия, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Республики, 62.
e-mail: StolbovIV@gtng.ru

Mikhail Y. Tarasov* — Candidate of Technical Sciences, Vice-Chief Giprotyumenneftegaz PJSC 62, Republic str., 625000, Tumen, Tumen region, Russia.
e-mail: tarasov@gtng.ru
SPIN-код: 8935-4580
AutorID: 1141246

Igor V. Stolbov — Chief Lab Specialist for oil, gas and water gathering, transportation and treatment Giprotyumenneftegaz PJSC 62, Republic str., 625000, Tumen, Tumen region, Russia.
e-mail: StolbovIV@gtng.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Коллектив авторов,
2022



ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ НЕФТЕГАЗОСЕПАРАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ С ПОМОЩЬЮ КОРРЕЛЯЦИОННЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ ВЯЗКОСТИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ОТ ПЛОТНОСТИ НЕФТИ

М.Ю. Тарасов, Е.В. Портнягина, С.С. Иванов*

ПАО «Гипротюменнефтегаз», РФ, Тюмень

Электронный адрес: Ivanov@gtng.ru

Введение. В статье даны алгоритмы расчёта размеров аппаратов и приведён пример построения диаграмм для определения диаметра аппарата при заданном расходе и температуре процесса сепарации.

Цель. В исходных данных о физико-химических свойствах жидкости, на основании которых осуществляется технологический расчёт нефтегазосепарационного оборудования, как правило, не приводятся реологические свойства водонефтяных эмульсий. Поэтому в начале расчёта задают время пребывания жидкости в аппарате, ориентируясь на известную плотность нефти и заданное водосодержание в водонефтяной смеси, которое может быть достигнуто за время эксплуатации. После определения размеров аппарата по заданному времени пребывания оценивают фактическое время нахождения жидкости в зоне разгазирования и сопоставляют с заданным. Для определения фактического времени нахождения жидкости в зоне разгазирования необходимо рассчитать скорость всплытия пузырьков газа в жидкости, для чего необходимо знать её плотность и вязкость.

Материалы и методы. Для технологического расчёта нефтегазосепарационного оборудования предложены корреляционные формулы расчёта вязкости нефти и водонефтяных эмульсий Западной Сибири в зависимости от плотности нефти, полученные путём обработки экспериментальных данных для более чем 35 проб нефти с плотностью от 810 до 940 кг/м³ при 20 °С.

Результаты. Приведены корреляционные зависимости водосодержания, при котором происходит расслоение эмульсии (точки расслоения), от плотности нефти, по которым можно оценить максимальное значение вязкости водонефтяной эмульсии при заданной температуре процесса.

Заключение. Полученные корреляционные формулы при некоторых допущениях могут быть использованы для определения размеров нефтегазосепарационного оборудования.

Ключевые слова: технологические расчёты, нефтегазовый сепаратор, водонефтяная эмульсия, вязкость нефти, плотность нефти

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Тарасов М.Ю., Портнягина Е.В., Иванов С.С. Технологический расчёт нефтегазосепарационного оборудования с помощью корреляционных зависимостей вязкости водонефтяных эмульсий от плотности нефти. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(2):107–113. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-107-113>

Статья поступила в редакцию 14.01.2022

Принята к публикации 22.03.2022

Опубликована 30.06.2022

TECHNOLOGICAL CALCULATION OF OIL AND GAS SEPARATION EQUIPMENT USING CORRELATION
DEPENDENCES OF VISCOSITY OF OIL-WATER EMULSIONS ON OIL DENSITY

Mikhail Yu. Tarasov, Elena V. Portniagina, Sergei S. Ivanov*

Giprotiumenneftegaz PJSC, RF, Tyumen

E-mail: Ivanov@gtng.ru

Background. The article provides algorithms for calculating the size of the apparatus and provides an example of constructing diagrams to determine the diameter of the apparatus at a given flow rate and temperature of the separation process.

Aim. In the initial data on the physicochemical properties of the liquid, on the basis of which the technological calculation of oil and gas separation equipment is carried out, as a rule, the rheological properties of oil-water emulsions are not given. Therefore, at the beginning of the calculation, the residence time of the liquid in the apparatus is set, focusing on the known density of oil and the specified water content in the oil-water mixture, which can be achieved during operation. After determining the size of the device according to the specified residence time, the actual time of the liquid in the degassing zone is estimated and compared with the specified one. To determine the actual time of the liquid in the degassing zone, it is necessary to calculate the rate of ascent of gas bubbles in the liquid, for which it is necessary to know its density and viscosity.

Materials and methods. For the technological calculation of oil and gas separation equipment, correlation formulas for calculating the viscosity of oil and oil-water emulsions of Western Siberia, depending on the density of oil, obtained by processing experimental data for more than 35 oils with a density from 810 to 940 kg/m³ at 20 °C.

Results. The correlation dependences of the water content at which the emulsion stratification occurs (stratification points) and on the density of oil are given, by which the maximum value of the viscosity of the oil-water emulsion can be estimated at a given process temperature.

Conclusions. Obtained correlation formulas, under certain assumptions, can be used to determine the size of oil and gas separation equipment.

Keywords: technological calculations, oil and gas separator, oil-water emulsion, oil viscosity, oil density

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Tarasov M.Yu., Portniagina E.V., Ivanov S.S. Technological calculation of oil and gas separation equipment using correlation dependences of viscosity of oil-water emulsions on oil density. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(2):107–113. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-107-113>

Manuscript received 14.01.2022

Accepted 22.03.2022

Published 30.06.2022

При расчёте размеров нефтегазосепараторов (НГС) основным задаваемым параметром является время пребывания в нём жидкости, которое должно быть достаточным для полного отделения от жидкой фазы (всплытия из жидкой фазы) газовых пузырьков. Это время рекомендуется принимать в зависимости от плотности и вязкости нефти [1], причём рекомендуемые значения применимы для нефтей и устойчивых водонефтяных эмульсий (ВНЭ) с водосодержанием до 0,3 доли объёма. При водосодержании более 0,3 доли объёма до точки расслоения ВНЭ рекомендуемое для нефтей время пребывания рекомендуется увеличивать в 1,5–2 раза.

По заданному времени пребывания и расходу жидкости в аппарате с учётом коэффициента заполнения рассчитывается его объём и затем, по заданному отношению длины цилиндрической части аппарата к диаметру, рассчитывают диаметр. После этого проводят поверочный расчёт времени всплытия пузырьков газа в зоне разгазирования и, если это время превышает заданное время пребывания жидкости в аппарате, принимают больший диаметр и проводят перерасчёт [2]. Чтобы рассчитать время всплытия пузырьков нужно знать скорость всплытия, которая зависит от вязкости и плотности жидкости, в которой они всплывают, и размер пузырьков. В исходных данных о физико-химических свойствах нефти, на основании которых осуществляется технологический расчёт НГС, как правило, не приводятся реологические свойства ВНЭ, что снижает точность проектных и поверочных расчётов.

В течение времени эксплуатации НГС водосодержание поступающей в него ВНЭ может изменяться от 0 до точки расслоения и выше, и для расчёта скорости всплытия пузырьков необходимо определить или рассчитать

плотность и вязкость ВНЭ во всём диапазоне изменения водосодержания.

Если принять некоторые упрощения в методике расчёта НГС (в частности, принять коэффициент заполнения аппарата равным половине его объёма, а среднюю проектную длину зоны разгазирования равной 95 % от длины цилиндрической части аппарата), можно показать, что расчётный диаметр НГС будет равен:

$$D_p = \sqrt{\frac{Q_{ж}}{855 \cdot \pi \cdot C \cdot w_{вс}}}, \quad (1)$$

где $Q_{ж}$ — расход жидкости, м³/ч; C — отношение длины цилиндрической части НГС к его диаметру; $w_{вс}$ — скорость всплытия пузырьков, м/с.

Расчёт скорости всплытия пузырька в водонефтяной эмульсии $W_{вс}$ производится по формуле:

$$W_{вс} = \frac{d^2 \cdot (\rho_{эм} - \rho_r) \cdot g}{\mu_{эм} \cdot 18}, \quad (2)$$

где d — диаметр газового пузырька, м; $\rho_{эм}$ — плотность ВМЭ при рабочих условиях, кг/м³; ρ_r — плотность газа при рабочих условиях, кг/м³; $\mu_{эм}$ — динамическая вязкость ВМЭ при рабочих условиях, Па·с.

Для упрощённых технологических расчётов рекомендуется принять минимальный размер газовых пузырьков 1000 мкм (0,001 м), рекомендуемый в [2] на основании имеющегося опыта эксплуатации нефтегазового оборудования. Плотность газа при стандартных условиях принимается в пределах 0,7–0,9 кг/м³ (для входной и первой ступени сепарации); 1,0–1,5 кг/м³ (для промежуточной ступени сепарации); 1,7–2,2 кг/м³ (для концевой ступени сепарации).

Плотность нефти при рабочей температуре можно рассчитать по формуле:

$$\rho_n = \rho_{но} - (1,828 - 0,00132 \cdot \rho_{но}) \cdot (t - 20), \quad (3)$$

где $\rho_{но}$ — плотность нефти при 20 °С, кг/м³. Формула (3) получена путём математической обработки данных по температурным поправкам к плотности нефти из таблицы ([3], табл. 29).

Обобщённая формула для расчёта плотности ВНЭ в зависимости от температуры и плотности нефти при стандартных условиях выглядит следующим образом:

$$\rho_{эм} = [\rho_{но} - (1,828 - 0,00132 \cdot \rho_{но}) \cdot (t - 20)] \cdot (1 - c_v) + \rho_v \cdot c_v, \quad (4)$$

где c_v — водосодержание ВНЭ, доли объёма; ρ_v — плотность воды, кг/м³. Плотность воды для расчётов плотности ВНЭ можно принять равной 1000 кг/м³.

Вязкость нефти при рабочих условиях может быть определена по корреляционным зависимостям от плотности нефти и температуры.

На **рис. 1** показаны корреляционные зависимости динамической вязкости (μ_n) нефтей Западной Сибири с содержанием парафина менее 6 % (по данным исследований, проведённых в ПАО «Гипротюменнефтегаз» в 2001–2020 гг.) от плотности (ρ_n) при температурах 5–20 °С в координатах « $\ln \mu_n - \rho_n$ ». Анализ и обработка данных, представленных на **рис. 1**, показали, что корреляционная

зависимость вязкости нефти от плотности может быть выражена формулой вида $\mu_n = \exp(a \cdot \rho_n - b)$, а зависимости коэффициентов a и b от температуры — формулами вида $a(b) = a_1(a_2) \cdot \exp(-b_1 \cdot t)$.

РАЗМЕРЫ НЕФТЕГАЗОСЕПАРАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ МОЖНО ОПРЕДЕЛИТЬ ПО ДИАГРАММЕ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПЛОТНОСТИ НЕФТИ И ВОДОСОДЕРЖАНИЯ В ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.

Обобщённая корреляционная формула для расчёта динамической вязкости нефтей Западной Сибири от плотности и температуры при рабочих условиях в пределах 0–20 °С:

$$\mu_n = \exp[(0,0436 \cdot \rho_n - 34,168) \cdot \exp(-0,011 \cdot t_n)]. \quad (5)$$

Используя для расчётов вязкости ВНЭ известную формулу Монсона [4], получим зависимость для вычисления динамической вязкости устойчивых ВНЭ от плотности нефти, температуры и водосодержания:

$$\mu_{эм} = \exp[(0,0436 \cdot \rho_n - 34,168) \cdot \exp(-0,011 \cdot t)] \cdot (1 + 2,5 \cdot c_v + 2,19 \cdot c_v^2 + 27,45 \cdot c_v^3). \quad (6)$$

На **рис. 2** приведены кривые зависимости отношения вязкости эмульсий к вязкости нефтей от содержания воды в эмульсии,

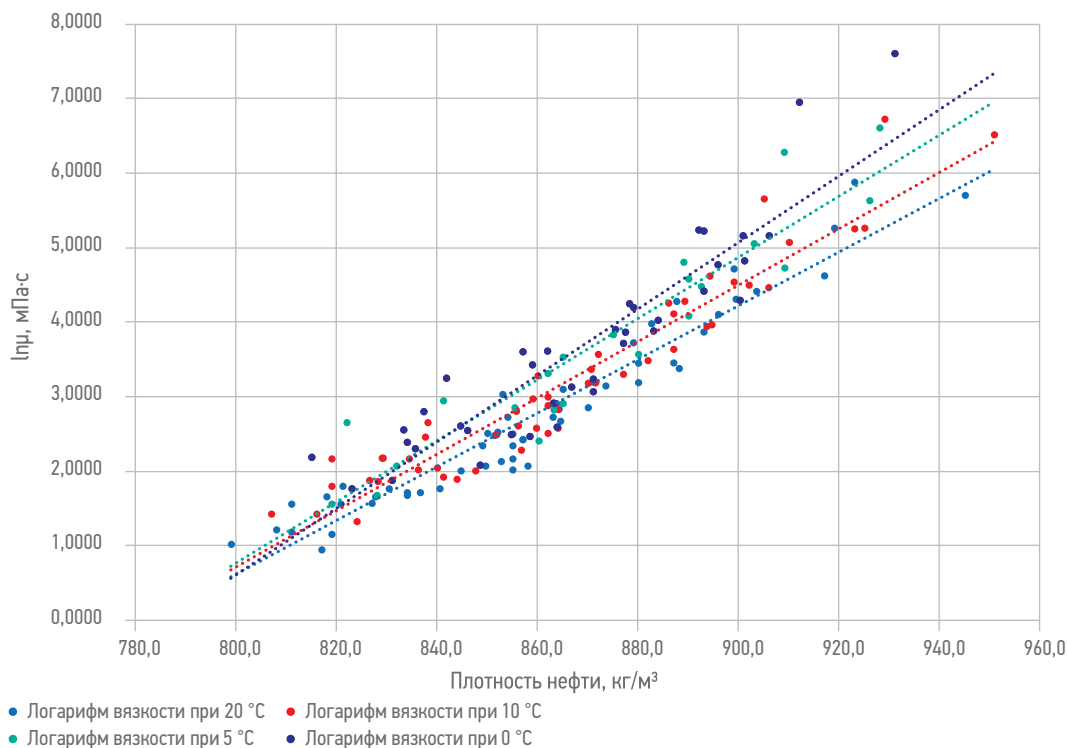


Рис. 1. Зависимость вязкости нефтей Западной Сибири ($\ln \mu_n$) от их плотности при температурах 0–20 °С.

Составлено авторами

Fig. 1. The dependence of the viscosity of the oils of Western Siberia ($\ln \mu_n$) on their density at temperatures of 0–20 °С. Compiled by the authors

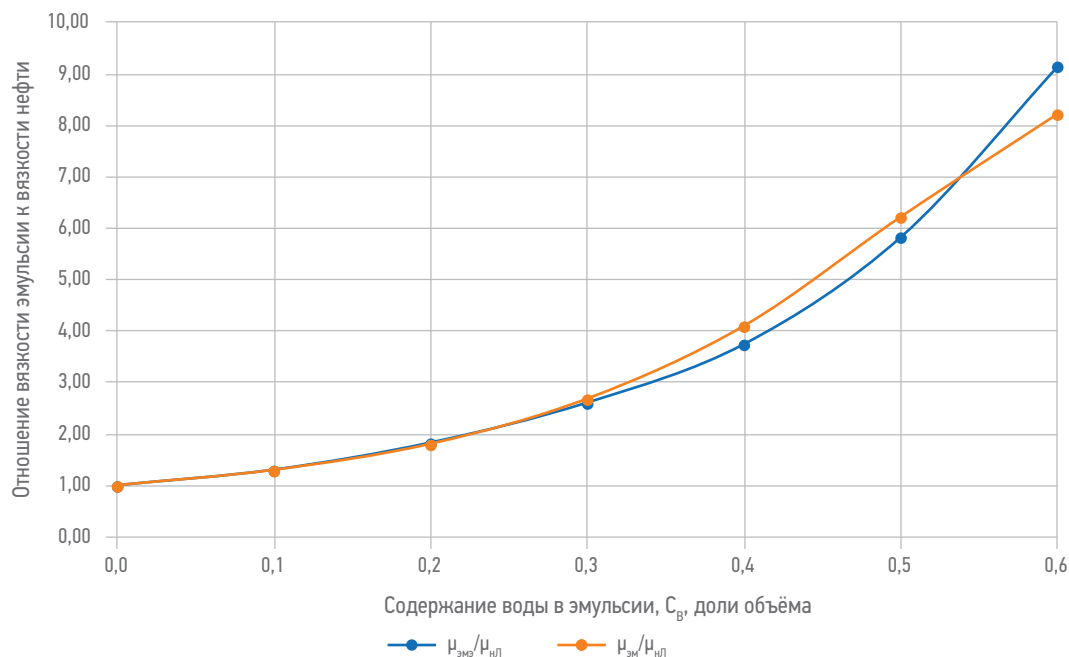


Рис. 2. Зависимость отношения вязкости водонефтяной эмульсии к вязкости нефти от водосодержания.
 $\mu_{эмз}$, $\mu_{эм}$ — динамическая вязкость ВНЭ, усреднённая экспериментальная и расчётная, соответственно.
 Составлено авторами

Fig. 2. Dependence of the ratio of the viscosity of an oil-water emulsion to the viscosity of oil on water content
 $\mu_{эмз}$, $\mu_{эм}$ is the dynamic viscosity of the oil-water emulsion, averaged experimental and calculated, respectively.
 Compiled by the authors

полученные экспериментально (усреднённые результаты более чем 35 реологических измерений для нефтей Западной Сибири), и рассчитанные по формуле (6). Как видно из **рис. 2**, расчётные и экспериментальные зависимости близки, что позволяет считать формулу Монсона приемлемой для проектных расчётов вязкости устойчивых эмульсий.

