

22
стр. Комплексная оценка
геологической
изученности

30
стр. Вывод скважины
на режим после
гидроразрыва пласта

134
стр. Модернизация
подъемных агрегатов
для проведения ТКРС

Использование симуляторов при термических
и термогидродинамических исследованиях

стр. 99



Читайте «ПРОНЕФТЬ» со смартфона в приложении!

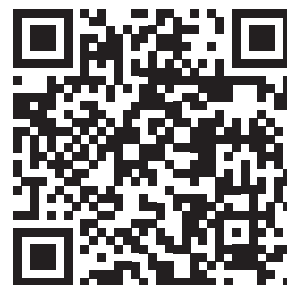
Есть ли у нашего журнала свое мобильное приложение? Конечно, есть! Устанавливаете* его с помощью QR-кодов ниже — и получаете обновления первыми.



ДЛЯ
ANDROID*



ДЛЯ
iOS*



ПО ВСЕМ ВОПРОСАМ
ОБРАЩАЙТЕСЬ



КЕРИМОВА Эльвира Римовна
ученый секретарь

✉ Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru

* ВНИМАНИЕ! Для установки требуется Android версии 8.0+ либо iOS версии 11.0+

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.

Электронная версия всех выпусков журнала доступна на сайте издания <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/>.

Журнал рецензируется и аккредитован в Высшей аттестационной комиссии (ВАК) по направлениям 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин», 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», 25.00.18 «Технология освоения морских месторождений полезных ископаемых».

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»

Аплов 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»

Золотухин А.Б., д.т.н., академик РАН, профессор, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина

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»

Старикова Е.И., руководитель направления Научно-Технического Центра «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.

Electronic versions of all issues are available on the journal's website.

The journal is reviewed and accredited by the Higher Attestation Commission (HAC) in the following disciplines: 25.00.15 Well Drilling and Development Technology, 25.00.17 Development and Operation of Petroleum Fields, 25.00.18 Offshore Field Development Technology.

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

Anatoly B. Zolotukhin, Dr. Sci. (Eng.), Academician of the Russian Academy of Sciences, Professor, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

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

Ekaterina I. Starikova, Project manager, Gazprom Neft Science and Technology Center

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

М.А. Васильев, С.А. Люлякин, С.В. Михайлова, К.В. Зверев, Р.Р. Вахитова

Эволюция представлений о геологическом строении нижнеэокомских отложений северного склона среднеэокомского вала

Mikhail A. Vasilev, Stanislav A. Lyulyakin, Svetlana V. Mikhailova, Konstantin V. Zverev, Roza R. Vakhitova

Evolution of views on geological structure of the lower eoconian sediments of the northern slope of the sredneeoconian shaft

22

Е.А. Фофанова, Ю.Н. Павельева, О.А. Мельникова, Б.В. Белозёров, Н.В. Клименко,
В.А. Павлов, Н.Ю. Коношонкина, Д.В. Бек

Комплексная оценка геологической изученности

Ekaterina A. Fofanova, Iuliia N. Paveleva, Oksana A. Melnikova, Boris V. Belozarov, Nika V. Klimenko,

Vladimir A. Pavlov, Natalia Y. Konoshonkina, Daria V. Bek

Geological data density

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

30

А.Л. Вайнштейн

Обоснование выбора параметров работы добывающей скважины при выводе на режим после гидроразрыва пласта для сохранения долгосрочной проводимости трещины

Albert L. Vainshtein

Flowback dynamics justification for the well after hydraulic fracturing to maintain long-term fracture conductivity

41

А.В. Берлин

Коэффициент вытеснения нефти водой. Основные ошибки при его определении

Anatoliy V. Berlin

Coefficient of displacement of oil by water. The main mistakes in its definition

52

В.Д. Пашкин, К.Э. Лежнев, Е.Р. Кудря, К.А. Никулин

Гравийные фильтры как средство контроля притока при разработке слабоконсолидированных пластов

Vsevolod D. Pashkin, Konstantin E. Lezhnev, Evgeny R. Kudrya, Kirill A. Nikulin

Gravel packs as an instrument of inflow control in weakly consolidated reservoirs

60

А.Ю. Попов, И.А. Жданов, Е.С. Пахомов, А.М. Асланян, Д.Н. Гуляев, В.М. Кричевский, Р.Р. Фарахова,
М.Ю. Гарнышев, Р.В. Гусс, И.В. Старостин, М.А. Кузнецов, Н.П. Ибраев, Л.И. Гайнутдинова

Внедрение интегрированной технологии межскважинных исследований для локализации запасов на зрелом месторождении

Arkady Yu. Popov, Ivan A. Zhdanov, Evgeny S. Pakhomov, Arthur M. Aslanyan, Danila N. Gulyaev,
Vladimir M. Krichevsky, Rushaniya R. Farakhova, Marat Yu. Garnyshev, Rodion V. Guss, Ivan V. Starostin,
Maxim A. Kuznetsov, Nikolai P. Ibraev, Landysh I. Gaynutdinova

Cross-well integrated tests implementation for reserves localization on the brown field

Т.С. Ющенко, Е.В. Демин, Р.А. Хабибуллин, К.С. Сорокин, М.В. Хачатурян, И.В. Байков, Р.И. Гатин

Особенности эксплуатации скважин баженновской свиты с протяженным горизонтальным стволом и многостадийным ГРП

Taras S. Yushchenko, Evgeniy V. Demin, Rinat A. Khabibullin, Konstantin S. Sorokin, Mikhail V. Khachatryan, Iskander V. Baykov, Rustam I. Gatin

Operation features of wells with an extended horizontal wellbore and multistage hydraulic fracturing operation in bazhenov formation

А.М. Шагиахметов, Д.Е. Осадчий, С.С. Ющенко

Применение технологии внутрискважиной водоизоляции в карбонатных коллекторах нефтяного месторождения

Artem M. Shagiakhmetov, Dmitry E. Osadchiy, Svetlana S. Yushchenko

Application of in-situ water shut-off technology in carbonate oil reservoirs

Р.А. Валиуллин, А.Ш. Рамазанов, Т.Р. Хабилов, А.А. Садретдинов, М.Ф. Закиров, Р.Ф. Шарафутдинов, Р.К. Яруллин

Опыт использования симуляторов при интерпретации термических и термогидродинамических исследований

Rim A. Valiullin, Ayrat Sh. Ramazanov, Timur R. Khabirov, Alexander A. Sadretdinov, Marat F. Zakirov, Ramil F. Sharafutdinov, Rashid K. Iarullin

Experience in using simulators for interpretation of thermal and thermohydrodynamic studies

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ / FIELD ENGINEERING AND SURFACE FACILITIES

С.С. Иванов, А.Г. Перекупка, Д.Е. Багин

Анализ причин высокой коррозионной агрессивности попутного нефтяного газа месторождений Западной Сибири

Sergei S. Ivanov, Alexander G. Perekupka, Dmitry E. Bagin

Analysis of the causes of high corrosive aggressiveness of associated petroleum gas from Western Siberia fields

БУРЕНИЕ СКВАЖИН / DRILLING OF THE WELLS

А.В. Чураков, М.Н. Пичугин, Р.Н. Хасаншин, И.В. Кушников, С.Ю. Баркалов, И.Г. Файзуллин

Облегченные проппанты — перспективы и опыт применения в ГРП

Artem V. Churakov, Maksim N. Pichugin, Rustam N. Khasanshin, Ivan V. Kushnikov, Stanislav Y. Barkalov, Ildar G. Fayzullin

Ultra-light weight proppants — perspectives and experience of application in hydraulic fracturing

А.С. Гоцуляк, С.И. Габитов, С.В. Лахтионов

Практики мониторинга эквивалентной циркуляционной плотности и эффективности очистки ствола скважины

Andrey S. Gotsulyak, Salavat I. Gabitov, Sergey V. Lakhtionov

Monitoring equivalent circulation density and efficiency of borehole cleaning practices

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.
Рег № 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 13.01.2022.
Подписано в печать 23.03.2022.
Дата выхода в свет 30.03.2022.

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

134

С.В. Зименков, Л.Н. Сабитов, С.Н. Таргоний

Модернизация действующих подъемных агрегатов и оборудования для проведения текущего и капитального ремонта скважин

Sergey V. Zimenkov, Linar N. Sabitov, Sergey N. Targoni

Upgrading of existing lifting units and equipment for current and workover of wells

TRANSPORT И ПОДГОТОВКА НЕФТИ / OIL TRANSPORTATION AND TREATMENT

140

М.А. Ткаченко

Выбор оптимальных трасс линейных коммуникаций в программном комплексе с учетом условий местности

Mariya A. Tkachenko

The selection of the best utility line routes in the program complex with due regard to the local conditions

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ / DIGITAL TECHNOLOGIES

144

И.О. Ходаков, Т.Р. Ахмедшин, Е.В. Белоногов, Д.Н. Платон,

И.А. Картавец, С.В. Боярский, А.А. Афанасьев

Разработка программных решений для повышения качества и эффективности интегрированного моделирования

Ilya O. Khodakov, Timur R. Ahmedshin, Evgeny V. Belonogov, Denis N. Platon,
Irina A. Kartavtseva, Sergey V. Boyarskiy, Alexander A. Afanasiev

Development of software solutions to improve the quality and efficiency of integrated modeling

PRONEFT. PROFESSIONALLY ABOUT OIL

HISTORY OF THE JOURNAL:

Published since 2016.

PUBLICATION FREQUENCY:

4 times a year

MASS MEDIA REGISTRATION CERTIFICATE:

The journal was registered with the Federal Service for Supervision of Communications, Information Technologies and Mass Media (Roskomnadzor) of the Russian Federation on 22.09.2017. Reg. No. PI FS77-71164

FOUNDER, PUBLISHER, EDITORIAL BOARD:

**Gazpromneft STC LLC, 75-79 Moika River
Embankment, lit. D, 190000, Saint Petersburg, Russia**

PRINT RUN:

200 copies

DATES:

Sent to typesetting 13.01.2022.

Approved for printing 23.03.2022.

Date of publication 30.03.2022.

PRINTING HOUSE:

Printed at BEAN LLC

1, Barrikad Str. bldg. 5, 603003, Nizhny Novgorod, Russia

COPYRIGHT:

© PRONEFT. Professionally about Oil, 2022

© Gazprom Neft, 2022

© Academic editing and proofreading of journal
articles and composition services

NEIKON ISP LLC, 2022

4, Letnikovskaya Str. bldg. 5, office 2.4, 115114, Moscow,
Russia

INDEX FOR SUBSCRIPTION:

In catalogues of Ural press: 81003

PRICE FOR A COPY:

open price

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» СОЗДАЕТ ПЕРВЫЕ В РОССИИ ПОЛИГОНЫ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ «ТРУДНОЙ» НЕФТИ

«Газпром нефть» первой среди нефтяных компаний России получила сразу две лицензии нового вида — на разработку технологий поиска и добычи трудноизвлекаемых запасов. Технологические полигоны для тестирования отечественных разработок будут созданы на участках Пальяновский и Салымский-3 в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре.

Новый тип недропользования нацелен на создание, тестирование и внедрение инноваций для разработки трудноизвлекаемой нефти и повышения нефтеотдачи.

Данный механизм позволит компаниям сфокусироваться на развитии технологий, а не на обязательствах по бурению или работе с запасами, характерных для традиционной модели деятельности. Также упрощается порядок подготовки и согласования проектной документации. В ближайшие годы в Волго-Уральском регионе и Западной Сибири будет развернута сеть технологических полигонов, на которых планируется отрабатывать решения для поиска и добычи запасов баженновской и доманиковой свит, ачимовских и палеозойских залежей. В России также будут созданы инновационные полигоны открытого доступа, на которых смогут тестировать технологии все участники нефтегазового рынка.

«Мы стали первой компанией, которая получила в России лицензии не на геологоразведку или

добычу нефти, а на развитие технологий для разработки трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов. Это важное событие в масштабах всей отрасли. Такой вид недропользования позволяет создавать инновационные полигоны, на которых участники нефтегазового рынка смогут сосредоточиться на поиске новых технологических решений для добычи «трудной» нефти. Появление нового вида недропользования в нашей стране будет способствовать более динамичному технологическому развитию нефтегазовой промышленности», — сообщил председатель правления «Газпром нефти» Александр Дюков.

«Вместе с нашими партнерами мы создаем отечественные решения для добычи «трудной» нефти, и новые площадки позволят их испытывать не только на цифровых моделях и в лабораториях, но и в условиях реального месторождения. Технологические полигоны могут стать тем катализатором, который был необходим для привлечения в нефтегазовую отрасль большого количества небольших компаний с хорошими идеями», — поделился директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Васькевич.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ», СКОЛТЕХ И ХМАО-ЮГРА РАЗВИВАЮТ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ «ТРУДНОЙ» НЕФТИ

«Газпром нефть», Сколковский институт науки и технологий и Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана в ХМАО-Югре заключили соглашение о создании инжинирингового центра для разработки и коммерциализации технологий разведки и добычи трудноизвлекаемых углеводородов. Реализация проекта позволит создать крупнейший лабораторный комплекс по «трудной» нефти в России для проведения исследований в этой области. Документ подписали генеральный директор «Газпромнефть — Технологических партнерств» Кирилл Стрижнев, ректор Сколтеха Александр Кулешов и руководитель Центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана Петр Стулов. Партнеры создадут совместное предприятие и инжиниринговый центр полного цикла на базе Нефтегазовой лаборатории Сколтеха и Центра исследования керна в Ханты-Мансийске. Подразделение станет площадкой для научно-технических экспериментов, развития технологий разведки и добычи «трудных» углеводородов, а также современных методов увеличения нефтеотдачи. Кроме того, центр займется разработкой решений в области производства, транспортировки и хранения CO₂. «Вместе с партнерами мы сможем предложить рынку широкий перечень исследований, результаты которых будут востребованы как при добыче «трудной» нефти, так и при создании новых материалов, аддитивных технологий и подхо-

дов к улавливанию и утилизации углекислого газа», — рассказал директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашневич. «Газпром нефть», Югра и Сколтех много лет занимаются изучением трудноизвлекаемых запасов. За это время мы приобрели уникальные компетенции, сформировали профессиональные команды, создали и внедрили новые решения для разработки бажены и других видов «трудных» углеводородов. Синергия экспертизы, опыта и ресурсов партнеров поможет в создании прорывных технологий», — сообщил генеральный директор «Газпромнефть — Технологических партнерств» Кирилл Стрижнев.

«Создание совместного предприятия позволит выводить на рынок созданные Сколтехом и партнерами технологии разведки и добычи. Думаю, что в рамках совместного инжинирингового центра с «Газпром нефтью» и Югрой мы многого добьемся», — рассказал ректор Сколтеха Александр Кулешов.

«Запуская с партнерами высокотехнологичный проект, мы создаем инструмент для преодоления общеотраслевых вызовов, связанных с добычей «трудной» нефти. Параллельно мы решаем и важную задачу по привлечению и удержанию в ХМАО-Югре высококлассных специалистов», — сообщил руководитель НАЦ РН им. В.И. Шпильмана Петр Стулов.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И НЛМК БУДУТ СОВМЕСТНО РАЗВИВАТЬ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

«Газпромнефть — Технологические партнерства» и международная металлургическая компания НЛМК подписали соглашение о сотрудничестве в области инноваций. Стороны намерены объединить ресурсы, компетенции и знания для взаимодействия в области инноваций, поиска и поддержки технологических стартапов в сфере энергетики.

Партнеры планируют совместно развивать инфраструктуру для испытания и внедрения технологий российских разработчиков. Участники акселерационной программы «Газпром нефти» INDUSTRIX* получают возможность протестировать прототипы своих продуктов на промышленных площадках НЛМК, экспертизу от ведущих специалистов нефтяной и металлургической индустрий.

«Газпром нефть» и НЛМК планируют развивать как решения для разведки и добычи и традиционной энергетики, так и инновации для преодоления вызовов, связанных с энергопереходом, в том числе создавать технологии для улавливания, использования и хранения CO₂.

«Современный крупный бизнес активно запускает акселерационные программы. С их помощью мы можем кастомизировать технологии с открытого рынка под свои вызовы и эффективнее решать отраслевые задачи. При этом все стороны таких программ в выигрыше: бизнес получает инновации для оптимизации своих процессов, а стартапы — возможность превратить свои идеи

в востребованные продукты и интегрировать их в ведущие компании», — сообщил директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.

«Группа НЛМК рада быть частью экосистемы, созданной для динамичного развития уникальных решений с высоким технологическим, рыночным и межотраслевым потенциалом. Объединение усилий позволит нашим компаниям эффективнее находить, тестировать и внедрять лучшие технологии в области альтернативной энергетики, декарбонизации, цифровизации и в других направлениях», — прокомментировал вице-президент Группы НЛМК по энергетике и экологии Сергей Чеботарёв.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И AIQ БУДУТ СОВМЕСТНО РАЗВИВАТЬ ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

«Газпром нефть» и компания AIQ (совместное предприятие ADNOC и компании «Group 42») договорились о сотрудничестве в создании и коммерциализации цифровых решений для топливно-энергетического комплекса. Меморандум о взаимопонимании подписали директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич и генеральный директор AIQ Омар Аль Марзуки.

Партнеры объединяют компетенции, опыт и экспертизу для разработки цифровых продуктов с использованием когнитивных технологий и искусственного интеллекта для разведки и добычи углеводородов. Компании намерены создавать новые решения и IT-инструменты, а также коммерциализировать их на рынках России и Ближнего Востока.

«Газпром нефть» при участии AIQ намерена продвигать на ближневосточном рынке свои когнитивные решения для оптимизации бурения. Например, первую в отрасли самообучающуюся программу для оптимизации затрат при строительстве высокотехнологичных скважин. Технология позволяет в режиме реального времени по косвенным параметрам работы бурового оборудования определять тип горных пород на глубине в несколько километров.

«Газпром нефть» рассматривает Ближний Восток как один из приоритетных рынков для продвижения своих технологических продуктов. В сентябре прошлого года компания впервые представила

свои технологии и цифровые проекты на крупнейшем международном отраслевом мероприятии — технологической конференции и выставке SPE Annual Technical Conference and Exhibition (ATCE) в ОАЭ. «Наши технологические и IT-продукты вызывают интерес у многих отраслевых игроков, в том числе на Ближнем Востоке. Соглашение с AIQ открывает новые возможности для развития наших цифровых технологий, их настройки под потребности и условия конкретного региона, а также формирует перспективы для создания и коммерциализации совместных продуктов», — рассказал директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.

«Мы рады новому партнерству AIQ с «Газпром нефтью», которое будет способствовать сотрудничеству между двумя ключевыми энергетическими компаниями. Мы стремимся разрабатывать прорывные технологии, которые создадут ценность и возможности для роста в нашем бизнесе. По мере того как ОАЭ движется к энергетическому переходу, мы рады, что многие международные компании все чаще рассматривают Абу-Даби как центр цифровых технологий и искусственного интеллекта мирового класса», — сообщил генеральный директор AIQ Омар Аль Марзуки.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ВНЕДРЯЕТ ПЕРВЫЙ РОССИЙСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТРИЗОВ

«Газпром нефть» и ведущие разработчики и производители оборудования для добычи углеводородов создали первый отечественный комплекс для гидроразрыва пласта (ГРП). В 2022 году пройдут стендовые испытания, а в 2023 году — тестирование флота ГРП на Южно-Приобском месторождении в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре.

Техника нового поколения адаптирована для работы с трудноизвлекаемыми запасами. Комплекс ГРП, разработанный Московским институтом теплотехники, состоит из мобильных насосных установок для закачки в скважины специальных жидкостей, пунктов управления и контроля, полевых лабораторий и другой спецтехники. Для автоматизации операций гидроразрыва пласта разработан специализированный комплекс программного обеспечения, в который в том числе входит цифровой симулятор «Кибер ГРП», созданный «Газпром нефтью» совместно с МФТИ для расчета параметров подземных операций.

За счет большей мощности насосных установок эффективность российской техники при работе с трудноизвлекаемыми запасами будет выше зарубежных аналогов. Увеличение объема закачки жидкости позволит создавать разветвленную сеть трещин даже в сверхплотных породах и, таким образом, повышать приток нефти в скважину.

Кроме того, отечественное оборудование компактнее зарубежных комплексов, что сокращает затраты на подготовку специальных площадок для размещения техники.

«Для рентабельной разработки сложных запасов нефти, доля которых в России достигает 70 %, необходимы технологии и оборудование, которые не зависят от импорта. Гидроразрыв пласта — один из самых распространенных методов увеличения эффективности разработки месторождений. Сейчас примерно 85 % прироста добычи нефти обеспечивается применением ГРП. Вместе с партнерами мы создали первое отечественное оборудование для гидроразрыва, и это историческое событие для всей нефтегазовой отрасли. Мы закладываем в этот проект нужные нам параметры и характеристики, которые позволят оптимально работать с трудноизвлекаемыми запасами», — рассказал Алексей Вашкевич, директор по технологическому развитию «Газпром нефти».



«ОПТИМИЗАТОР» ПОДСКАЖЕТ, КАК УВЕЛИЧИТЬ ДОБЫЧУ

НТЦ «Газпром нефти» совместно с компанией «Цифровое проектирование» разрабатывает технологию «Оптимизационные методы технологического инжиниринга систем обустройства». Цифровой инструмент решает задачу моментальной многопараметрической оценки и оптимизации работы интегрированной системы «скважина — сеть». Это необходимо для повышения эффективности добычи на зрелых месторождениях и рационального освоения новых. Готовое решение было успешно испытано на тестовых участках Холмогорского, Сугмутского и Романовского месторождений.

ЗАПУСК СКВАЖИН
В ПРОТИВОФАЗЕ

+50 ТОНН
В СУТКИ

ОПТИМИЗАЦИЯ
РЕЖИМА РАБОТЫ
НАСОСОВ

+100 ТОНН
В СУТКИ

ПРОКЛАДКА НОВОГО
ТРУБОПРОВОДА

+100 ТОНН
В СУТКИ

*все указанные цифры рассчитаны на основе
созданных моделей на тестовых участках



ЭЛЕКТРОННАЯ
РАЗРАБОТКА
АКТИВОВ

до 12%

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ

ЭВОЛЮЦИЯ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ НИЖНЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОГО СКЛОНА СРЕДНЕМЕССОЯХСКОГО ВАЛА

М.А. Васильев*, С.А. Люлякин, С.В. Михайлова, К.В. Зверев, Р.Р. Вахитова

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

Электронный адрес: Vasilev.MAn@gazpromneft-ntc.ru

В современных экономических реалиях нефтяные компании стараются оптимизировать подходы к проведению геолого-разведочных работ (ГРП), т.к. ценой ошибки неуспешного поисково-оценочного бурения может быть выход из проекта доразведки месторождения и, как следствие, многомиллиардные финансовые потери.

Важным аспектом при решении задач геолого-разведочных работ является наличие обоснованной сейсмогеологической модели перспективных объектов.

В статье рассмотрена история развития представлений о геологическом строении ачимовских отложений на северном склоне Мессояхской гряды в пределах Восточно-Мессояхского и Западно-Мессояхского лицензионных участков.

Цель. Изначально модель формирования фондоформной части клиноциклита БУ16, построенная на основе сети сейсмических профилей МОГТ-2D, предполагала развитие в интервале пласта мощного конуса выноса, который позиционировался как основной объект при постановке поисково-оценочного бурения в этом районе. При появлении новых геолого-геофизических данных появилась необходимость актуализировать сейсмогеологическую и седиментационную модели с целью дальнейшего заложения точек поисково-разведочного бурения.

Материалы и методы. В рамках данной работы были использованы данные сейсморазведочных работ 3D, выполненных в период 2019–2020 гг., а также результаты бурения разведочных скважин в пределах района исследования с проведенными исследованиями ГИС.

Результаты. После получения новых сейсмических данных МОГТ-3D, изменился концепт формирования клиноформного комплекса на изучаемой территории и создана новая сейсмогеологическая модель. Геологическое тело у подножия северного склона Мессояхской гряды в пределах Восточно-Мессояхского и Западно-Мессояхского ЛУ в интервале пласта БУ16, позиционировавшееся ранее как глубоководный конус выноса, в настоящий момент рассматривается как крупный оползень. Подбор аналогов развития оползневых процессов в пределах лицензионных участков «Газпром нефти» позволил верифицировать новое представление о строении нижней части неомских отложений.

Заключение. В статье показаны особенности первоначальной геологической модели и описан процесс её актуализации, учитывающий новые сейсмические данные. В результате актуализации сейсмогеологической модели нижнеомских отложений северного склона Среднемессояхского вала существенным образом изменилось представление о геологическом строении пластов нижнего неома, что привело к пересмотру программы ГРП, точек заложения новых поисково-оценочных скважин и экономики проекта в целом.

Ключевые слова: Ачимовская свита, оползень, дебрисный поток, сейсмическая интерпретация, геологический концепт

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Васильев М.А., Люлякин С.А., Михайлова С.В., Зверев К.В., Вахитова Р.Р. Эволюция представлений о геологическом строении нижнеомских отложений северного склона Среднемессояхского вала. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(1):12–21. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-12-21>

Статья поступила в редакцию 19.10.2021

Принята к публикации 21.12.2021

Опубликована 30.03.2022

EVOLUTION OF VIEWS ON GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE LOWER NEOCOMIAN SEDIMENTS OF THE NORTHERN SLOPE OF THE SREDNEMESSOYAKHSKY SHAFT

Mikhail A. Vasilev*, Stanislav A. Lyulyakin, Svetlana V. Mikhailova, Konstantin V. Zverev, Roza R. Vakhitova

Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

E-mail: Vasilev.MAn@gazpromneft-ntc.ru

Today oil companies are trying to optimize the approaches of geological exploration, since the result of unsuccessful prospect drilling may lead to exit for the project with multibillion financial losses.

An important aspect of geological exploration is a well-grounded seismogeological model of oil and gas prospects.

The article describes evolution of ideas about the geological structure of the Achimov sequence on the northern slope of the Messoyakhsky ridge within the East Messoyakhsky and West Messoyakhsky license areas.

Aim. Initially, the model of structure of the deep-water marine sediments BU16 clinocyclite was built using network of seismic profiles CDP-2D and assumed the propagation of a thick fan, which was considered as the main perspective geological object for prospect drilling in this area. With the appearance of new geological and geophysical data, it became necessary to update the seismogeological and sedimentation models in order to determine the new targets of exploration drilling.

Materials and methods. As part of this work, 3D seismic data surveys carried out in the period of 2019–2020, as well as the results of log drilling exploration wells.

Results. After receiving new CDP-3D seismic data, the concept of the formation of the clinoform complex in the study area has changed and a new seismogeological model has been created. A geological body at the foot of the northern slope of the Messoyakhskaya ridge within the East Messoyakhsky and West Messoyakhsky license blocks in the interval of the BU16 formation, previously positioned as a deep-water alluvial fan, is currently considered as a large underwater landslide. The selection of analogues of the development of landslide processes within the licensed areas of Gazprom Neft PJSC made it possible to verify a new understanding of the structure of the lower part of the Neocomian deposits.

Conclusions. The article describes features of the initial geological model and its updating process, taking into account new seismic data. As a result of updating the seismogeological model of the Lower Neocomian deposits of the northern slope of the Srednemesoyakhsky swell, the understanding of the geological structure of the Lower Neocomian formations has significantly changed, which led to a revision of the exploration program, the locations of new prospecting and appraisal wells, and the economics of the project.