При расслоении эмульсий образуются две фазы — свободная вода и вязкая эмульсия типа вода в нефти с водосодержанием,

близким к водосодержанию эмульсии в точке расслоения.

Измерение вязкости таких смесей в принципе неправомерно. В то же время в существующих методиках гидравлических расчетов трубопроводов, транспортирующих водонефтяные и газонефтяные смеси, используют параметры вязкости смеси, скорости смеси и др. В этом случае значение вязкости является «кажущимся», принимаемым на основе интерпретации исследователями возможного реологического поведения смесей [5].

Для проектных расчётов при водосодержании выше точки расслоения рекомендуется использовать формулу [6]:

$$\mu_{эмк} = \mu_{эмр} \cdot \frac{1 - C_{в}}{1 - C_{вкр}} + \mu_{в} \cdot \frac{C_{в} - C_{вкр}}{1 - C_{вкр}}, \quad (7)$$

где $\mu_{эмк}$ — «кажущаяся», или «эффективная», вязкость расслоенной водонефтяной смеси; $\mu_{эмр}$ — вязкость водонефтяной эмульсии в точке расслоения; $\mu_{в}$ — вязкость водной фазы; $C_{в}$ — общее водосодержание смеси, доли объема; $C_{вкр}$ — водосодержание эмульсии в точке расслоения, доли объема.

Эта зависимость отражает наличие в водонефтяной смеси двух фаз — эмульсии типа вода в нефти и свободной воды, каждая из которых вносит свой вклад в усредненную вязкость потока пропорционально содержанию в смеси.

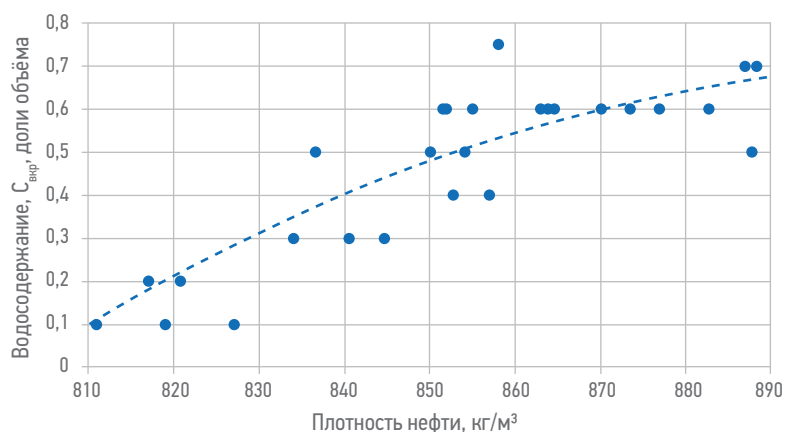


Рис. 3. Зависимость водосодержания водонефтяной эмульсии в точке расслоения от плотности нефти при 20 °С. Составлено авторами

Fig. 3. Dependence of the water content of the oil-water emulsion at the stratification point on the density of oil at 20 °C. Compiled by the authors

Анализ экспериментальных данных для исследованных водонефтяных эмульсий Западной Сибири показывает, что значение водосодержания в точке расслоения ($c_{вкр}$) увеличивается с ростом плотности нефти. Корреляционная зависимость « $c_{вкр}$ — плотность нефти» приведена на **рис. 3**. Эту зависимость в пределах плотности нефти от 810 до 890 кг/м³ можно описать

полиномиальной (с коэффициентом детерминации 0,8096) формулой вида:

$$c_{вкр} = -a_1 \cdot \rho_{нo}^2 + b_1 \cdot \rho_{нo} - c_1, \quad (8)$$

где $a_1 = 5,66 \cdot 10^{-5}$; $b_1 = 0,1034$; $c_1 = 46,516$. При плотности нефти менее 810 кг/м³ значение водосодержания в точке расслоения для проектных расчётов рекомендуется принимать минимальным, равным 0,1,

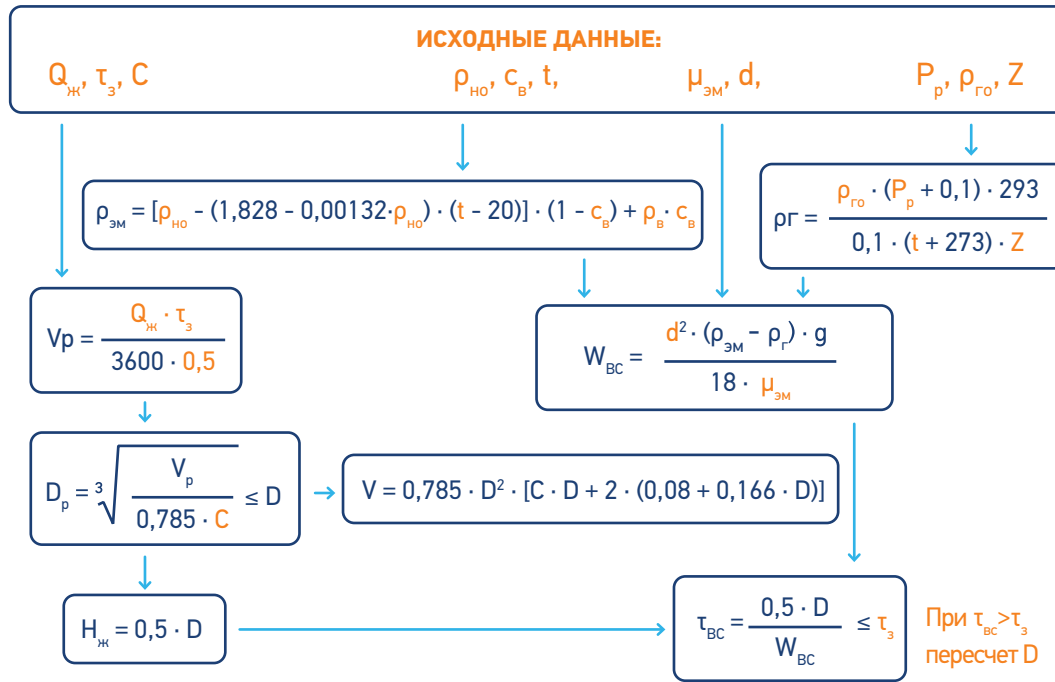


Рис. 4. Алгоритм стандартного расчёта размеров НГС. Составлено авторами
Fig. 4. Algorithm of standard calculation of the size of the oil and gas separator. Compiled by the authors

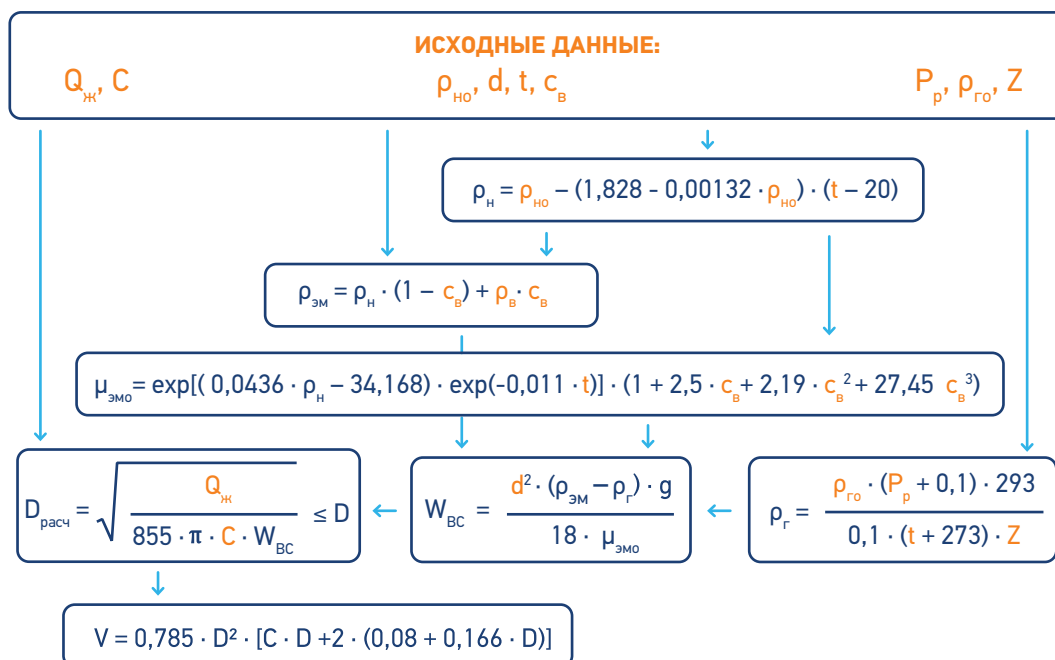


Рис. 5. Алгоритм упрощённого расчёта размеров НГС. Составлено авторами
Fig. 5. Algorithm for simplified calculation of the size of the oil and gas separator. Compiled by the authors

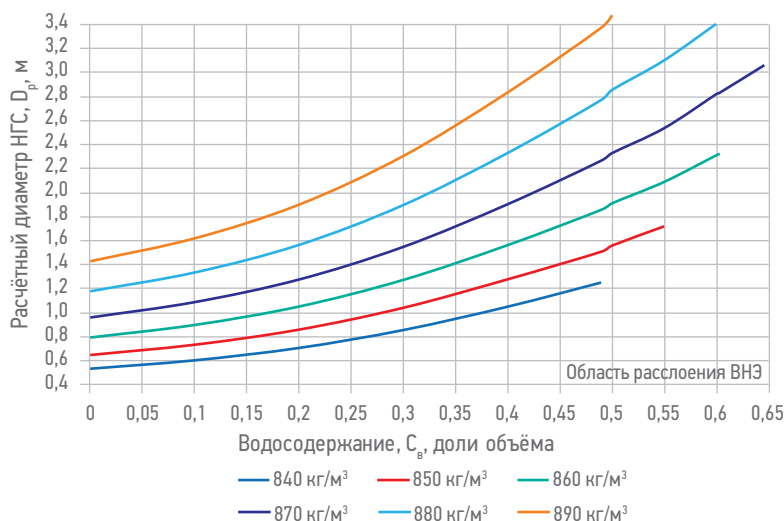


Рис. 6. Диаграмма для определения расчётного диаметра НГС в зависимости от плотности нефти и водосодержания ВНЭ. Составлено авторами

Fig. 6. Diagram for determining the calculated diameter of the oil and gas separator depending on the density of oil and the water content of the oil-water emulsion. Compiled by the authors

а при плотности 890 кг/м³ и выше — максимальным, равным 0,68.

Максимальное расчётное значение вязкости ВНЭ (значение вязкости ВНЭ в точке расслоения) составит:

$$\mu_{\text{ЭМР}} = \mu_{\text{н}} \cdot (1 + 2,5 \cdot c_{\text{ВНЭ}} + 2,19 \cdot c_{\text{ВНЭ}}^2 + 27,45 \cdot c_{\text{ВНЭ}}^3). \quad (9)$$

Используя зависимости (4) и (6), можно, зная плотность нефти при 20 °С, провести упрощенный технологический расчёт размеров НГС, используемых для отделения газа от ВНЭ заданного водосодержания.

Алгоритмы стандартного и упрощённого технологических расчётов диаметра НГС приведены на рис. 4 и 5 соответственно.

В качестве примера на рис. 6 приведена диаграмма для определения расчётного диаметра НГС (при $C=4,5$) для ВНЭ, нефтяной фазой которых является нефть с плотностью от 840 до 890 кг/м³ для расхода ВНЭ 100 м³/ч и температуры 5 °С.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Используя упрощенный алгоритм расчёта и построив аналогичные диаграммы для других значений расходов и температур от 0 до 20 °С, можно определять требуемый диаметр и объём НГС для заданного водосодержания ВНЭ.

Список литературы

1. Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования. РД 39-0004-90, ВНИИСПТнефть. — Уфа, 1990. — 69 с.
2. Методика технологического расчёта нефтегазовых сепараторов. РД 0352-105-87. АО ЦКБН. — Подольск, 1988. — 35 с.
3. Исагулянц В.И., Егорова Г.М. Химия нефти. Руководство к лабораторным занятиям. — М.: Химия, 1965. — 516 с. [табл. 29 с. 126].
4. Monson Louis T. Petroleum Emulsions and their Chemical Resolution. 2d World Petrol. Cong., Paris, June 14. — 1937. — 38 pp.
5. Евдокимов И.Н., Лосев А.П. Проблема инверсии в промышленных эмульсиях: I. Традиционные представления и их экспериментальное обоснование. // Бурение и нефть, 2010. — №3. — С. 16–17.
6. Иванов С.С., Тарасов М.Ю. О проведении дополнительных экспериментальных исследований свойств пластовых флюидов при проектировании обустройства нефтяных месторождений // PRONEFT. Профессионально о нефти. — 2021. — Том 6. — №1. — С. 83–87.

References

1. Guidelines for the design and operation of separation units of oil fields, selection and layout of separation equipment, RD 39-0004-90, VNIISPTNEFT. Ufa, 1990, 69 p.
2. Methodology of technological calculation of oil and gas separators. RD 0352-105-87. JSC TSKBN, Podolsk, 1988, 35 p.
3. Isagulyants V.I., Egorova G.M. Chemistry of oil. A guide to laboratory classes. — M.: Chemistry, 1965, 516 p. [table 29 p. 126].
4. Monson Louis T. Petroleum Emulsions and their Chemical Resolution. 2d World Petrol. Cong., Paris, June 14, 1937, 38 pp.
5. Evdokimov I.N., Losev A.P. The problem of inversion in commercial emulsions: I. Traditional ideas and their experimental «justification». Drilling and Oil, 2010. No. 3. Pp. 16–17.
6. Ivanov S.S., Tarasov M.Yu. On conducting additional experimental studies of the properties of reservoir fluids in the design of the arrangement of oil fields. PRONEFT. Professionally about oil. 2021. Vol. 6. No. 1. Pp. 83–87.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.Ю. Тарасов — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, принял активное участие в разработке технологического расчёта нефтегазо-сепарационного оборудования с помощью корреляционных зависимостей вязкости водонефтяных эмульсий от плотности нефти, участвовал в планировании и проведении работ, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.В. Портнягина — реализовала лабораторные исследования вязкости водонефтяных эмульсий, построение корреляционных зависимостей вязкости водонефтяных эмульсий от плотности нефти, окончательно утвердила публикуемую версию статьи.

С.С. Иванов — оказал экспертную поддержку по разработке технологического расчёта нефтегазо-сепарационного оборудования с помощью корреляционных зависимостей вязкости водонефтяных эмульсий от плотности нефти, реализовал внедрение технологического расчёта нефтегазо-сепарационного оборудования в деятельность ПАО «Гипротюменнефтегаз», окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Mikhail Yu. Tarasov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, took an active part in the development of technological calculation of oil and gas separation equipment using correlation dependencies of viscosity of oil-water emulsions on oil density, participated in the planning and execution of work, I agree to take responsibility for all aspects of the work.

Elena V. Portniagina — carried out laboratory studies of the viscosity of oil-water emulsions, the construction of correlation dependencies of the viscosity of oil-water emulsions on the density of oil, finally approved the published version of the article.