Keywords: Achimov sequence, slump, debris flow, seismic interpretation, geological concept

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

For citation: Vasilev M.A., Lyulyakin S.A., Mikhailova S.V., Zverev K.V., Vakhitova R.R. Evolution of views on geological structure of the lower Neocomian sediments of the northern slope of the Srednemesoyakhsky shaft. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(1):12–21. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-12-21>

Manuscript received 19.10.2021

Accepted 21.12.2021

Published 30.03.2022

РЕТРОСПЕКТИВА

Геологическое изучение Мессояхской гряды началось в 1950-х годах. В 1969 году по результатам сейсморазведочных работ (СРР) методом отраженных волн (МОВ) подтверждено наличие Среднемессояхского куполовидного поднятия и отмечено наличие углового несогласия на границе меловых и юрских отложений.

В середине 1970-х годов Среднемессояхская нефтеперспективная структура была подготовлена к поисковому бурению. До 1988 года поисково-разведочное бурение не давало положительных результатов. Восточно-Мессояхское многопластовое месторождение было открыто в 1989 году скважиной 35. В период с 1978 по 1984 год проведены СРР работы МОГТ-2D, по результатам которых была околонтурена зона размыва верхнеюрских отложений, подготовлены к глубокому бурению ряд неоконских ловушек. Установлена барьерная роль Среднемессояхского вала при формировании нижнеоконских клиноформ.

Всего в период с 1980-х по 2000-е годы на Восточно-Мессояхском и Западно-Мессояхском месторождениях было выполнено более 5200 пог. км сейсморазведочных работ МОГТ-2D с достаточно низкой кратностью (24–30).

Большой этап геолого-разведочных работ связан с началом проведения МОГТ-3D в период с 2001 по 2015 год. За этот период сейсморазведочными работами МОГТ-3D была покрыта площадь объемом 3430 км², что составляет 70 % от общей площади Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского лицензионных участков. Изученность ЛУ СРР МОГТ-3D составила 0,69 пог. км/км².

Использование результатов интерпретации СРР МОГТ-3D позволило уточнить геологическое строение перспективных объектов нижне- и верхнемеловых отложений, в связи с чем в период с 2015 года началось активное разведочное и эксплуатационное бурение на Восточно-Мессояхском месторождении, в том числе и на неструктурные объекты. СРР МОГТ-3D проводились в разные годы, с разными источниками возбуждения и параметрами наблюдения, обработку выполняли с отличающимися графами разные специалисты, что привело к отличию в динамических и частотных характеристиках. Некоторые съёмки были не увязаны между собой по кинематическим и динамическим характеристикам. Многие перспективные объекты вытянуты вдоль склона вала и проходят через разные съёмки МОГТ-3D. Все эти факторы в значительной мере осложняли выделение перспективных объектов. В результате совместной переобработки

и переинтерпретации всего объема сейсмических данных МОГТ-3D в 2018 году был получен объединенный куб площадью 3430 км². Получение единого куба позволило существенно образом уточнить сейсмогеологические модели неомомских отложений юго-восточного склона Мессояхского вала, но северный склон остался покрыт лишь 2D-профилями. В силу этих причин специалисты, проводившие подготовку перспективных объектов к бурению на северном склоне, столкнулись с объективными техническими ограничениями при актуализации сейсмогеологической модели. Поисково-оценочное бурение, выполненное по этим результатам, было условно успешным, что привело к необходимости существенной корректировки сейсмогеологической модели.

Принимая во внимание ограниченную изученность северного склона и сопряженные с этим значительные неопределенности в части геологического строения перспективных объектов, программой ГРП было запланировано проведение СРР МОГТ-3D

в несколько этапов. В 2020 году получены результаты по новой съемке 3D на северо-западной части ЛУ, покрывшей площадь от объединенного куба 2018 года до северной границы лицензионных участков (рис. 1). Результаты обработки и интерпретации данных материалов легли в основу сейсмогеологической модели нижнелеомских отложений северного склона Мессояхского вала, являющейся предметом рассмотрения настоящей статьи.

Подводя итог ретроспективы, можно однозначно утверждать, что история успешного поисково-разведочного бурения на Мессояхских месторождениях сопряжена с постепенным увеличением объема и улучшением качества проводимых сейсморазведочных работ.

Всего за период с 1975 по 2021 год на Восточно- и Западно-Мессояхском месторождениях было пробурено более 100 поисково-разведочных скважин, в 25 из них проведены исследования методом сейсмокаротажа (СК) и вертикального сейсмического профилирования (ВСП).

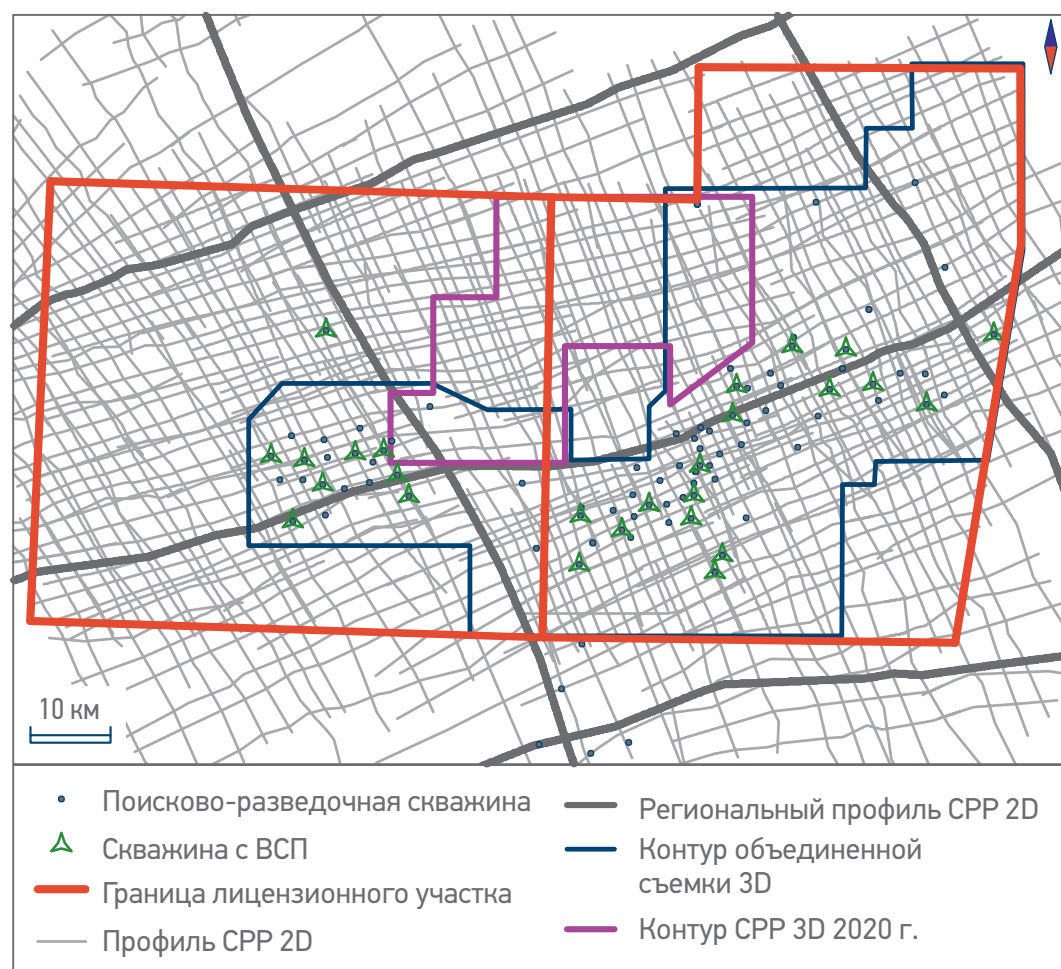


Рис. 1. Схема изученности района исследования (Вахитова Р.Р., ПО Isoline)
Fig. 1. Scheme of knowledge of the study area (Vakhitova R.R., Isoline software)

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

Район работ располагается на стыке двух лицензионных участков, в пределах которых открыты и разрабатываются газонефтяное Западно-Мессояхское и нефтегазоконденсатное Восточно-Мессояхское месторождения с этажом нефтегазоносности более 4000 м.

Эти месторождения расположены в центральной части субрегиональной структуры — Мессояхской гряды, в своде структуры II порядка — Среднемессояхского вала, и приурочены к одноименным поднятиям. Указанный вал занимает центральное положение на Мессояхской гряде и имеет дугообразную форму, обращенную выпуклостью на юг.

Характерной чертой тектонического строения района работ является наличие большого количества дизъюнктивных нарушений и формирование горстов и грабенов, осложняющих сводовую часть зоны Мессояхских поднятий.

На момент начала формирования неомских отложений Среднемессояхский вал являлся естественной границей между двумя впадинами: Большехетской на юге и Антипаютинской на севере, являвшимися основными зонами седиментации. Это привело к фациальному различию в формировании разновозрастных разрезов в северной и южной зонах.

В среднем валанжине (время формирования пластов БУ16–БУ15) вал вторично, после юрского осадконакопления, перекрывается осадочными отложениями, но в палеоландшафтах он продолжал выделяться возвышенностью, о чем констатируют сокращенные мощности перекрывающих отложений и отсутствие данного стратиграфического диапазона в сводовой части вала [1].

Северный склон вала, раскрывающийся в Антипаютинскую впадину, в пределах которого выделяются перспективные литологические объекты нижнего неокома, осложнен дизъюнктивными нарушениями опосредованно — высокоамплитудные разломы по сейсмическим данным прослеживаются на востоке в районе примыкания к зоне сдвига (сводовая часть вала). Не исключается наличие пликтивных разломов, слабовыраженных в волновом поле.

Среднемессояхский вал уверенно выделяется на сейсмических разрезах, выровненных на палеоперехватных опорных отражающих горизонтов мела (отражающие горизонты НЗ, Н2, М, Г и С). На картах палеоперехватных

проявляется в виде области минимальных накопленных толщин.

Таким образом, являясь относительно поднятой зоной на протяжении всего этапа формирования осадочного чехла, Среднемессояхский вал значительно влиял на распределение терригенных осадков, что непосредственным образом сказывалось на характере седиментации нижнеомских клиноциклитов в районе северного склона, в частности пласта БУ16.

ИСХОДНАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ (КОНЦЕПТ 2019 ГОДА)

В северной части площади в качестве рабочей модели нижнеомских отложений северного склона Мессояхского вала использовалась геологическая модель образца 2019 года, построенная на основе данных CPP 3D, объединенных в единый массив, а также переобработанных профилей CPP МОГТ-2D.

В рамках указанной работы выполнена увязка данных CPP МОГТ-2D и -3D с последующей переинтерпретацией. С целью построения концептуальной геологической модели в пределах района работ было выполнено комплексирование всех доступных на тот момент геолого-геофизических данных, полученных в период 2012–2017 годов.

Прогноз перспективных объектов был выполнен с использованием обновленного структурного каркаса, результатов палеогеоморфологического, тектонического, сейсмостратиграфического и сейсμοфациального анализов. Комплексирование позволило выявить значительное количество потенциальных ловушек с разной степенью уверенности.

По мнению авторов сейсмогеологической модели 2019 года Северный склон Среднемессояхского вала является основной перспективной зоной в пределах Западно- и Восточно-Мессояхских участков, а первоочередными объектами для опробования предполагаются конусы выноса пластов БУ16, БУ15 [2].

Перспективные объекты пластов БУ16, БУ15 выделены по временным толщинам, которые построены с использованием данных МОГТ-2D. Расстоянием между профилями 2–3 км, что в значительной степени ограничивает точность выделения неструктурных ловушек. Использование атрибутного анализа для выделения перспективных объектов при такой плотности сейсмических данных в данном случае неинформативно.

ОБНОВЛЕННАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ (КОНЦЕПТ 2021 ГОДА)

В 2020 году в результате проведения СРР МОГТ-3D площадью 597 км² были получены сейсмические данные высокого качества, позволяющие решать геологические задачи. Размер бина составил 25 × 25 м, кратность съёмки — 224, максимальные удаления — 5100 м. На этапе обработки была выполнена корректная увязка съёмки с объединенным кубом 2018 года на кинематическом и динамическом уровнях.

КРОСС-ФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ ПОДХОД И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДОСТУПНЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПОМОГАЕТ ПРЕДУПРЕДИТЬ БУРЕНИЕ В РАЙОНАХ С ПОВЫШЕННЫМИ ГЕОЛОГИЧЕСКИМИ РИСКАМИ

Обработка проводилась с использованием современного графа, в широком диапазоне частот и с сохранением истинного соотношения амплитуд. В результате было получено высокое соотношение сигнал/помеха, что позволило выполнить кинематический и динамический анализ при построении детальной сейсмогеологической модели.

С целью актуализации сейсмогеологической модели была выполнена интерпретация данных СРР 3D 2020 года. Для сейсмостратиграфической привязки использованы 2 скважины, попадающие в контур съёмки 2020 года, а также в пределы объединенного куба. В некоторых скважинах выполнено ВСП, во всех проведен акустический каротаж (АК) и плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГКп).

По результатам данных работ был построен структурный каркас по 25 отражающим горизонтам (ОГ), увязанный поверхностями глубин объединенного куба, выполнен детальный анализ сейсмических атрибутов на качественном уровне.

Для интервала ОГ БУ16–Б10–40 было получено 8 пропорциональных срезов. Расчет сейсмических атрибутов выполнялся по всем интервалам между срезами в пределах пласта БУ16. Анализировались различные амплитудные и частотные атрибуты. Всего было рассчитано около 700 карт. Используя отдельные информативные сейсмические атрибуты, были построены карты сейсмокласов, которые учитывались при актуализации седиментационной модели.

Был сделан расчет спектральной декомпозиции по пропорциональным срезам от кровли БУ16 до ОГ Б10–40. Анализировались различные сочетания частот при смешивании

в режиме RGB. Всего рассчитано 315 карт. Результаты этих расчётов послужили основой при выделении перспективных геологических объектов.

Результаты сейсмофациального анализа, выполненного специалистами ООО «Газпромнефть НТЦ» в 2021 году с использованием описанных выше результатов интерпретации новой сейсмической съёмки 3D, позволили в значительной степени уточнить геологическое строение нижненеоомских клиноциклов, изменив представление о геологическом строении пласта БУ16. Основная прогнозная зона пласта БУ16 по модели 2018–2019 годов связывалась с предполагаемой областью развития турбидитовых отложений. На предыдущей фациальной схеме турбидитовая зона у подножия склона имеет неровную ширину с резким расширением на одном из участков, при этом анализ её строения не приводился (рис. 2).

При актуализации модели строения пласта БУ16 результаты палеогеоморфологического и динамического анализа сейсмических данных позволили выделить структурные элементы крупных оползаний, сопровождавшихся развитием глинистых дебрисных потоков и обосновать расширение зоны подножия подводного склона в данном районе активным проявлением процессов осадочной масс-транспортировки.

Данный генетический тип отложений ранее не выделялся и не картировался в этом районе в пределах пласта БУ16.

Согласно теоретической модели развития отложений осадочной масс-транспортировки, в верхней части подводного склона в зоне отрыва оползня (эскарпа) медленно движущаяся масса глинистых осадков испытывает пластические деформации без разрыва их сплошности [4, 5]. Однако по мере продолжения движения осадков вниз по склону и увеличения скорости движения степень деформации осадков также увеличивается и сопровождается захватом окружающей водной массы, в результате чего происходит постепенное разжижение оползающего осадка и его трансформация в высокоплотный дебрисный поток. Отдельные блоки наиболее плотных и/или слабоконсолидированных пород, захваченные оползанием, могут сохранять свою сплошность и внутреннюю структуру, двигаясь по поверхности дебрисного потока в виде отдельных блоков скольжения. Часть таких объектов за счет процесса гидропланирования могут продвигаться за внешнюю границу дебрисного потока, образуя фронтальные веер, состоящий из рассеянных блоков скольжения на поверхности первичных (не оползневых) осадков

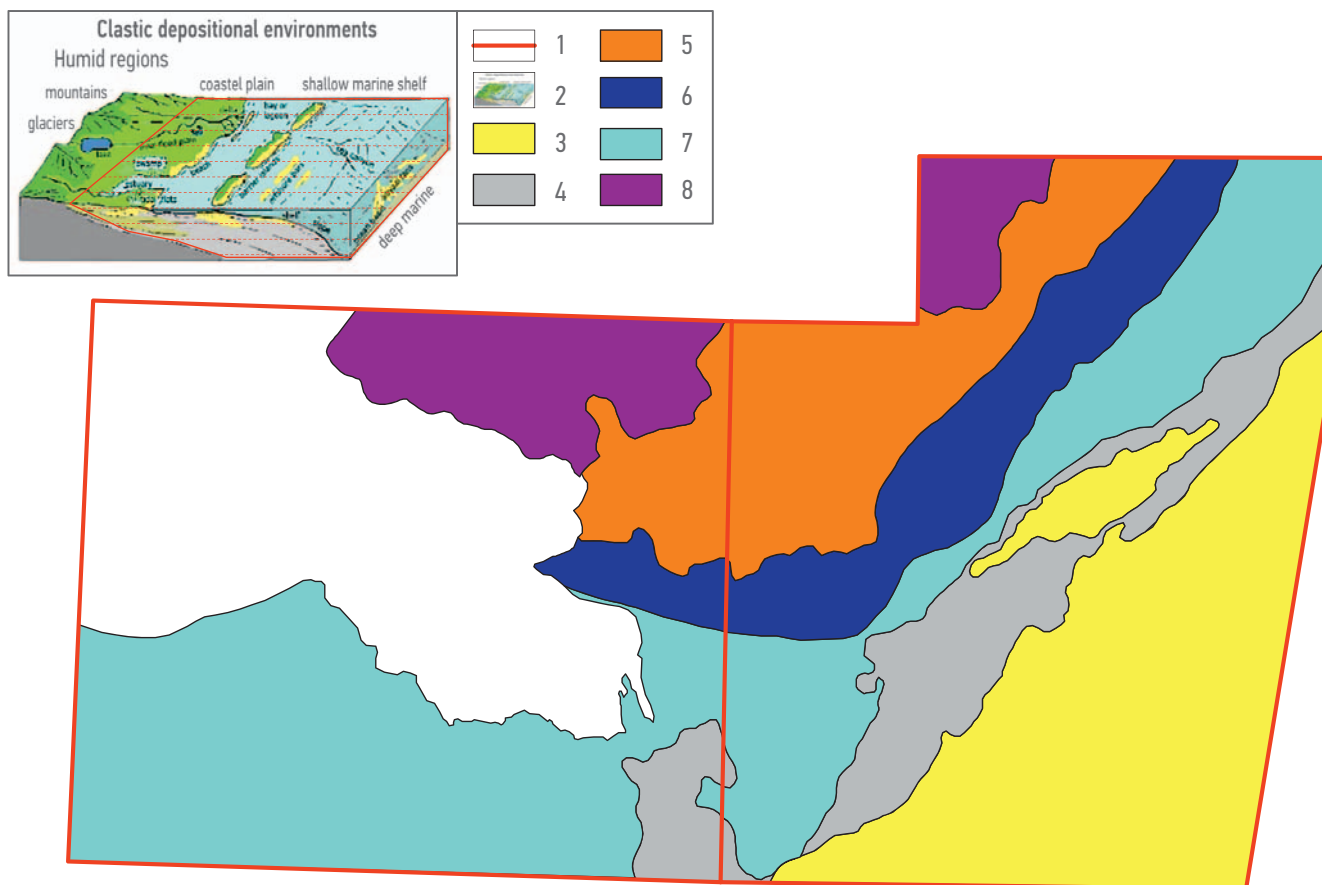


Рис. 2. Схема выделенных фациальных зон пласта БУ16 (2018 г.) (Зверев К.В.).

1 — граница лицензионных участков; 2 — концептуальная схема обстановки осадконакопления (<http://geologycafe.com>); 3 — прибрежная зона; 4 — переходная зона; 5 — зона турбидитов; 6 — зона склоновых шельфов; 7 — дальняя зона; 8 — дно бассейна; белым цветом показана область отсутствия пласта БУ16.

Fig. 2. Scheme of the facies zones of the BU16 formation (2018) (Zverev K.V.).

1 — boundary of license areas; 2 — conceptual scheme of the environment of sedimentation (<http://geologycafe.com>); 3 — coastal zone; 4 — transition zone; 5 — zone of turbidites; 6 — zone of slope shelves; 7 — far zone; 8 — the bottom of the sediment basin; white color shows the area of absence of the BU16 formation.

подножия склона и прилегающих частей подводной равнины (рис. 3, 4).

Одним из характерных признаков, позволяющих на седиментационных сейсмических срезах уверенно интерпретировать отложения глинистых дебрисных потоков, развивающихся в головной части оползневого тела, является наличие систем концентрически зональных параллельных компрессионных гребней.

Оползневые глинистые дебрисные потоки могут иметь разнообразную форму и размеры, достигающие десятков километров в длину и ширину, мощностью до нескольких десятков метров.

Аналогом отложений осадочной масс-транспортировки пласта БУ16 может служить оползневое тело, закартированное по данным сейсморазведки 3D и опробованное бурением на соседнем месторождении-аналоге (рис. 5). Из этого оползневого тела был отобран керн, сложенный исключительно аргиллитами, рассеченными тонкими

инъекционными дайками, заполненными песчаником. Подтвержденный бурением существенно глинистый состав оползневого тела хорошо согласуется с характерными особенностями его строения: хаотичной внутренней структурой на сейсмических разрезах и наличием на седиментационных срезах компрессионных складок, а также блоков скольжения, которые могут развиваться только в потоках осадочной масс-транспортировки, сложенных глинистыми осадками, проявлявшими в движении пластичную реологию [3].

Сходство в размерах и особенностях строения оползневое тело в пласте БУ16 с оползневой телом на соседнем месторождении-аналоге, глинистый состав которого подтвержден бурением, позволяет предполагать аналогичный глинистый состав и для оползневое тело в пласте БУ16. Опыт разбуривания отложений подводных оползней и связанных с ними крупных дебрисных потоков на месторождениях-

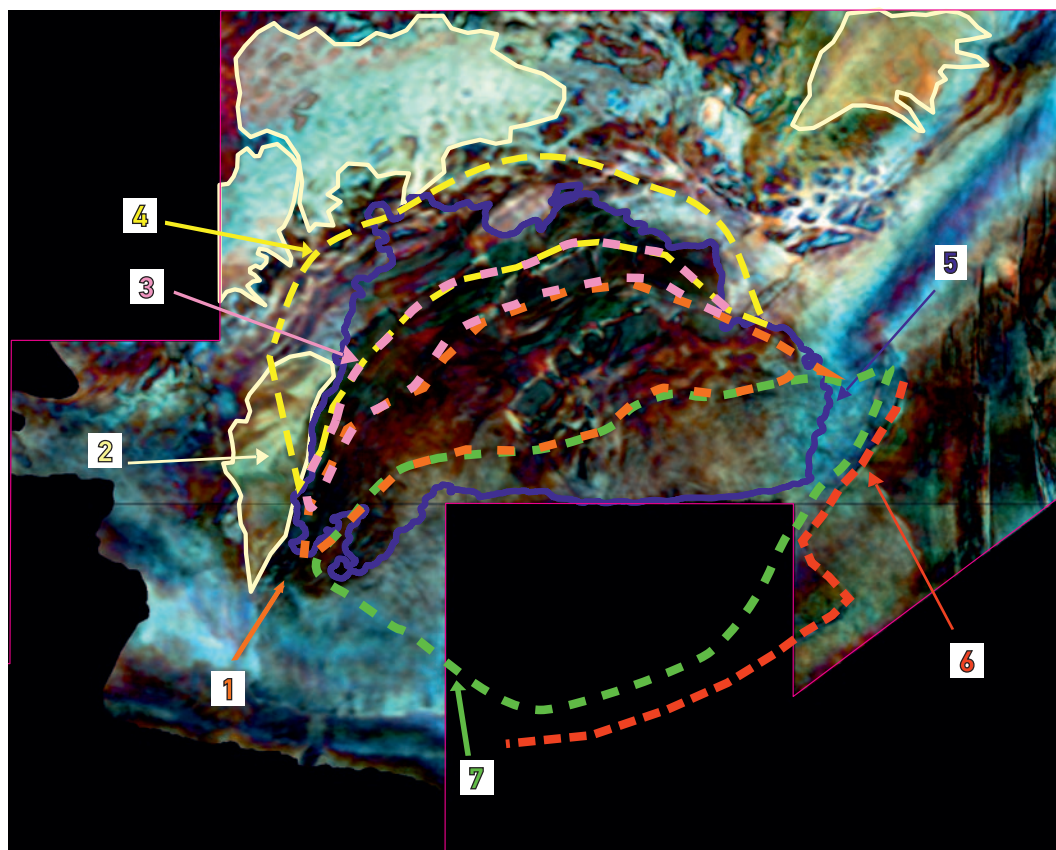


Рис. 3. Концептуальная модель строения оползневое тела пласта БУ16 по данным СРР 3Д 2020 года (Васильев М.А., Люлякин С.А., ПО Petrel). 1 — тыловая деляпсивная часть оползня; 2 — конусы выноса; 3 — бугор выпирания (вал выпучивания); 4 — фронтальная детрузивная часть оползня; 5 — оползневое тело; 6 — стенка отрыва оползня; 7 — олистростромы (продукты мутьевого потока, вызванные оползнем).

Fig. 3. Conceptual model of the landslide body structure of the BU16 formation based on the 3D seismic data (2020 year) (Vasilev M.A., Lyulyakin S.A., Petrel software) 1 — the rear delapsive part of the landslide; 2 — the removal cones; 3 — the pyramidal hillock (bulging shaft); 4 — the frontal detrusive part of the landslide; 5 — the landslide body; 6 — the wall of the landslide separation; 7 — olistrostroms (muddy flow products caused by a landslide).

аналогах показывает, что оползневое тело в пределах пласта БУ16 следует относить к перспективным объектам с большой осторожностью, так как коллекторы могут присутствовать спорадически в виде локальных зон опесчанивания, заполняющих полости между компрессионными складками дробного потока.

РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате актуализации сейсмогеологической модели нижне-неокомских отложений северного склона Средне-мессояхского вала существенным образом изменилось представление о геологическом строении пластов нижнего неокома, наличие в интервале пласта БУ16 массивного оползневое тела привело к пересмотру программы ГРП, точек

заложения новых поисково-оценочных скважин и экономики проекта в целом.

Анализируя полученные результаты, можно сделать несколько выводов. Во-первых, влияние данных СРР 3Д на формирование ценности проекта через детализацию сейсмогеологической модели является определяющим, особенно для неантиклинальных объектов неомского интервала. Во-вторых, учитывая высокую стоимость бурения планируемой поисково-оценочной скважины в районе исследования и ожидаемую геологическую ценность, необходим кросс-функциональный подход и использование всех доступных геолого-геофизических данных для учёта ключевых неопределённостей проекта. В-третьих, получение новой геолого-геофизической информации позволило скорректировать программу ГРП и предупредить бурение в районе с повышенными геологическими рисками.