Sergei S. Ivanov — provided expert support for the development of technological calculation of oil and gas separation equipment using correlation dependencies of viscosity of oil and water emulsions on oil density, implemented the introduction of technological calculation of oil and gas separation equipment in the activities of Giprotymenneftegaz PJSC, finally approved the published version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сергей Сергеевич Иванов* — кандидат технических наук, директор по науке и новым технологиям, ПАО «Гипротюменнефтегаз»
625000, Россия, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Республики, 62.
e-mail: ivanov@gtng.ru
SPIN-код: 3103-2652
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7827-4904>
Author ID: 1112098

Михаил Юрьевич Тарасов — кандидат технических наук, заместитель начальника проектно-конструкторского отдела, ПАО «Гипротюменнефтегаз»
625000, Россия, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Республики, 62.
e-mail: tarasov@gtng.ru
SPIN-код: 8935-4580
Author ID: 1141246

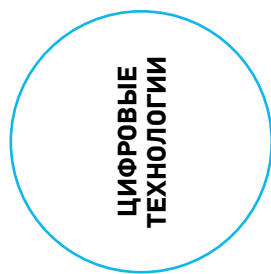
Елена Викторовна Портнягина — начальник группы Лаборатории промышленного сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды, ПАО «Гипротюменнефтегаз»
625000, Россия, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Республики, 62.
e-mail: portniagina@gtng.ru

Sergei S. Ivanov* — Cand. of Sci. (Techn.), Director of Science and New Technologies, Giprotymenneftegaz PJSC
62, Republic str., 625000, Tyumen region, Tyumen, Russia.
e-mail: ivanov@gtng.ru
SPIN code: 3103-2652
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7827-4904>
Author ID: 1112098

Mikhail Yu. Tarasov — Cand. of Sci. (Techn.), Deputy head of the Design Department, Giprotymenneftegaz PJSC
62, Republic str., 625000, Tyumen region, Tyumen, Russia.
e-mail: tarasov@gtng.ru
SPIN code: 8935-4580
Author ID: 1141246

Elena V. Portniagina — Head of the Group the Laboratory Group for Field Collection, Transportation and Preparation of Oil, Gas and Water, Giprotymenneftegaz PJSC
62, Republic str., 625000, Tyumen region, Tyumen, Russia.
e-mail: portniagina@gtng.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Коллектив авторов,
2022



МОДЕЛИРОВАНИЕ СКВАЖИН МЕТОДАМИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ЗАДАЧ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

К.А. Печко^{1,*}, И.С. Сенькин², Е.В. Белоногов²

¹Научно-образовательный центр «Газпромнефть-Политех», РФ, Санкт-Петербург

²Научно-Технический центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: Pechko.KA@gazpromneft-ntc.ru

Моделирование скважин, в частности прогнозирование забойного давления, является важной задачей, типичной при интегрированном моделировании активов (ИМА). Скважина, как элемент, связывающий пласт с наземной сетью сбора, должна описывать движение двухфазного флюида через неё. Для выбора режима работы скважины необходимо описать зависимость забойного давления от промысловых параметров. Классическим подходом является прямой расчет по эмпирическим корреляциям — физическим уравнениям, построенным по экспериментальным данным, либо по механистическим моделям, основанным на физических законах. Они требуют больших вычислительных мощностей, экспертизы специалиста при построении и адаптации модели и, как следствие, больших временных ресурсов.

Цель. Целью работы является сокращение использования зарубежных дорогостоящих программных пакетов и ускорение создания ИМА. В статье предлагается новый подход моделирования скважины в рамках ИМА. При помощи модели машинного обучения описывать скважину как зависимость забойного давления от производственных параметров.

Материалы и методы. Скважина моделируется при помощи модели машинного обучения типа «Случайный лес», состоящей из ассамблеи «Деревьев решений», с применением техники градиентного бустинга. В качестве данных для моделирования используются численные значения производственных параметров, свойств флюида и элементов ИМА. Программная часть реализована средствами языка python при помощи библиотеки scikit-learn.

Результаты. Разработанная модель была протестирована на синтетических и реальных данных различных месторождений. Предлагаемый подход превосходит текущие решения в скорости расчета и предсказательной способности, а также позволяет использовать меньшее количество дорогостоящих лицензий и в случае использования реальных данных позволяет не создавать модели скважин в симуляторах.

Заключение. Благодаря высокой предсказательной способности предлагаемый алгоритм будет внедрен в производственные процессы в качестве модели скважины при создании интегрированной модели месторождения.

Ключевые слова: VLP-таблицы, интегрированное моделирование, машинное обучение, решающие деревья, градиентный бустинг

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Печко К.А., Сенькин И.С., Белоногов Е.В. Моделирование скважин методами машинного обучения для задач интегрированного моделирования. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(2):114–120. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-114-120>

Статья поступила в редакцию 01.11.2021

Принята к публикации 14.01.2022

Опубликована 30.06.2022

WELL MODELING USING MACHINE LEARNING METHODS FOR INTEGRATED MODELING

Konstantin A. Pechko^{1,*}, Ilya S. Senkin², Evgeny V. Belonogov²

¹Research and Educational Center "Gazpromneft-Polytech" RF, Saint-Petersburg

²Science-Technique Center Gazprom-neft, RF, Saint-Petersburg

E-mail: Pechko.KA@gazpromneft-ntc.ru

Background. Bottom hole pressure prediction is crucial issue in integrated field modeling. The well is connection element between surface network and reservoir. It must describe the movement of a two-phase fluid in the wellbore. To control the well production, it is necessary to describe the dependence of the bottom hole pressure on the fluid and well parameters. The classical approach is direct calculation by empirical correlation — physical equation constructed from experimental data. It requires large computing power, expert opinion and as a result large time resources.

Aim. This article proposes a new approach to well modeling. Using machine learning model describe the well depend on fluid properties and production parameters.

Materials and methods. The well model was implemented using the "Random Forest" assembly of "Decision Trees" using the gradient boosting technique. The model was tested on synthetic and real data from various fields.

Results. The developed model was tested on synthetic and real field data. The proposed approach outperforms current solutions in terms of speed and prediction score. It also allows to reduce usage of expensive licenses. In case of enough data the need to create models in simulator is lost.

Conclusions. Due to its high predictive ability, the proposed algorithm will be introduced into production processes as a well model for the needs of integrated asset modeling.

Keywords: VLP table, Integrate Model, Machine Learning, Decision Tree, Gradient Boosting

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Pechko K.A., Senkin I.S., Belonogov E.V. Well modeling using machine learning methods for integrated modeling. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(2):114–120. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-114-120>

Manuscript received 01.11.2021

Accepted 14.01.2022

Published 30.06.2022

ВВЕДЕНИЕ

МОДЕЛИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ

При интегрированном моделировании месторождений одной из важных задач является создание связи модели пласта, скважины и сети сбора для выбора режима эксплуатации с учетом взаимовлияния компонент. Пласт описывается посредством IPR (Inflow Performance Relationship) кривой, а скважина — при помощи VLP (Vertical Lift Performance) кривой. Их зависимость представлена на **рис. 1**.

Пересечение IPR и VLP дает рабочую точку системы скважина — пласт. VLP-кривые зависят от параметров двухфазного флюида и самой скважины: ее геометрии, величины забойного и устьевого давления, при механизированной добыче — насоса, шероховатости НКТ и других. Построение VLP-таблиц происходит на основе модели скважины путём множественных гидравлических расчетов.

VLP-ТАБЛИЦЫ

При программной реализации интегрированной модели месторождения для моделирования каждой скважины используется VLP-таблица. Она является сопоставлением забойного давления на скважине различным комбинациям численного значения буферного давления, обводненности, газового фактора, дебита и других.

Общепринятым подходом генерации VLP-таблиц для определения зависимости забойного давления от описанных выше параметров является прямой расчет при помощи эмпирических корреляций, таких как Beggs & Brill [2], Hagedorn & Brown [5], Duns & Ros [3] и другие. Все они созданы в ходе попыток описать наблюдаемые в экспериментах или наблюдаемые на реальном промысле данные посредством физически обоснованных дифференциальных уравнений. Получаемые дифференциальные уравнения

описывают изменение давления вдоль ствола скважины. Это позволяет, выбрав подходящую корреляцию и подобрав оптимальные корректирующие параметры, путем многократного прямого расчета найти численное значение забойного давления. Существует множество корреляций, специально созданных для различных типов потока, геометрии скважины, свойств флюида и других классов задач. Такой подход имеет недостатки: низкую скорость расчета, необходимость адаптации скважины под каждое новое наблюдение, а также потребность в экспертном заключении специалиста.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Так как классический процесс прямого расчета требует больших вычислительных мощностей и экспертного участия специалиста, это осложняет его применение при создании интегрированной модели месторождения. Описанные выше недостатки классического подхода при моделировании месторождения с сотнями скважин увеличиваются кратно. Предлагается альтернативный подход — использовать для моделирования скважин

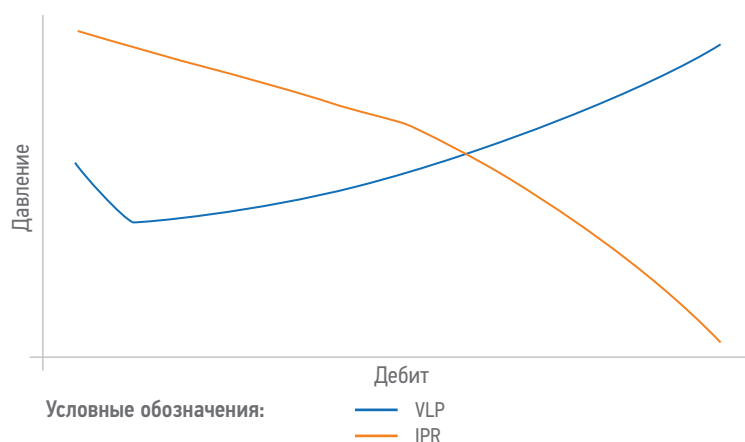


Рис. 1. Графики VLP- и IPR-кривых, нарисовано при помощи python (К.А. Печко)
Fig. 1. Graphics of VLP and IPR curves. Drawn with python (K.A. Pechko)

«СЛУЧАЙНЫЙ ЛЕС» — ТИП МОДЕЛИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ С ВЫСОКОЙ ПРЕДСКАЗАТЕЛЬНОЙ СПОСОБНОСТЬЮ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ БОЛЕЕ ЧЕМ В 10 РАЗ БЫСТРЕЕ ПОЛУЧИТЬ РЕЗУЛЬТАТ.

методы машинного обучения. Использование методов машинного обучения в задачах моделирования двухфазного потока является актуальным для российских и зарубежных специалистов. К примеру, в работе [1] для прогнозирования забойного давления была реализована нейронная сеть. По входным значениям промысловых параметров при помощи преобразований в скрытом нейронном слое предсказывалось забойное давление. В их исследовании статистически значимыми признаками для прогнозирования забойного давления оказались значения устьевое давления, устьевой температуры, глубины забоя, плотности нефти, обводнённости, газового фактора и хлоридизации. Модель показала состоятельность получаемых предсказаний забойного давления. В другой работе [6] был проведен комплексный анализ и разработан подход с использованием результатов различных моделей машинного обучения (нейронная сеть, Support Vector Machine, градиентный бустинг «деревьев решений»). Полученные результаты также говорят о высокой точности (в среднем коэффициент детерминированности R^2 предсказаний разработанных

моделей машинного обучения составляет 0,95). Тестирование на лабораторных и полевых данных показало конкурентоспособность и даже преимущество моделей машинного обучения над классическими эмпирическими корреляциями, такими как Mukherjee and Brill, Beggs and Brill, имеющих R^2 0,82 и 0,8 соответственно.

В работе [4] авторы прогнозируют забойное давление как временной ряд. Используя подход градиентного бустинга для моделей машинного обучения типа «случайный лес» по временным рядам значений устьевого давления, дебитов нефти, воды и газа, с учетом геометрии скважины, прогнозируется временной ряд забойного давления. Опираясь на успешный опыт применения модели на синтетических данных, авторы считают перспективным использовать подходы машинного обучения для прогнозирования забойного давления.

СБОР ДАННЫХ

Сбор данных для моделирования скважины заключался в агрегации реальных наблюдений и, как альтернативный подход, проведении расчетов численным симулятором смоделированных реальных скважин.

Реальные данные регистрируются телеметрией и/или операторами добычи нефти и газа на месторождениях. Значения датчиков, установленных на скважине, оператор с регламентированной частотой вносит в базу данных месторождения, называемую техническим режимом скважин. Эта база

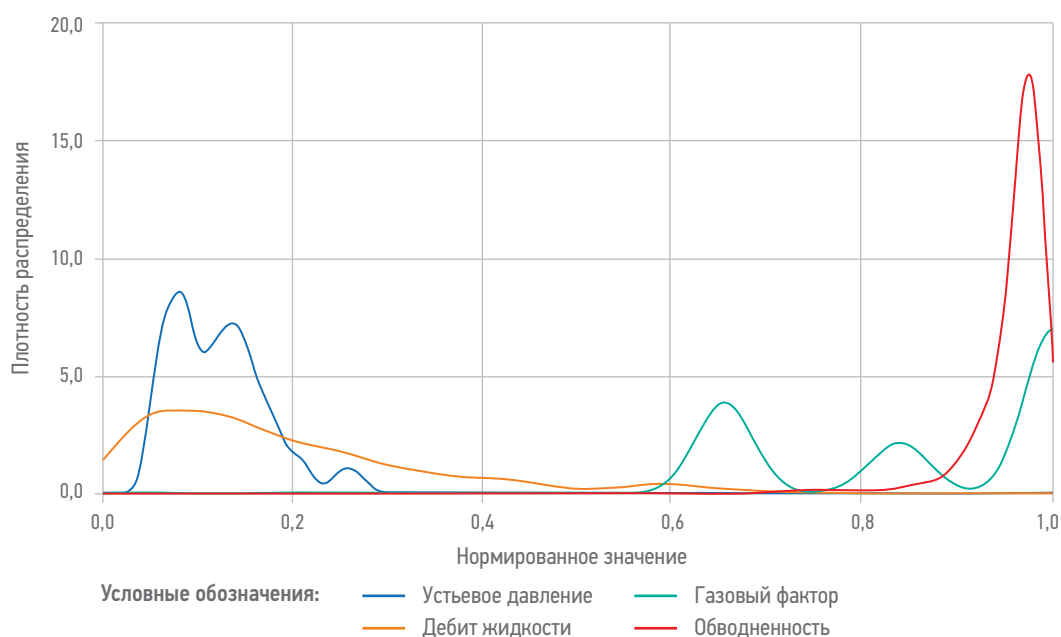


Рис. 2. Плотность распределения нормированного значения признаков месторождения (К.А. Печко)
Fig. 2. Distribution density of normalized features of one field. Drawn with python (K.A. Pechko)

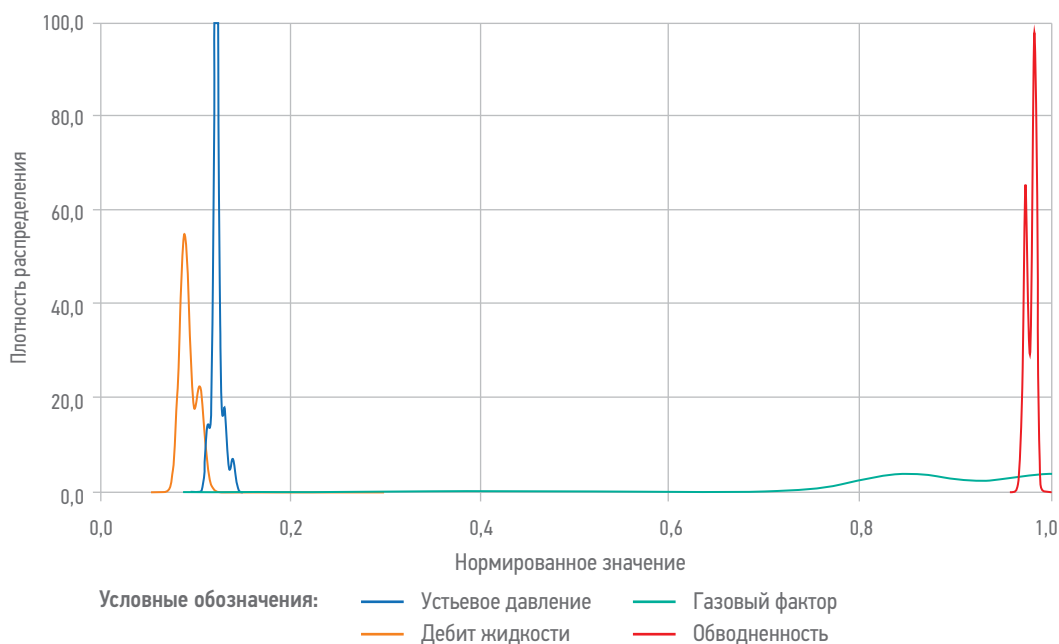


Рис. 3. Плотность распределения нормированного значения признаков одной скважины (К.А. Печко)
Fig. 3. Distribution density of normalized features of one well. Drawn with python (K.A. Pechko)

данных содержит в себе все регистрируемые показания на фонде месторождения. Для работы с этими данными был произведен парсинг excel-файлов технологического режима и преобразование их в pandas.DataFrame средствами языка программирования Python.

В случае использования синтетических данных они генерируются при помощи расчетов средствами симулятора PROSPER. При помощи OpenServer подаются запросы расчетов забойного давления по сетке значений входных параметров, рассчитанные значения записываются в pandas.DataFrame.

АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

В рамках одного месторождения могут быть скважины с различными зависимостями между признаками и целевой переменной. Скважины отличаются своей геометрией, флюидом, допустимыми интервалами значений входных параметров. На рис. 2 показана плотность распределения нормированных признаков для одного месторождения. Как видно, распределения плотностей многомодальны и имеют большую дисперсию. В целом можно назвать данные неоднородными. На рис. 3 показана плотность распределения признаков уже на примере одной из скважин.

На графике видно, что данные более однородны, имеют меньшую дисперсию. Исходя из этой логики был сделан выбор в пользу построения уникальной модели машинного обучения для каждой скважины. При работе с реальными данными технологического

режима, значения, не входящие в интервал 3 стандартных отклонений, считались выбросами и не использовались для моделирования.

ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ

Модель машинного обучения, симулирующая скважину в рамках ИМА, состоит из ансамбли «деревьев решений» — связанных ациклических графов. «Деревья решений» строятся по фактическим данным. В верхнем узле древовидного графа находятся все доступные наблюдения. По бинарному условию на один из признаков происходит деление на две подгруппы с целью уменьшения дисперсии целевого параметра у каждой получившейся подгруппы. Процесс итерационно продолжается до достижения заранее поставленного условия на архитектуру графа. Ансамбль из «деревьев решений» («случайный лес») используется для борьбы с переобученностью модели — чрезмерным моделированием частных в ущерб общей закономерности. Для повышения точности предсказаний использован подход градиентного бустинга: «деревья» ансамбля построены последовательно, каждое последующее «дерево» строится с целью учета ошибок предыдущих. Значения признаков в одну дату считаются одним наблюдением. Формируется выборка наблюдений, каждое из которых состоит из численных значений производственных параметров. Множество всех наблюдений делится на тренировочную и тестовую выборку. На данных тренировочной выборки строятся описанные выше

модели типа «случайный лес», а на тестовой проверяется предсказательная способность построенной модели. Для борьбы с переобученностью также используется k-fold кросс-валидация. Она заключается в многократной разбивке выборки на тренировочную и тестовую часть с целью выявить в данных не частные, а общие закономерности.

ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ

Предлагаемый подход может использовать в качестве выборки для обучения данные из технологического режима скважин, где на каждую дату имеются значения необходимых для работы модели признаков. Однако при работе с данными технологического режима приходится сталкиваться с осложняющими особенностями. Признаки, используемые моделью, регистрируются с разной периодичностью. Так, некоторые параметры по регламенту регистрируются много реже, чем другие. Число наблюдений критически важно для построения модели, дающей состоятельные предсказания. Регистрация параметров с разной периодичностью приводит к уменьшению объема выборки, который и так зачастую невелик. Также сам факт того, что данные технического режима вносятся оператором, а на скважинах редко присутствует телеметрия, вносит в данные дополнительную неопределенность. Подход был апробирован на синтетических и реальных данных. В качестве реальных данных использовались технические режимы трех различных месторождений, отличающихся по геологическим, промысловым параметрам, находящиеся на разных стадиях разработки. После необходимой предобработки исходных данных был составлен

датасет, пригодный для работы модели.

На **рис. 4** представлен график предсказательной способности модели для построенного датасета.

Практически все наблюдения лежат в пределах допустимой относительной ошибки в $\pm 5\%$, обозначенной на **рис. 4** красными линиями. Предсказания имеют значения R^2 порядка 0,95. Более 96 % предсказаний имеют относительную ошибку меньше 5 %. Малая дисперсия и применимость на различных месторождениях позволяет судить о высокой перспективности данного подхода.

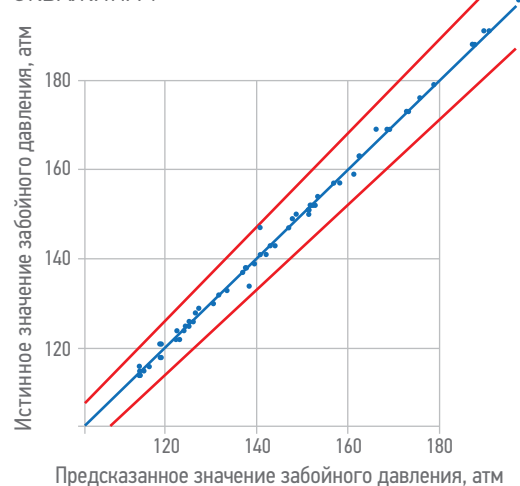
В рамках интегрированного моделирования данный подход может быть использован в качестве модели скважины. Данные для работы модели будут сгенерированы при помощи симулятора, но в меньшем объеме, что позволит ускорить процесс создания интегрированной модели.

На **рис. 5** показаны графики предсказательной способности линейной интерполяции и предлагаемой модели.

Как видно из **рис. 5**, предлагаемая модель имеет более высокую предсказательную способность, чем используемая сейчас линейная интерполяция по сгенерированной симулятором таблице. Целевую относительную ошибку в 5 % у разработанной модели имеют больше 90 % наблюдений, в то время как у линейной регрессии — только 70 % наблюдений.

В рамках одного расчета модель машинного обучения типа «случайный лес» уступает в скорости расчета линейной интерполяции в среднем на 23 %. Но в то же время данный подход позволяет, выигрывая в точности, разрезать шаг расчета, следовательно, меньшее количество раз обращаться

СКВАЖИНА 1



СКВАЖИНА 2

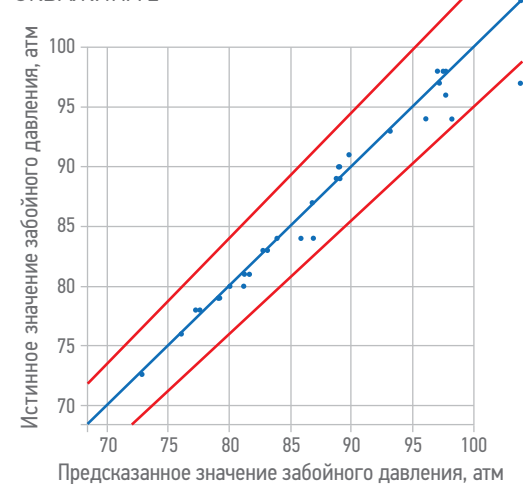
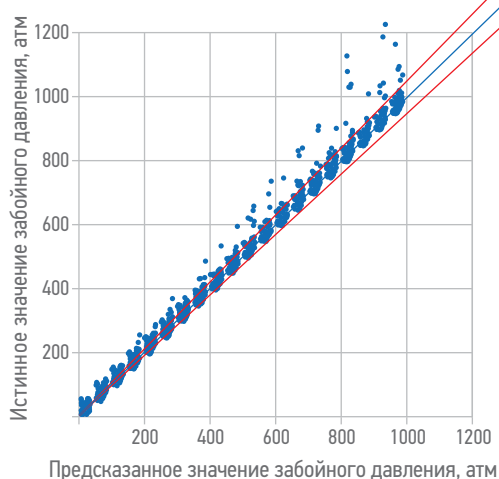


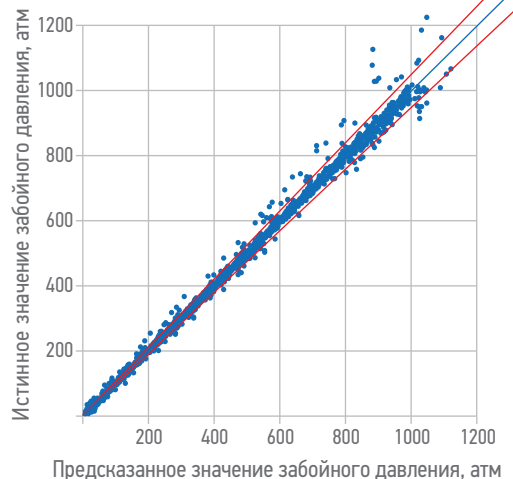
Рис. 4. Предсказательная способность на данных технического режима скважин разных месторождений, нарисованы при помощи Python (matplotlib) (К.А. Печко)

Fig. 4. Predictive ability on real data from various fields. Drawn with python (K.A. Pechko)

ЛИНЕЙНАЯ РЕГРЕССИЯ



СУРРОГАТНАЯ МОДЕЛЬ

**Рис. 5.** Предсказательная способность а) линейной интерполяции, б) суррогатной модели.

Нарисовано при помощи python (К.А. Печко)

Fig. 5. Predictive ability a) linear interpolation, b) surrogate model. Drawn with python (K.A. Pechko)

к симулятору. Благодаря этому в рамках всего процесса моделирования скважины методы машинного обучения позволяют получить конечный выигрыш во времени расчета более чем в 10 раз.

Из недостатков данного подхода стоит отметить высокую чувствительность к качеству данных и необходимый минимум объема выборки. Имея малое число наблюдений, вероятность обучить модель, имеющую высокую предсказательную способность, мала.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанная модель позволяет создавать модели скважин для интегрированных моделей реальных месторождений на качественно новом уровне. Подход продемонстрировал высокую предсказательную способность на синтетических и реальных данных,

превышая по скорости расчета используемые сейчас подходы более чем в 10 раз и многократно сокращая трудозатраты на создание моделей в симуляторе. Предлагаемая модель является инновационной для нефтегазовой отрасли и будет использована в корпоративной разработке Научно-Технического Центра «Газпром нефти» «Метактив» для ускорения создания интегрированных моделей месторождений, повышения точности предсказания забойного давления и качества принятия решений в целом.

В ходе работы над подходом результаты представлялись на научных конференциях SPE «Tatarstan UpExpro», EAGE «Интеллектуальный анализ данных в нефтегазовой отрасли», научно-технической конференции молодых специалистов Научно-Технического Центра «Газпром нефти» в 2021 году, где получили высокие оценки экспертного жюри и призовые конкурсные места.

Список литературы / References

1. Al Shehri F. H. et al. Utilizing Machine Learning Methods to Estimate Flowing Bottom-Hole Pressure in Unconventional Gas Condensate Tight Sand Fractured Wells in Saudi Arabia // SPE Russian Petroleum Technology Conference. — Society of Petroleum Engineers, 2020.
2. Beggs D. H., Brill J. P. A study of two-phase flow in inclined pipes // Journal of Petroleum technology. — 1973. — V. 25. — No. 05. — Pp. 607–617.
3. Duns H., Ros N. C. J. Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells // 6th World Petroleum Congress. — OnePetro, 1963.
4. D. I. Ignatov, K. Sinkov, P. Spesivtsev, I. Vrabie, V. Zyuzin, Tree-based ensembles for predicting the bottomhole pressure of oil and gas well flows, in: International Conference on Analysis of Images, Social Networks and Texts, Springer, 2018. — Pp. 221–233.
5. Hagedorn A. R., Brown K. E. Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits // Journal of Petroleum Technology. — 1965. — V. 17. — No. 04. — Pp. 475–484.
6. Kanin E. A. et al. A predictive model for steady-state multiphase pipe flow: Machine learning on lab data // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2019. — V. 180. — Pp. 727–746.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

К.А. Печко — подготовил текст статьи, реализовал программную часть работ, выполнил обработку данных и тестирование моделей.

И. С. Сенькин — разработал концепцию статьи, активно участвовал в подготовке текста статьи, участвовал в тестировании алгоритмов, оказывал экспертную поддержку.

Е.В. Белоногов — оказал экспертную поддержку в области интегрированного моделирования, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Konstantin A. Pechko — prepared the text, developed programming part, performed data processing and model testing.

Ilya S. Senkin — developed the article concept, took an active part in the preparation of the text, took a part in model testing and provided expert support.

Evgeny V. Belonogov — provided expert support in integrated modeling, approved the final version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Константин Анатольевич Печко* — инженер, НОЦ «Газпромнефть-Политех»
191186, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 71.
e-mail: Pechko.KA@gazpromneft-ntc.ru

Илья Сергеевич Сенькин — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Senkin.IS@gazpromneft-ntc.ru

Евгений Валерьевич Белоногов — руководитель центра, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Belonogov.EV@gazpromneft-ntc.ru

Konstantin A. Pechko* — Engineer, Research and Educational Center «Gazpromneft-Polytech»
71, Moika River emb., 191186, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Pechko.KA@gazpromneft-ntc.ru

Ilya S. Senkin — Manager of direction, Gazprom-neft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Senkin.IS@gazpromneft-ntc.ru

Evgeny V. Belonogov — Head of the center, Gazprom-neft STC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Belonogov.EV@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

БЕСПИЛОТНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ГЕОЛОГОРАЗВЕДКЕ

**В.Д. Гулин², Г.С. Григорьев^{1,*}, А.С. Никитин³, Н.В. Сивой³, Е.Б. Бондарев¹,
М.М. Исламуратов¹**

¹ПАО «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

³ООО «Газпромнефть-ЦР»

© Коллектив авторов,
2022



Электронный адрес: grigoriev.gs@gazprom-neft.ru

Введение. Беспилотные летательные аппараты, или беспилотные авиационные системы (БАС), имеют большой потенциал для оптимизации геолого-разведочных работ на всех этапах. В данном исследовании рассматривается внедрение БАС на разных этапах разведки.

Цели. Целью данной работы является демонстрация результатов применения технологий БАС на всем цикле проведения геолого-разведочных работ: от этапов самого раннего изучения до завершения поисково-разведочного бурения.

Материалы и методы. Комплексный подход с использованием БАС показывает большую эффективность по результатам проведенных исследований. Электроразведка на малых глубинах методом мелководной электроразведки — одна из возможных технологий БАС с большим потенциалом. В этом исследовании есть несколько кейсов, описывающих основные промысловые данные, обработанные модели и разрезы.

Результаты. Основные результаты получены в ходе полевых работ с использованием различного навесного оборудования и комплекса БАС. Ключевыми результатами применения данных технологий стали сокращенные сроки этапа геологоразведки, вплоть до одного полевого сезона, сокращение стоимости проведения отдельных этапов геологоразведки, вплоть до 50 % стоимости работ, а также снижение выбросов CO₂ и антропогенного следа в целом.

Заключение. Развитие данного направления видится в усовершенствовании научно-методической базы проведения полевых и камеральных работ, развитии алгоритмов обработки и интерпретации материалов, а также в развитии измерительных систем совместно с доработкой беспилотных носителей под конкретные нужды геологоразведки.

Ключевые слова: беспилотные авиационные системы, аэрофотосъемка, воздушно-лазерное сканирование, малоуглубинная электроразведка, сейсмические методы, изучение верхней части разреза, поиск строительных материалов

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарности: все работы проводились с привлечением большого количества участников из разных организаций в Российской Федерации. В первую очередь авторы выражают благодарность всем представителям «Газпром нефти» за предоставление материалов для публикации, а также за экспертное сопровождение работ. Авторы также благодарны представителям АО «НПП «Радар ммс», ООО «Беспилотные системы» за их поддержку в написании этой статьи.

Для цитирования: Гулин В.Д., Григорьев Г.С., Никитин А.С., Сивой Н.В., Бондарев Е.Б., Исламуратов М.М. Беспилотные технологии в геологоразведке. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(2):121–131. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-121-131>

Статья поступила в редакцию 28.10.2021

Принята к публикации 14.01.2022

Опубликована 30.06.2022

UNMANNED TECHNOLOGIES IN GEOLOGICAL EXPLORATION

**Vladimir D. Gulin², Gleb S. Grigoriev¹, Alexey S. Nikitin³, Nikita V. Sivoy³, Evgeniy B. Bondarev¹,
Marat M. Islamuratov¹**

¹PJSC Gazprom Neft, RF, Saint-Petersburg

²Gazpromneft STC LLC, RF, Saint-Petersburg

³Gazpromneft DS LLC, RF, Saint-Petersburg

E-mail: grigoriev.gs@gazprom-neft.ru

Background. Unmanned aerial vehicles (UAV) have a great potential for geological exploration optimization at all stages. This study considers UAV implementation at different exploration stage.

Aim. The purpose of this work is to demonstrate the results of the application of unmanned aerial systems technologies in the entire cycle of geological exploration, from the earliest study to the completion of exploration drilling.

Materials and methods. Integrated approach using unmanned aerial systems shows great effectiveness based on the completed surveys. Low-depth electrical exploration using the shallow electrical exploration method is

one of the possible UAVs technologies with great potential. In this study there are several cases describing main field data, processed models and cross-sections.

Results. The main results of the work were obtained as a result of a number of field work using attachments and a complex of unmanned aerial systems. The key indicators of the use of statistical data were the reduced values of the cost of exploration, significant up to one field season, significant up to 50 % of the work, as well as the identification of CO₂ and the anthropogenic footprint in general.

Conclusion. The development of these areas is seen in the development of a scientific and methodological base for field and chamber work, the development of algorithms for processing and enrichment of materials, as well as the improvement of measuring systems with the refinement of unmanned carriers in the event of geological exploration needs.

Keywords: unmanned aircraft systems, aerial photography, aerial-laser scanning, low-depth electrical exploration, non-seismic methods, study of the upper part of the section, search for construction materials

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Acknowledgments: Authors gratitude a large number of various organizations in the Russian Federation for the joint results. First of all the authors express their gratitude to the representatives of PJSC Gazprom Neft for the materials for the publication of materials, as well as for the expert support of the work. The authors are also grateful to the representatives of JSC NPP Radar mms, LLC Unmanned Systems for their support in writing this article.

For citation: Gulin V.D., Grigoriev G.S., Nikitin A.S., Sivoy N.V., Bondarev E.B., Islamuratov M.M. Unmanned technologies in geological exploration. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(2):121–131. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-121-131>

Manuscript received 28.10.2021

Accepted 14.01.2022

Published 30.06.2022

ВВЕДЕНИЕ

Применением беспилотных авиационных систем (БАС) являет глобальным трендом развития мировых нефтегазовых компаний. Основными преимуществами применения БАС при заданном уровне качества получаемых материалов являются драйверы сокращения стоимости проведения работ и уменьшение сроков реализации проекта. Однако критически важным драйвером развития данного направления в последнее время становится глобальный тренд декарбонизации отрасли, отказ от использования в бизнесе нефтяных компаний технологий с высоким уровнем выброса углерода. Применение БАС также кратно снижает риски возникновения HSE (Health, Safety, Environment) событий путем исключения влияния человека при непосредственном проведении работ.

На этапе геолого-разведочных работ нами оценено более 15 сценариев применения беспилотных систем для сокращения стоимости и сроков реализации проекта.

Планирование работ начинается с оценки физической возможности решения поставленной бизнес-задачи. Возможность применения технологии начинается с модельной оценки ожидаемого эффекта от целевых объектов. Например, для проведения малоглубинной электроразведки с использованием БАС необходимо учитывать токи смещения в воздухе.

Все технологии, которые были реализованы в рамках реализации беспилотной программы, протестированы на нескольких объектах в Западной Сибири после подтверждения физической возможности получения необходимого эффекта на этапе перспективного моделирования. Так, результаты моделирования электроразведочных наблюдений показали, что необходимо выполнить съемку на оптимальной высоте, чтобы увеличить отношение сигнал/шум и при этом сделать полеты безопасными. Для этой цели в рамках комплексного подхода к проведению работ проводится воздушно-лазерное сканирование для построения цифровой модели местности непосредственно перед полевой частью работ. Эта модель впоследствии используется на всех этапах исследования нефтяного месторождения, включая определение оптимального проекта полевой сейсморазведки.

ЦЕЛЬ

Целью данной работы является демонстрация результатов применения технологий БАС для ключевых сценариев геолого-разведочных работ.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Развитие БАС ведется как в большинстве крупных зарубежных нефтегазовых

и геофизических компаний, так и в российских вертикально-интегрированных нефтяных компаниях (ВИНК). Одним из лидеров в данном направлении является «Газпром нефть». На текущий момент в периметре компании проанализировано большинство сценариев геолого-разведочных работ (ГРР) с возможностью оптимизации процессов с использованием БАС. Некоторые технологии, такие как магниторазведка и аэрофотосъемка, уже применяются при проведении геолого-разведочных работ на лицензионных участках «Газпром нефти».

Кроме того, в компании развиваются новые технологии, такие как малоглубинная электроразведка, воздушно-лазерное сканирование, ИК-съемка для решения сопутствующих задач, например изучения верхней части разреза (ВЧР) в интересах сейсморазведочных работ для определения границ зон малых скоростей и т.д.

Современный уровень развития технологий и высокие требования по экономической эффективности требуют создания методик, позволяющих исследовать труднодоступные районы не только быстро и экономно, но и с высокой детальностью уже на начальных стадиях геолого-разведочных работ. При этом слабоизученные территории должны быть исследованы таким комплексом методов, который позволил бы обоснованно и с различных сторон охарактеризовать геологическую обстановку и выделить перспективные участки, на которых в дальнейшем будут выполнены более детальные и дорогостоящие наземные работы.

Использование БАС позволяет оптимизировать комплекс исследований применительно к решению конкретной геологической задачи и снизить затраты за счёт замены части наземной или классической аэрогеофизической съёмки исследованиями с использованием БАС.

РЕЗУЛЬТАТЫ

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЕСПИЛОТНИКОВ — ПОИСК И РАЗВЕДКА СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Основными рычагами повышения экономической привлекательности геолого-разведочного проекта являются уменьшение капитальных затрат на проведение геологоразведки и сокращение сроков реализации. Успех геолого-разведочного проекта во многом зависит от возможности оптимизации сроков в рамках дорожной карты,

в которой отлажены и увязаны в единое целое множество уникальных процессов. Одним из ключевых процессов в этой цепочке является подготовка и проведение поисково-оценочного бурения. Несомненно, и этот этап можно разбить на множество подпроцессов, которые влияют на бурение скважины и проект в целом.

ПРОВЕДЕНИЕ МАЛОГЛУБИННОЙ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ С ПОМОЩЬЮ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ СОКРАЩАЕТ ВРЕМЯ ПОЛЕВЫХ РАБОТ В 5 РАЗ ПО СРАВНЕНИЮ С ТРАДИЦИОННЫМ МЕТОДОМ.

На текущий момент при проведении геолого-разведочных работ в сложных условиях Крайнего Севера, в малоизученных и труднодоступных районах остро стоит вопрос подготовки к бурению скважин, в частности подготовки и отсыпки площадок под бурение. Проблема заключается в том, что грунтовые строительные материалы, например, необходимо найти на территории участка. В противном случае требуется его закупка и транспортировка на расстояние более 200 км, реализация доставки морскими путями. В случае отсутствия подобных месторождений строительных материалов на соседних участках необходимо смещение начала реализации проекта или проведение дополнительных дорогостоящих исследований для поиска строительных материалов. Традиционным способом поиска является выбор приоритетных зон в пределах участка и опосредованное исследование сеткой неглубоких скважин, расстояние между которыми, как правило, составляет 300 м. При площади исследуемого участка более 1000 км² традиционные методы становятся трудозатратными, продолжительными по времени и имеют риск не обнаружить месторождение строительных материалов.

Решением данной проблемы является оптимизация процесса поиска строительных материалов с применением БАС — проведение малоглубинной электроразведки методом радиоманнителлурических зондирования с контролируемым источником (PMT-K). Применение БАС позволяет в сжатые сроки исследовать большие площади при более низкой стоимости по сравнению с наземными видами работ. Неоспоримым преимуществом перед бурением скважин является возможность получать характеристики разреза не в одной точке пространства, а по всей площади исследований — трехмерное распределение физических свойств.

Первые испытания подобного решения на территории РФ прошли в августе 2020 года, в итоге получено подтверждение работоспособности электроразведочного комплекса на борту беспилотного воздушного средства вертолетного типа. Сопоставление материалов, полученных в ходе опытно-промышленных испытаний наземным комплексом, и материалов, полученных с применением БАС, показало, что результаты инверсии по материалам съемки с использованием БАС не только соответствуют наземной съемке, но и имеют более детальное разрешение по разрезу. Кроме того, для верификации результатов съемок было выполнено сопоставление разрезов, полученных по материалам съемки с использованием БАС, и информации, полученной в ходе бурения инженерной скважины, результаты МЭРР с БАС подтверждены. После опыта стартовали промышленные работы в полевых условиях.

Результаты применения малоглубинной ЭРР с использованием БАС на одном из лицензионных участков в Западной Сибири подтвердили гипотезу сокращения сроков и стоимости проведения работ с использованием БАС. Участок площадью 2000 км², на котором проводилась ЭРР, находится в тяжелых условиях Крайнего Севера, малоизучен, до ближайшего населенного пункта более 300 км, из-за этого полевой сезон ограничен по времени. По предварительному анализу территории исследования есть риски не нахождения песка, что ставит под вопрос дальнейшее проведение геолого-разведочных работ. На расстоянии 200 км есть открытый песчаный карьер, на котором можно закупить строительные материалы, чтобы транспортировать их на исследуемый участок. По расчетам, транспортировка материалов на такое расстояние по стоимости кратно превышает стоимость разработки карьера на территории исследования. Соответственно для технологии определен вызов — найти карьер песка с наименьшим транспортным плечом к скважине с целевыми метриками: объем выемки не менее 500 тыс. м³, мощность перекрывающих отложений не более 1–1,5 м, размеры тела не менее 150×150 м, мощностью не менее 5 м в сжатые сроки полевых сезонов (1 месяц). При оценке вероятности нахождения песка на данной территории по результатам дешифрирования ортофотопланов были выделены перспективные участки на песок общей площадью 400 км². Даже при снижении площади работ в 5 раз поиск песка на такой территории традиционными методами является дорогостоящим поиском методом

«диной кошки». Для решения этого вызова была применена малоглубинная электроразведка с использованием БАС. Территория участка была поделена на участки по 4 км². Над каждым участком был выполнен облет электроразведочным комплексом, по результатам экспресс-интерпретации (**рис. 1**) проводилась оценка перспективности участка под карьеры строительного песка. В случае если участок признавался перспективным, проводилось заверочное бурение для подтверждения результатов электроразведки.

По результатам работ было обследовано 30 км², на которых только 2 участка оказались перспективными. На одном из участков по результатам верификации скважиной была подтверждена залежь промышленного песка с удовлетворяющими метриками. После этого работы ЭРР на время изучения участка детальным бурением были приостановлены. По результатам детального бурения и лабораторных анализов подтверждены характеристики объекта, объем запасов составил 600 тыс. м³. В результате заверочного бурения на одном из участков подтверждены промышленные объемы строительного песка. На **рис. 2** приведен фрагмент профиля 5, который сопоставлен с данными детального бурения и интерпретации данных электроразведки.

Анализ полученных результатов электроразведочных работ с применением БАС позволяет говорить о возможности исследования верхней части разреза на глубины до 80 м с разрешающей способностью до 1–1,5 м. Применение БАС позволило исследовать площадь с производительностью 8 км² в сутки с получением трехмерного распределения свойств по площади, в то время как традиционные методы исследований позволяют изучать в день не более 1,5 км².

ОПТИМИЗАЦИЯ ПОЛЕВОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ПУТЕМ АНАЛИЗА БОРТОВЫХ ЛИДАРНЫХ ДАННЫХ И МОНИТОРИНГА С ПОМОЩЬЮ ВИДИМЫХ И ИК-КАМЕР С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БПЛА

Результативность проведения сейсморазведочных работ во многом зависит от полноты и достоверности информации об участке на этапах планирования работ. Большинство объектов проведения сейсморазведочных работ в Российской Федерации расположены в условиях болот, в связи с чем полевые работы проводятся в зимний период. Одним из первых этапов проведения сейсморазведочных работ является планирование, закрепление на местности и обустройство системы профилей. Максимально точное

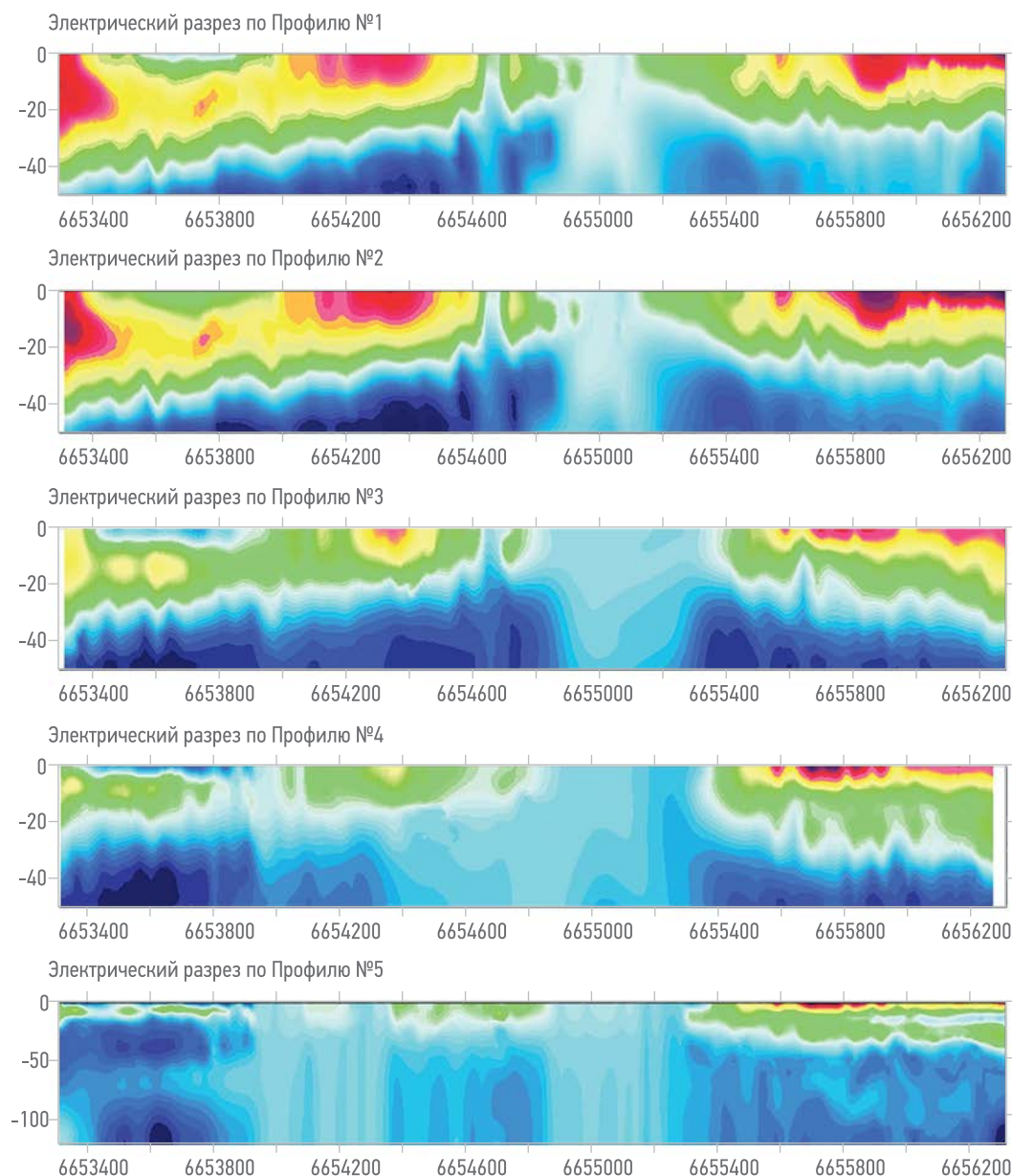


Рис. 1. Примеры разреза удельного электрического сопротивления по участку (В.Д. Гулин)
Fig. 1. Examples of a section of electrical resistivity in a section (V.D. Gulin)

планирование и безопасная эксплуатация системы профилей с учетом всех особенностей участка работ позволяют сократить издержки проекта по срокам выполнения за счет максимального учета всех осложняющих работы факторов.

Основные факторы следующие:

- углы склонов и скрытые формы рельефа;
- сеть скрытых растительностью оврагов и ручьев;
- объемы, взаимное положение и породный состав древесной растительности;
- зоны таяния многолетнемерзлых пород;
- фактическая проходимость ранее проложенных временных проездов и профилей.

На текущий момент ключевым рычагом оптимизации планирования, разбивки

и использования профилей в лесных районах является выполнение работ с минимизацией вырубки деревьев и учетом зон таяния многолетнемерзлых пород, а также зон растепления замерзающих болот в зимний период.

Наиболее эффективным способом сбора и актуализации информации об участке исследований является воздушное лазерное сканирование и ИК-съемка с беспилотных летательных аппаратов.

Применение БАС позволяет выполнять исследования с предельно малых высот в условиях отсутствия аэродромной сети непосредственно с участка работ со скоростью, сопоставимой с пилотируемой авиацией. Неоспоримым преимуществом

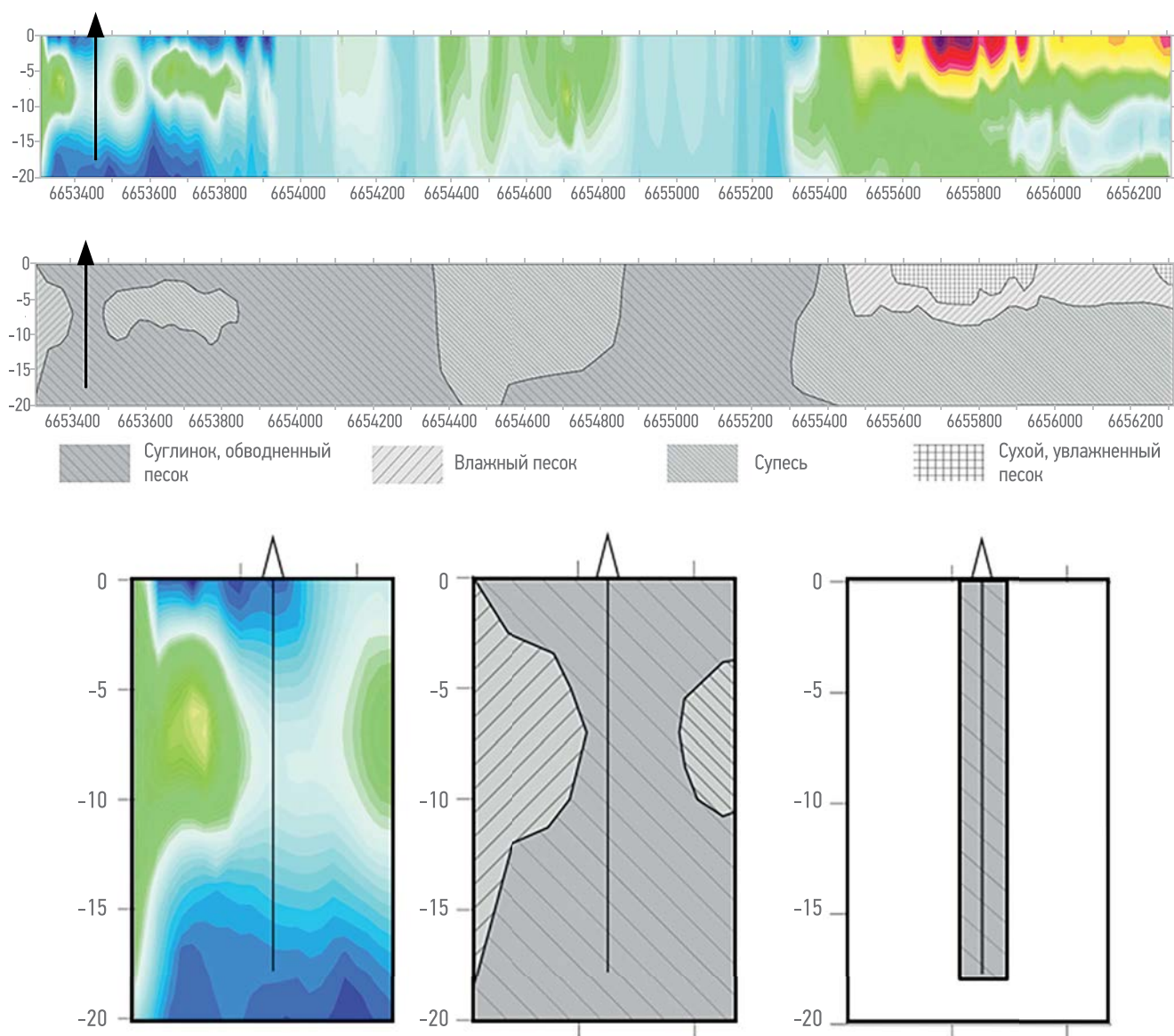


Рис. 2. Фрагмент профиля №5 с сопоставлением со скважиной (слева направо): разрез удельного электрического сопротивления, литологическая разрез по данным ЭРР, литологический разрез по данным скважины (В.Д. Гулин)

Fig. 2. Profile fragment No. 5 with comparison with the well (from left to right): section of electrical resistivity, lithological section according to ERR data, section of electrical resistivity with comparison of lithology according to resistivity or lithological section according to well data (V.D. Gulín)

перед полетами пилотируемой авиацией является возможность сборакратно более плотных данных, позволяющих детально исследовать локальные особенности форм рельефа, объектов растительности и инфраструктуры.