СЗ

ЮВ

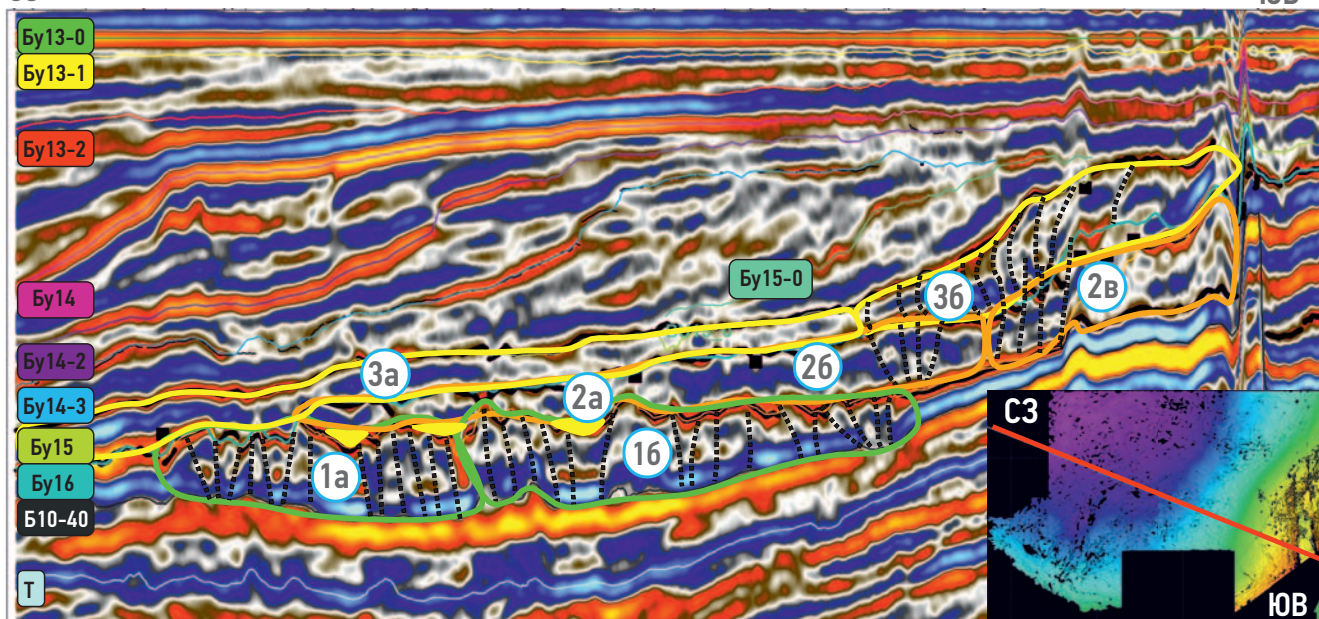


Рис. 4. Временной разрез по линии СЗ–ЮВ, выровненный на ОГ БУ13-0, через оползневое тело. 1 и 2 — этапы формирования соответствующих этажей оползневой тела, 3 — этап перекрытия оползня слоистой толщей осадков (Васильев М.А., Люлякин С.А., ПО Petrel)

Этап 1 — формирование 1-го этажа оползневой комплекса (срыв и оползание глинистых осадков подводного склона под воздействием одномоментных сейсмических процессов): 1а — формирование компрессионных гребней во фронтальной части оползневой тела (консидиментационная складчатость); 1б — формирование компрессионных гребней в пределах тела оползня; Этап 2 — формирование 2-го этажа оползневой комплекса: 2а — нивелирование неровной топографии подстилающих оползневых масс песчанистыми осадками турбидитовых потоков (проявление шнурковых форм в волновом поле); 2б — формирование нового оползневой тела поверх подстилающих отложений 1-го этапа; 2в — локальное оползание глинисто-алевритовых осадков по склону в результате воздействия сейсмических процессов, формирование консидиментационной складчатости локального распространения; Этап 3 — перекрытие оползневой комплекса слоистой толщей: 3а — покровные осадки (песчано-алевритисто-глинистый материал); 3б — гравитационное оползание по склону локального распространения.

Fig. 4. Time section along the line NW–SE, flattened on the RH BU13-0, through the landslide body. 1 and 2 — the formation stages of the landslide body, 3 — the overlapping stage of the landslide with sediments (Vasilev M.A., Lyulyakin S.A., Petrel software)

Stage 1 — formation of the 1st floor of the landslide complex (breakdown and slumping of clayey sediments of the underwater slope under the influence of simultaneous seismic processes): 1a — formation of compression ridges in the frontal part of the landslide body (consedimentary folding); 1b — formation of compression ridges within the landslide body; Stage 2 — formation of the 2nd floor of the landslide complex: 2a — leveling of the uneven topography of the underlying landslide masses with sandy sediments of turbidite flows (image of shoe-string bodies in the wave field); 2b — formation of a new landslide body over the underlying deposits of the 1st stage; 2c — local sliding of clay-silt sediments along the slope as a result of the impact of seismic processes, formation of consedimentary folding with local distribution; Stage 3 — overlap of the landslide complex with a layered sediments: 3a — cover sediments (sandy-silty-argillaceous material); 3b — gravitational sliding along the slope of local propagation.

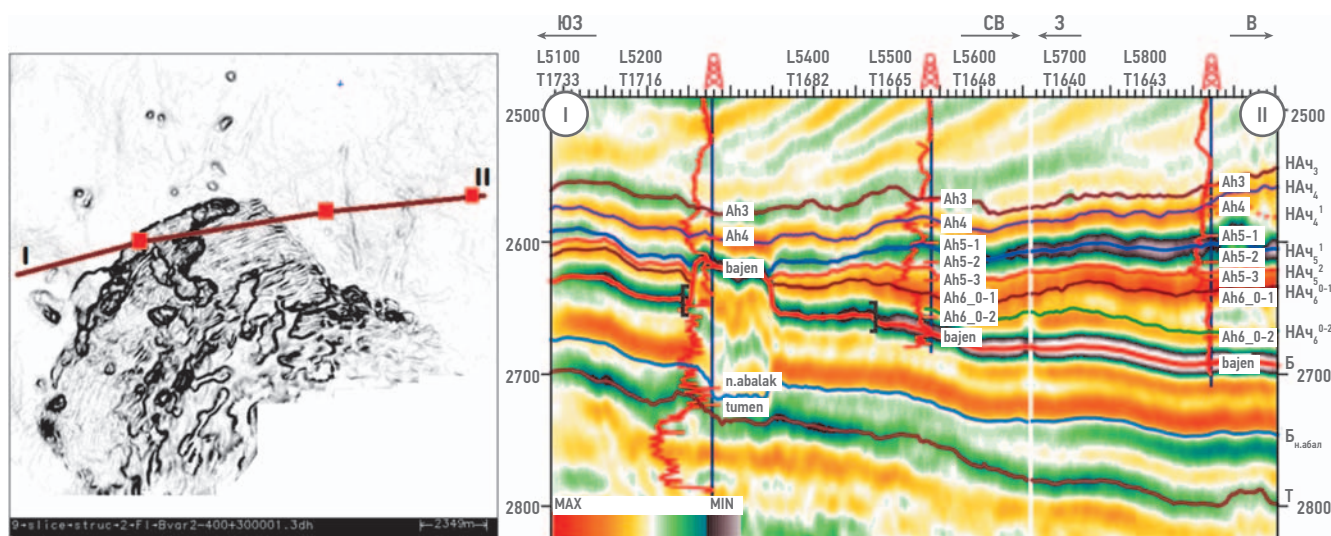


Рис. 5. Оползневое тело, приуроченное к раздробленной фазе баженовского горизонта на соседнем месторождении-аналоге. Размеры тела 14 × 19 км [3].

Fig. 5. A landslide body confined to the fragmented phase of the Bazhenov formation at a neighboring analogue field. Body size 14 × 19 km [3].

Список литературы

1. Воловникова И.Г. Геологическое изучение недр, включающее поиск и оценку месторождений (залежей) углеводородного сырья в пределах Западно-Мессояхского лицензионного участка. Этап 1. Сейсморазведочные работы МОГТ 3D. Архив Росгеолфонда. — 2021.
2. Розбаева Г.Л., Потапова Е.А., Дубровина Л.А. и др. Создание концептуальной геологической модели Восточно-Мессояхского и Западно-Мессояхского лицензионных участков по результатам увязки и переинтерпретации профилей 2D совместно с данными сводного сейсмического куба сейсмике 3D. Архив Росгеолфонда. — 2019.
3. Воловникова И.Г., Курьшева Н.К., Кривошечкова В.Н., Сапелькина О.К., Миглей М.А. Информационный отчет по объекту: Обработка, комплексная интерпретация геолого-геофизических данных сейсморазведочных работ 3D в объеме 310 км² на Северо-Самбургском ЛУ с целью уточнения сейсмогеологических моделей залежей УВ и перспективных объектов. — 2017.
4. Posamentier H.W., Vail P.R. Eustatic controls on clastic deposition II — sequence and systems tract models // The society of economic Paleontologist and Mineralogist, Sea-Level Changes — An integrated Approach. SEPM Special Publication. — 1988. — № 42.
5. Shanmugam G. Slides, Slumps, Debris Flows, Turbidity Currents, Hyperpycnal Flows, and Bottom Currents // Encyclopedia of Ocean Sciences (Third Edition). — 2019. — № 4. — С. 228–257.

References

1. Volovnikova I.G. *Geologicheskoye izucheniye nedr, vlyuchayushcheye poisk i otsenku Mestorozhdeniy (zalezhey) uglevodorodnogo sy-r'ya v predelakh Zapadno-Messoyakhskogo litsenzionnogo uchastka. Etap 1. Seysmorazvedochnyye raboty MOGT 3D.* — Arkhiv Ros-geolfonda. — 2021. (In Russ.)
2. Rozbayeva G.L., Potapova Ye.A., Dubrovina L.A. i dr. *Sozdaniye kontseptual'noy geologicheskoy modeli Vostochno-Messoyakhskogo i Zapadno-Messoyakhskogo litsenzionnykh uchastkov po rezul'ta-tam uvyazki i pereinterpretatsii profiley 2D sovmestno s dannymi svodnogo seysmicheskogo kuba seysmiki 3D.* — Arkhiv Rosgeolfonda. — 2019. (In Russ.)
3. Volovnikova I.G., Kuryshcheva N.K., Krivoshchekova V.N., Sapelkina O.K., Migley M.A. *Informatsionnyy otchet po ob»yektu: Obrabotka, kompleksnaya interpretatsiya geologo-geofizicheskikh dannyykh seysmorazvedochnykh rabot 3D v ob»yeme 310 km² na Severo-Samburgskom LU s tsel'yu utochneniya seysmogeologicheskikh mo-deley zalezhey UV i perspektivnykh ob»yektov.* — 2017. (In Russ.)
4. Posamentier H.W., Vail P.R. Eustatic controls on clastic deposition II — sequence and systems tract models // The society of economic Paleontologist and Mineralogist, Sea-Level Changes — An integrated Approach. SEPM Special Publication, 1988, no. 42.
5. Shanmugam G. Slides, Slumps, Debris Flows, Turbidity Currents, Hyperpycnal Flows, and Bottom Currents // Encyclopedia of Ocean Sciences (Third Edition), 2019, no. 4, pp. 228–257.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.А. Васильев — наполнение статьи в части геологического строения, изученности и ретроспективы, стилистические правки, написание и перевод аннотации и заключения.

С.А. Люлякин — наполнение статьи в части геологического строения, изученности и ретроспективы, стилистические правки, написание аннотации и заключения.

С.В. Михайлова — наполнение статьи в части геологического строения, стилистические правки, написание аннотации.

К.В. Зверев — наполнение статьи в части седиментологии.

Р.Р. Вахитова — подготовка и оформление рисунков и подрисуночных подписей.

Mikhail A. Vasilev — filling of the article in terms of geological structure, study and retrospective, stylistic edits, writing and translation of the abstract and conclusion.

Stanislav A. Lyulyakin — filling of the article in terms of geological structure, study and retrospect, stylistic edits, writing an-notation and conclusions.

Svetlana V. Mikhailova — filling of the article in terms of geological structure, stylistic edits, writing an annotation.

Konstantin V. Zverev — the content of the article in terms of sedimentology.

Roza R. Vakhitova — preparation and design of drawings and captions.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Михаил Андреевич Васильев* — руководитель направления по интерпретации данных СРР, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Vasilev.MAn@gazpromneft-ntc.ru
AuthorID: 1121237, ORCID: 0000-0002-4614-2704

Станислав Александрович Люлякин — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Lyulyakin.SA@gazpromneft-ntc.ru
SPIN code: 7394-4614

Светлана Викторовна Михайлова — руководитель направления по региональной геологии, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Mikhaylova.SV@gazpromneft-ntc.ru

Константин Витальевич Зверев — ведущий эксперт по седиментологии, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Zverev.KV@gazpromneft-ntc.ru
AuthorID: 234454

Роза Рифкатовна Вахитова — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Vakhitova.RR@gazpromneft-ntc.ru

Mikhail A. Vasilev* — Function manager in seismic interpretation, Gazprom-neft STC LLC
75–79 liter D Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Vasilev.MAn@gazpromneft-ntc.ru
AuthorID: 1121237, ORCID: 0000-0002-4614-2704

Stanislav A. Lyulyakin — Function manager, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Lyulyakin.SA@gazpromneft-ntc.ru
SPIN code: 7394-4614

Svetlana V. Mikhailova — Function manager in regional geology, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Mikhaylova.SV@gazpromneft-ntc.ru

Konstantin V. Zverev — Leading expert in sedimentology, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Zverev.KV@gazpromneft-ntc.ru
AuthorID: 234454

Roza R. Vakhitova — Chief specialist, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Vakhitova.RR@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ

**Е.А. Фофанова^{1,*}, Ю.Н. Павельева¹, О.А. Мельникова¹, Б.В. Белозёров¹,
Н.В. Клименко¹, В.А. Павлов¹, Н.Ю. Коношонкина², Д.В. Бек²**

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

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, РФ, Томск

Электронный адрес: fofanova.ea@gazpromneft-ntc.ru

Введение. В статье представлена методология комплексной оценки геологической изученности месторождения, основным показателем которой является количество и качество проведенных исследований.

Цель. Разработать численную метрику комплексной оценки геологической изученности как в 1D, так и по площади (в 2D).

Материалы и методы. Методология рассматривает изученность по шести направлениям: сейсморазведочные работы, геофизические исследования скважин, лабораторные исследования керны, испытания на приток, отбор проб пластовых флюидов, гидродинамические исследования скважин. Изученность по каждому из них унифицирована и изменяется от 0 (минимальная изученность) до 1 (максимальная изученность). Помимо методологии численной метрики для оценки изученности авторами статьи также предлагается метод представления изученности в виде карты (2D-вид).

Результаты. Разработана методология комплексной оценки геологической изученности в 1D и в 2D.

Заключение. Представление геологической изученности в 2D позволяет визуально оценить зоны с максимальной и минимальной изученностью на объекте. Оценка изученности совместно с оценкой геологической сложности месторождения позволяет оценить и запланировать мероприятия для снижения геологических, технологических и экономических неопределенностей.

Ключевые слова: изученность месторождения, сейсморазведочные работы, геофизические исследования скважин, лабораторные исследования керны, отбор проб пластовых флюидов, испытание на приток, гидродинамические исследования скважин

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Фофанова Е.А., Павельева Ю.Н., Мельникова О.А., Белозёров Б.В., Клименко Н.В., Павлов В.А., Коношонкина Н.Ю., Бек Д.В. Комплексная оценка геологической изученности. PRONEFT. Профессионально о нефти. 2022;7(1):22–29. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-22-29>

Статья поступила в редакцию 29.08.2021

Принята к публикации 15.09.2021

Опубликована 30.03.2022

GEOLOGICAL DATA DENSITY

**Ekaterina A. Fofanova^{1,*}, Iuliia N. Paveleva¹, Oksana A. Melnikova¹, Boris V. Belozarov¹,
Nika V. Klimenko¹, Vladimir A. Pavlov¹, Natalia Y. Konoshonkina², Daria V. Bek²**

¹Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

²Tomsk Polytechnic University, RF, Tomsk

E-mail: fofanova.ea@gazpromneft-ntc.ru

Background. The article presents an approach to assessing the geological data density, the main indicators are the quantity and quality of investigations.

Aim. Developing a numerical metric for assessing the geological data density in 1D and 2D.

Materials and methods. The methodology considers data from six areas: seismic exploration, well logging, core analysis, production tests, fluid sampling, well test. The data density for each of them is unified and varies from 0 (minimum data density) to 1 (maximum data density). In addition to the quantitative metric, the authors proposed a method for representing data density in the form of a map (2D view).

Results. A methodology of quantitative assessment of geological data density has been developed for 1D and 2D.

Conclusion. Visualization of data density in 2D allows evaluate the areas with the maximum and minimum amount of information of the object. A comprehensive assessment of the data density, together with the geological complexity of the field, makes it possible to evaluate and plan measures to reduce geological, technological, and economic uncertainties.

Keywords: data density, seismic survey, well logging, core analysis, fluid sampling, production test, well test

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest

For citation: Fofanova E.A., Paveleva I.N., Melnikova O.A., Belozarov B.V., Klimenko N.V., Pavlov V.A., Konoshonkina N.Y., Bek D.V. Geological data density. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(1):22–29. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-22-29>

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время перед многими компаниями стоят задачи по комплексному изучению месторождений. Важным аспектом подобных задач является количественная характеристика уже проведенных исследований на объекте для выявления уровня наполненности каждого направления исследований. Однако реализация такой оценки оказывается нетривиальной задачей, так как проводимые исследования имеют не только разный масштаб, но и разные единицы измерения [3]. Эту задачу можно решить с помощью разработанной методологии комплексной оценки геологической изученности (КОГИ), которая приводит различные методы доизучения (исследований) в одну систему координат. Кроме того, дальнейшее картирование данных придает методу основное преимущество — наглядность. Картирование как специфический способ отображения информации дает возможность комбинировать результаты различных научных методов, получать новые данные путем создания синтетических карт, решать научные и производственные задачи, а также переводить картографические данные в форму, удобную для статистического анализа, и наоборот. Методы математической статистики позволяют по выборкам, полученным с карт изученности, определять средние величины и вариации, рассчитывать параметры распределения и показатели корреляции по текущей изученности на месторождении, выполнять многомерный факторный, компонентный и дисперсионный анализ, т.е. использовать арсенал математической статистики, применяемый в науках о Земле. Также можно проводить районирование: по степени изученности в пределах геологических объектов (залей, пласт и т.п.), в пределах месторождения в целом, по границам действия нефтедобывающих предприятий, по очередности ведения геолого-разведочных работ, освоения ресурсов [6] и т.д.

МЕТОДОЛОГИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ ИЗУЧЕННОСТИ

В процессе оценки изученности актива (участка актива) проводится расчет для шести направлений исследований (сейсморазведочные работы (СРР) [5], геофизические

исследования скважин (ГИС), лабораторные исследования керна, отбор проб пластовых флюидов, испытания на приток, гидродинамические исследования скважин (ГДИС)), что в большинстве случаев охватывает весь комплекс проводимых работ на месторождении. В текущей работе под изученностью понимается статистическая характеристика, описывающая количество и качество проведенных исследований.

Оценка изученности производится для скважин согласно разработанным критериям по 4 направлениям: ГИС, ГДИС, лабораторные исследования керна, испытания на приток; внутри полигона покрытия 2D/3D-съемки для направления СРР; для отдельных изолированных участков (блоков, линз) для направления отбор проб пластовых флюидов. Кроме того, для каждого направления вводятся весовые коэффициенты критерия изученности (ВКИ) в зависимости от того, насколько получаемые от исследований результаты влияют на подсчет запасов углеводородов. Такой подход впервые унифицирует единицы измерения изученности по направлениям (от 0 до 1, где 0 характеризует отсутствие исследований, а 1 — полный набор описанных в методологии исследований) и дает возможность проводить их сравнение в рамках одного или разных регионов [2]. Помимо количества проведенных исследований необходимо учитывать их качество: чем ниже качество проведенных исследований, тем ниже итоговая изученность по направлению. В текущей методологии оценка качества производится экспертным путем согласно **табл. 1** для всех направлений исследований, за исключением «испытаний на приток», для которого авторами предлагается количественная оценка качества.

Таблица 1. Коэффициент оценки качества исследования
Table 1. Investigation quality coefficient

Коэффициент качества (QC_i)	Условие
1,0	Оценка достоверная
0,7	Оценка в большинстве случаев оценка достоверна
0,5	Оценка в половине случаев оценка достоверна
0,1	Оценка в большинстве случаев оценка недостоверна
0	Оценка недостоверна

СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Оценка изученности по сейсморазведочным работам характеризуется рядом параметров: разрешение съемки (кратность на целевых горизонтах для 3D-съемок, плотность 2D-профилей), применимость полученных результатов работ для выполнения кинематической и динамической интерпретации. Совокупность всех критериев с оценкой качества проведенных исследований формирует изученность для направления СРР.

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ ИЗУЧЕННОСТИ В ВИДЕ КАРТЫ 2D С КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКОЙ ПАРАМЕТРОВ ПОЗВОЛЯЕТ ВИЗУАЛЬНО ОЦЕНИТЬ СТЕПЕНЬ И КАЧЕСТВО ИМЕЮЩЕЙСЯ ИНФОРМАЦИИ

Построение карты изученности по данному направлению производится путем присвоения значений индекса изученности полигону проведенных сейсморазведочных работ, в пределах границ лицензионного участка или в пределах контура построения карт изученности.

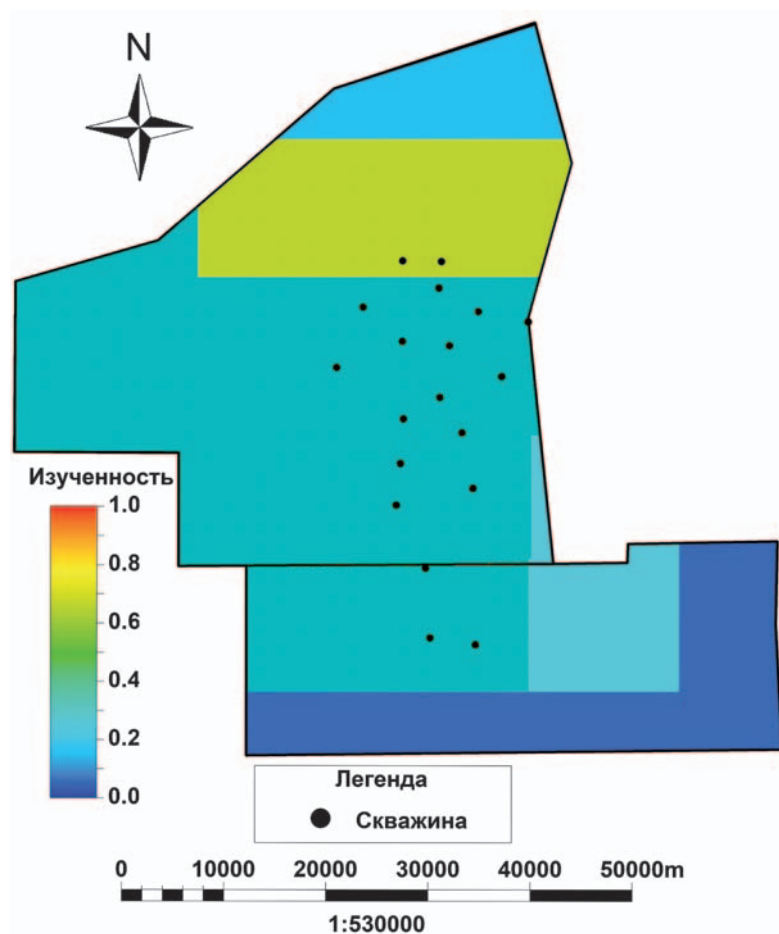


Рис. 1. Карта изученности по направлению сейсморазведочные работы.

Составлено авторами

Fig. 1. Seismic geological data density map. Prepared by authors

При наложении полигонов сейсморазведочных съемок области пересечения присваивается значение наибольшей изученности из нескольких съемок. На рис. 1 представлена карта изученности по направлению СРР для одного из месторождений компании. В пределах лицензионного участка выполнено несколько съемок с различной кратностью и качеством, что хорошо прослеживается на карте. Минимальной изученностью по данному направлению обладает южная часть участка, где не было проведено 3D-съемки (только 2D с достаточно редкой плотностью профилей), а максимальной изученностью — северная часть участка, где была проведена 3D-съемка с высоким разрешением, однако коэффициент качества на данной площади был определен ниже 1, поэтому он снизил значение всей изученности на рассматриваемом участке.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Объемы и качество ГИС в оценочных и разведочных скважинах должны обеспечить определение подсчетных параметров с достоверностью, регламентированной для соответствующих категорий запасов, а в эксплуатационных скважинах — уточнение моделей залежей, начальных и текущих запасов нефти и газа, выбор технологий и режимов разработки залежей. Поэтому для разных типов скважин (поисковая, разведочная, эксплуатационная) изученность рассчитывается по-разному [1].

Метрикой изученности по направлению ГИС является количество прописанных геофизических методов (табл. 2), направленных на решение геологических задач, таких как расчленение разреза, определение литологического состава, количественная оценка коллекторских свойств пород и характер их насыщения. Значение изученности рассчитывается для скважин, а построение карт и вычисление величины изученности в межскважинном пространстве выполняется интерполяцией значений с определенным радиусом затухания (ранг картопостроения). В текущей реализации ранг определяется на основе стадии жизни месторождения (разведка, эксплуатация) и обстановки осадконакопления объекта исследования (выдержанный, смешанный, линзовидный тип архитектуры коллектора). Так, на стадии эксплуатации для выдержанного типа архитектуры резервуара принятый радиус картопостроения — 1000 м (рис. 2), на рисунке видна высокая степень изученности месторождения по направлению ГИС.

Таблица 2. Методы ГИС
Table 2. Well logging methods

Методы ГИС (аббревиатура)	Методы ГИС (расшифровка)
ПС	Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации
ГК	Гамма-каротаж
КВ (МКВ)	Кавернометрия
МГЗ, МПЗ, МБК	Микрозонды (микроградиент-зонд, микропотенциал-зонд, микробоковой каротаж)
ГК_С	Гамма-гамма каротаж селективный
ГГК_ЛП	Литолого-плотностной гамма-гамма-каротаж
НК (НГК, НКТ)	Нейтронный гамма-каротаж, нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
АК	Акустический каротаж
ГГК_П	Гамма-гамма-каротаж плотностной
ЯМК	Ядерно-магнитный каротаж
КС (GZ1-GZ5), БК	Каротаж сопротивления (нажающееся сопротивление), боковой каротаж
ИК	Индукционный каротаж
ВИКИЗ	Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование
Спецкомплекс (АКШ, ИННК, картограф, наклономер, дипметр)	Широкополосный акустический каротаж, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж

При высокой латеральной неоднородности на стадии эксплуатации принимается радиус 250 м. На этапе разведки радиус при низкой плотности информации принимается больше — 2000 м (на рис. 3 приведен пример карты изученности по направлению ГИС для однородного по латерали месторождения). При высокой латеральной неоднородности на этапе разведка принимается радиус картопостроения 750 м.

При построении карт изученности интерполяция в межскважинном пространстве происходит по функции затухания от максимального значения в скважине до 0 на расстоянии радиуса картопостроения. На рис. 3 отчетливо видна сферическая функция затухания от скважин (синей заливкой выделяются зоны с нулевой изученностью).

В алгоритмах для построения карт изученности реализованы несколько функций затухания по типу 4 моделей вариограмм [4]:

- сферическая;
- гауссова;
- экспоненциальная;
- круговая.

Данный метод построения карт изученности применим к следующим направлениям изучения: ГИС, лабораторные исследования керна, испытания на приток, ГДИС.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА

Керновый материал является одним из основных источников информации о литологии геологического разреза, характере его фильтрационно-емкостных свойств, также он используется в качестве опорной информации (петрофизической основы)

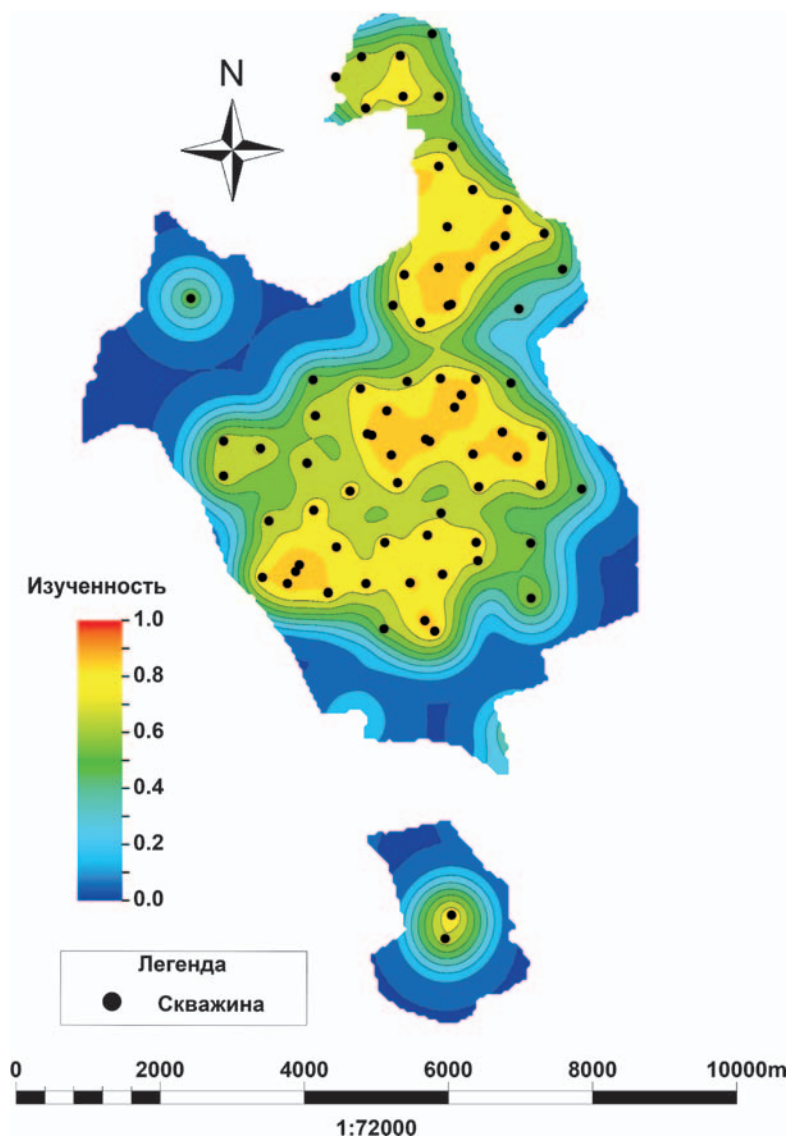


Рис. 2. Карта изученности по направлению ГИС (стадия эксплуатации).
Высокая степень изученности. Составлено авторами
Fig. 2. Well logging geological data density map (development stage).
High data density. Prepared by authors

для интерпретации данных ГИС. Изученность по данному направлению включает в себя 3 группы, представленные в **табл. 2**. В каждую из групп входит определенный список исследований, проводимых на керне, учитывается их качество. Итоговая изученность по керну оценивается как среднее арифметическое данных 3 групп.

Изученность по первой группе описывается коэффициентом количества образцов на 1 м проходки, процентом выноса керна и качеством проведенных исследований. Коэффициент количества образцов по данной группе принимается равным 1 при наличии от 3 образцов керна на 1 м по каждому из исследований на параметр (**табл. 3**).

Вторая группа описывается аналогичными параметрами за исключением выноса керна, так как достоверные результаты по исследованиям, входящим в данную группу, можно получить на меньшем количестве данных по сравнению с первой группой.

В третью группу входит литологическое описание керна, однако авторами было принято решение учитывать данную информацию отдельно, так как при анализе баз данных компании встречаются скважины с отсутствием этой информации, поэтому на таких скважинах изученность будет меньше по сравнению со скважинами, на которых она имеется.

Карта изученности по данному направлению строится аналогично направлению ГИС.

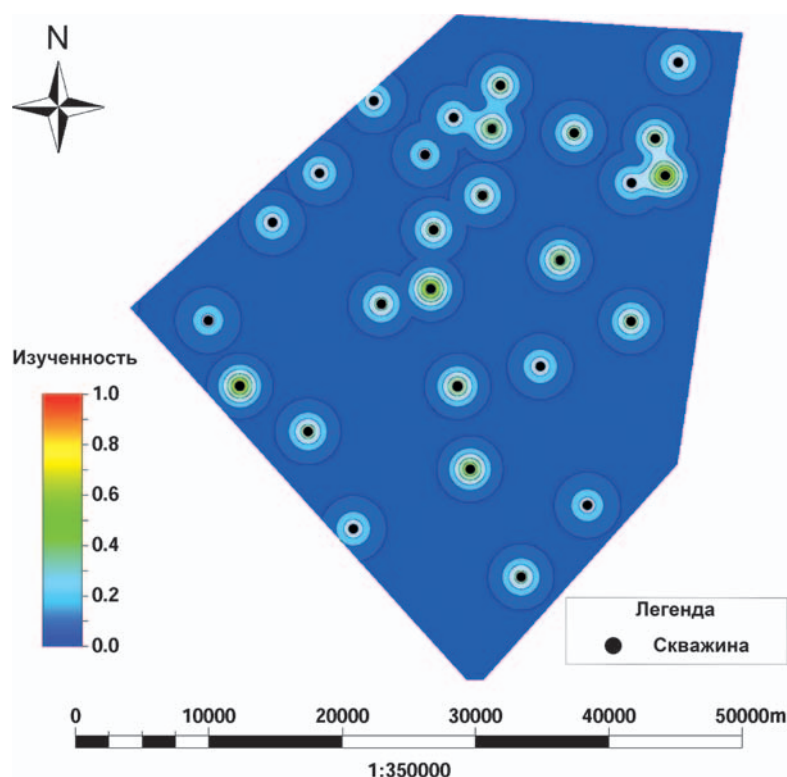


Рис. 3. Карта изученности по направлению ГИС (этап разведки).

Низкая степень изученности. Составлено авторами

Fig. 3. Well logging geological data density map (exploration stage).

Low data density. Prepared by authors

ОТБОР ПРОБ ФЛЮИДОВ

Оценка изученности по направлению отбор проб флюидов включает в себя количество отобранных проб, их тип (глубинная, рекомбинированная или поверхностная) и качество отбора проб. На текущий момент изученность по направлению «отбор проб флюидов» релевантна только для нефтяных месторождений. При оценке свойств пластовых флюидов необходима повторяемость экспериментов, в качестве достаточного количества принимается 3 пробы. При наличии 3 глубинных качественных проб изученность по данному направлению равняется 1. При другом типе проб или меньшем количестве глубинных проб изученность будет ниже.

При построении карт по данному направлению изученность распространяется по всему объекту, расположение скважин, из которых были отобраны пробы, не влияет на распространение свойства в 2D. В случае наличия нескольких различных по свойствам зон флюидов изученность считается в данных зонах отдельно (например, блоки, ограниченные непроницаемыми разломами, или изолированные друг от друга песчаные линзы песчаника и т.д.), и предлагается в каждой такой

Таблица 3. Группы исследований керна

Table 3. Groups of core analysis

Группы исследований керна	Описание	Исследования на параметр
1-я группа (стандартные исследования)	Исследования проводят интервально, важно количество образцов на 1 м и % выноса керна	Пористость общая Проницаемость горизонтальная
2-я группа (специальные исследования)	Исследования проводят лишь на нескольких образцах керна	Коэффициент вытеснения Остаточная вода ОФП Капиллярное давление Литолого-петрографический анализ шлифов Проницаемость вертикальная
3-я группа (интервальные исследования)	Важно наличие данных исследований на всем отобранном керне	Литологическое описание керна

зоне проводить отбор проб для более точного определения свойств пластового флюида по всей площади объекта/залежи/месторождения (рис. 4). Важным аспектом также является композиционный градиент по латерали, при его наличии рекомендуется более частый (по площади) отбор проб флюидов.

ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЯ НА ПРИТОК

Изученность по данному направлению складывается из следующих параметров: отношение интервала перфорации к эффективной мощности пласта, наличие обсадной колонны. Интервал перфорации оценивает реальную проперфорированную эффективную толщину пласта. В случае, когда интервал перфорации равен по мощности эффективной толщине пласта, коэффициент по данной характеристике принимается равным 1 (максимальным). Также в рассматриваемый вид исследований включаются добывающие скважины. Если скважина в работе более 6 месяцев, коэффициент по данной характеристике также равен 1. При частичной перфорации невозможно получить точную информацию по наличию воды, водонефтяного контакта или их отсутствия. Наличие обсадной колонны обуславливает меньшую вероятность наличия перетоков между пластами в сравнении с проведением испытания в открытом стволе, что дает более точные результаты.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Результаты ГДИС формируют ключевую информацию при планировании и контроле разработки месторождений. Интерпретация ГДИС позволяет определить и уточнить геологическое строение исследуемого объекта, его фильтрационные свойства, контролировать и вести мониторинг энергетического состояния пласта.

Метрика изученности по направлению ГДИС определяется количеством проведенных исследований и зависит от вида исследований (кривая восстановления давления (КВД), индикаторные диаграммы (ИД), кривая восстановления уровня (КВУ), кривая стабилизации давления (КСД), гидропрослушивание (ГДП)) и достоверности прогнозирования определяемых параметров, таких как пластовое давление, проницаемость, скин-фактор, коэффициент продуктивности, определение граничных условий, оценка взаимовлияния скважин. Оценка изученности также включает оценку качества исследования в зависимости от тех-

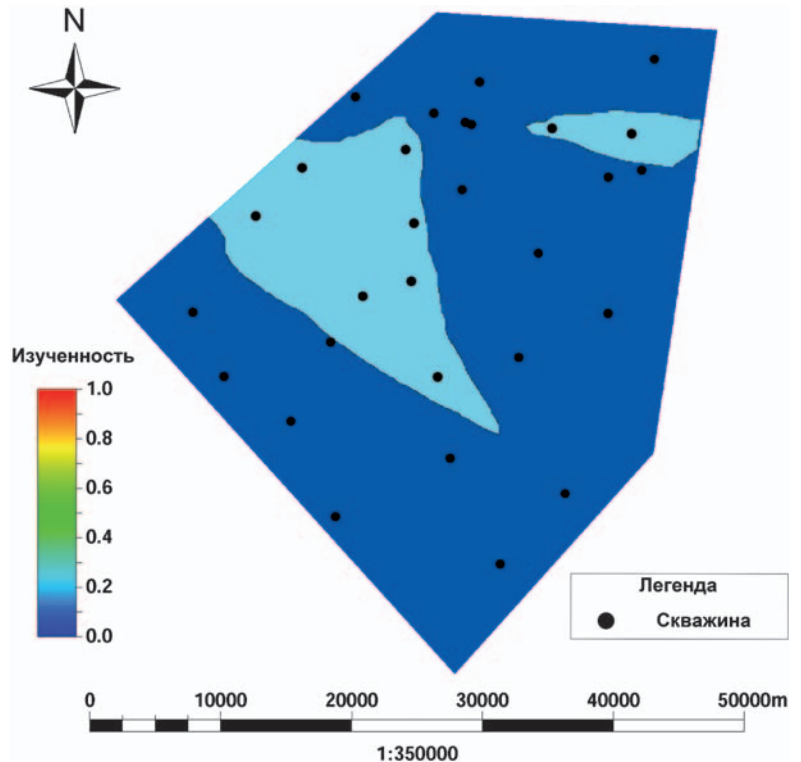


Рис. 4. Карта изученности по направлению «Отбор проб пластовых флюидов». Составлено авторами

Fig 4. Fluid sampling geological data density map. Prepared by authors

нологии проведения исследования и его длительности. Определение времени выхода на режим позволяет обеспечивать регистрацию данных на радиальном режиме фильтрации, что в разы повышает достоверность определения параметров. В случае недостижения необходимого времени исследования параметры энергетического состояния пласта определяется с погрешностью, что напрямую влияет на качество исследования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе представлена методология комплексной оценки геологической изученности, как 1D, так и 2D (по площади). В текущем представлении уникальность подхода заключается в возможности количественной оценки параметров текущей и планируемой изученности, что позволяет избежать субъективного подхода и сравнивать различные активы по одной «шкале». В дальнейшем планируется расширить функционал инструмента и добавить возможность описания качественных признаков продуктивных объектов (особенности строения, сложность и пр.), дополнить опцией анализа запасов, планируемых к вовлечению в разработку, и подбора мероприятий по доизучению с интеграцией подходов «ценности информации».

Список литературы

1. Беляков Е.О., Заранкин П.Я., Чебоксаров М.Л. Алгоритмизация процедуры планирования комплекса геофизических исследований в открытом стволе скважин для оптимального решения петрофизических задач // «Петрофизика XXI: навстречу новым вызовам», техническая конференция SPE — 2016.
2. Белоzerov Б.В., Мельникова О.А., Галеева З.М. ЭРА: Комплексная оценка геологической изученности (КОГИ) // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2018661747 — 2018.
3. Волков Ю.А., Михайлов В.Н. Технология создания адекватной степени изученности геологических и фильтрационных моделей для длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми остаточными запасами // Сборник трудов — трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы. — 2014. — С. 177–184.
4. Kovalevskiy E. Geological modeling on the base of geostatistics. Course Note. // Student lecture Tour, RUSSIA& CIS. — 2011–2012.
5. Мишин В.И., Куполов В.Ю. Геолого-геофизическая изученность // Минеральные ресурсы России, 2008. — № 4. — С. 4–11.
6. Поляков А.А. Системный подход к анализу и снижению риска при поисках и разведке месторождений нефти и газа // Нефтегазовая геология. 2016. — Т.11. — С.22

References

1. Belyakov E.O., Zarankin P.Y., Chebokarov M.L. Algorithmization of the procedure for planning a complex of geophysical studies in an open well bore for the optimal solution of petrophysical problems // «Petrophysics XXI: towards new challenges», technical conference SPE, 2016.
2. Belozarov B.V., Melnikova O.A., Galeeva Z.M. ERA: KOGI // Copyright №2018661747, 2018.
3. Volkov Y.A., Mihailov V.N. Technology of simulation model creation adequate to exploration state for brown oil fields with hard-to-recover reserves // Hard-to-recover and unconventional reserves: experience and forecast — Proceedings of international research-to-practice Conference, Kazan, 2014, pp. 177–184.
4. Kovalevskiy E. Geological modeling on the base of geostatistics. Course Note. // Student lecture Tour, RUSSIA& CIS, 2011–2012.
5. Mishin V.I., Kupolov V.Y. Geological and geophysical knowledge // Mineral resource of Russian Federation, 2008, vol. 4, pp. 4–11.
6. Polyakov A.A. System approach to risk reduction during appraisal and exploration of oil and gas field // Petroleum geology, 2016, vol. 11, p. 22.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Е.А. Фофанова — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

О.А. Мельникова — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ю.Н. Павельева — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Б.В. Белозёров — разработал концепцию статьи, редактирование статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Н.В. Клименко — разработала дизайны эксперимента по построению карт изученности, подготовила иллюстрационные материалы для статьи, провела валидацию описания представляемых примеров и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.А. Павлов — разработал дизайны эксперимента по построению карт изученности, подготовил иллюстрационные материалы для статьи, провел валидацию описания представляемых примеров и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Н.Ю. Коношонкина — разработала дизайны эксперимента по построению карт изученности, подготовила иллюстрационные материалы для статьи, провела валидацию описания представляемых примеров и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ekaterina A. Fofanova — developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Oksana A. Melnikova — developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Iuliia N. Paveleva — developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Boris V. Belozarov — developed the article concept, edited the article, approved the final version of the article.

Nika V. Klimenko — developed designs for the experiment (data density maps), prepared illustration materials for the article, and validated the description of the presented examples and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Vladimir A. Pavlov — developed designs for the experiment (data density maps), prepared illustration materials for the article, and validated the description of the presented examples and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Natalia Y. Konoshonkina — developed designs for the experiment (data density maps), prepared illustration materials for the article, and validated the description of the presented examples and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Д.В. Бек — разработала дизайны эксперимента по построению карт изученности, подготовила иллюстрационные материалы для статьи, провела валидацию описания представляемых примеров и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Daria V. Bek — developed designs for the experiment (data density maps), prepared illustration materials for the article, and validated the description of the presented examples and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Екатерина Андреевна Фофанова* — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: fofanova.ea@gazpromneft-ntc.ru
Scopus ID: 56524266700
SPIN-код: 6382-4453

Ekaterina A. Fofanova* — Discipline leader, Expertise center, Gazpromneft STC 75–79 liter D Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: fofanova.ea@gazpromneft-ntc.ru
Scopus ID: 56524266700
SPIN-code: 6382-4453

Оксана Александровна Мельникова — руководитель центра, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: melnikova.aa@gazpromneft-ntc.ru
Scopus ID: 57191921287

Oksana A. Melnikova — Head of expertise center, Gazpromneft STC 75–79 liter D Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: melnikova.aa@gazpromneft-ntc.ru
Scopus ID: 57191921287

Юлия Николаевна Павельева — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: paveleva.yun@gazpromneft-ntc.ru
Scopus ID: 57218596631

Iuliia N. Paveleva — Chief specialist, Expertise center Gazpromneft STC 75–79 liter D Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: paveleva.yun@gazpromneft-ntc.ru
Scopus ID: 57218596631

Борис Владимирович Белозёров — директор по развитию функции «Геологоразведочные работы», ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: belozerov.bv@gazpromneft-ntc.ru
SPIN-код: 2140-7638 Scopus ID: 56369397300

Boris B. Belozerov — Director of geological exploration function development, Gazpromneft STC 75–79 liter D Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: belozerov.bv@gazpromneft-ntc.ru
Scopus ID: 56369397300
SPIN-code: 2140-7638

Клименко Ника Валерьевна — специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: klimenko.nv@gazpromneft-ntc.ru

Nika V. Klimenko — Specialist, Expertise center Gazpromneft STC 75–79 liter D Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: klimenko.nv@gazpromneft-ntc.ru

Павлов Владимир Александрович — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: pavlov.valeksa@gazpromneft-ntc.ru

Vladimir A. Pavlov — Chief specialist, Expertise center Gazpromneft STC 75–79 liter D Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: pavlov.valeksa@gazpromneft-ntc.ru

Наталия Юрьевна Коношонкина — инженер-исследователь, Томский политехнический университет 634050, Россия, Томск, пр. Ленина, д. 30.
e-mail: konoshonkinany@hw.tpu.ru
Scopus ID: 57218440147

Natalia Y. Konoshonkina — Engineer, Tomsk Polytechnic university 30 Lenin ave., 634050, Tomsk, Russia.
e-mail: konoshonkinany@hw.tpu.ru
Scopus ID: 57218440147

Дарья Викторовна Бек — инженер, Томский политехнический университет 634050, Россия, Томск, пр. Ленина, д. 30.
e-mail: bekdv@hw.tpu.ru

Daria V. Bek — Engineer, Tomsk Polytechnic university 30 Lenin ave., 634050, Tomsk, Russia.
bekdv@hw.tpu.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ ПРИ ВЫВОДЕ НА РЕЖИМ ПОСЛЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ ДОЛГОСРОЧНОЙ ПРОВОДИМОСТИ ТРЕЩИНЫ

А.Л. Вайнштейн

Сколковский институт науки и технологий, РФ, Москва

Электронный адрес: a.vainshtein@skoltech.ru

После операции гидроразрыва пласта (ГРП) и периода технического отстоя скважина выводится на режим (ВНР) для достижения технологических показателей. Скорость ВНР зачастую не регламентирована и определяется внешними факторами. При этом в процессе очистки трещины возникает ряд гидромеханических и геомеханических эффектов, которые могут уменьшить долгосрочную проводимость трещины и тем самым снизить продуктивность скважины. Повышение эффективности процесса ВНР связано с увеличением нефтеотдачи слабопроницаемых нефтяных пластов и является актуальной задачей для нефтедобывающей отрасли.

Цель данной работы состоит в том, чтобы оценить вклад геомеханической и гидромеханической групп эффектов в деградацию проводимости трещины и на основе их баланса предложить методику расчета оптимального сценария ВНР, при котором добыча будет максимальной.

Материалы и методы. Для оценки вклада каждой из групп эффектов разработана комплексная методика численных расчетов процесса ВНР с использованием модели фильтрации суспензии с учетом неньютоновской реологии, переноса частиц, притока из пласта и геомеханических факторов.

Результаты. Реализован комплексный подход к решению задачи поиска оптимальной динамики вывода скважины на режим на основе поиска баланса конкурирующих групп эффектов. Работа реализована на примере модели скважины с трещиной ГРП, откалиброванной на данные промышленного эксперимента. В результате получен оптимум по динамике ВНР, позволяющий минимизировать эффект деградации трещины на добычу.

Заключение. Полученные данные подтверждают, что разработанный подход к оценке вклада каждой из группы эффектов может служить надежной основой для оптимизации процесса ВНР. По итогу применения метода выдается рекомендация к целевым значениям забойного давления во времени, соответствующим оптимальному сценарию ВНР.

Ключевые слова: очистка трещины ГРП, гидроразрыв пласта, вывод скважины на режим, оптимизация технологии гидравлического разрыва пласта, реология геля ГРП, геомеханические факторы, гидромеханические факторы, динамические характеристики скважины с ГРП, слабопроницаемый терригенный коллектор

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: работа была выполнена при финансовой поддержке «Газпромнефти НТЦ».

Благодарность: автор выражает признательность коллегам: Егору Шель и Григорию Падерину за регулярные обсуждения научной постановки задачи. Руководству и коллегам из «Газпромнефть-Хантоса» за возможность проведения полевого эксперимента. Автор благодарен коллегам из Лаборатории моделирования многофазных систем Сергею Боронину и Андрею Осипцову за ценные научные обсуждения и рекомендации в ходе подготовки работы.

Для цитирования: Вайнштейн А.Л. Обоснование выбора параметров работы добывающей скважины при выводе на режим после гидроразрыва пласта для сохранения долгосрочной проводимости трещины. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(1):30–40. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-30-40>

Статья поступила в редакцию 29.08.2021

Принята к публикации 13.10.2021

Опубликована 30.03.2022

FLOWBACK DYNAMICS JUSTIFICATION FOR THE WELL AFTER HYDRAULIC FRACTURING TO MAINTAIN LONG-TERM FRACTURE CONDUCTIVITY

Albert L. Vainshtein

Skolkovo institute of science and technology, RF, Moscow

E-mail: a.vainshtein@skoltech.ru

Background. Flowback period to achieve well productivity succeeds to the hydraulic fracturing operation and the period of braking of the cross-linked fluid. The well control during flowback is often not regulated or determined

by external factors. At the same time, in the process of fracture cleaning, a number of hydromechanical and geomechanical effects build-up, which can reduce the long-term fracture conductivity and thereby reduce the final well productivity. Increasing the efficiency of the flowback process is associated with an increase in oil recovery of low-permeability oil reservoirs and is topical for the oil industry.

Aim of this work is to assess the contribution of the geomechanical and hydromechanical group of effects to the degradation of fracture conductivity and based on their balance propose a method for calculating the optimal flowback scenario where production is maximized.

Materials and methods. To assess the contribution for each group of effects, a comprehensive method for numerical simulations of the well clean-up process was developed using a suspension filtration model taking into account non-Newtonian rheology, particle transfer, reservoir inflow and geomechanical factors.

Results. An integrated approach for finding the optimal well dynamics during clean-up period based on the balance of competing groups of effects was implemented using the well with a hydraulic fracture model history-matched to the field experiment data. The well drawdown optimum was obtained, minimizing the effect of fracture degradation on production.

Conclusions. The obtained results confirm that the developed approach to assessing the contribution for each group of effects is a reliable basis for optimizing the flowback process. As a result of the proposed method application, a recommendation for target bottomhole pressure corresponding to the optimal scenario is issued for the flowback period.

Keywords: flowback, hydraulic fracturing, well clean-up, hydraulic fracturing technology optimization, rheology of hydraulic fracturing fluids, geomechanical factors, hydromechanical factors, dynamic characteristics of a well with hydraulic fracturing, low-permeable sandstone reservoir

Conflict of interest: the author declares no conflict of interest.

Funding: the work was carried out with the financial support of Gazpromneft STC LLC.

Acknowledgments: the author is grateful to Egor Shel and Grigory Paderin for regular discussions of the scientific formulation of the problem and to the management and colleagues from "Gazpromneft-Khantos" LLC for the opportunity to conduct the field experiment. Author appreciates colleagues from the Laboratory for Modeling Multiphase Systems, Sergey Boronin and Andrey Osipov, for valuable scientific discussions and recommendations during the preparation of this research.

For citation: Vainshtein A.L. Flowback dynamics justification for the well after hydraulic fracturing to maintain long-term fracture conductivity. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(1):30–40. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-30-40>

Manuscript received 29.08.2021

Accepted 13.10.2021

Published 30.03.2022

ВВЕДЕНИЕ

Проблема разрушения проппантной пачки и вынос проппанта в процессе очистки трещины ГРП и ВНР скважины изучается давно. В работе [1] предложена процедура контролируемого вывода скважины на режим. Приводится обоснование для ограничения дебита фонтанной газовой скважины из низкопроницаемого коллектора шагом штуцера 0,8 мм. Вопросы вымывания проппанта из трещины рассматривались в работе [2], было выявлено, что добавление фибров и РСП (покрытого полимером проппанта) уменьшает долю вынесенного проппанта до 0,1 %. В свою очередь, такой проппант также может вымываться, для чего было сделано сравнение по разным типам РСП [3]. Чтобы вымывания не происходило, пусковой дебит газа должен быть ограничен. В работе [4] предлагается комплексный интегрированный подход к определению безопасного эксплуатационного диапазона на основе наблюдений и моделирования, включающий существенные геомеханические и гидродинамические факторы снижения проводимости

для нетрадиционных североамериканских коллекторов. Принимается в расчет не только процесс очистки трещины ГРП, но и исследуются вопросы освоения скважины гибкими насосно-компрессорными трубами (ГНКТ). Управление штуцером на горизонтальных скважинах после гидроразрыва на объединенной модели скважины и пласта представлено в [5]. Рекомендовано проведение настройки модели на историю ВНР реальных скважин для снижения уровня неопределенности пластовых параметров. Для сланцевых нефтяных коллекторов США может быть предложен трехстадийный модельный комплекс, описывающий процессы развития трещины, технического отстоя скважины и в завершение — очистки трещины ГРП [6]. Компании-операторы исследуют баланс между поддержкой проводимости трещины и минимизацией утечек: слишком медленная очистка стимулирует отток гидроразрывного флюида в пласт. Растущая важность анализа физических процессов во время пуска скважины после закачки гелирующего и расклинивающего агентов подчеркивается обзором [7]: если раньше компании-операторы

сланцевых коллекторов спешили получить первую нефть из скважин для ускорения окупаемости инвестиций, то сейчас основной предмет интереса сводится к выработке стратегии управления штуцером для сохранения продуктивности скважин, что в итоге увеличивает накопленную добычу. Фильтрационные процессы во время раннего периода разрядки скважины для сети трещин рассмотрены в [8], авторы предлагают вниманию объединенную модель трещины и потока. Помимо процессов разрядки скважин, на забой оказывают влияние операции освоения скважины с ГРП с помощью ГНКТ. Применяя гамма-расходомеры в составе замерного комплекса [9], можно управлять продуктивностью скважины. В [4, 10] авторы предложили использование концепции «операционного конверта безопасности». Утверждается, что практика ее применения стала стандартом при выводе скважин на режим в США для обеспечения долгосрочной проводимости трещины. Описаны полевые сценарии применения, однако подробности моделирования не раскрыты. Ключевым воздействием на трещину называется дебит скважин в постоперационный период [11, 16], поэтому предложена система управления штуцером с точки зрения минимизации геомеханических рисков для проппантной пачки. К значимым эффектам в [12] отнесены реологические факторы гидроразрывной жидкости. Исследование [13] практически показало, что эффективность скважины вследствие агрессивного обратного потока снижается на 20 %. Эмпирические данные работы скважин указывают, что первые месяцы добычи являются критическими для их продуктивности. Полуаналитические модели, основанные на анализе и интерпретации промысловых данных о добыче нефти и забойном давлении в составе стратегии поиска оптимального сброса забойного давления в [14, 17], указывают на недопустимость неконтролируемого открытия скважин: завышенный пусковой дебит не компенсирует деградацию проводимости трещины. Существует ряд публикаций, где сравнивались полевые данные работы скважин [15] или групп скважин. Изучение геомеханических эффектов на ранней стадии разбуривания залежи является фундаментом схемы разработки [18]. Введенные авторами [19] понятия быстрого и медленного обратного потока сравнительно характеризуют газоконденсатные скважины на диаграммах; утверждается, что потери эффективно-го объема трещин меньше при медленном обратном токе на основе сравнения полевых данных. Полевой эксперимент по выводу

скважин на режим последовательно описан в [20, 22, 23] на модели [24, 25] очистки трещины без учета предела текучести и аналитическим притоком из пласта по формуле Картера, далее в [28] эти ограничения устранены.

ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Рассмотрим скважину с планарной трещиной ГРП. В общем случае постановки задачи для скважин с МГРП учет взаимодействия портов между собой ведется за счет моделирования распределения давления в стволе скважины, может быть сделан через моделирование многофазного потока и рассчитан с помощью механистических корреляций, или на основе методов машинного обучения [20]. Начальным состоянием скважины принимается период открытия скважины после ГРП, которому предшествовала закачка расклиняющего и гелирующего агента с брейкером (за время технического отстоя он должен был разорвать полимерные связи сшитого геля). В начальный момент времени предполагается, что никакого возмущающего воздействия на забой в системе скважина–трещина–пласт перед открытием не было. Это соответствует случаю, когда скважина после выхода из бурения и ГРП открывается в фонтанном режиме без освоения скважины ГНКТ. Такой случай достаточно часто встречается в производственной практике [21] и обоснован использованием растворимых шаров для изолирования портов друг от друга в зонах, где присутствует избыточное пластовое давление, необходимое для фонтанирования скважины. Регулирование разрядкой скважины ведется в терминах динамики забойного давления, которое принимается на глубине трещины ГРП, что подробно показано в [22]. В момент открытия скважины на трещину действуют две конкурирующие группы эффектов [23]: геомеханические и гидромеханические. Геомеханические риски возникают при быстром сбросе давления в стволе скважины и вызваны необходимостью как можно быстрее ввести скважину в эксплуатацию, а именно:

- неупругое сжатие упаковки проппанта под действием напряжений горной породы;
- вдавливание зерен проппанта в стенки трещины;
- разрушение породы из-за депрессии трещины при превышении прочности на разрыв;
- вынос проппанта при превышении силы трения на контакте между зернами

или между зернами и породой на поверхности трещины.

Гидромеханические риски наступают при медленном сбросе давления. При выводе на режим в плавном сценарии не достигается критический градиент, необходимый для очистки трещины от неразложившегося геля ГРП:

- вязкопластическая реология жидкости ГРП для описания неразрушенного сшитого геля на момент начала вывода скважины на режим;
- частицы породы, образующиеся при вдавливании зерен проппанта в породу и разрушении породы при избыточной депрессии трещины, разрушенные зерна проппанта, а также нерастворимый осадок, возникающий при разрушении сшитого геля.

Таким образом, исследовательская гипотеза автора состоит в том, что оптимальный сценарий вывода на режим определяется балансом между двумя группами эффектов. Для подтверждения исследовательской гипотезы используется численная модель очистки трещины, учитывающая упомянутые эффекты.

Пусть динамика сброса давления в скважине в период ВНР определяется функциональной зависимостью давления от времени $p(t)$, которая зависит от начального порового давления и давления в призабойной зоне скважины в момент окончания ВНР. Введем функцию потерь добычи \mathcal{L} , зависящую от динамики ВНР. Тогда за счет гидромеханических эффектов будет наблюдаться снижение потерь добычи в области агрессивных динамик ВНР и увеличение в области плавных, когда не достигается критический градиент для вымывания неразложившегося сшитого геля ГРП. И наоборот, для геомеханических факторов — снижение потерь в области плавных динамик ВНР и увеличение потерь в области агрессивных динамик ВНР при вдавливании и сжатии упаковки проппанта. Тогда оптимальной стратегией ВНР будет положение оптимума в терминах динамики сброса давления на скважине, при которой минимизируются потери в добыче вследствие гидромеханических и геомеханических эффектов. Положение оптимума можно схематично показать на **рис. 1**.

Важно отметить, что такая постановка будет иметь оптимальное решение при условии, что $p(t)$ представляет собой набор непересекающихся монотонно убывающих функциональных зависимостей. В таком случае положение минимума потерь $\mathcal{L}(p)$ в каждый момент времени t будет однозначно пересчитываться в значение давления $p(t)$, что определит давление оптимального ВНР,

при котором потери будут минимальными в накопленной добыче и проводимость трещины на момент времени t станет максимальной долгосрочной. Отклонение от оптимального давления в сторону более агрессивных режимов повлечет существенное снижение раскрытия трещины за счет сжатия проппантной пачки и вдавливания проппанта в стенки трещины, а отклонение в сторону плавных сценариев спровоцирует образование больших неподвижных сшитых зон, снижающих эффективную длину трещины.

Для соблюдения чистоты вычислительных экспериментов все расчеты по выявлению баланса гидромеханических и геомеханических эффектов проходят при отклонении релевантных параметров от фиксированных входных данных, описывающих базовый сценарий ВНР, представленных в **Приложении 1**. Перечислим основные задачи исследования, решение которых позволит найти оптимальный сценарий ВНР:

- Создание сетки сценариев с релевантной областью допустимых значений забойного давления во время ВНР.
- Проведение серии вычислительных экспериментов для каждого из сценариев сетки с последовательным включением и выключением соответствующих групп эффектов.
- Оценка вклада каждой из групп эффектов в отдельности и совместно в накопленную добычу нефти на каждом шаге по времени.
- Построение оптимальной динамики ВНР на основе изменения оценки в зависимости от времени.
- Пересчет целевого забойного давления в каждый момент времени, соответствующего оптимальному сценарию ВНР.

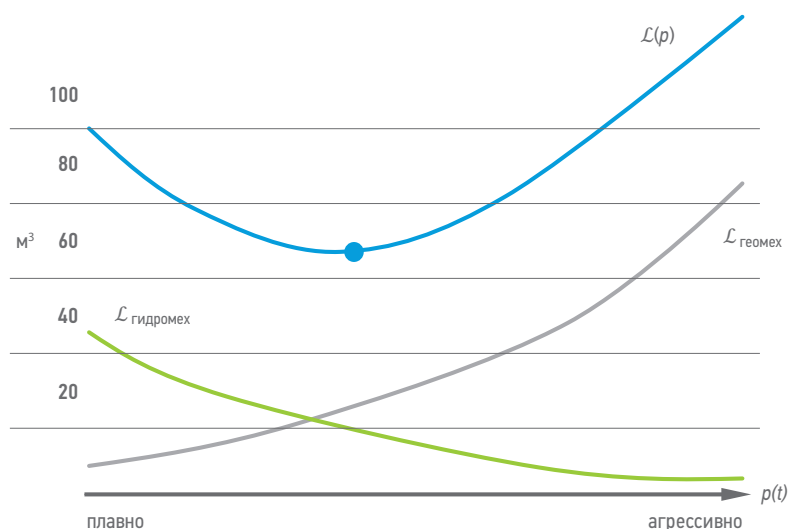


Рис. 1. Образ результата. Функция потерь (м^3) накопленной добычи для различных сценариев ВНР. Составлена автором
Fig. 1. Target concept. Production shortfalls (м^3) vs flowback scenario.
 Prepared by author

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В работе использована модель фильтрации суспензии с учетом неньютоновской реологии, переноса частиц, притока из пласта и геомеханических факторов [27, 28]. Запишем уравнение неразрывности для несущей слабосжимаемой жидкости и частиц при одномерной фильтрации в трещине, считая, что скорость частиц и скорость несущей фазы одинаковы:

$$\frac{\partial(w\rho_i s_i [1-C]\varphi)}{\partial t} + \frac{\partial w\rho_i [1-C]u_i}{\partial x} = 2\rho_i (1-C)q_i, \quad i = 1, 2, 3$$

$$\frac{\partial(w s_i C\varphi)}{\partial t} + \frac{\partial w C u_i}{\partial x} = -w q_{s,i}, \quad i = 1, 2, 3 \quad (1)$$

$$\frac{\partial w\sigma}{\partial t} = w(q_{s,2} + q_{s,1})$$

$$q_{s,i} = q_{tr} - q_{mob}$$

где $i = 1$ — жидкость гидроразрыва; $i = 2$ — нефть; $i = 3$ — вода; φ — пористость проппантной пачки; w — раскрытие трещины; ρ_i — плотность фазы i ; C — объемная концентрация взвешенных частиц; σ — объемная концентрация осажденных частиц; q_i — фазовый дебит в точке стока; x — координата вдоль полукрыла трещины; $q_{s,i}$ — интенсивность мобилизации (q_{mob}) и коагуляции (q_{tr}) частиц; u_i удовлетворяет модифицированному закону Дарси для неньютоновской жидкости (жидкости Гершеля — Бакли) в пористой среде и рассчитывается по системе уравнений:

$$u_i = - \frac{\nabla p_f}{|\nabla p_f|} \left[\frac{k k_i}{\mu_{eff,i}} (|\nabla p_f| - \alpha \tau_{0,i}) \right]^{\frac{1}{n_i}},$$

$$|\nabla p_f| - \alpha \tau_{0,i} > 0; u_i = 0, |\nabla p_f| - \alpha \tau_{0,i} \leq 0, i = 1 \quad (2)$$

$$\mu_{eff,i} = \frac{K}{4} \left(3 + \frac{1}{n} \right)^n (8C' k \varphi)^{\frac{1-n}{2}}, \quad \alpha = \sqrt{\frac{\varphi C}{2k}} \quad (3)$$

$$\mu_i = \mu_{i,0} \left(1 - \frac{C}{C_{max}} \right)^{-1.89}, \quad i = 2, 3, 4 \quad (4)$$

$$k = k_0 \left(1 - \frac{\sigma}{\varphi} \right)^3 \quad (5)$$

$$k_i = k_0 s_i'^l \quad (6)$$

$$s_i' = \frac{s_i - s_{i,ir}}{1 - s_{1,ir} - s_{2,ir} - s_{3,ir} - s_{4,ir}} \quad (7)$$

$$\varphi_0 = \varphi_0^0 - \varepsilon_{33} \quad (8)$$

$$k_0 = 0.204 r_g^2 \varphi_0^{4.58} \quad (9)$$

$$w = w_0 (1 - \varepsilon_{33}) - 2e_0 \quad (10)$$

где k_i — фазовая проницаемость; k — абсолютная проницаемость трещины ГРП; μ_{eff} — эффективная вязкость нефти; K, n и τ_0 — параметры реологии Гершеля–Балкли (индекс консистенции, степенной индекс и предел текучести, соответственно); C' — константа Козени–Кармана; $\mu_{1,0}$ — начальная вязкость воды; C_{max} — концентрация плотной упаковки сферических частиц; $s_{i,ir}$ — неснижаемая фазовая насыщенность; l — степенной показатель зависимости фазовой проницаемости от насыщенности; в соответствии с [26]: φ_0^0 — начальная пористость трещины ГРП, r_g — радиус проппанта; ε_{33} — относительное сжатие проппантной пачки; w_0 — начальное раскрытие трещины; e_0 — глубина вдавливания проппанта в стенки трещины.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Важным фактором влияния на продуктивность скважины является динамика сброса забойного давления. Представим динамику сброса давления экспоненциальной функцией (11):

$$p(t) = p_0 e^{-\beta t}, \quad (11)$$

где $\beta > 0$ — коэффициент, отвечающий за скорость сброса забойного давления в скважине; t — время после начала ВНР. Давление в нулевой момент времени $p(0) = p_0$ соответствует значению порового давления на момент открытия скважины.

Чем больше значение β , тем более вогнута функция и тем более «агрессивный» сценарий ВНР применятся на скважине. На практике данные сброса давления получают с помощью глубинного манометра или пересчитывают с учетом потерь давления в стволе скважины от устья. После аппроксимации исторических данных забойного манометра в период ВНР кривой $p_0 e^{-\beta t}$ можно получить представление о разнообразии темпов ВНР в контуре компании-оператора. Зафиксировав параметр β , соответствующий ожидаемому сценарию ВНР скважины со схожими фильтрационно-емкостными особенностями, составим, например, набор функциональных зависимостей вида (11) со следующими показателями степени:

$$\left[-\frac{1}{3}\beta t, -\frac{1}{2}\beta t, -\frac{2}{3}\beta t, -\beta t, -\frac{3}{2}\beta t, -2\beta t, -3\beta t \right] \quad (12)$$

Получаем три более агрессивных и три более плавных отклонения от базового

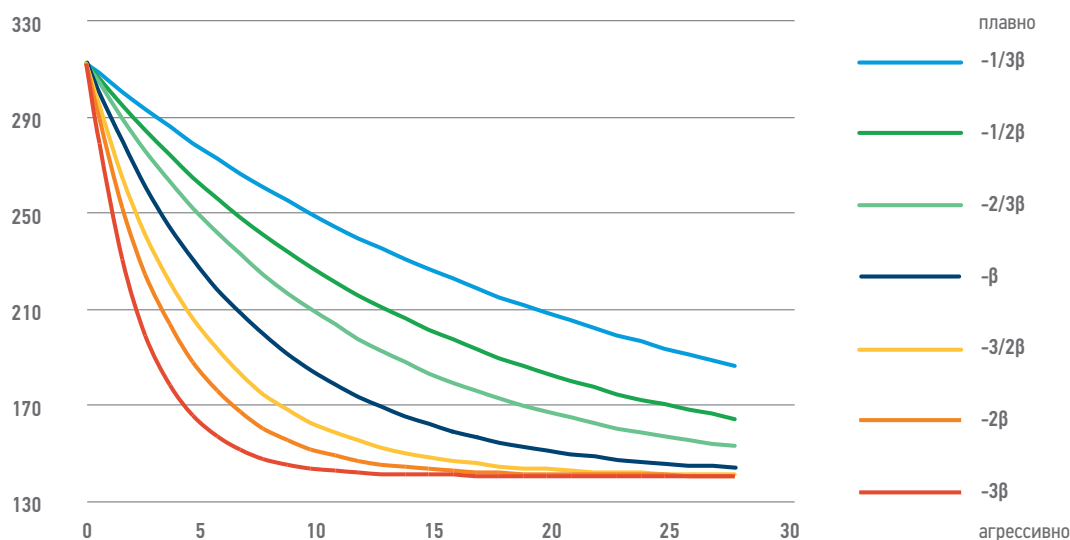


Рис. 2. Параметрическое исследование динамики сброса давления ($\times 1,01 \times 10^5$ Па) от времени (дней).

Набор из $M = 7$ сценариев ВНР. Составлено автором

Fig. 2. Well drawdown ($\times 1.01 \times 10^5$ Pa) over time (days) parametric study. $M = 7$ flowback scenarios.

Prepared by author

сценария (11). Обозначим $M = 7$ возможных сценариев ВНР (рис. 2).

Полученные функции представляют собой параметрическое исследование темпа ВНР в терминах динамики сброса пластового давления. Параметр M , как и вид функции $p(t)$, могут выбираться произвольно исходя из наблюдений скважин-аналогов и требований к точности приближения или области определения диапазонов давлений во время разрядки.

В качестве гидромеханической группы эффектов рассмотрим реологию вязкопластической жидкости ГРП, определяемую уравнением (3). При наличии целиков неразрушенного сшитого геля на момент начала вывода скважины на режим, градиент давления в трещине будет оказывать влияние на скорость ее очистки и, как следствие, на эффективную длину. В качестве геомеханической группы эффектов возьмем вдавливание проппанта в стенки трещины и сжатие

проппантной пачки. При сбросе давления раскрытие трещины будет снижаться, что также скажется на ее проводимости. При любом снижении давления на забое скважины обе группы эффектов для M сценариев ВНР вносят соответствующий вклад в добычу на каждом шаге по времени. При более плавных сценариях вклад геомеханической группы эффектов будет меньше гидромеханических, и, наоборот, при агрессивных сценариях вклад будет больше для геомеханических эффектов, чем для гидромеханических. Так как две группы эффектов противоположно направлены, логично количественно оценить и проиллюстрировать их совместный вклад и вклад каждой из группы эффектов по отдельности. Для этого проведем серии (I, II, III, IV) из четырех возможных комбинаций расчетов учета (\oplus) и исключения (\emptyset) групп эффектов. Описание серий каждого из M сценариев ВНР представлено в табл. 1.

Таблица 1. Описание серий вычислительных экспериментов. Учет и исключение геомеханических и гидромеханических групп эффектов. Составлено автором

Table 1. Series of simulation experiments description. Inclusion and exclusion of geomecanical and hydromechanical group of effects. Prepared by author

Серия	Группа эффектов		Описание	Количество сценариев
	геомеханическая	гидромеханическая		
I	\oplus	\emptyset	$\tau_0 = 0$	M
II	\emptyset	\oplus	$e_0 = 0, \epsilon_{33} = 0$	M
III	\emptyset	\emptyset	$\tau_0 = 0, e_0 = 0, \epsilon_{33} = 0$	M
IV	\oplus	\oplus	базовый сценарий	M

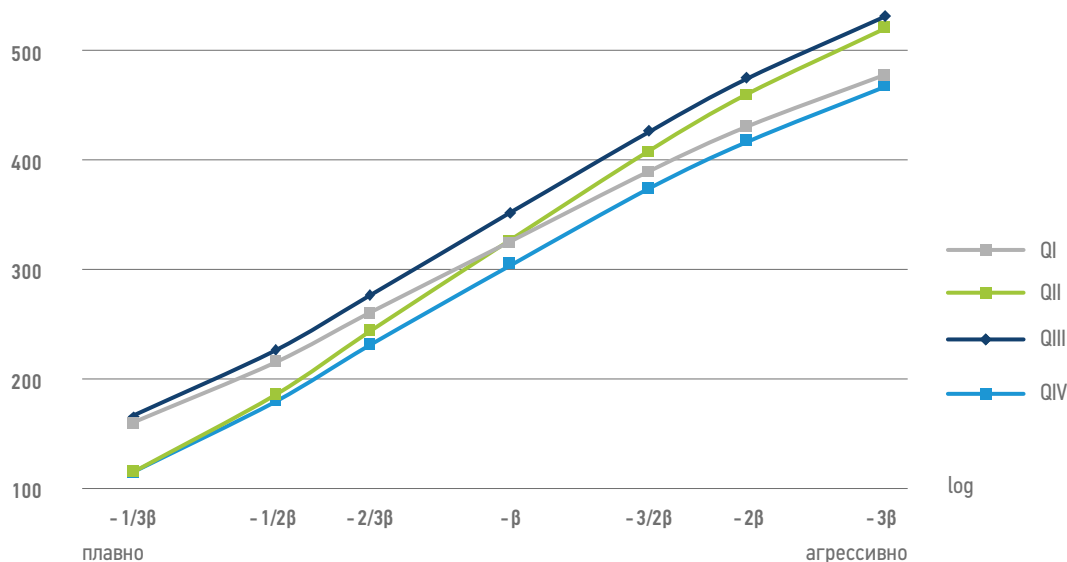


Рис. 3. График накопленной добычи (м³) на 15-й день после начала ВНР для M сценариев серии I, II, III, IV. Составлено автором

Fig. 3. Cumulative production (m³) profile for 15th day of flowback for series I, II, III, IV of M scenarios. Prepared by author

Для оценки вклада каждой из групп эффектов используем метрику потерь накопленной добычи $\Delta Q_k^j(t) = Q_k^{IV}(t) - Q_k^{j \neq IV}(t)$, где $j = I..IV$, $k = 1..M$, $Q_k^j(t)$ — ряд значений накопленной добычи на момент времени t после начала ВНР, полученный для каждого из расчетов (рис. 3).

Тогда $\Delta Q_k^I(t)$, $\Delta Q_k^{II}(t)$, $\Delta Q_k^{III}(t)$ — потери накопленной добычи, ассоциированные с геомеханической ($\mathcal{L}_{\text{геомех}}$), гидромеханической группой эффектов ($\mathcal{L}_{\text{гидротех}}$) и их комбинацией (\mathcal{L}) соответственно (рис. 4). Для более точного нахождения оптимума построим искомую аппроксимацию $\mathcal{L}(p_k)$ для $k = 1..M$

в плоскости \mathcal{L} от p . Сценарий $p(t)$, при котором $\mathcal{L} \rightarrow \min_{0 \leq p \leq M} \mathcal{L}(p)$ соответствует оптимальному сценарию вывода скважины на режим.

Практический смысл найденного оптимума может удовлетворить решению двух производственных задач: пилотирование скважины в окрестности целевого давления, соответствующего оптимуму, может увеличить добычу нефти во время периода ВНР и гарантировать максимальную продуктивность скважины с точки зрения долгосрочной проводимости трещины. Если построить положение оптимума и его производной на сетке сценариев во времени (рис. 5), видно, что выраженный контраст противоположно направленных гидромеханических и геомеханических эффектов начинается с 5-го дня вывода на режим и продолжается до 20-го.

Так как в нашем случае все возможные сценарии сброса давления представлены экспоненциальными функциями, можно построить аппроксимирующую поверхность над сеткой сценариев в пространстве «давление — время — сценарий». Положение точки оптимума в зависимости от времени тогда легко пересчитать в оптимальное целевое значение забойного давления $\bar{p}(t)$ (рис. 6).

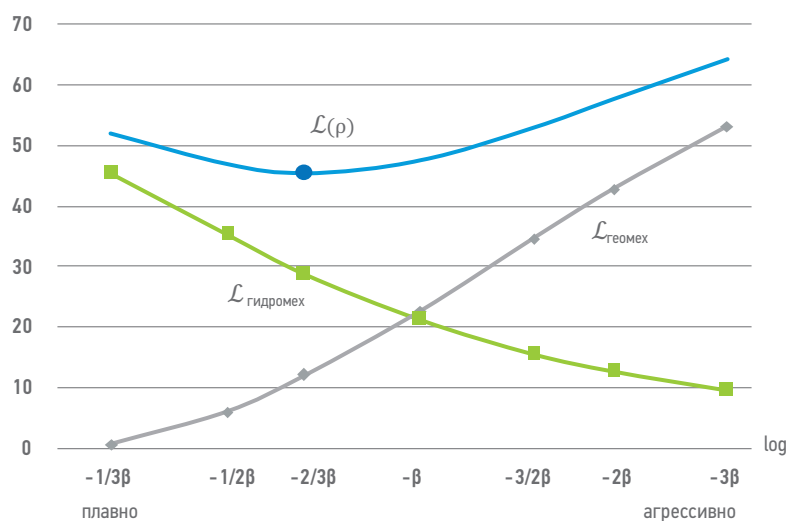


Рис. 4. Количественная оценка вклада геомеханических и гидромеханических групп эффектов с помощью метрики потерь добычи (м³) нефти на 15-й день после начала ВНР. Составлено автором

Fig. 4. Measuring contribution of geomechanical and hydromechanical group of effects on production loss-function (m³). 15th day of flowback. Prepared by author

ВЫВОДЫ

Приведем основные выводы, полученные по результатам проведенного исследования. Подтверждена исследовательская гипотеза о том, что оптимальный сценарий вывода на режим определяется балансом между двумя группами эффектов.

Разработана методика количественной оценки вклада геомеханической и гидромеханической группы эффектов, действующих во время ВНР скважины при помощи численной модели очистки трещины.

Введенная система оценки баланса двух конкурирующих эффектов дает комплексный, самосогласованный и легко интерпретируемый результат.

Предложенный подход позволяет выдать рекомендации к управляющим параметрам работы скважины для оптимального ВНР.

При реализации разработанного подхода с помощью модели очистки трещины, откалиброванной на промысловые данные полевого эксперимента в рамках опытно-промышленных работ (ОПР) по ВНР, получено несколько частных результатов.

Пространство возможных сценариев хорошо аппроксимируется сеткой экспонент и покрывает область допустимых значений забойного давления при ВНР.

Баланс конкурирующих эффектов меняется во времени и однозначно определяет оптимальный сценарий ВНР.

Выраженный контраст конкурирующих гидромеханических и геомеханических эффектов начинается с 5-го дня вывода на режим и продолжается до 20-го:

1. с 1-го по 5-й день выбор сценария ВНР существенно не влияет на добычу;
2. на 5-й день происходит резкое отклонение от базового в сторону агрессивного сценария ВНР;

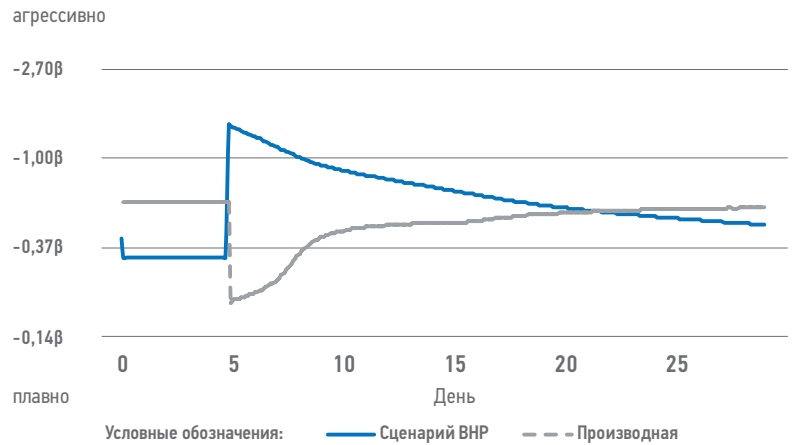


Рис. 5. Положение оптимального сценария ВНР на сетке сценариев и его сглаженная производная во времени.

Составлено автором

Fig. 5. Optimal flowback scenario and smoothed derivative evolution over time.
Prepared by author

3. с 5-го по 20-й день идет монотонное перемещение оптимума в сторону плавных сценариев;
4. на 15-й день после начала ВНР вклад реологических и геомеханических эффектов в накопленную добычу в зависимости от выбранного сценария варьируется в диапазоне от 2 до 31% и от 10 до 4 % соответственно. Пилотирование скважины в окрестности оптимального сценария ВНР по сравнению с базовым позволит увеличить накопленную добычу нефти не менее чем на 4,2 %.