Результаты применения воздушного лазерного сканирования на участке в Западной Сибири площадью 350 км² подтверждают гипотезы по оптимизации планирования работ, что сказывается на сроках и качестве проведения сейсморазведочных работ.

Более половины участка работ покрыто лесной растительностью, при этом наиболее актуальные материалы наземных исследований древостоя датируются 90-ми годами XX века. Топографические карты

участка работ представлены материалами масштаба 1:25 000. Таким образом, актуальная информация о лесной растительности и детальная карта высот рельефа на данном участке требуют сбора и обновления (рис. 3).

Участок находится в районе Крайнего Севера в условиях лесотундры на расстоянии более 200 км от ближайших населенных пунктов и 350 км от ближайшего аэродрома. Выполнение работ по аэросъемке местности пилотируемой авиацией сопряжено с необходимостью выполнения подлетов к участку работ, составляющих до половины всего летного времени. В то же время размещение отряда БВС на промысле в 7 км от границ исследуемого

участка позволило совершать полеты фактически без трат времени на подлеты и возвращении БВС.

В течение 2 недель совершались регулярные вылеты БВС с фотокамерой и лидарным комплексом, за исключением 3 дней непроизводительного времени, согласно метеословиям. Ежедневно БВС совершал съемку 100 км² и более на участке работ без выхода людей в условия таежного леса с территории месторождения. За это время была выполнена аэросъемка 350 км² участка работ с плотностью точек лазерных отражений более 20 на 1 м² и итоговой точностью не менее 8 см. По завершении полевых работ и после проведения всех необходимых процедур контроля полученных материалов была произведена обработка и интерпретация данных.

В ходе анализа данных фотосъемки и воздушного лазерного сканирования получена цифровая модель местности, содержащая информацию о рельефе с выделением перепадов высот в 10–15 см, о проездной способности ранее проложенных профилей и временных проездов, о пространственном положении грунтовых дорог и объектов инфраструктуры с определением их типа, размеров и планового положения.

Также построена цифровая модель древостоя (рис. 4), содержащая информацию

о плановом положении и высоте каждого дерева вне зависимости от его яруса с точностью ± 50 см, а также видовом составе и диаметре ствола с точностью 4 см.

Дополнительно по интегральной цифровой модели древостоя была оценена производительность топогеодезических и рубочных бригад, что позволило сократить и оптимальным образом спланировать проведение работ по прокладке профилей. Данная информация позволила провести планирования сети профилей в обход крупных (диаметром более 35 см) семенных деревьев и минимизировать объемы лесорубочных работ, определив сложность рубки и сместив положение профилей от наиболее трудоемких участков. Тем самым объем вырубленной древесины был сокращен более чем на 15 % от планового.

Цифровая модель рельефа участка работ позволила произвести планирование профилей с учетом проездной способности применяемой техники и исключить необходимость формирования объездов и переразбивки профилей на участках распространения опасных уклонов и овражной сети. Также высокоточная информация о высотах рельефа местности позволяет оптимизировать проведение привязки точек приема и возбуждения сигнала за счет исключения необходимости определения высотной отметки



Рис. 3. Фрагмент плана лесонасаждений для участка проведения ВЛС: графическая подложка — данные фрагмент плана лесных насаждений участка работ масштаба 1:25 000, массив точек — фактические данные о каждом из деревьев [1]

Fig. 3. A fragment of the afforestation plan for the VLS site: graphic background — data fragment of the plan of forest plantations of the site of work at a scale of 1:25,000, an array of points — actual data about each of the trees [1]

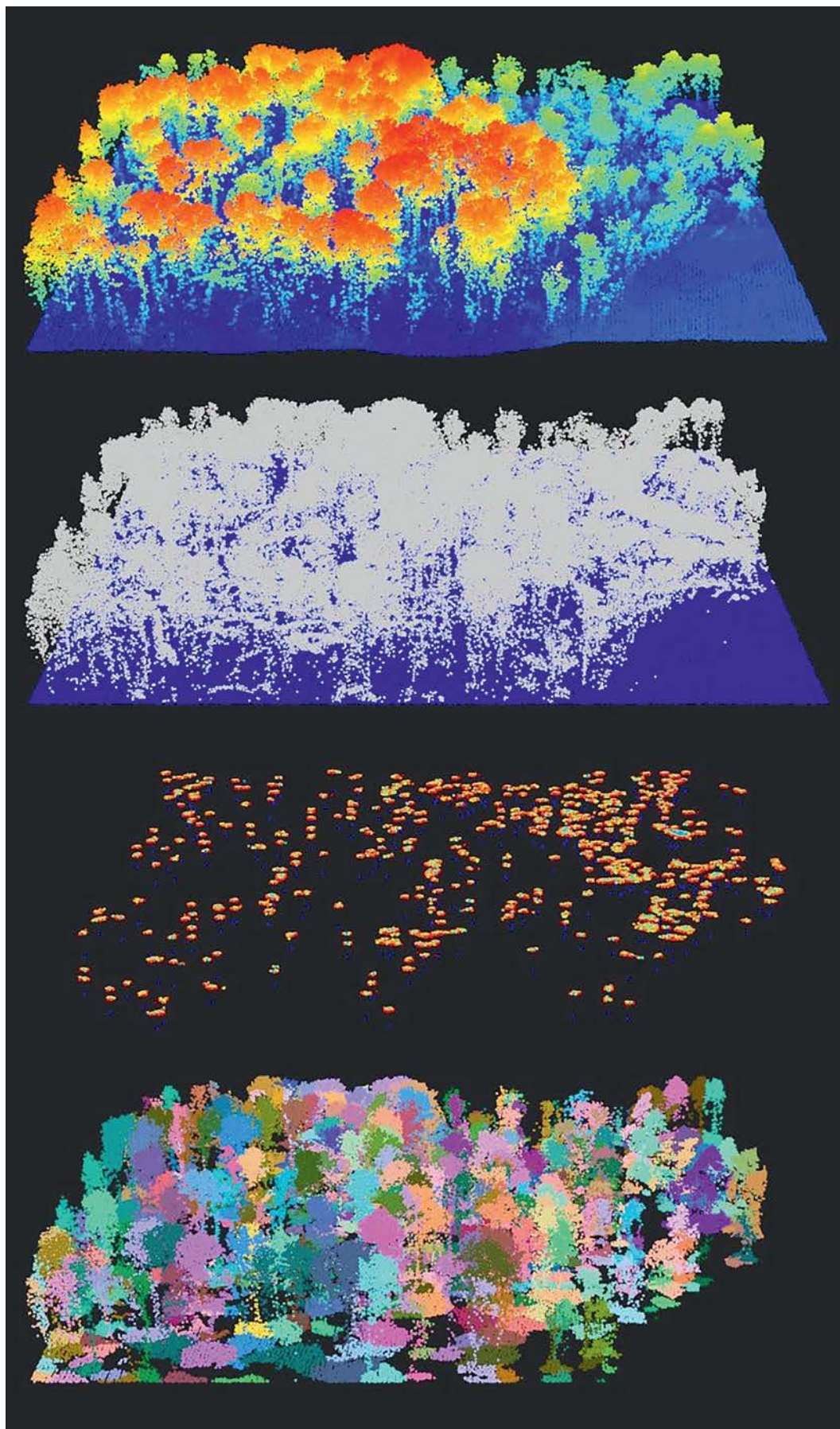


Рис. 4. Пример обработки данных: 1) исходное ОТ (облако точек); 2) классификация и нормализация; 3) сегментирование стволов; 4) сегментирование крон [1]

Fig. 4. An example of data processing: 1) initial OT (point cloud); 2) classification and normalization; 3) segmentation of trunks; 4) crown segmentation [1]



Рис. 5. Пример обнаруженных зон аномальной температуры снежного покрова, ассоциированных с зонами подтаивания болот, на правом рисунке специалист проводит проверку аномалии методом прямого наблюдения [1]
Fig. 5. An example of the detected zones of anomalous temperature of the snow cover associated with the zones of thawing swamps, in the right figure, the specialist checks the anomaly by direct observation [1]

при проведении инструментальных наблюдений.

При эксплуатации системы подготовленных профилей в зимний период в условиях болотистой местности и распространения многолетнемерзлых пород актуальным является вызов контроля и учета зон растепления верхней части разреза с целью учета при планировании ежедневных проездов вездеходной техники. Минимизация случаев застревания техники и её погружения в болота позволяет значительно сократить непроизводительное время и повысить эффективность работы в зимне-весенний период, на который приходится максимум производительности и сбора сейсмических данных. Традиционно производится визуальная экспертная оценка проездной способности участков профилей непосредственно перед проездом техники. Но зачастую зоны подтаивания скрыты неповрежденным слоем снежного покрова и не могут быть определены без инструментальных наблюдений по данным информации видимого глазом спектра. Одним из решений может быть определение проездной способности участка профиля путем пешеходного осмотра местности с «втыканием» вешек в снег с целью поиска талой воды (рис. 5).

Альтернативой данной технологии является выполнение съемок в инфракрасном диапазоне с целью поиска аномалий температуры поверхности снежного покрова, ассоциированных с талыми водами под поверхностью снега. Такие наблюдения целесообразно проводить с небольшой высоты, составляющей от 70 до 150 м, для получения оптимальной по детализации и площади охвата наблюдением информации.

Целевой диапазон ИК-измерений составляет 7,5–13,5 мкм, что соответствует зоне поглощения водяного пара и обеспечивает практически полное отсутствие отраженного солнечного излучения. Таким образом,

на собранных данных можно ожидать исключительно температурные характеристики рельефа и объектов, попавших в зону интереса.

По результатам анализа полученных данных сформулированы оптимальные критерии проведения наблюдений. Мониторинговые полеты целесообразно выполнять после выпадения снежного покрова в темное время суток для исключения неравномерного прогрева местности в летне-осенний период и суточный интервал времени максимальной солнечной активности.

В ходе испытаний были обследованы 17 км² зон потенциального распространения опасных геотермальных процессов и выделены девять целевых аномалий с их оконтуриванием и определением плановых координат. Анализ результатов применения БВС при проведении воздушного лазерного сканирования и ИК-мониторинга участка сейсморазведочных работ показал эффективность при планировании и эксплуатации системы профилей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном исследовании показано два основных направления использования беспилотных воздушных судов в процессе проведения геолого-разведочных работ: на этапе строительства скважины и на этапе проведения площадных сейсморазведочных работ. Применение данного набора технологий в совокупности позволяет сократить среднее время реализации геолого-разведочного проекта на 10–12 месяцев, что значительно влияет на экономику проекта.

В условиях глобального тренда на декарбонизацию применение беспилотных воздушных судов с электрическим двигателем позволяет снижать уровень углеродного влияния.

В результате работы удалось найти месторождение песка на соответствующем расстоянии и таким образом сократить весь процесс разведки на 12 месяцев.

В заключение следует отметить, что технология неглубокой электроразведки БПЛА имеет большое значение для оптимизации полевых сейсморазведочных работ.

Список литературы

1. Гордеев С.Г., Седельников Э.С., Тархов А.Г. Электроразведка методом радиокип. — М.: Недра, 1981. — 132 p.
2. Гулин В.Д., Захарова О.А., Григорьев Г.С., Сиваев Е.В., Анцев В.Г., Симаков А.Е., Шлыков А.А. Применение беспилотных авиационных систем в качестве носителя при проведении малоглубинной электроразведки // Нефтяное хозяйство. 2021. № 05. — С. 67–71. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-5-67-71>
3. Saraev et al. Controlled source radiomagnetotellurics: a tool for near surface investigations in remote regions // J. Appl. Geophys. 2017. — 146, pp. 228–237.
4. Шлыков А.А., Сараев А.К. Оценка макроанизотропии горизонтально-слоистого разреза по данным радиомангнитотеллурических зондирований с контролируемым источником // Физика Земли. — 2015. — № 4. — Рр. 128–147.

References

1. Gordeev S.G., Sedelnikov E.S., Tarkhov A.G. Electroprospecting by the method of radiokip. M.: Nedra, 1981. 132 p.
2. Gulín V.D., Zakharova O.A., Grigoriev G.S., Sivaev E.V., Ancev V.G., Simakov A.E., Shlykov A.A. The use of unmanned aerial systems as a carrier during shallow electrical exploration. Oil Industry. 2021. 05. Pp. 67–71. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-5-67-71>
3. Saraev et al. Controlled source radiomagnetotellurics: a tool for near surface investigations in remote regions. J. Appl. Geophys. 2017. 146. Pp. 228–237
4. Shlykov A.A., Saraev A.K. Evaluation of the macroanisotropy of a horizontally layered section according to the data of radio magnetotelluric soundings with a controlled source. Physics of the Earth. 2015. No. 4, Pp. 128–147.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.Д. Гулин — подготовил текст статьи (главы электроразведки), принял активное участие в работах по комплексному проведению работ с применением беспилотных аппаратов, участвовал в планировании и проведении производственных работ, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Г.С. Григорьев — разработал концепцию статьи, принял активное участие в организации и координации работ по проведению полевых и камеральных работ, окончательно утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.С. Никитин — подготовил текст статьи (главы воздушно-лазерного сканирования и ИК-съемки), принял активное участие в работах по комплексному проведению работ с применением беспилотных аппаратов, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.Б. Бондарев — оказал экспертную поддержку в области проведения геолого-разведочных работ, на полевом и камеральном этапах, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

М.М. Исламуратов — оказал экспертную поддержку в области развития технологических решений в области геолого-разведочных работ, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Н.В. Сивой — принял активное участие в организации и проведении производственных работ, на базе которых была написана статья. Принял участие в корректировке статьи.

Vladimir D. Gulín — prepared the text of the article (head of electrical intelligence), took an active part in the work on the integrated work using unmanned aerial vehicles, participated in the planning and implementation of production work, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Gleb S. Grigoriev — developed the concept of the article, took an active part in organizing and coordinating field and office work, finally approved the published version of the article, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Aleksey S. Nikitin — prepared the text of the article (head of air-laser scanning and IR imaging), took an active part in the work on the integrated work using unmanned aerial vehicles, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Evgeny B. Bondarev — provided expert support in the field of geological exploration, at the field and cameral stages, finally approved the published version of the article.

Marat M. Islamuratov — provided expert support in the development of technological solutions in the field of geological exploration, finally approved the published version of the article.