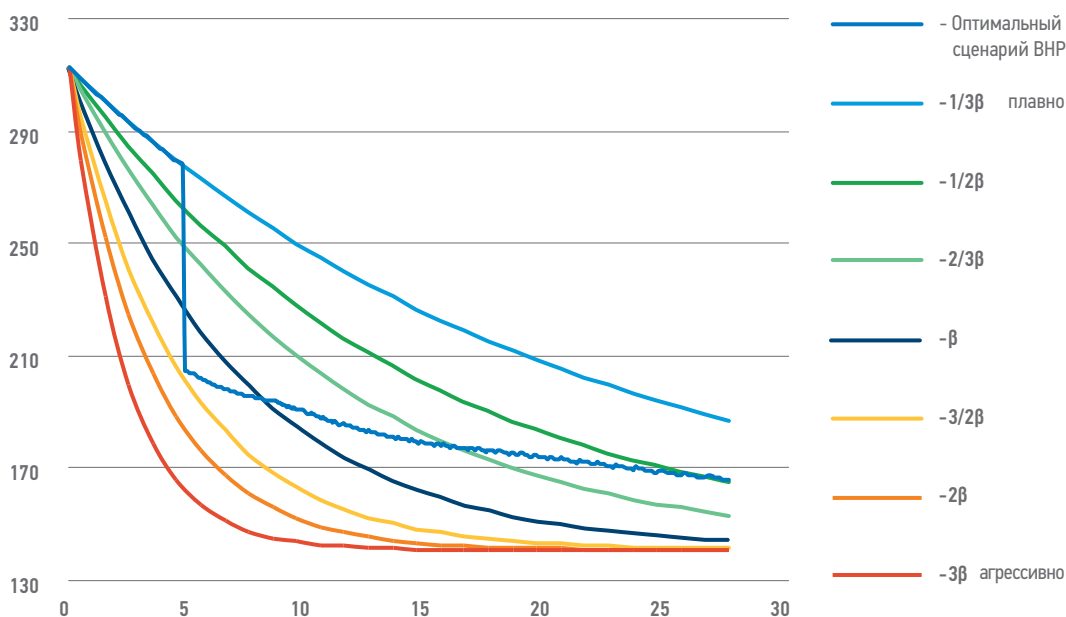


Рис. 6. Оптимальный сценарий ВНР на сетке сбросов давлений ($\times 1,01 \times 10^5$ Па) во времени (дни). Составлено автором

Fig. 6. Optimal drawdown ($\times 1,01 \times 10^5$ Pa) over time (days) on exponential sensitivity grid.
Prepared by author

Приложение 1. Входные данные для моделирования очистки трещины. Базовый сценарий. Составлено автором.
Appendix 1. Input data for flowback simulations. Baseline case. Prepared by author

Группа параметров	Величина	Размерность	Описание
Жидкость ГРП	1000	кг/м ³	плотность
	0,0004	Па*с	вязкость
Нефть	1	Па	предел текучести
	879	кг/м ³	плотность
	0,00138	Па*с	вязкость
Вода	1000	кг/м ³	плотность
	0,0004	Па*с	вязкость
Граничные условия	-0,001	м ³ /с	приток к трещине
	3,55E+07	Па	пластовое давление
	2,55E+07	Па	забойное давление
	1,00E-05	Па	поровое давление
	13,04285714	м	высота пласта
Трещина	159,257143	м	полудлина трещины
	13,04285714	м	высота трещины
	4,036185714	мм	раскрытие трещины
	0,8	мм	минимальное раскрытие
Свойства трещины	2	безразмерный	режим притока: 1 — радиальный, 2 — линейный
	2,80E-10	м ²	проницаемость
	0,43	безразмерный	пористость
	0,00051	м	радиус проппанта
Геометрия пласта	200	м	длина пласта
Свойства пласта	1,38E-15	м ²	проницаемость
	0,17	безразмерный	пористость
Начальные данные	1	безразмерный	начальное насыщение трещины жидкостью ГРП
	0	безразмерный	начальное насыщение трещины нефтью
	0	безразмерный	начальное насыщение трещины водой
	0	безразмерный	начальное насыщение трещины газом
	0	безразмерный	начальное насыщение пласта жидкостью ГРП
	0,61	безразмерный	начальная насыщенность пласта нефтью
	0	безразмерный	начальная насыщенность пласта водой
	0	безразмерный	начальная насыщенность пласта газом
Вычислительные параметры	100	безразмерный	размер сетки трещины
	200	безразмерный	размер сетки пласта
	29	дни	кол-во дней расчета
	1	с	максимальный шаг по времени
Сжимаемость	4,40E-10	1/Па	сжимаемость жидкости ГРП
	1,00E-09	1/Па	сжимаемость нефти
	4,40E-10	1/Па	сжимаемость воды
Геомеханика	0,2525	безразмерный	коэффициент Пуассона пласта
	0,22	безразмерный	коэффициент Пуассона трещины
	16250000000	Па	Модуль Юнга пласта
	41000000000	Па	Модуль Юнга трещины
	-68158419,29	Па	сигма_11
	45	град	угол внутреннего трения трещины
	62,2	град	угол внутреннего трения пласт
	0,25	безразмерный	коэффициент трения в трещине
	0,25	безразмерный	коэффициент трения в пласте
	36000	Па	когезия
	-0,001	безразмерный	дилатансия
Проппант (таблица)	2500	psi	p1
	0,8	%	c1
	5000	psi	p2
	2	%	c2

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе вывода скважин на режим после гидроразрыва пласта большую роль играет динамика сброса забойного давления. В момент открытия и далее в процессе разрядки в скважине действует ряд геомеханических и гидромеханических эффектов. Так, при резком старте скважины возникает риск наступления геомеханических рисков, но трещина очищается от остатков неразложившегося геля ГПР, и, наоборот, при плавном ВНР уменьшается эффективная длина трещины, но сохраняется ее раскрытие.

Существующие подходы не позволяют количественно оценить вклад каждой из групп эффектов в добычу скважины с трещиной ГРП и выработать оптимальный сценарий ВНР, при котором максимизируется добыча и долгосрочная проводимость трещины. В дополнение к опубликованному в работах [20, 22, 23] впервые предложена система метрик для количественного анализа и оценки вклада двух конкурирующих групп эффектов и поиска баланса между ними. На основе выработанной методики можно узнать

оптимальное целевое значение забойного давления на скважине в каждый момент времени с начала вывода скважины на режим с точки зрения минимизации геомеханических и гидромеханических рисков, входящих в систему уравнений (1)–(12).

ОПТИМАЛЬНЫЙ СЦЕНАРИЙ ВНР ПО СРАВНЕНИЮ С БАЗОВЫМ НА ОДНОЙ ИЗ СКВАЖИН ПОЗВОЛИТ УВЕЛИЧИТЬ НАКОПЛЕННУЮ ДОБЫЧУ НЕФТИ НЕ МЕНЕЕ ЧЕМ НА 4,2 %.

Предложенный автором подход последовательно реализован на модели очистки трещины ГРП для скважины, откалиброванной на данные полевого эксперимента в периметре добывающего предприятия «Газпромнефть-Хантоса» [20, 22, 23]. Подход может быть использован для выработки рекомендации к управляющим параметрам работы скважины в период вывода на режим с целью максимизации накопленной добычи и сохранения долгосрочной проводимости трещин.

Список литературы / References

1. Robinson B.M., Holditch S.A., Whitehead W.S. Minimizing damage to a proCed fracture by controlled flowback procedures. *Journal of petroleum technology*, 1988, no. 6, pp. 753–759. <https://doi.org/10.2118/15250-PA>.
2. Howard P.R., King M.T., Morris M., Feraud J.P., Slusher G., Lipari S. Fiber/proCant mixtures control proCant flowback in South Texas. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro. 1995. <https://doi.org/10.2118/30495-MS>.
3. Vreeburg R.J., Roodhart L.P., Davies D.R., Penny G.S. ProCant backproduction during hydraulic fracturing—a new failure mechanism for resin-coated proCants. *Journal of petroleum technology*, 1994, no. 10, pp. 884–889. <https://doi.org/10.2118/27382-PA>.
4. Potapenko D. I., Williams R.D., Desroches J., Enkababian P., Theuveny B., Willberg D.M., Conort G. Securing long-term well productivity of horizontal wells through optimization of postfracturing operations. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro. 2017. <https://doi.org/10.2118/187104-MS>.
5. Karantinos E., Sharma M.M. Choke Management Under Wellbore, Completion and Reservoir Constraints. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro. 2017. <https://doi.org/10.2118/187462-MS>.
6. Cai Y., Dahi Taleghani A. Pursuing improved flowback recovery after hydraulic fracturing. *SPE Eastern Regional Meeting*. OnePetro. 2019. <https://doi.org/10.2118/196585-MS>.
7. Jacobs T. Improving shale production through flowback analysis. *Journal of Petroleum Technology*. 2015, no. 12, pp. 37–42. <https://doi.org/10.2118/1215-0037-JPT>.
8. Jia P., Cheng L., Huang S., Xue Y., Clarkson C.R., Williams-Kovacs J.D., Wang D., Jia P. et al. Dynamic coupling of analytical linear flow solution and numerical fracture model for simulating early-time flowback of fractured tight oil wells (planar fracture and complex fracture network). *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019, no. 177, pp. 1–23. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.01.086>.
9. Potapenko D., Theuveny B., Williams R., Moncada K., Campos M., Spesivtsev P., Willberg D. State of the Art of Flow Management for Frac Plug Drillout and Flowback. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. 2019. <https://doi.org/10.2118/196084-ms>.
10. Campos M., Potapenko D., Moncada K., Krishnamurthy J. Advanced Flowback in the Powder River Basin: Securing Stimulation Investments. *Unconventional Resources Technology Conference*. OnePetro. 2019. <https://doi.org/10.15530/urtec-2019-285>.
11. Karantinos E., Sharma M.M., Ayoub J.A., Parlar M., Chanpura R.A. Choke Management Strategies for Hydraulically Fractured Wells and Frac-Pack Completions in Vertical Wells. *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*. Society of Petroleum Engineers. 2016. <https://doi.org/10.2118/178973-MS>.
12. Blyton C.A., Deepen P.G., Mukul M.S. A comprehensive study of proCant transport in a hydraulic fracture. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro. 2015. <https://doi.org/10.2118/174973-MS>.
13. Rojas, Daniela, and Alejandro Lerza. Horizontal well productivity enhancement through drawdown management approach in Vaca Muerta shale. *SPE Canada Unconventional Resources Conference*. OnePetro. 2018. <https://doi.org/10.2118/189822-MS>.
14. Wang, Junlei, Wanjing Luo, Zhiming Chen. An integrated approach to optimize bottomhole-pressure-drawdown management for a hydraulically fractured well using a transient inflow performance relationship. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2020, pp. 95–111. <https://doi.org/10.2118/195688-PA>.
15. Tompkins D., Sieker R., Koseluk D., Cartaya H. Managed Pressure Flowback in Unconventional Reservoirs: A Permian Basin Case Study. *Unconventional Resources Technology Conference*, San Antonio. Society of Exploration Geophysicists. American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Engineers. 2016, pp. 2687–2696. DOI:10.15530/URTEC-2016-2461207

16. Wilson, Kurt, Ibraheem Ahmed, Kirk MacIvor. Geomechanical modeling of flowback scenarios to establish best practices in the Midland Basin horizontal program. SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. OnePetro. 2016. DOI: 10.15530/urtec-2016-2448089
17. Hamdi, Hamidreza, Hamid Behmanesh, Christopher R. Clarkson. A Semianalytical approach for Analysis of Wells Exhibiting Multiphase Transient Linear Flow: Application to Field Data. SPE Journal. 2020, pp. 3265–3279.
18. Crespo, Pablo Agustin, Sergio Cuervo. Drawdown Management Optimization from Time-Lapse Numerical Simulation. SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium. OnePetro. 2018. <https://doi.org/10.2118/191828-MS>
19. Fu Y., Dehghanpour H., Motealleh S., Lopez C. M., Hawkes R. Evaluating fracture volume loss during flowback and its relationship to choke size: fastback vs. slowback. SPE Production & Operations. 2019, vol. 34, no. 3, pp. 615–624. <https://doi.org/10.2118/195595-PA>
20. Kanin E. A., Osipov A. A., Vainshtein A. L., Burnaev E. V. A predictive model for steady-state multiphase pipe flow: Machine learning on lab data. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019, no. 180, pp. 727–746. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.05.055>
21. Vainshtein, A., Osipov, A., Boronin, S., Faizullin, I., Paderin, G., Shurunov, A., Chebykin, N. Towards Field Testing of the Flowback Technology for Multistage-Fractured Horizontal Wells: Modeling-Based Design and Practical Implications. In SPE Russian Petroleum Technology Conference. OnePetro. 2019. <https://doi.org/10.2118/196979-MS>
22. Vainshtein, A., Fisher, G., Boronin, S., Osipov, A., Faizullin, I., Paderin, G., Chebykin, N. Field Testing of the Flowback Technology for Multistage-Fractured Horizontal Wells: Test Results and Primary Interpretation of the Results. SPE Russian Petroleum Technology Conference. OnePetro 2020. <https://doi.org/10.2118/202056-MS>
23. Vainshtein A., Fisher G., Boronin S., Osipov A., Faizullin I., Paderin G., Chebykin N. Field Testing of the Flowback Technology for Multistage-Fractured Horizontal Wells: Generalization to Find an Optimum Balance Between Aggressive and Smooth Scenarios. SPE Russian Petroleum Technology Conference. OnePetro. 2021. <https://doi.org/10.2118/206635-MS>
24. Boronin S. A., Osipov A. A., & Tolmacheva K. I. Multi-fluid model of suspension filtration in a porous medium. Fluid Dynamics. 2015, vol. 50, no. 6, pp. 759–768. <https://doi.org/10.1134/S0015462815060058>
25. Tolmacheva K. I., Boronin S. A., Osipov A. A. Formation damage and cleanup in the vicinity of flooding wells: Multi-fluid suspension flow model and calibration on lab data. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019, vol. 178, pp. 408–418. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.035>
26. Osipov A. A. Hydraulic fracture conductivity: effects of rod-shaped proCan from lattice-Boltzmann simulations and lab tests. Advances in water resources. 2017, vol. 104, pp. 293–303. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.04.003>
27. Osipov A. A., Garagash I. A., Boronin S. A., Tolmacheva K. I., Lezhnev K. E., Paderin G. V. Impact of flowback dynamics on fracture conductivity. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020, no. 188, pp. 106–822. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106822>
28. Boronin S. A., Tolmacheva K. I., Garagash I. A., Abdrakhmanov I. R., Fisher G. Yu., Vainshtein A. L. et al. Integrated Modeling of Fracturing-Flowback-Production Dynamics and Calibration on Field Data: Optimum Well Startup Scenarios. Journal of Petroleum Science and Engineering. (submitted).

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.Л. Вайнштейн — подготовил текст статьи, разработал методику к определению оптимального сценария ВНР, реализовал ее при помощи модели очистки трещины, получил и описал результаты. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Albert L. Vainshtein — prepared the text of the article, developed a methodology for determining the optimal flowback scenario, implemented it using a fracture flowback model, obtained and described the results. I agree to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Альберт Львович Вайнштейн — старший инженер, Сколковский институт науки и технологий 121205, Россия, Москва, Территория инновационного центра «Сколково», Большой бульвар, д. 30, стр. 1.
e-mail: a.vainshtein@skoltech.ru
ORCID: 0000-0003-0275-4247
Scopus ID: 57204630775

Albert L. Vainshtein — Senior engineer, Skolkovo Institute of Science and Technology 30/1 Bolshoy Boulevard, 121205, The territory of the Skolkovo Innovation Center, Moscow, Russia.
e-mail: a.vainshtein@skoltech.ru
ORCID: 0000-0003-0275-4247
Scopus ID: 57204630775



© А.В. Берлин, 2022

КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ. ОСНОВНЫЕ ОШИБКИ ПРИ ЕГО ОПРЕДЕЛЕНИИ

А.В. Берлин

Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия

Электронный адрес: avberlin5@gmail.com

Цель. Выявление основных ошибок при определении коэффициента вытеснения нефти водой и оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды в лабораторных условиях.

Метод. Анализ результатов лабораторных исследований по определению коэффициента вытеснения нефти водой и оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды в лабораторных условиях.

Результаты. Оценка коэффициента вытеснения нефти водой и относительных фазовых проницаемостей продуктивных пород для нефти и воды является обязательным этапом обоснования исходных данных для проектирования разработки месторождений нефти. В последнее время часто стали появляться результаты экспериментов, которые существенным образом отличаются от результатов опытов, проводившихся ранее в различных научно-исследовательских институтах Советского Союза, а позже и в России на протяжении нескольких десятилетий. Основная причина этих различий связана с нарушением основополагающих требований к проведению экспериментов по определению коэффициента вытеснения нефти водой, что приводит к ошибкам при оценке потенциала коллекторов при заводнении. Ошибки при расчете зависимостей относительных фазовых проницаемостей для пластовых жидкостей от водонасыщенности пористой среды часто связаны с непониманием физических основ процесса двухфазной фильтрации.

Заключение. В статье проведен анализ методов оценки параметров, используемых при расчете коэффициента вытеснения нефти водой, и показан весь спектр допускаемых ошибок при его определении. Даны рекомендации, позволяющие повысить объективность оценки основополагающих характеристик пластов коллекторов, используемых при обосновании прогноза добычи в условиях естественного или искусственного заводнения залежей нефти.

Ключевые слова: начальная и остаточная водонасыщенность, начальная и остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти, проницаемость, относительные фазовые проницаемости для нефти и воды

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Берлин А.В. Коэффициент вытеснения нефти водой.

Основные ошибки при его определении. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(1):41–51.

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-41-51>

Статья поступила в редакцию 10.09.2021

Принята к публикации 20.11.2021

Опубликована 30.03.2022

COEFFICIENT OF DISPLACEMENT OF OIL BY WATER.
THE MAIN MISTAKES IN ITS DEFINITION

Anatoliy V. Berlin

Udmurt State University, Izhevsk, Russia

E-mail: avberlin5@gmail.com

Purpose. Identification of the main errors in determining the coefficient of displacement of oil by water and estimating the relative phase permeability for oil and water in the laboratory.

Method. Analysis of the results of laboratory studies to determine the coefficient of displacement of oil by water and the assessment of relative phase permeability for oil and water in laboratory conditions.

Results. Estimation of the oil displacement coefficient by water and the relative phase permeability of productive rocks for oil and water is an obligatory step in substantiating the initial data for the design of oil field development. Recently, very often began to appear the results of experiments that differ significantly from the results of experiments conducted earlier in various research institutes of the Soviet Union, and later in Russia for several decades. The main reason for these differences is related to the violation of the fundamental requirements for conducting experiments to determine the coefficient of displacement of oil by water, which leads to errors in assessing the potential of reservoirs during flooding. Errors in the calculation of the dependencies of relative phase permeability for reservoir fluids on the water saturation of the porous medium are often associated with a lack of understanding of the physical foundations of the two-phase filtration process.

Conclusion. The article analyzes the methods for estimating the parameters used in calculating the coefficient of displacement of oil by water and shows the whole range of errors allowed in its determination.

Recommendations are given to increase the objectivity of the assessment of the fundamental characteristics of reservoir formations used in substantiating the forecast of production in conditions of natural or artificial flooding of oil deposits.

Keywords: initial and residual water saturation, initial and residual oil saturation, oil displacement coefficient, permeability, relative phase permeability for oil and water

Conflict of interest: the author declares that there is no conflict of interest.

For citation: Berlin A.V. Coefficient of displacement of oil by water. The main mistakes in its definition. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(1):41–51. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-41-51>

Manuscript received 10.09.2021

Accepted 20.11.2021

Published 30.03.2022

ВВЕДЕНИЕ

подавляющее большинство месторождений нефти разрабатывается либо в условиях реализации естественного упруговодонапорного режима, либо искусственного поддержания пластового давления при организации закачки воды в продуктивные пласты через нагнетательные скважины. При соблюдении определенных условий, не допускающих выделения из нефти растворенного в ней газа, в пористой среде осуществляется двухфазная фильтрация пластовых жидкостей. При этом эффективность эксплуатации залежей нефти оценивается коэффициентом нефтеизвлечения (КИН), учитывающим влияние геологической неоднородности пластов и технологических решений при формировании системы разработки месторождения. В экспертных оценках КИН в общем виде рассматривается как произведение коэффициентов вытеснения нефти и охвата процессом заводнения ($K_{\text{охв}}$):

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \times K_{\text{охв}}.$$

Из этих двух коэффициентов экспериментально определяется только коэффициент вытеснения нефти водой ($K_{\text{выт}}$), представляющий собой отношение объема вытесненной нефти к ее начальному объему в пористой среде. Он позволяет оценить потенциал исследуемого коллектора в условиях применения технологии разработки, связанной с заводнением продуктивных пластов. Поэтому к определению коэффициента вытеснения следует относиться с особым вниманием. Коэффициент охвата зависит от технологических решений и носит оценочный характер [13]. Известны попытки рассчитать его на основе ряда статистических характеристик, отражающих разные аспекты геологической неоднородности, но полученные результаты нельзя считать в достаточной степени объективными.

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ ИССЛЕДОВАНИЙ

В лабораторных условиях эффективность заводнения залежей нефти изучают на линейных моделях пласта, составленных из нескольких образцов горных пород, вырезанных в форме цилиндров из керна, как правило, параллельно напластованию. По результатам эксперимента определяют величину коэффициента вытеснения нефти. Анализируя динамику накопления нефти и закачки воды, а также давления в процессе эксперимента, рассчитывают зависимости относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды как функции водонасыщенности [8, 15].

Методика проведения подобных экспериментов с использованием образцов горных пород отрабатывалась с 60-х годов прошлого века. Результаты многолетних исследований, проводившихся в лабораториях физики пласта головного научно-исследовательского института нефтяной промышленности СССР «ВНИИнефть» и ряда отраслевых институтов («БашНИПИнефть», «ПермНИПИнефть», «СибНИИ НП», «СевКавНИПИнефть», «УкрГипроиннефть», ЦНИЛ п/о «Укрнефть»), легли в основу отраслевого стандарта [10]. Он регламентирует правила проведения экспериментов с целью получения воспроизводимых результатов, дающих объективную информацию о потенциале коллекторов нефти при заводнении. Основными условиями получения корректных результатов при проведении экспериментов являются перепад давления на концах модели, скорость нагнетания воды, зависящая от фильтрационно-емкостных свойств пористых сред, и длина составной модели. Соотношение указанных характеристик определяется критериями подобия [15], соблюдение которых обязательно при проведении экспериментов.

Интенсивное освоение месторождений нефти во всех нефтегазоносных провинциях России позволило накопить огромный объем

информации об эффективности вытеснения нефти водой из пластов различного генезиса, полученной в ходе экспериментов, проведенных в соответствии с требованиями ОСТ. Эта информация со временем явилась основой для получения обобщенных зависимостей коэффициента вытеснения нефти водой от проницаемости пород, или от коэффициента подвижности нефти (для регионов, где вязкость нефти изменяется в широком диапазоне), а также коэффициента остаточной нефтенасыщенности от указанных параметров (приемлемы для объектов разработки с близкой вязкостью нефти). Обобщенные зависимости используются для предварительной оценки потенциала коллекторов вновь вводимых в разработку объектов, для которых только планируется отбор керна и его всестороннее изучение, или объем исследований не позволяет охарактеризовать в полной мере неоднородные по проницаемости пласты. Но сегодня они играют еще и роль неких эталонов, с которыми можно сравнивать результаты современных экспериментаторов.

Проблема экспериментальных исследований в области физики пласта резко обострилась в последнее время. Она связана с коммерциализацией деятельности научно-исследовательских центров и отдельных

лабораторий, стремящихся к максимальному удешевлению своей продукции в условиях конкуренции. Поэтому для сокращения времени исследований их часто проводят при высоких скоростях на коротких моделях, что является нарушением требований ОСТ 39-195-86. Допускаются и другие нарушения требований отраслевого стандарта. Результаты таких экспериментов резко отличаются от ранее полученных при соблюдении правил проведения подобных исследований и всегда в сторону занижения коэффициента вытеснения. Иногда эксперименты не проводятся вовсе, а величина коэффициента вытеснения нефти водой рассчитывается с использованием значений коэффициентов остаточной водонасыщенности, снятых с кривых капиллярного давления (часто без учета реальной высоты залежи), и величин коэффициента остаточной нефтенасыщенности, измеренных на одиночных образцах. Некорректность подобных оценок очевидна (рис. 1).

Для анализа причин и последствий упомянутых ошибок следует рассмотреть все элементарные составляющие, которые определяют конечный результат:

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{н выт}}}{V_{\text{н изч}}} = \frac{1 - K_{\text{об}} - K_{\text{он}}}{1 - K_{\text{об}}} = \frac{K_{\text{н}} - K_{\text{он}}}{K_{\text{н}}},$$

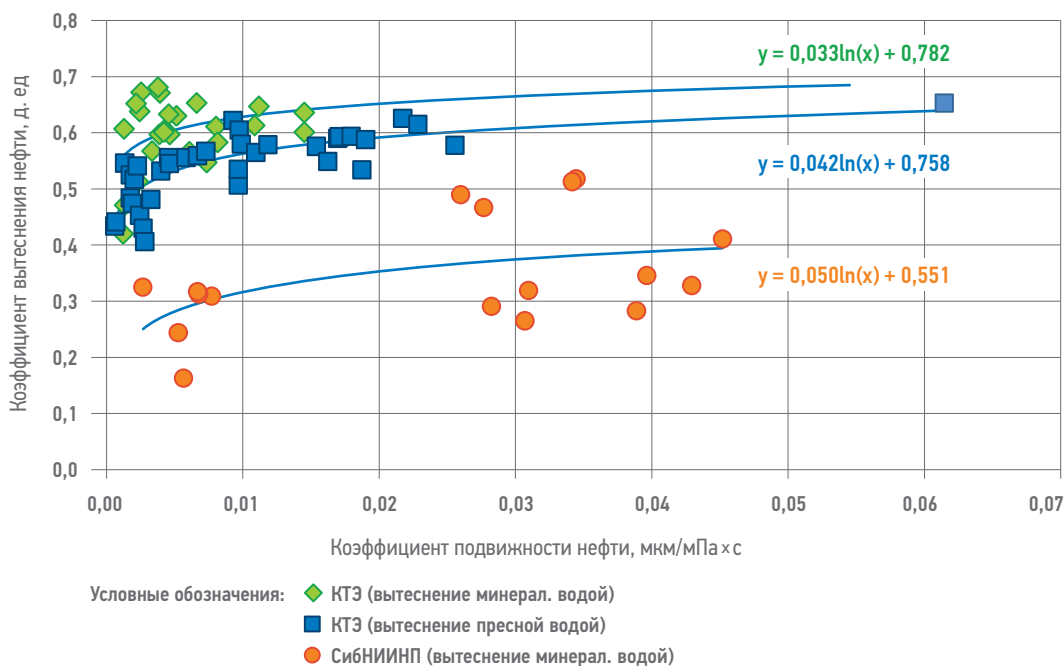


Рис. 1. Зависимости коэффициента вытеснения нефти водой из карбонатных пород среднего карбона Сосновского месторождения от коэффициента подвижности нефти по данным ООО «Комплексная тематическая экспедиция» (Ижевск, 2005 г.) и ОАО «СибНИИНП» (Тюмень, 2010 г.). Составлено автором по материалам, использованным при подготовке ПТД на разработку месторождения

Fig. 1. Dependencies of the coefficient of displacement of oil by water from carbonate rocks of the middle carboniferous of the Sosnovskoye field on the coefficient of oil mobility according to the data of LLC "Complex Thematic Expedition" (Izhevsk, 2005) and JSC "SibNIIINP" (Tyumen, 2010). Compiled by the author based on the materials used in the preparation of the project document for the development of the field

где $K_{\text{выт}}$ — коэффициент вытеснения нефти; $V_{\text{н выт}}$ — объем вытесненной нефти; $V_{\text{н нач}}$ — начальный объем нефти в модели пласта; $K_{\text{ов}}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности; $K_{\text{он}}$ — коэффициент остаточной нефтенасыщенности; $K_{\text{н}}$ — коэффициент начальной нефтенасыщенности.