Nikita V. Sivoy — took an active part in the organization and conduct of production work, on the basis of which the article was written. Participated in editing the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Владимир Дмитриевич Гулин — руководитель направления Центра регионального и сейсмического моделирования, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: gulin.vd@gazpromneft-ntc.ru

Глеб Сергеевич Григорьев* — руководитель направления, ПАО «Газпром нефть», 191167, Россия, г. Санкт-Петербург, Синопская набережная, д. 22.
e-mail: grigorev.gs@gazprom-neft.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7394-7973>
Scopus ID: 56399241200

Алексей Сергеевич Никитин — руководитель направления по применению БАС в ГРП, ООО «Газпромнефть-ЦР» 190013, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Киевская, 5, к. 4.
e-mail: nikitin.asergee@gazprom-neft.ru

Евгений Брониславович Бондарев — начальник департамента, ПАО «Газпром нефть» 191167, Россия, г. Санкт-Петербург, Синопская набережная, д. 22.
e-mail: bondarev.eb@gazprom-neft.ru

Марат Марсович Исламуратов — руководитель программ, ПАО «Газпром нефть», 191167, Россия, г. Санкт-Петербург, Синопская набережная, д. 22
e-mail: islamuratov.mm@gazprom-neft.ru

Сивой Никита Владимирович — Руководитель центра технологий беспилотных авиационных систем, ООО «Газпромнефть-ЦР», 190013, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Киевская, 5, к. 4.
e-mail: sivoy.nv@gazprom-neft.ru

Vladimir D. Gulin — Manager, Center for Regional and Seismic Modeling, Gazpromneft NTC LLC, 75–79 letter D Moika River Emb, 190000, St. Petersburg, Russia.
e-mail: gulin.vd@gazpromneft-ntc.ru

Gleb S. Grigoriev* — Manager, PJSC Gazprom Neft 22, Sinopskaya emb, 191167, St. Petersburg, Russia.
e-mail: grigorev.gs@gazprom-neft.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7394-7973>
Scopus ID: 56399241200

Aleksey S. Nikitin — Manager, 000 Gazpromneft-DR 5–4, Kievskaya st., 190013, St. Petersburg, Russia.
e-mail: nikitin.asergee@gazprom-neft.ru

Evgeny B. Bondarev — Head of Department, Gazprom Neft PJSC, 22, Sinopskaya emb, 191167, St. Petersburg, Russia.
e-mail: bondarev.eb@gazprom-neft.ru

Marat M. Islamuratov — Program manager, Gazprom Neft PJSC, 22 Sinopskaya emb, 191167, St. Petersburg, Russia.
e-mail: islamuratov.mm@gazprom-neft.ru

Nikita V. Sivoy — Head of UAV Technology Center, Gazpromneft — DS LLC, 5–4, Kievskaya st., 190013, St. Petersburg, Russia.
e-mail: sivoy.nv@gazprom-neft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Коллектив авторов,
2022



<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-132-139>

РАЗВИТИЕ ИНСТРУМЕНТОВ ОЦЕНКИ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ФОНДА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ОБЪЕКТАМИ БАЗОВОЙ ДОБЫЧИ, В ТОМ ЧИСЛЕ В ПЕРИОД ОГРАНИЧЕНИЙ ДОБЫЧИ ОПЕК

М.О. Калугина^{2,*}, И.В. Фахретдинов¹, А. А. Прохоров¹, Н.Ф. Тепляков¹

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

²Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: Kalugina.Mol@gazpromneft-ntc.ru

События последних лет (ограничения добычи нефти в рамках ОПЕК) показывают нам, что необходимо разрабатывать подходы, которые будут способствовать поиску оптимальных вариантов эксплуатации действующих месторождений, необходимых для сохранения и максимизации экономической эффективности проектов компании.

Цель. Максимизация экономической эффективности активов компании за счет разработки и внедрения методики «Пирамида затрат» по оценке рентабельности всех уровней базовой добычи (скважина, кустовая площадка, кластер).

Материалы и методы. В процессе проведения анализа существующих экономических методов оценки и отчетности было выявлено, что обеспечены оценкой экономической эффективности только уровни «Скважина» и «Месторождение». Однако для повышения точности результатов расчетов необходима разработка новой методики, которая позволяет провести оценку отсутствующих уровней, например «Кустовая площадка» и «Кластер». Для того чтобы реализовать эту возможность, во-первых, был выполнен анализ свода затрат по статьям, в результате выделено 2 новых удельных показателя: условно-постоянные затраты на кустовую площадку, условно-постоянные затраты на кластер. Во-вторых, добавлена оценка нагнетательных скважин. На основе разработанной методики был создан прототип цифрового инструмента на языке программирования Python, который позволяет существенно сократить время расчетов.

Результаты. Была сформирована методика по распределению затрат «Пирамида затрат» и разработан прототип цифрового инструмента для оценки рентабельности фонда, на основе которых идентифицирован потенциал прироста FCF (Free Cash Flow, свободный денежный поток) на примере ряда действующих месторождений.

Заключение. Полученные результаты работ подтверждают, что разработанный инструмент по оценке рентабельности фонда позволяет сформировать рейтинг нерентабельных объектов и сфокусировать оптимизационные мероприятия для максимизации FCF проектов компании, в том числе в рамках внешних ограничений.

Ключевые слова: экономическая эффективность, рентабельность базовой добычи, операционные затраты, пирамида затрат, оценка рентабельности, оптимизация затрат, FCF

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Калугина М.О., Фахретдинов И.В., Прохоров А.А., Тепляков Н.Ф. Развитие инструментов оценки рентабельности фонда для повышения эффективности управления объектами базовой добычи, в том числе в период ограничений добычи ОПЕК. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(2):132–139. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-132-139>

Статья поступила в редакцию 07.02.2022

Принята к публикации 18.04.2022

Опубликована 30.06.2022

DEVELOPMENT OF TOOLS FOR ASSESSING THE PROFITABILITY OF THE FUND TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF MANAGING BASE PRODUCTION FACILITIES, INCLUDING DURING THE PERIOD OF OPEC PRODUCTION RESTRICTIONS

Maria O. Kalugina^{2,*}, Irnat V. Fakhretdinov¹, Andrei A. Prokhorov¹, Nikolay F. Teplyakov¹

¹Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

²Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, RF, Saint-Petersburg

E-mail: Kalugina.Mol@gazpromneft-ntc.ru

Background. The events of recent years (limitation of oil production within the framework of OPEC) show us that it is necessary to develop approaches that will help to find the best options for operating existing fields, necessary to maintain and maximize the economic efficiency of the company's projects.

Aim. Maximizing the economic efficiency of the company's assets through the development and implementation of the Cost Pyramid methodology for assessing the profitability of all levels of basic production (well, well pad, cluster).

Materials and methods. In the process of analyzing the existing economic methods of assessment and reporting, it was found that only the levels "Well" and "Field" are provided with an assessment of economic efficiency. However, to improve the accuracy of the calculation results, it is necessary to develop a new methodology that allows you to evaluate the missing levels, for example, "Well pad" and "Cluster". In order to realize this possibility, firstly, an analysis of the set of costs by items was performed, as a result, 2 new specific indicators were identified: semi-fixed costs for a well site, semi-fixed costs for a cluster. Secondly, the evaluation of injection wells has been added. On the basis of the developed Methodology, a prototype of a digital tool in the Python programming language was created, which can significantly reduce the calculation time.

Results. A methodology for the distribution of costs "Cost Pyramid" was formed and a prototype of a digital tool for assessing the profitability of the fund was developed, on the basis of which the growth potential of FCF (Free Cash Flow, free cash flow) was identified using the example of a number of operating fields.

Conclusions. The obtained results of the work confirm that the developed tool for assessing the profitability of the fund allows you to form a rating of unprofitable objects and focus optimization measures to maximize the FCF of the company's projects, including within the framework of external restrictions.

Keywords: economic efficiency, base production profitability, operating costs, cost pyramid, profitability assessment, cost optimization, FCF

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Kalugina M.O., Fakhretudinov I.V., Prokhorov A.A., Teplyakov N.F. Development of tools for assessing the profitability of the fund to improve the efficiency of managing base production facilities, including during the period of OPEC production restrictions. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(2):132–139. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-132-139>

Manuscript received 07.02.2022

Accepted 18.04.2022

Published 30.06.2022

ЦЕЛЬ

Текущие подходы по оценке рентабельности действующего фонда направлены на определение экономической эффективности скважины или месторождения в целом. При решении кейсов по поиску оптимальных вариантов эксплуатации месторождений, с учетом ограничений по объемам добычи нефти, авторы пришли к выводу о необходимости развития методики, позволяющей дополнительно оценить рентабельность базовой добычи на промежуточных уровнях: «Кустовая площадка» и «Кластер/ДНС (Дожимная насосная станция)». Данный подход дает возможность детально отследить изменение показателей экономической эффективности на каждом уровне оценки. Особая потребность в данной методике появилась в период ограничений ОПЕК в 2020–2021 годах. В такой период компаниям важно оперативно реагировать на изменения внешних условий и принимать своевременные решения для сохранения эффективности проектов (с учетом мероприятий по остановке менее эффективного фонда для обеспечения доведенных уровней суточной добычи нефти) [2].

Данные предпосылки обеспечили необходимость внедрения подхода по оценке рентабельности различных уровней объектов базовой добычи для повышения эффективности управления фондом. Для решения

задачи на первом этапе разработана методика выделения дополнительных уровней и объектов затрат. Для апробации предлагаемого нового подхода был создан прототип цифрового инструмента по оценке рентабельности фонда, который позволил определить потенциал для оптимизации затрат на действующем месторождении.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Существующая экономическая методика анализа и отчетности не позволяет выполнять ранжирование опций базовой добычи разного уровня. Инструментарием обеспечена оценка уровня «Скважина» и уровня «Месторождение» [3].

Для обеспечения полного цикла оценки разработана «Пирамида затрат», задача которой — создать полную картину путем добавления недостающих уровней оценки рентабельности и выделить дополнительные рычаги для более эффективного управления объектами базовой добычи.

ОПИСАНИЕ МЕТОДИКИ ВЫДЕЛЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ УРОВНЕЙ И ОБЪЕКТОВ ЗАТРАТ

В нефтяных компаниях задачу сохранения высокой экономической эффективности проектов при ограничениях добычи решали с помощью формирования рейтинга скважин



Рис. 1. Подход «Пирамида затрат». Составлено авторами
Fig. 1. Cost pyramid approach. Prepared by authors

по рентабельности и их точечного отключения. Однако при подходе точечного отключения скважин в работе могли оставаться «кустовые площадки» с низкой экономической эффективностью, несмотря на возможное наличие высокоэффективных скважин. В связи с этим на сегодня развитие методик по определению данных затрат (уровни «Кустовая площадка» и «Кластер/ДНС») выглядит особо актуальным.

Подход «Пирамида затрат» включает в себя следующие отличия от существующей методики.

- Добавлены 2 новых уровня оценки (рис. 1):
1. «Кластер/ДНС» — крупный площадочный объект (ДНС, ППН и т.д.), группа кустовых площадок.

2. «Кустовая площадка» со скважинами.

- Выделены новые удельные показатели затрат на «Кустовую площадку», «Кластер/ДНС» и «Месторождение» (рис. 2).

Новые удельные показатели затрат представлены «условно-постоянными затратами на месторождение», «условно-постоянными затратами на «Кластер/ДНС» и «условно-постоянными затратами на кустовую площадку».

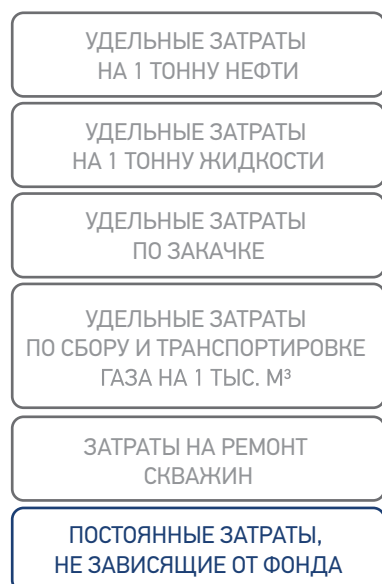
- Добавлена оценка нагнетательных скважин на уровне «Кустовая площадка». Ранее на уровне «Скважина» учитывались только затраты на электроэнергию по процессу ППД, остальные затраты (ФОТ, транспорт, обслуживание, ремонты) в оценке не участвовали [5].
- Усовершенствован подход к расчету уровня «Скважина» (рис. 3).

Существующий формат по оценке рентабельности фонда позволяет на уровне каждой скважины рассчитать экономическую эффективность, однако у данного формата есть определенные ограничения, часть которых сняты в рамках новой методики.

Методика «Пирамида затрат» сочетает в себе новый алгоритм расчета уровней «Кустовая площадка» и «Кластер» и обновленный подход оценки уровня «Скважина», в который интегрированы существующие цифровые инструменты:

- 1) АСПИД — инструмент для оценки индивидуальных темпов падения по каждой скважине [6]. Ранее темп падения оценивался как среднее значение скважин всего месторождения;

ТЕКУЩИЙ ПОДХОД:



НОВЫЙ ПОДХОД «ПИРАМИДА ЗАТРАТ»:

добавлены новые
уд. показатели затрат

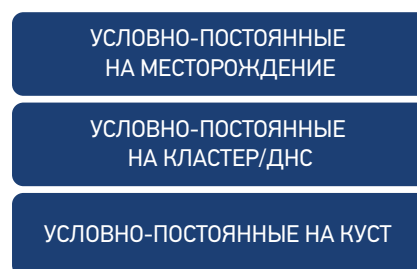


Рис. 2. Сравнение текущего и нового подхода в части постоянных затрат [4]. Составлено авторами
Fig. 2. Comparison of the current and new approach in terms of fixed costs [4]. Prepared by authors

Расчет уровня «Скважина»

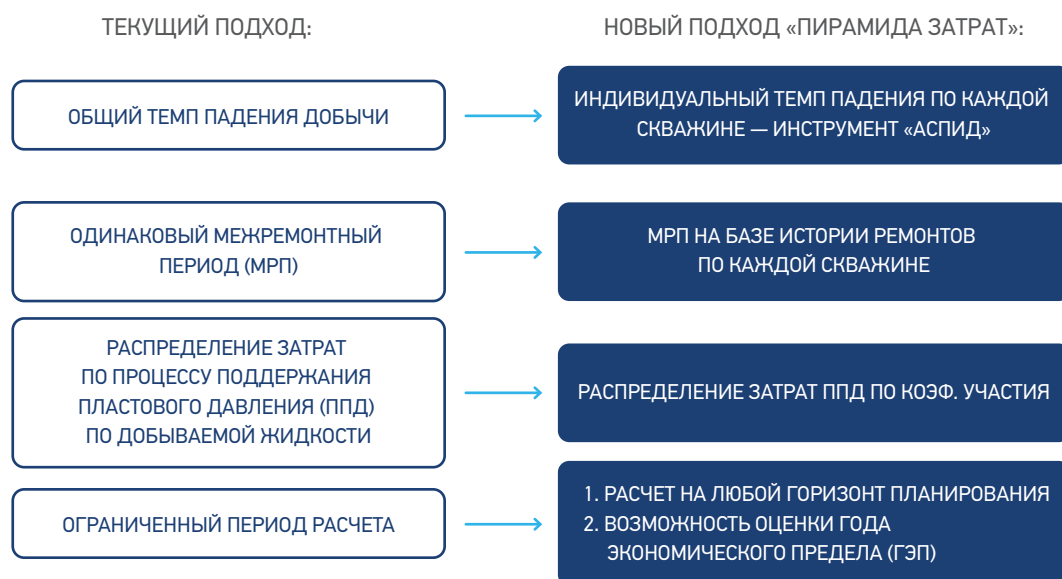


Рис. 3. Сравнение текущего и нового подхода в части поскважинного расчета. Составлено авторами
Fig. 3. Comparison of the current and new approach in terms of well-by-well calculation. Prepared by authors

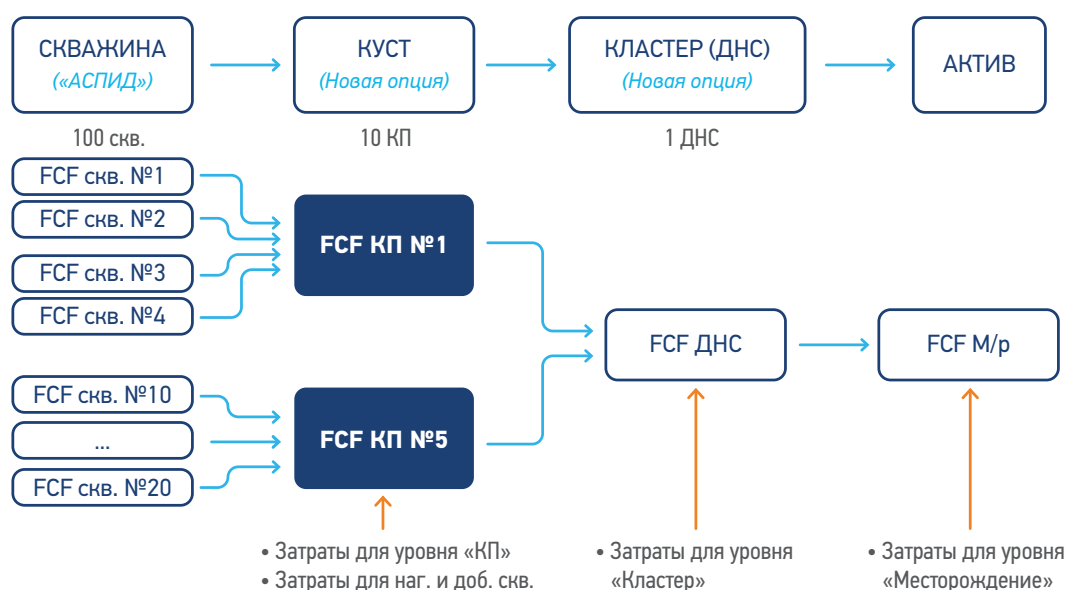


Рис. 4. Блок-схема оценки эффективности различных уровней объектов базовой добычи. Составлено авторами
Fig. 4. Flow diagram for evaluating the effectiveness of various levels of base production facilities. Prepared by authors

- МРП рассчитывается на базе истории ремонтов по каждой скважине. В текущем подходе принимается среднее количество дней межремонтного периода всех скважин на месторождении;
- учтено распределение затрат ППД по ко-эффициенту участия;
- внедрен расчет на любой горизонт планирования (месяц, год, 5 лет и т.д.) и возможность оценки ГЭП (период, когда дисконтированный денежный поток становится меньше нуля).

В целом принцип данной методики можно рассмотреть на рис. 4.

ПРОТОТИП ЦИФРОВОГО ИНСТРУМЕНТА

Инструмент был реализован на основе разработанного подхода «Пирамида затрат» с учетом новых уровней оценки. Часть, связанная с расчетом экономической эффективности, интегрирована с разрабатываемым в компании прототипом гибкой ФЭМ (финансово-экономическая модель) в среде программирования Python. Результаты любого уровня

приводятся в удобном формате с подробным описанием алгоритма.

На данный момент разработанный инструмент позволяет провести оценку экономической эффективности, определить год экономического предела и выделить рейтинг нерентабельных объектов, в том числе на разных уровнях.

Дополнительным преимуществом инструмента является возможность формирования сквозного оптимального графика объектов (с адресными предложениями — скважины, кустовые площадки, кластеры) под остановку с учетом минимизации потерь FCF под любые заданные ограничения добычи.

«ПИРАМИДА ЗАТРАТ» — НОВЫЙ ПОДХОД ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ РЕЙТИНГА НЕРЕНТАБЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ БАЗОВОЙ ДОБЫЧИ И ФОРМИРОВАНИЯ СКВОЗНОГО АДРЕСНОГО ГРАФИКА ОСТАНОВКИ ПОД ЛЮБЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Новый подход был применен для оценки экономической эффективности действующего месторождения в ХМАО.

Исходными данными для расчета выступали 240 работающих скважин на 96 кустовых площадках.

Существующий подход позволяет оценить эффективность только на уровне «Скважина» (выявить перечень скважин с отрицательной эффективностью). В крайней версии расчета это 15 скважин.

С помощью нового подхода была проведена оценка уровня «Кустовая площадка»,

выделены кустовые площадки с отрицательным показателем NPV (табл. 1, столбец «FCF «Куст» NEW»).

Стоит отметить, что для оценки экономической эффективности кустовой площадки недостаточно суммировать FCF по его скважинам. Необходимо учесть затраты, относящиеся к кустовой площадке, например обслуживание инфраструктуры на КП, доотсыпка КП, обслуживание дорог, ВЛ на КП и т.д., а также персонал, транспорт, которые не учтены в поскважинной оценке [7].

Поэтому при использовании текущего подхода, несмотря на эффективность всех скважин, эксплуатация кустовой площадки может быть нерентабельна за счет дополнительных затрат (в табл. 1 приведены примеры «положительных» КП при текущем подходе и одновременно «отрицательных» КП при новом подходе (столбцы «Сумма FCF КП по уровню «Скважина» и «FCF «Куст» NEW» соответственно, FCF КП выделены красным шрифтом)).

В результате разработанный подход позволил идентифицировать дополнительные 18 КП на месторождении (23 доб. скв.) с наличием риска экономической эффективности (табл. 1 — расчет подготовлен без учета ряда затрат, например CAPEX, затрат на реконструкцию и т.д.).

Согласно проведенной работе по новой методике потенциал по Месторождению составляет 32,3 млн руб. за 2022 год.

Данные результаты показывают, что необходимо обратить внимание на перечень выделенных объектов, провести факторный анализ проблем и возможных оптимизационных мероприятий.

Инструмент может применяться также в условиях внешних ограничений/разграничений добычи, так как позволяет формировать оптимальный перечень кластеров/ДНС, кустовых площадок и скважин на включение или отключение.

Для этих целей проведена оценка экономической эффективности разных уровней всех действующих месторождений дочернего общества (30 месторождений). На основе полученных результатов становится возможным формирование сквозного графика минимальных потерь FCF под любые ограничения добычи (с адресным перечнем кандидатов на остановку — «Скважина», «Кустовая площадка», «Кластер/ДНС») (рис. 5).

На текущий момент запланирована апробация методики и алгоритмов, по результатам планируется ее дальнейшее развитие.

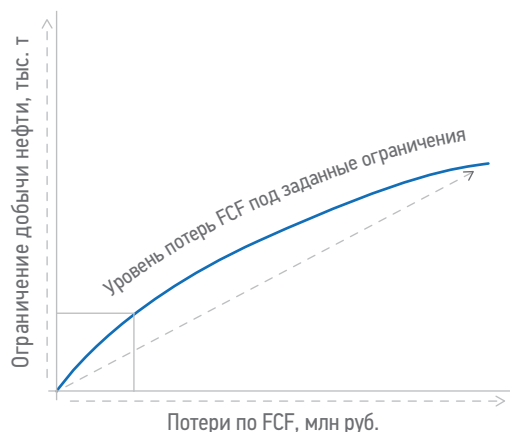


Рис. 5. Потери FCF под разные уровни ограничения добычи. Составлено авторами

Fig. 5. Losses of FCF under different levels of production limitation. Prepared by authors

Таблица 1. Сравнение результатов оценки экономической эффективности на разных уровнях (тыс. руб.). Составлено авторами
Table 1. Comparison of the results of economic efficiency assessment at different levels (thousand rubles). Prepared by authors

Номер скважины	FCF «Скважина»	Номер кустовой площадки	Сумма FCF КП по уровню «Скважина»	FCF «Куст» NEW	Название ДНС	FCF «Кластер/ДНС» NEW	FCF «Месторождение»
...	ДНС №1 Месторождения	1 816 711	2 190 935
Скв. №10	23 902	КП№2	98 857	90 630			
Скв. №11	26 365						
Скв. №12	48 590						
Скв. №13–166	...	КП№3–54			
Скв. №167	-589	КП№55	6 688	-106			
Скв. №168	7 277						
Скв. №169	4 176	КП№56	4 176	-560			
Скв. №170	3 413	КП№57	3 413	-1 636			
Скв. №171	3 433	КП№58	3 433	-1 929			
Скв. №172	1 848	КП№59	1 848	-2 575			
Скв. №173	1 930	КП№60	1 930	-3 119			
Скв. №174	1 074	КП№61	2 986	-3 495			
Скв. №175	1 912						
Скв. №176–177	...	КП№62–63			
Скв. №178	-531	КП№64	-531	-5 267			
Скв. №179	-2 705	КП№65	-2 705	-7 128			
Скв. №180	18 973	КП№66	131 101	124 125			
Скв. №181	21 226						
Скв. №182	90 901						
Скв. №183	-667	КП67	95 208	88 232			
Скв. №184	23 851						
Скв. №185	72 024						
Скв. №186–226	...	КП№68–87			
Скв. №227	733	КП№88	5 708	-148			
Скв. №228	4 974						
Скв. №229	4 968						
Скв. №230	3 689	КП№90	3 689	-735			
Скв. №231	2 758	КП№91	2 758	-2 291			
Скв. №232	1 840	КП№92	1 840	-2 583			
Скв. №233	4	КП№93	2 524	-3 332			
Скв. №234	2 520						
Скв. №235	1 007	КП№94	2 515	-3 341			
Скв. №236	1 507						
Скв. №237	796	КП№95	2 483	-3 373			
Скв. №238	1 687						
Скв. №239	-14 518	КП№96	-5 482	-11 025			
Скв. №240	9 036						

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате данной работы была решена комплексная задача внедрения нового подхода по оценке эффективности действующих месторождений на разных уровнях:

- сформирована новая методика расчета «Пирамида затрат»;
- разработан прототип инструмента на основе подхода «Пирамида затрат»;
- получены положительные результаты от применения подхода «Пирамида затрат» на примере ряда месторождений компании со значительным потенциалом прироста FCF;

- появилась возможность увидеть адресный перечень объектов под остановку/запуск на любой заданный уровень ограничений/разграничений.
- Также сформирован план дальнейших действий: запланирована апробация методики и алгоритмов, по результатам планируется ее дальнейшее развитие.
- Разработанная методика и прототип цифрового инструмента позволяют повысить точность оценки экономической эффективности, скорость и качество принимаемых решений при изменении внешних условий.

Список литературы

1. Стратегия-2030 // Отчет об устойчивом развитии 2018. — 2019 — С. 32–35. <https://ar2018.gazprom-neft.ru/strategic-report/strategy-2030>
2. Болдов М. Как кризис 2020 года отразился на отечественных нефтяных компаниях // Открытый журнал <https://journal.open-broker.ru/investments/obzor-itogov-2020-goda-neftyanogo-sektora-rossii/> (дата обращения: 21.02.2022).
3. СК-13.09.05 Порядок планирования и мониторинга инвестиционных проектов добычи углеводородов в текущих активах. — 2017. — С. 10–25.
4. Методический документ Группы компаний ГПН М-01.13.01-11 «Методические рекомендации по оценке операционных затрат при концептуальном проектировании обустройства на этапах «Оценка» и «Выбор» Крупного проекта». — 2016 — С. 13–15.
5. Асмандияров Р.Н., Монжерин М.А., Зенов А.А., Дрофа П.М., Рыбаков Р.А., Мальцев Н.В., Лозина П.С., Веселов В.М. Комплексный подход к оптимизации бизнес-кейсов зрелых месторождений на примере пилотной программы «Реновация» в ПАО «Газпромнефть» // Российская нефтегазовая технологическая конференция SPE — 2020. — С. 13–15. <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings/20RPTC/4-20RPTC/D043S035R001/450245>
6. Рыбаковская А.А., Фахретдинов И.В., Прохоров А.А., Фатхуллин Т.Ч., Звада А.Н., Скварко И.А. Новый подход в планировании базовой добычи с автоматизацией методики поскважинного расчета // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2021 — № 2 (20). — С. 45–49. <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/4102/75960/>
7. Лозина П.С. Подход к оценке рентабельности месторождений базовой добычи нефти // Материалы международной научной конференции «V Международный экономический симпозиум — 2021». — 2021 — С. 221–225. https://pure.spbu.ru/ws/portalfiles/portal/86621720/_pdf#page=221

References

1. Strategy-2030 // Sustainability Report 2018. 2019, P.32-35. Available at: <https://ar2018.gazprom-neft.ru/strategic-report/strategy-2030> (In Russ.)
2. Boldov M. How the crisis of 2020 affected domestic oil companies // Otkrytyj zhurnal <https://journal.open-broker.ru/investments/obzor-itogov-2020-goda-neftyanogo-sektora-rossii/> (accessed 21.02.2022). (In Russ.)
3. SC-13.09.05 Procedure for planning and monitoring investment projects for hydrocarbon production in current assets. 2017. Pp. 10–25. (In Russ.)
4. Methodological document of the GPN Group of Companies M-01.13.01-11 «Methodological recommendations for estimating operating costs in the conceptual design of facilities at the «Evaluation» and «Selection» stages of a Major Project». 2016. Pp. 13–15. (In Russ.)
5. Asmandiyarov R.N., Monzherin M.A., Zenov A.A., Drofa P.M., Ribakov R.A., Malcev N.V., Lozina P.S., Veselov V.M. Complex Approach to Optimization of Brownfields Business Cases Based on the Pilot Project Renovation in PJSC Gazprom Neft. The SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2020. Pp. 13–15. <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings/20RPTC/4-20RPTC/D043S035R001/450245>
6. Rybakovskaya A.A., Fakhretdinov I.V., Prokhorov A.A., Fatkhullin T.Ch., Zvada A.N., Squarco I.A. A new approach to basic production planning with automation of the well-by-well calculation method. PRONEFT. Professionally about oil. 2021, no. 2 (20). Pp. 45–49. <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/4102/75960/> (In Russ.)
7. Lozina P.S. Approach to assessing the profitability of fields of basic oil production. // Proceedings of the international scientific conference «V International Economic Symposium — 2021». 2021. Pp. 221–225. https://pure.spbu.ru/ws/portalfiles/portal/86621720/_pdf#page=221 (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.О. Калугина — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, приняла активное участие в разработке методики «Пирамида затрат» и апробации алгоритма расчета.

И.В. Фахретдинов — принял активное участие в организации и координации работ по распределению затрат на разные уровни оценки и формированию алгоритма расчета «Пирамида затрат», оказал методологическую поддержку, разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

А.А. Прохоров — принял активное участие в организации и координации работ по распределению затрат на разные уровни оценки и формированию алгоритма расчета «Пирамида затрат», оказал методологическую поддержку, разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Н.Ф. Тепляков — оказал экспертную поддержку в области распределения затрат, принял активное участие в разработке методики «Пирамида затрат», реализовал внедрение алгоритма расчета в цифровой инструмент «Гибкая ФЭМ», окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Maria O. Kalugina — developed the concept of the article, prepared the text of the article, took an active part in the development of the Cost Pyramid methodology and approbation of the calculation algorithm.

Irnat V. Fakhretdinov — took an active part in the organization and coordination of work on the distribution of costs to different levels of assessment and the formation of the calculation algorithm «Cost Pyramid», provided methodological support, developed the concept of the article, finally approved the published version of the article.

Andrei A. Prokhorov — took an active part in the organization and coordination of work on the distribution of costs to different levels of assessment and the formation of the calculation algorithm «Cost Pyramid», provided methodological support, developed the concept of the article, finally approved the published version of the article.

Nikolay F. Teplyakov — provided expert support in the field of cost allocation, took an active part in the development of the «Cost Pyramid» methodology, implemented the calculation algorithm in the «Gibkaya FEM» digital tool, and finally approved the published version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мария Олеговна Калугина* — ведущий специалист, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (СПбПУ) 195251, Россия, г. Санкт-Петербург, Политехническая ул., д. 29.
e-mail: Kalugina.Mol@gazpromneft-ntc.ru

Ирнат Вячеславович Фахретдинов — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Fakhretdinov.IV@gazpromneft-ntc.ru
Scopus ID: 56491185200

Андрей Александрович Прохоров — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Prokhorov.AAl@gazpromneft-ntc.ru

Николай Федорович Тепляков — координатор продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Teplyakov.NF@gazpromneft-ntc.ru
Scopus ID: 57189068726

Maria O. Kalugina* — Leading specialist, Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University (SPbPU) 29 Politekhnikeskaya st., 195251, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Kalugina.Mol@gazpromneft-ntc.ru

Irnat V. Fakhretdinov — Head of Product Development, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Fakhretdinov.IV@gazpromneft-ntc.ru
Scopus ID: 56491185200

Andrey A. Prokhorov — Head of Product Development, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Prokhorov.AAl@gazpromneft-ntc.ru

Nikolay F. Teplyakov — Product coordinator, Gazpromneft STC LLC 75–79 liter D Moika River emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Teplyakov.NF@gazpromneft-ntc.ru
Scopus ID: 57189068726

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

«PROнефть» теперь в ВАК!

Отличная новость для тех, кто готовит диссертацию! Научные работы, прошедшие рецензирование, публикуются бесплатно!



Публикуйте* свои научные работы в журнале «PROнефть»!

**ПО ВСЕМ
ВОПРОСАМ
ОБРАЩАЙТЕСЬ**



КЕРИМОВА Эльвира Римовна
ученый секретарь

✉ Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru



* Подробно про стандарты подготовки публикации читайте на последней обложке

ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

Эльвира Римовна КЕРИМОВА, ученый секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти» (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»)

Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru, тел.: +7 (812) 313 6924 доб. 3657

АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ должен быть не более шести человек. В сведениях об авторах необходимо указать фамилию, имя, отчество полностью, место работы, занимаемую должность, ученую степень, звание (если есть), рабочий почтовый адрес, рабочий телефон, адрес электронной почты.

СТАТЬЯ ДОЛЖНА СОДЕРЖАТЬ:

- подробное введение с обоснованием целей, задач и актуальности работы;
- основную часть с описанием самого исследования;
- полноценные выводы или выделенное заключение.

ОБЪЕМ СТАТЬИ не более 20 страниц, включая рисунки и таблицы (статья выполняется в Word, 14-м шрифтом с полуторным межстрочным интервалом, без элементов верстки, все символы, параметры и др. – выполнены в Word)

ТАБЛИЦЫ выполняются в Word, Excel, не рисунком.

РИСУНКИ в CorelDRAW (версии 13 и более ранние), PowerPoint. Разрешение рисунков и фотографий в формате jpg, tif должно быть не менее 300 dpi. Рисунки должны быть четкими. Каждый рисунок должен быть снабжен подрисуночной подписью. Все позиции на рисунке должны быть расшифрованы и описаны.

Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга.

Число рисунков не более 5 (а, б, в считаются как отдельные рисунки).

ДАННЫЕ. Все данные необходимо приводить в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин». В случаях, когда применение ГОСТ 8.417-2002 по каким-то причинам невозможно, допускается использование системы единиц измерения СГС.

ФОРМУЛЫ. Все входящие в формулу параметры должны быть расшифрованы. Расшифровку достаточно привести 1 раз, когда параметр встречается впервые. Более предпочтительным является использование Списка условных обозначений в конце статьи, тогда расшифровка в самом тексте не нужна. Сложные математические формулы желательно выполнять в формульном редакторе. Простые формулы и параметры в тексте необходимо выполнять в Word.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ. В конце работы, в обязательном порядке, необходимо привести ссылки на все использованные литературные источники. Список литературы должен быть оформлен в соответствии с текущими требованиями к оформлению библиографических записей и ссылок. К статье необходимо приложить аннотацию, тезисы и ключевые слова на русском и английском языках.

ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Стихия северных морей проверяет первопроходцев на прочность, но мы успешно справляемся! Новейшие техника и технологии помогают мне проводить танкер сквозь льды арктических морей к северным портам Европы круглый год.



Реклама



СТРЕМИМСЯ
К БОЛЬШЕМУ!

GAZPROM-NEFT.RU