Коэффициент начальной нефтенасыщенности ($K_{\text{н}}$) — это отношение объема нефти к объему пор перед началом эксперимента. Он определяется как:

$$K_{\text{н}} = 1 - K_{\text{ов}},$$

где $K_{\text{ов}}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности, равный отношению объема остаточной воды к объему пор.

Считается, что если осадочные породы обладают пористостью, то их поровое пространство изначально было заполнено водой. Остаточная водонасыщенность в коллекторах нефти формируется за счет оттеснения первичной воды из каналов фильтрации по мере накопления нефти в залежи. Остаточная вода сохраняется в самых тонких каналах, в которых она удерживается капиллярными силами, а также в виде пленок на гидрофильных участках поверхности. Чем больше высота залежи, тем значительно величина капиллярного давления в верхних слоях и тем ниже величина коэффициента остаточной водонасыщенности при прочих равных условиях (имеются ввиду коллекторские характеристики и свойства поверхности пористых сред). Здесь уместно отметить, что иногда остаточную воду называют связанной, однако это не совсем правильно, поскольку «связанная» вода удерживается на поверхности каналов фильтрации силами молекулярного взаимодействия и входит в состав остаточной воды. Доля связанной воды в объеме остаточной может быть определена, например, методом ядерно-магнитного резонанса [5], но для данной задачи ее количество не играет роли.

Первая и самая простая ошибка при оценке коэффициента вытеснения нефти водой возникает, когда величина начальной нефтенасыщенности принимается по результатам интерпретации материалов ГИС. Здесь необходимо понимать, что средняя (средневзвешенная по толщине) величина коэффициента нефтенасыщенности, установленная в результате интерпретации материалов ГИС, отражает распределение пластовых жидкостей по высоте залежи и снижается по мере приближения к водонефтяному контакту (ВНК). В более или менее однородных пластах большой толщины по изменению удельного электрического сопротивления пород

можно заметить, как меняется нефтенасыщенность в переходной зоне залежи. По мере приближения к ВНК при прочих равных условиях уменьшение нефтенасыщенности не приводит к увеличению остаточной водонасыщенности. Просто в объеме воды растет доля подвижной фазы и это наглядно демонстрируют зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности. В итоге использование значения коэффициента нефтенасыщенности по данным ГИС для расчета $K_{\text{выт}}$ часто приводит к неверной оценке потенциала коллектора при реализации режима заводнения.

В качестве примера можно привести оценку $K_{\text{выт}}$ для продуктивных пластов среднего и нижнего карбона Дубровинского месторождения, выполненную в рамках подготовки дополнения к технологической схеме разработки в 2017 г. Эксперименты по вытеснению нефти водой были проведены качественно на составных линейных моделях длиной не менее 25 см. Но вот методика использования полученных результатов для обоснования $K_{\text{выт}}$ вызывает вопросы. Полученный объем информации позволяет рассчитать $K_{\text{выт}}$ для всех продуктивных пластов в зависимости от $K_{\text{пр}}$, но в связи с тем что вязкость нефти в экспериментах отличается от принятой при проектировании по результатам исследования глубинных проб нефти, целесообразно использовать зависимости $K_{\text{выт}} = f(K_{\text{подв. нефти}})$. Однако, несмотря на эту возможность, значения $K_{\text{выт}}$, принятые для проектирования, были рассчитаны по формуле

$$K_{\text{выт}} = \frac{K_{\text{н ГИС}} - K_{\text{он}}}{K_{\text{н ГИС}}},$$

где $K_{\text{н ГИС}}$ — коэффициент нефтенасыщенности по ГИС; $K_{\text{он}}$ — среднее значение коэффициента остаточной нефтенасыщенности по результатам лабораторных экспериментов, принятые для пластов каширского, верейского и тульского горизонтов на уровне 0,329; 0,321; 0,313 соответственно.

Такое решение необоснованно, учитывая, что величину $K_{\text{он}}$ можно было рассчитать для принятых при проектировании средних значений $K_{\text{пр}}$ и при этом она несколько отличается от использованных при проектировании значений $K_{\text{он}}$. В табл. 1 приведено сравнение значений $K_{\text{выт}}$, рассчитанных по результатам опытов, с принятыми при проектировании разработки Дубровинского месторождения данными. Ошибка в определении $K_{\text{выт}}$ достигает 27 %.

Некорректность такой оценки $K_{\text{выт}}$ обусловлена тем, что $K_{\text{н ГИС}}$ определен для условий реальной геологической неоднородности

Таблица 1. Сравнение расчетных значений коэффициента вытеснения нефти водой
Table 1. Comparison of calculated values of the oil displacement coefficient by water

Пласт	Принято при проектировании					По результатам экспериментов				Отн. откл. %
	$K_{пр}$, мкм ²	μ , мПа·с	$K_{нн\text{ гис}}$, д.ед.	$K_{он}$, д.ед.	$K_{выт}$, д.ед.	$K_{нн}$, д.ед.	$K_{он}$, д.ед.	$K_{выт}^1$, д.ед.	$K_{выт}^2$, д.ед.	
K1	0,051	13,3	0,68	0,329	0,516	0,724	0,312	0,568	0,568	-9,2
K2	0,003	13,3	0,75	0,329	0,561	0,655	0,291	0,556	0,559	1,0
K3	0,07	13,3	0,79	0,329	0,584	0,732	0,315	0,570	0,569	2,4
K4	0,04	18,6	0,66	0,329	0,502	0,718	0,311	0,567	0,566	-11,6
B-0	0,1956	21,3	0,74	0,321	0,566	0,716	0,282	0,606	0,595	-6,6
B-I	0,0207	21	0,65	0,321	0,506	0,511	0,234	0,541	0,544	-6,5
B-II	0,0766	17,2	0,67	0,321	0,521	0,630	0,261	0,586	0,579	-11,1
C-II	0,077	26,2	0,70	0,313	0,553	0,788	0,301	0,618	0,616	-10,5
C-IV	0,238	26,2	0,58	0,313	0,460	0,840	0,308	0,633	0,630	-27,3

Примечание: ¹ — по формуле $K_{выт} = \frac{K_n - K_{он}}{K_n}$; ² — по уравнениям зависимости $K_{выт} = f\left(\frac{K_{пр}}{\mu_n}\right)$.

объекта разработки и не отражает потенциал коллектора в отношении нефтенасыщенности, которая снижается по мере приближения к ВНК.

Для того чтобы избежать указанной ошибки, величину коэффициента начальной нефтенасыщенности следует определять, как $K_n = 1 - K_{ов}$. Коэффициент остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$) рассчитывают по зависимости этого коэффициента от проницаемости пород, установленной по результатам экспериментов (капиллярметрия). Кроме зависимости $K_{ов} = f(K_{пр})$ можно использовать зависимость $K_{ов} = f((K_{пр}/K_n)^{0,5})$, где $(K_{пр}/K_n)^{0,5}$ — комплексный параметр, величина которого пропорциональна размерам каналов фильтрации в пористой среде [7]. Эта зависимость, как правило, характеризуется более высоким коэффициентом корреляции, чем $K_{ов} = f(K_{пр})$, что закономерно, поскольку объем остаточной воды в поровом пространстве в первую очередь определяется капиллярными эффектами, а значит, размерами поровых каналов. В процессе проведения экспериментов допускаются ошибки другого рода. При подготовке составной модели пласта к опыту в образцах, из которых она впоследствии должна быть собрана, формируют остаточную водонасыщенность. Отраслевой стандарт допускает моделирование остаточной водонасыщенности методом капиллярметрии или центрифугирования, но при этом необходимо иметь в виду, что при одном и том же объеме характер распределения остаточной воды в каналах фильтрации будет различным. При моделировании остаточной водонасыщенности с использованием капиллярметров остаточная вода в каналах фильтрации распределяется равномерно в объеме образца исключительно в зависимости

от структуры порового пространства, т.е. так же, как в природе. Величина максимального давления при моделировании остаточной водонасыщенности в капилляриметрах определяется особенностями геологического строения объектов разработки, в частности расстоянием от верхнего водонасыщенного пласта до наиболее высокой точки залежи. При этом важно отличать по-настоящему водонасыщенные пласты с условно водонасыщенными, характеризующимися нефтенасыщенностью ниже предельного значения (как правило, ниже 50 %), которые при подсчете запасов относят к водонасыщенным, хотя на самом деле содержат некоторое количество нефти, не позволяющее, однако, получить ее промышленный приток. Для условий большинства залежей нефти на территории Пермского Прикамья, Удмуртии, Татарии, Башкирии и других районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции для моделирования остаточной водонасыщенности давление в капилляриметрах достаточно поддерживать на уровне 0,18–0,25 МПа.

СОКРАЩЕНИЕ ВРЕМЕНИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ ПРИ ВЫСОКИХ СКОРОСТЯХ НА КОРОТКИХ МОДЕЛЯХ ПРИВОДИТ К ИСКАЖЕНИЮ РЕЗУЛЬТАТОВ.

При центрифугировании время и скорость вращения подбирается в зависимости от коллекторских характеристик исследуемых пород [14]. Остаточная вода при этом распределяется в образцах в зависимости от расстояния до центра вращения, т.е. неравномерно, хотя по объему ее количество может соответствовать результатам

капиллярметрии в пределах погрешности оценок. У внутреннего (относительно центра вращения) торца образца водонасыщенность минимальная, а у внешнего — максимальная, вплоть до 100 % за счет проявления «концевого эффекта». Следует отметить, что эта особенность распределения остаточной воды в объеме образцов пород отражается на величине коэффициента вытеснения нефти, приводя к его увеличению [4]. Это происходит из-за вытеснения части избыточной подвижной воды при фильтрации керосина, а затем нефти в процессе подготовки модели к эксперименту. Результатом становится произвольное и неконтролируемое увеличение начальной нефтенасыщенности, что и является причиной роста $K_{\text{выт}}$, т.к. увеличенный объем вытесненной водой нефти соотносится с первоначально измеренным меньшим объемом нефти в модели, сформированным перед ее сборкой. Поэтому для получения надежного результата при определении коэффициента вытеснения следует все же моделировать остаточную водонасыщенность методом капиллярметрии. В этом случае остается единственный критерий, связанный с определением максимального давления в капилляриметриках. Его необходимо устанавливать исходя из геологического строения объекта исследований (высоты залежи).

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности ($K_{\text{он}}$) — это отношение объема остаточной нефти к объему порового пространства. Величина $K_{\text{он}}$ устанавливается двумя способами. Первый определяется условиями проведения экспериментов по вытеснению нефти водой (нестационарная фильтрация). При этом для получения корректного результата необходимо строго соблюдать требования соответствующего отраслевого стандарта, учитывающие критерии подобию при проведении эксперимента. Метод нестационарной фильтрации отражает естественный процесс движения несмешивающихся жидкостей в пористой среде при осуществлении разработки залежей нефти в условиях заводнения, то есть, замещения нефти водой. Второй способ связан с проведением экспериментов по определению фазовых проницаемостей для нефти и воды в условиях стационарной фильтрации жидкостей, которые подаются на вход модели в определенных соотношениях. Измерение фазовых проницаемостей осуществляется при условии равенства соотношения объемов фаз на входе и выходе из модели и стабилизации перепада давлений на концах модели. Проведение этих экспериментов также должно осуществляться в строгом соответствии с отраслевым стандартом [11].

Как уже отмечалось выше, результаты подобных исследований сильно зависят от качества подготовки линейных моделей пластов и от условий проведения экспериментов. Первая составляющая предполагает формирование в пористой среде начальной водо- и нефтенасыщенности, соответствующей природной для изучаемого объекта. При этом важно обеспечить отсутствие газовой фазы (воздуха) в модели пласта, которая искажает процесс двухфазной фильтрации, увеличивает разницу между абсолютной проницаемостью пористой среды и фазовой проницаемостью для нефти при остаточной водонасыщенности.

Вторая составляющая, обеспечивающая качество эксперимента, связана с условиями его проведения, и в первую очередь это относится к размерам модели пласта, скорости нагнетания воды и перепаду давления на концах модели. Эти характеристики определяются критериями подобию [15], соблюдение которых обязательно при проведении экспериментов по вытеснению нефти водой. В тщательно подготовленных моделях результаты опытов, проведенных в соответствии с требованиями отраслевого стандарта, при их повторении с целью проверки результата всегда воспроизводятся в пределах допустимой регламентом погрешности. Если этого не происходит, необходимо проведение дополнительных экспериментов.

Рассматривая аспекты, связанные с условиями проведения испытаний, можно понять некоторые причины недостижения оптимальной величины коэффициента вытеснения нефти водой, характеризующей потенциал коллектора. В первую очередь следует обратить внимание на размеры моделей, на которых проводятся эксперименты. До последнего времени исследователи использовали кернодержатели, позволяющие сформировать составные модели длиной до 45–50 см. Объем пор в таких моделях пластов достигал 50 см³ и более. Сейчас исследования часто проводятся на коротких моделях (9–15 см), состоящих из трех-пяти цилиндрических образцов.

Чтобы понять, какую роль в получении качественного результата играет объем пор модели, необходимо иметь в виду, что критерием завершения эксперимента является прекращение поступления нефти в ловушку, точность измерения составляет 0,05–0,1 см³. Это значит, что если экспериментатор не наблюдает изменений в объеме вытесненной нефти на завершающей стадии эксперимента, тот завершается. Но чем меньше объем пор, тем медленнее накапливаются эти последние доли вытесненного объема нефти и тем большее (относительно объема пор) коли-

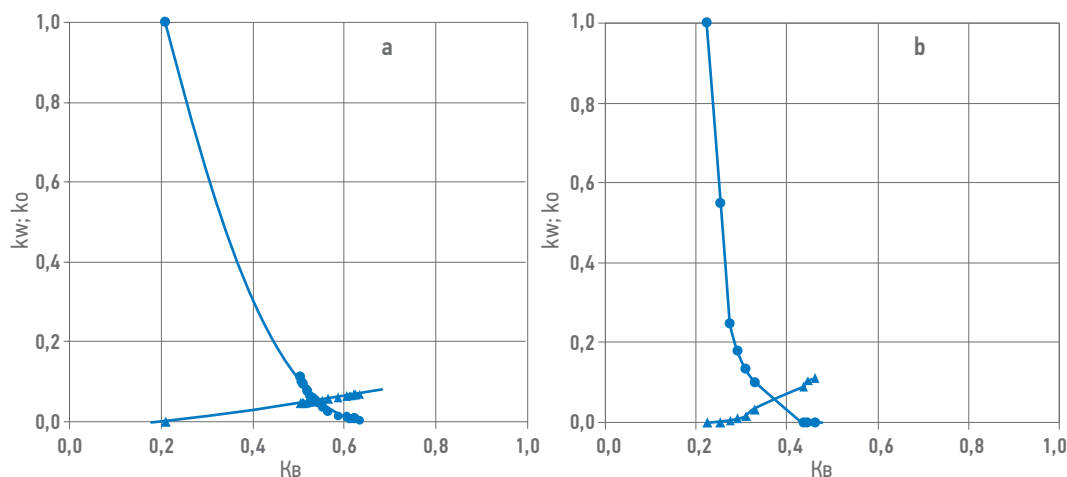


Рис. 2. Относительные фазовые проницаемости по результатам нестационарной (а) и стационарной (б) фильтрации нефти и воды. Составлено автором по материалам, использованным при подготовке ПТД на разработку месторождения

Fig. 2. Relative phase permeability according to the results of non-stationary (a) and stationary (b) filtration of oil and water. Compiled by the author based on the materials used in the preparation of pdd for the development of the field

чество воды надо прокачать через модель пласта, чтобы убедиться, что вытеснение нефти прекратилось. На практике же получается наоборот. Чем короче модель и меньше объем пор, тем быстрее завершается эксперимент, потому что прироста объема нефти в ловушке экспериментатор не регистрирует. Поэтому в описании экспериментов на коротких моделях, результаты которых показаны на **рис. 1**, объем нагнетаемой воды составлял в общей сложности 5–7 объемов пор, тогда как на длинных моделях, используемых ранее, объем воды достигал 15–48 $V_{пор}$. Из них только на завершающей стадии процесса объем нагнетания составлял от 1 до 7 $V_{пор}$, увеличиваясь по мере уменьшения объема пор модели.

Другой важнейшей характеристикой, оказывающей влияние на качество результата при оценке коэффициента вытеснения нефти (или коэффициента остаточной нефтенасыщенности), является скорость нагнетания воды. Исследования влияния скорости нагнетания на эффективность вытеснения нефти свидетельствуют о том, что существуют оптимальные условия, при которых можно оценить истинный потенциал коллекторов изучаемого объекта. При скоростях меньше

или больше оптимальных происходит занижение коэффициента вытеснения нефти водой и завышение коэффициента остаточной нефтенасыщенности [6, 12]. Относительное занижение коэффициента вытеснения нефти может достигать 20 % и более.

Таким же образом, скорость нагнетания воды влияет и на относительную проницаемость для нефти. Проведение экспериментов при неоптимальных скоростях нагнетания и на коротких моделях приводит к тому, что фазовые проницаемости для нефти могут отличаться в 8–10 раз и более. На **рис. 2** приведены зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности известняков верейского горизонта одного из месторождений Удмуртской Республики, полученные разными методами. Основные характеристики моделей приведены в **табл. 2**. Недовытеснение нефти из короткой модели приводит к завышению коэффициента остаточной нефтенасыщенности. В данном примере абсолютная ошибка составила 0,137, или 42 % относительно коэффициента остаточной нефтенасыщенности, определенного на длинной составной линейной модели. Соответственно, коэффициент вытеснения нефти водой ниже на 0,186 (32 % отн.).

Таблица 2. Характеристика моделей карбонатных пластов верейского горизонта
Table 2. Characteristics of models of carbonate strata of the vereya horizon

Метод вытеснения	$K_{прн2}$ мкм ²	Вязкость нефти, мПа·с	Длина, см	Объем пор, см ³	Объем закачки/ Объем пор	$K_{ов}$, д.ед.	$K_{выт}$, д.ед.	$K_{он}$, д.ед.
Нестационарное	0,097	18	22,7	25,4	10,3	0,209	0,588	0,326
Стационарное	0,105	19	9,0	11,3	3,0	0,226	0,402	0,463

Зависимости относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности используются при моделировании разработки залежей нефти в условиях водонапорного и упруговодонапорного режима. При проведении лабораторных экспериментов по определению относительных фазовых проницаемостей важно воспроизвести процесс, происходящий в природных условиях. Подготовленная для эксперимента модель должна соответствовать начальному состоянию залежи нефти до начала разработки, то есть содержать начальную нефте- и водонасыщенность, при этом проницаемость по нефти при начальной водонасыщенности является базовой для последующего расчета относительных фазовых проницаемостей. То есть при начальной водонасыщенности относительная фазовая проницаемость для нефти равна 1. Это состояние пористой среды соответствует природным условиям перед началом добычи нефти из продуктивного пласта, если его поровое пространство заполнено остаточной водой и нефтью, являющейся единственной подвижной фазой в начальный момент времени. Нормированная относительная проницаемость для нефти при начальной нормированной водонасыщенности, равной 0, также равна 1 (рис. 3). При использовании в процессе гидродинамического моделирования экспериментально полученных значений ОФП некоторые исследователи искусственно занижают величину относительной фазовой проницаемости при начальной нефтенасыщенности (при остаточной водонасыщенности) иногда в два раза, опираясь на корреляционную зависимость $K_{прн}(K_{прг})$. Это делают исходя

из предпосылки, что проницаемость ячеек в модели объекта разработки определяется через коэффициент пористости по зависимости $K_{прг}(K_p)$, получаемой по результатам лабораторного исследования керна, а проницаемость пород по нефти, как правило, ниже проницаемости по газу, так как измеряется в разных условиях. Однако, если использовать зависимости $K_{пр гди}(K_{п гис})$, которые практически не отличаются от зависимостей $K_{прг}(K_p)$ (рис. 4), эта предпосылка теряет актуальность. Кроме того, если измерять проницаемость пород по газу и по жидкости при одинаковых градиентах давления и гидрообжима, результаты совпадают в пределах погрешности определения параметра в лабораторных условиях. Это было экспериментально доказано в 60-х годах прошлого века [2, 3]. По мере роста градиента давления до определенной величины сначала всегда наблюдается снижение проницаемости, которая затем постепенно стабилизируется. Снижение проницаемости при увеличении градиента давления может превышать 40–50 % и во многом зависит от строения порового пространства изучаемых пород. К тому же следует иметь в виду, что косвенная оценка коэффициента проницаемости любым известным способом всегда выполняется с погрешностью не менее чем

$$0 \leq \left| \log \frac{x_2}{x_1} \right| \leq 1$$

(± порядок). То есть гораздо более значительной, чем какие-либо отличия в проницаемости, измеренной в лабораторных условиях разными методами. Вывод об отсутствии необходимости применения каких-либо поправок в ОФП для нефти

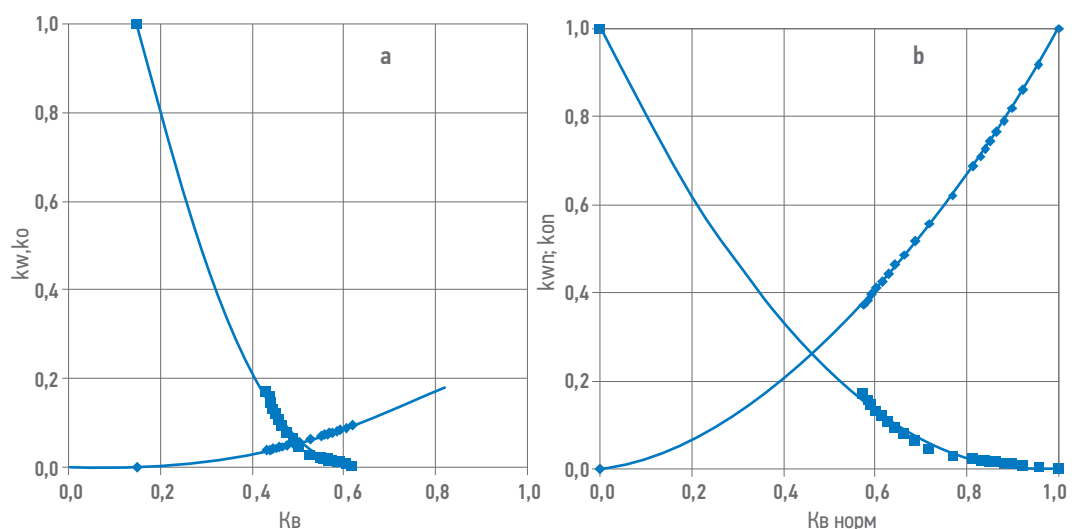


Рис. 3. Зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности в реальных (а) и нормированных (б) координатах. Составлено автором по материалам собственных исследований
Fig. 3. Dependencies of relative phase permeability on water saturation in real (a) and normalized (b) coordinates. Compiled by the author based on the materials of his own research

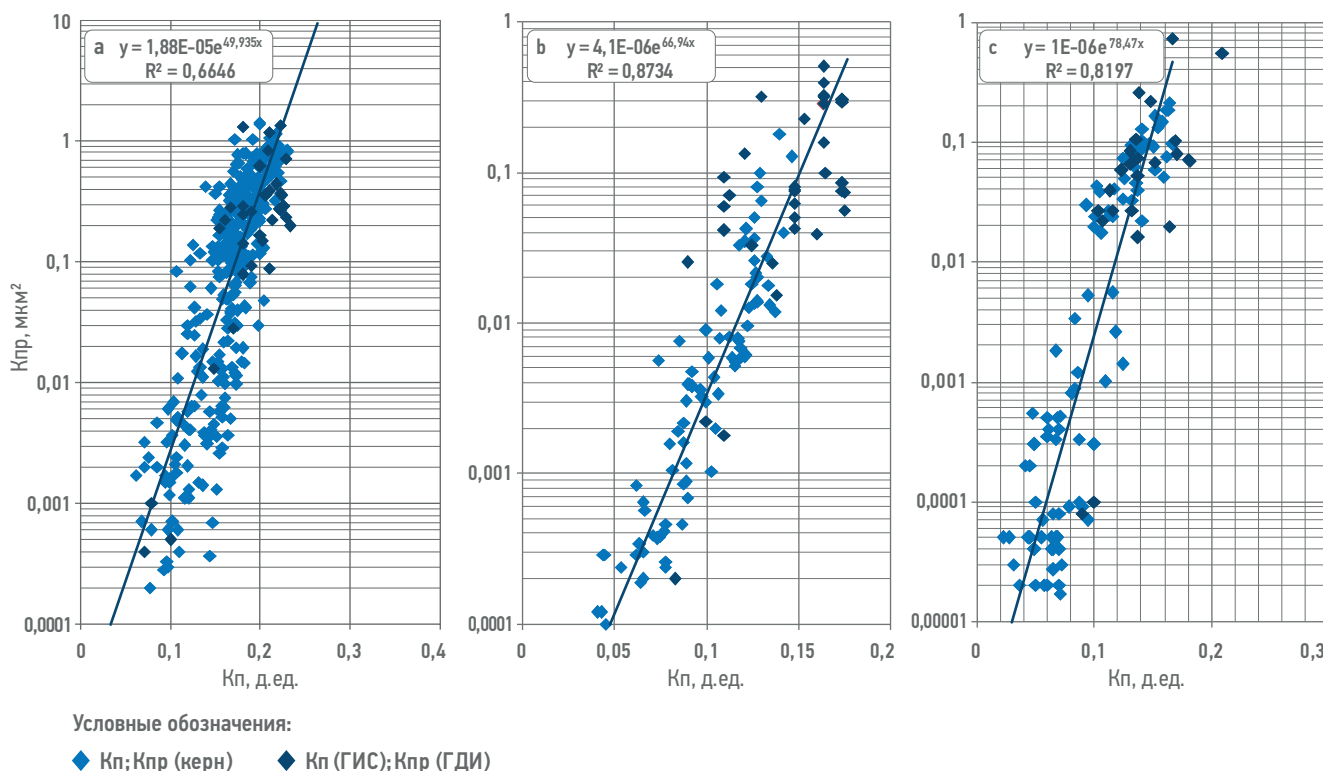


Рис. 4. Зависимости Kпр (Kп) для терригенных (а) и карбонатных (б) пластов нижнего карбона и терригенных пластов верхнего девона (с). Составлено автором по материалам собственных исследований
Fig. 4. Dependencies of CPR (CP) for terrigenous (a) and carbonate (b) strata of the Lower Carboniferous and terrigenous strata of the Upper Devonian (c).
 Compiled by the author based on the materials of his own research

подтверждается и следующими аргументами. При моделировании объекта разработки проницаемость в модели распределяется в зависимости от пористости в соответствии с зависимостью $K_{пр}(K_n)$, полученной чаще всего в лабораторных условиях или по результатам расчета проницаемости по данным ГДИ в интервалах, с известной пористостью по ГИС.

Широкий диапазон изменения проницаемости пород при одинаковой пористости позволяет модифицировать исходную зависимость при адаптации фильтрационной модели (ФМ) по истории разработки, если не удастся получить расчетную продуктивность скважин, близкую к реальной. Обычно это делается путем введения в исходную зависимость множителя, который может быть как больше, так и меньше единицы (хотя есть и другие технологии подбора проницаемости ячеек ФМ в межскважинном пространстве [1, 9]). Если преобразование исходной зависимости $K_{пр}(K_n)$, полученной в лабораторных условиях или по данным ГДИ и ГИС, позволяет воспроизвести в модели объекта разработки историю добычи жидкости, тогда очевидно, что такая зависимость адекватно отражает состояние пористой среды и характер движения в ней пластовых жидкостей. Иногда

никакого преобразования исходной зависимости не требуется и тенденция изменения проницаемости в зависимости от пористости, полученная по результатам лабораторных исследований, удовлетворяет поставленной задаче — воспроизведению истории разработки залежи нефти.

Соответственно, независимо от выбора варианта расчета, процесс адаптации модели не меняется и результат получается практически одинаковым, что является еще одним аргументом в пользу отсутствия необходимости ввода поправок в ОФП.

Кроме того, сравнивая результаты оценки коэффициента проницаемости различными методами при обосновании средней проницаемости объекта разработки в процессе подготовки проектного документа, поправка в значение $K_{пр}$, определенное по керну, даже если оно существенным образом отличается от проницаемости по результатам ГДИ скважин, не вводится. Критерием выбора является соответствие принимаемого для проектирования значения проницаемости пластов их фактической продуктивности, позволяющего воспроизвести историю разработки.

В этой связи можно привести результаты оценки проницаемости при подготовке проектных документов на разработку

месторождений нефти на территории Удмуртии и Пермского Прикамья в период 2017–2021 гг. (табл. 3).

Несмотря на то что для отдельных объектов разница в величине средней проницаемости по керну и ГДИ может достигать двух порядков, средние значения по двум представительным выборкам оказываются сопоставимы. Более того, логарифмически нормальные распределения проницаемостей пластов по данным керна и ГДИ практически идентичны (рис. 5). Все это свидетельствует о случайности различия проницаемости по керну и ГДИ для каждого отдельно взятого объекта, обусловленного малым

объемом информации (непредставительностью выборки), по которой принимаются решения относительно величины проницаемости продуктивных пластов при проектировании.

То есть если выборка не представительна, что бывает достаточно часто, то решение о принятии при проектировании той или иной величины коэффициента проницаемости в определенной степени субъективно. Для повышения объективности оценки средней проницаемости коллекторов порового типа имеет смысл использовать весь комплекс информации о фильтрационных характеристиках пород, включающий определения по керну и ГДИ. Критерием правильности принятого для проектирования среднего значения проницаемости пластов является возможность воспроизведения при моделировании истории работы отдельных скважин и объекта в целом.

Таблица 3. Сопоставление проницаемости объектов разработки месторождений Удмуртии и Пермского Прикамья по керну и гидродинамическим исследованиям скважин

Table 3. Comparison of permeability of development sites of the Udmurtia and Perm Kama fields by core and hydrodynamic studies of wells

Литология пород	Количество объектов	$K_{пр}(\text{кern}), 10^3 \text{ мкм}^2$		$K_{пр}(\text{ГДИ}), 10^3 \text{ мкм}^2$	
		диапазон	среднее	диапазон	среднее
Терригенные	42	7–3714	655	11–2009	449
Карбонатные	99	2–1342	140	8–913	168

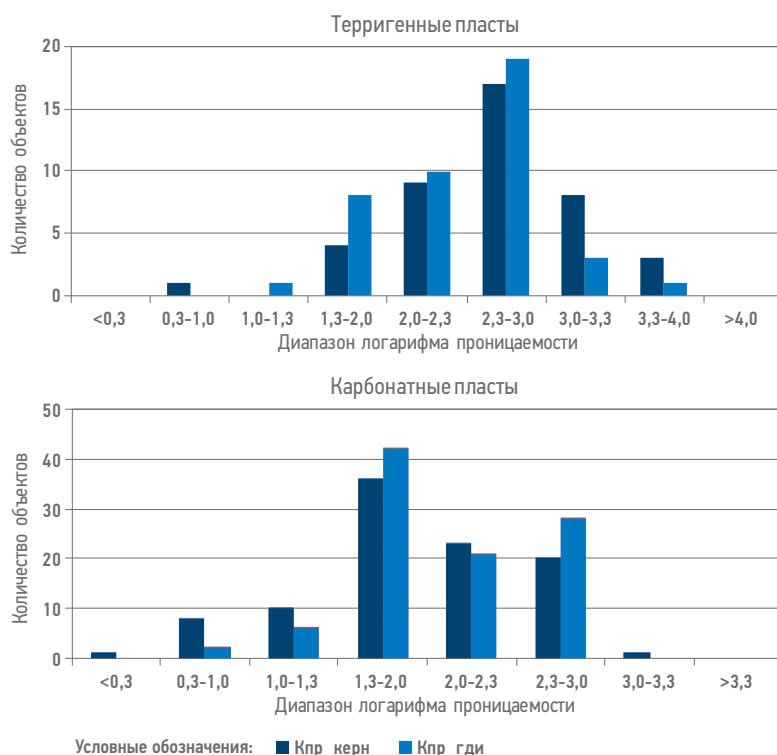


Рис. 5. Логарифмически нормальные распределения коэффициента проницаемости по керну и данным гидродинамических исследований скважин для объектов разработки в терригенных и карбонатных коллекторах.

Составлено автором по материалам собственных исследований

Fig. 5. Logarithmically normal distributions of the permeability coefficient by core and hydrodynamic studies of wells for development sites in terrigenous and carbonate reservoirs. Compiled by the author based on the materials of his own research

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Все описанные выше ошибки, которые допускаются при подготовке, проведении экспериментов и обосновании ключевых характеристик пористых сред, используемых для расчета прогнозных показателей разработки залежей нефти в условиях водонапорного режима, приводят к существенному искажению представлений о потенциале коллекторов, слагающих продуктивные пласты. Для корректной и обоснованной оценки основных параметров необходимо строгое соблюдение требований государственных и отраслевых стандартов, регламентирующих проведение лабораторных исследований. Для качественной оценки потенциала объекта разработки при заводнении необходимо проводить серийные полноценные эксперименты, а не единичные ускоренные опыты. Кроме того, не следует необоснованно применять корреляционные зависимости между параметрами, полученные в несопоставимых условиях.

Список литературы

1. Байнов В.А., Газизов Р.К., Латыпов А.Р., Яковлев А.А. Проблемы разработки: от кило- до нанометров // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 2011. — Вып. 23. — С. 30–32.
2. Березин В.М., Алексеева В.С. О методике определения физической (абсолютной) проницаемости пород коллекторов // В сб. Разработка и увеличение нефтеотдачи нефтяных месторождений. Тр. ин-та / УфНИИ, 1967. — Вып. XVII. — С. 3–10.
3. Березин В.М. Фазовые проницаемости продуктивных песчаников для нефти и воды // В сб. Разработка и увеличение нефтеотдачи нефтяных месторождений. Тр. ин-та / УфНИИ, 1967. — Вып. XVII. — С. 30–41.

4. Берлин А.В. Влияние условий моделирования начальной водонасыщенности на коэффициент нефтевытеснения // Нефтяная и газовая промышленность. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика. ЭИ ВНИИОЭНГ, 1992. — № 6. — с.16–18.
5. Злобин А.А. Теория и практика применения ядерного магнитного резонанса в физике нефтяного пласта. Пермь: Изд-во ПМ, 2015. — 271 с.
6. Козалев А.А. Повышение информативности моделирования разработки нефтяных месторождений путем уточнения фильтрационно-емкостных свойств пласта: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 2011.
7. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М., Недра, 1977. — 287 с.
8. Кундин С.А., Куранов И.Ф. К вопросу о методике расчетов фазовых проницаемостей по данным опытов по нестационарному вытеснению нефти водой // Тр./Всесоюз. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т, 1960. — вып. 28. — С. 85–95.
9. Оленчиков Д.М., Сапожников А.Е., Штин Н.А., Чебрасов Д.С. Повышение точности оценки продуктивности пласта при помощи учета статистических данных о его свойствах // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 2011. — Вып. 23. — С. 39–41.
10. ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях». — М., Миннефтепром. — 1986.
11. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации.
12. Пантелеев В.Г., Родионов В.П. Нефтеизвлечение из карбонатов турнейского яруса при различных скоростях движения закачиваемой воды в поровом пространстве // Нефтепромысловое дело, 2001. — № 12. — С. 20–25.
13. РД 39-01470035-214-86. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. Миннефтепром СССР; ВНИИнефть; ВНИГНИ. М., 1986.
14. Тильбавич Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. — М.: Недра, 1990. — 186 с.
15. Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем. Л., Гостоптехиздат, 1963. — 351 с.

References

1. Baikov V.A., Gazizov R.K., Latypov A.R., Yakovlev A.A. Problems of development: from kilo- to nanometers / Scientific and technical bulletin of JSC "NK "Rosneft", 2011, no 23, pp. 30–32. [In Russ]
2. Berezin V.M., Alekseeva V.S. On the method of determining the physical (absolute) permeability of reservoir rocks / V sb. Development and increase in oil recovery of oil fields. Tr. in-ta/UfNI, 1967, no XVII, p. 3–10. [In Russ]
3. Berezin V.M. Phase permeability of productive sandstones for oil and water / In sb. Development and increase in oil recovery of oil fields. Tr. in-ta/UfNI, 1967, no XVII, pp. 30–41. [In Russ]
4. Berlin A.V. Influence of conditions of modeling of initial water saturation on the coefficient of oil displacement. In: Oil and gas geology and geophysics. ED VNIIOENG, 1992, no 6, p.16–18. [In Russ]
5. Zlobin A.A. Theory and practice of application of nuclear magnetic resonance in oil reservoir physics. Perm: Izd-vo PM, 2015, 271 p. [In Russ]
6. Kovalev A.A. Increasing the information content of modeling the development of oil fields by clarifying the filtration-capacity properties of the reservoir. Abstract diss. on the nipple. Academic Article, Ph.D. Moscow: 2011. [In Russ]
7. Kotyakhov F.I. Physics of oil and gas reservoirs. M., Nedra, 1977, 287 p.
8. Kundin S.A., Kuranov I.F. To the question of the method of calculating phase permeabilities according to experiments on non-stationary displacement of oil by water/Tr./Vsesoyuz. oil and gas. scientific-research. in-t, 1960, Vol. 28, pp. 85–95. [In Russ]
9. Olenchikov D.M., Sapozhnikov A.E., Shtin N.A., Chebkasov D.S. Improving the accuracy of reservoir productivity assessment by taking into account statistical data on its properties. Scientific and Technical Bulletin of Rosneft, 2011, no 23, pp. 39–41. [In Russ]
10. OST 39-195-86 "Oil. Method of determining the coefficient of displacement of oil by water in the laboratory." Moscow, Minnefteprom, 1986. [In Russ]
11. OST 39-235-89. Petroleum. Method for determining phase permeabilities in the laboratory under joint stationary filtration. [In Russ]
12. Panteleev V.G., Rodionov V.P. Oil extraction from carbonates of the Tournai tier at different speeds of movement of the pumped water in the pore space, 2001, no 12, pp. 20–25. [In Russ]
13. RD 39-01470035-214-86. Methodical guide to the calculation of oil recovery factors from the subsoil. Ministry of Oil and Industry of the USSR; VNIIneft; VNIIGNI. Moscow, 1986. [In Russ]
14. Tulbovich B.I. Petrophysical support of effective extraction of hydrocarbons. M.: Nedra, 1990, 186 p. [In Russ]
15. Efros D.A. Investigation of filtration of heterogeneous systems. Leningrad: Gostoptekhizdat, 1963, 351 p. [In Russ]

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.В. Берлин — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Anatoliy V. Berlin — developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Анатолий Вениаминович Берлин — кандидат технических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа, Институт нефти и газа им. М.С. Гущерова, Удмуртский государственный университет 426034, Россия, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. VII.
e-mail: avberlin5@gmail.com

Anatoliy V. Berlin — Cand. Sci. (Techn.), Associate Professor of the Oil and Gas Geology Department, Institute of Oil and Gas, Udmurt State University 1 Universitetskaya str., build. 7, Udmurt Republic, Izhevsk, 426034, Russia.
e-mail: avberlin5@gmail.com

ГРАВИЙНЫЕ ФИЛЬТРЫ КАК СРЕДСТВО КОНТРОЛЯ ПРИТОКА ПРИ РАЗРАБОТКЕ СЛАБОКОНСОЛИДИРОВАННЫХ ПЛАСТОВ

В.Д. Пашкин^{1,*}, К.Э. Лежнев², Е.Р. Кудря³, К.А. Никулин⁴

¹Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, РФ, Санкт-Петербург

²ООО «Газпромнефть — Цифровые решения», РФ, Санкт-Петербург

³ООО «Газпромнефть — Хантос», РФ, Ханты-Мансийск

⁴Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Тюмень

Электронный адрес: Pashkin.VD@edu.spbstu.ru

Введение. Разработка нефтяных оторочек сопровождается различными осложнениями, такими как высокий газовый фактор и образование конусов подошвенной воды. В связи с этим при их разработке используются различные экраны и устройства контроля притока. Достижение безгазового режима за счет малой депрессии чаще всего невозможно с экономической точки зрения. Кроме того, разработка нефтяной оторочки, которая находится в слабосцементированном коллекторе, часто сопровождается неконтролируемым выносом механических примесей в скважину.

Цель. В данной работе предложена модель для оценки эффективности использования гравийного фильтра с целью контроля притока и ограничения выноса песка в скважину. Использование гравийной набивки в случае разработки слабосцементированного коллектора с тонкой оторочкой может решить сразу две проблемы: вынос механических примесей и предотвращение преждевременного прорыва газа в скважину. Однако такое решение имеет весьма ограниченную область применения:

- выравнивание профиля притока должно приводить к увеличению накопленной добычи;
- необходимое распределение проницаемости гравийной набивки должно быть достижимо;
- механические и фильтрационно-емкостные свойства пласта должны принимать определенные значения, чтобы засорение проходило в соответствующих частях скважины.

Построенная модель позволяет оценить все эти факторы.

Материалы и методы. В первую очередь была оценена дополнительная добыча за счет выравнивания притока. Это было сделано с помощью трехмерного гидродинамического моделирования с варьированием профиля притока к скважине. Далее был проведен расчет проницаемости гравийной набивки, необходимой для такого профиля притока. Воспользовавшись интегрированной моделью выноса песка пласт–фильтр, была рассчитана вероятность достижения данного распределения в реальной скважине. Расчет интегрированной модели состоит из оценки разрушения призабойной зоны пласта и фильтрации флюида с механическими примесями через фильтр. На этой основе были произведены расчеты применимости данной технологии.

Результаты. В ходе работы была проведена оценка снижения проницаемости гравийного фильтра из-за наличия механических примесей во флюиде, рассчитана динамика скин-фактора на фильтре. На основе полученных данных проанализировано влияние гравийного фильтра на накопленную добычу, продемонстрирован положительный экономический эффект от применения данной технологии.

Заключение. Таким образом, в работе продемонстрирован новый подход для выравнивания профиля притока в горизонтальных скважинах при помощи гравийных фильтров, предложена комплексная модель для оценки его эффективности.

Ключевые слова: контроль притока, гравийная набивка, вынос песка

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Для цитирования: Пашкин В.Д. Гравийные фильтры как средство контроля притока при разработке слабосцементированных пластов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(1):52–59. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-52-59>

Статья поступила в редакцию 09.06.2021

Принята к публикации 22.08.2021

Опубликована 30.03.2022

GRAVEL PACKS AS AN INSTRUMENT OF INFLOW CONTROL IN WEAKLY CONSOLIDATED RESERVOIRS

Vsevolod D. Pashkin¹, Konstantin E. Lezhnev², Evgeny R. Kudrya³, Kirill A. Nikulin⁴

¹Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, RF, Saint Petersburg

²Gazpromneft — Digital Solutions LLC, RF, Saint Petersburg

³Gazpromneft — Khantos LLC, RF, Khanty-Mansiysk

⁴Gazpromneft STC LLC, RF, Tumen

E-mail: Pashkin.VD@edu.spbstu.ru

Background. The exploration of oil rims is accompanied by problems such as high gas factor and water cone formation. Due to considered problems screens and different methods of inflow control are used. Well exploration in the gas-free regime using fine pressure drop is ineffective in relation with economical parameters. In addition, there is a sand production problem in weakly-consolidated reservoirs.

Aim. In the present work the gravel pack is considered as method of inflow and sand control. Application of gravel pack during exploration of weakly-consolidated oil fields make in impact of two problems: sand production and premature gas breakthrough in well. However, this solution has the reduced scope of application:

- inflow control has to led to increase in oil rate;
- necessary permeability distribution of gravel pack must be obtainable;
- mechanical and porosity — permeability properties of reservoir must obtain certain values in order to maintain the colmatation in suitable well segments.

Proposed model allows to estimate all mentioned factors.

Materials and methods. The estimation of additional oil recovery was realized using 3D hydrodynamical modelling considering inflow profile modification. Necessary value of permeability was calculated for proposed inflow profile. The probability of gravel packs permeability was estimated on the base of coupled reservoir-filter integrated model of sand production processes. Integrated model calculating includes failure of near-wellbore zone and suspension filtration through gravel pack. On the basis of this model the applicability of current technology is estimated.

Results. The calculation of permeability decrease of gravel pack due to solid particles presence in fluid and the dynamics of skin-factor are presented. The analysis of gravel filter impact on cumulative production is also derived. The implementation of current technology refers to economic benefits.

Conclusions. Thus, the new approach of inflow control in horizontal wells, comprehensive mathematical model effectiveness estimation are demonstrated in the current work.

Keywords: inflow control, gravel pack, sand production

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

For citation: Pashkin V.D. Gravel packs as an instrument of inflow control in weakly consolidated reservoirs. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(1):52–59. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-52-59>

Manuscript received 09.06.2021

Accepted 22.08.2021

Published 30.03.2022

ВВЕДЕНИЕ

Современное состояние нефтегазовой отрасли таково, что компании вынуждены разрабатывать месторождения с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ). Неоднородность фильтрационно-емкостных характеристик по стволу скважины приводит к неравномерной выработке запасов, а следовательно, к таким нежелательным эффектам, как стремительно увеличивающаяся обводненность продукции и преждевременный прорыв газа из газовой шапки.

Обустройство любого месторождения предполагает соблюдение технологических ограничений по давлению в линиях. На нефтяных месторождениях Западной Сибири, в особенности на нефтегазоконденсатных месторождениях Крайнего Севера, с высокой долей газа в продукции за счет подтягивания газа из газовой шапки резко повышается буферное давление в скважине. Газовый фактор при этом может достигать значений от 2000 до 5000 м³/т, при этом происходит переход от добычи нефти к добыче газа [4].

Существует множество решений, которые могут быть использованы для ограничения притока газа: увеличение глубины погружения насоса, применение сепараторов различ-

ной конструкции, монтаж на приеме насоса диспергирующих устройств. Также для скважин с горизонтальным заканчиванием существуют различные системы контроля. Выделяются две группы таких систем:

- активные системы контроля ICD (inflow control values), которые состоят из регулируемых на поверхности забойных штуцеров, управляющих работой каждого сегмента на протяжении всей эксплуатации горизонтальной скважины;
- автономные системы контроля ICD (inflow control device), которые предполагают установку устройств, обеспечивающих дополнительное сопротивление потоку флюида (винтовые каналы, штуцеры), на некоторых участках горизонтального ствола скважины на все время работы.

Однако одновременно с необходимостью выравнивания профиля притока на месторождениях с газовой шапкой разработка коллекторов, сложенных слабосцементированными породами (песчаник, мергель), сопровождается проблемой выноса песка в скважину [2]. Существует множество решений, которые позволяют ограничивать долю песка в добываемом флюиде, тем самым предотвращая изнашивание рабочих органов центробежных насосов и преждевременное пересыпание забоя скважины. Среди

технологий защиты скважинного оборудования от пескопроявления выделяются следующие группы [3]:

- крепление призабойной зоны специальными химическими составами;
- использование износостойких, не подвергающихся коррозии материалов в компоновке УЭЦН;
- установка различных забойных фильтров (каркасно-проволочные фильтры, сетчатые фильтры, гравийные набивки).

ПРИРОСТ NPV ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГРАВИЙНОГО ФИЛЬТРА НА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННОГО КОЛЛЕКТОРА СОСТАВИЛ 56,61 МЛН РУБ.

Гравийные набивки — наиболее эффективный фильтр механических примесей из пласта. За счет своей сложной поровой структуры с учетом подбора оптимального диаметра гранул такой фильтр способен отфильтровывать широкий спектр механических частиц. В случае неравномерного засорения вдоль ствола скважины за счет дополнительного сопротивления гравийные фильтры могут служить устройством выравнивания притока при разработке нефтяных оторочек.

В статье рассмотрена модель гравийной набивки, на основе которой можно последовательно оценить дополнительное сопротивление потоку флюида (скин-фактор фильтра), необходимое для достижения экономически обоснованного эффекта, связанного с увеличением накопленной добычи нефти.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГРАВИЙНОЙ НАБИВКИ

ПРОВЕРКА ГИПОТЕЗЫ

К исследованию была построена простая гидродинамическая модель (ГДМ) размерами $2400 \times 1800 \times 12$ м с газовой шапкой и аквифером. Пласт вскрывает одна скважина с длиной горизонтального участка 600 м. Вскрытие осуществляется тремя интервалами по 120 м каждый. На одном интервале присутствует высокопроницаемая зона для моделирования неоднородности пласта по фильтрационно-емкостным свойствам. Расчеты проводились с использованием программного обеспечения для гидродинамического моделирования Eclipse.

Основные параметры гидродинамической модели представлены в табл. 1.

Учет фильтрационного сопротивления за счет наличия гравийной набивки выполнен с помощью варьирования значения скин-фактора. Основная задача при моделировании прорыва газовой шапки — определение критического значения газового фактора, при котором скважину необходимо останавливать для проведения необходимых ОТМ. На основе анализа показателей разработки в качестве критерия остановки принято значение газового фактора в $2000 \text{ м}^3/\text{т}$ [4]. По результатам многовариантных расчетов были построены профили значений скин-фактора $S = 1, 8, 15, 30$. В ходе анализа результатов ГДМ получено оптимальное значение скин-фактора ($S = 15$), при котором достигается максимум по накопленной добыче нефти (рис. 1).

РАСЧЕТ ЗАСОРЕНИЯ ГРАВИЙНОЙ НАБИВКИ

Основные предположения, на которых базируется модель засорения гравийной набивки, изложены в [1, 5]. Расчет концентрации частиц, выносимых в скважину в область фильтра, происходит на основе модели упругопластических деформаций. В качестве исходных данных для моделирования процесса выноса механических примесей, принят набор данных из статьи [1].

Для моделирования кольтматации фильтра используется одномерная модель фильтрации флюида с механическими примесями. Рассматриваемая в модели многокомпонентная суспензия содержит частицы различных диаметров. В полидисперсном распределении частиц по размерам (S -кривая), как показано в [5], выделяется несколько реперных размеров, связанных геометрическими соотношениями. Частицы с реперным размером

Таблица 1. Параметры гидродинамической модели
Table 1. Parameters of hydrodynamic model

№ п.п	Параметр	Значение
1	Глубина залегания, м	2500
2	Наличие ВНК	Есть
3	Наличие газовой шапки	Есть
4	Нефтенасыщенная толщина, м	8
5	Пористость, %	20
6	Проницаемость, мД	4
7	Начальное пластовое давление, атм	235
8	Высота интервала перфораций, м	1
9	Плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$	945
10	Плотность воды, $\text{кг}/\text{м}^3$	1010

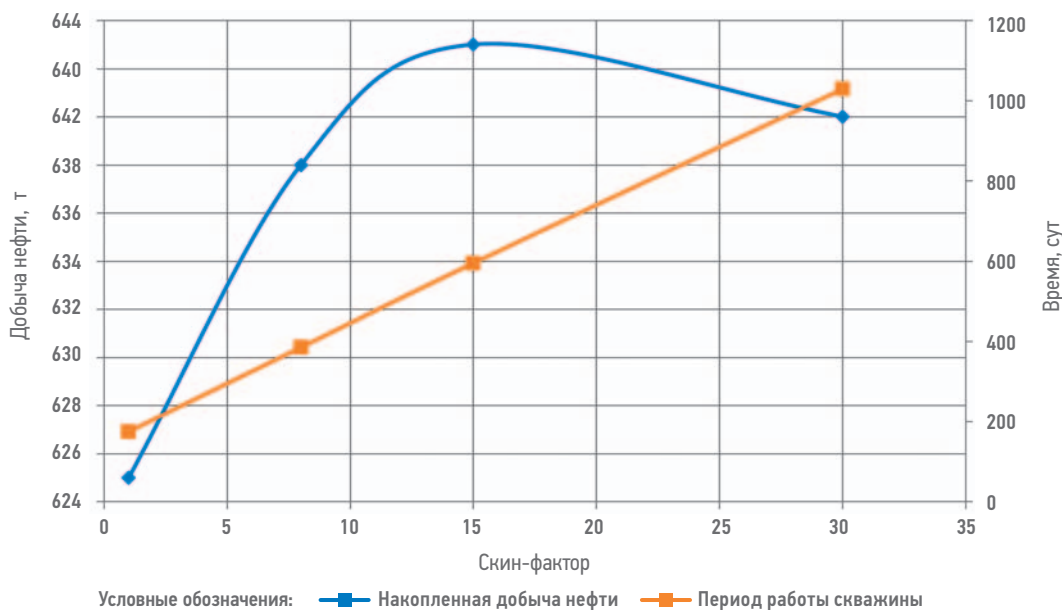


Рис. 1. Показатели добычи скважины при различных значениях скин-фактора (Пашкин В.Д.)
Fig. 1. Well production indicators at different values of the skin factor (Vsevolod D. Pashkin)

вместе с несущим флюидом рассматриваются как отдельные фазы суспензии, для каждой из которых записываются законы сохранения масс:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_f \varphi_f) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_f \varphi_f v_f) = 0; \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\varphi_i c_i) + \frac{\partial}{\partial x}(\varphi_i c_i v_s) = -q_{si}, \quad i = \overline{1, N}; \quad (2)$$

$$\frac{\partial \sigma_i}{\partial t} = q_{si}, \quad i = \overline{1, N}; \quad (3)$$

где ρ_f — плотность несущего флюида (в данной работе будет рассматриваться нефть), σ_i — объемная доля застрявших твердых частиц типа d_i , c_i — объемная доля подвижных частиц типа d_i в потоке, φ_f — объемная доля

поровых каналов, доступная для протекания флюида, φ_f — объемная доля поровых каналов, в которых могут двигаться частицы диаметра меньше либо равного d_i , ρ_s — плотность частиц, v_f и v_s — скорость флюида и частиц соответственно.

Начальные и граничные условия отражают отсутствие захваченных и взвешенных частиц в начальный момент времени и незастывание частиц на границе порового пространства, соответственно. Начальная концентрация механических примесей во флюиде рассчитывается как разница в накопленной доле песка между реперными размерами в S -кривой распределения. В качестве иллюстрации решения задачи засорения гравийной набивки далее приведен

Таблица 2. Отношение пористости засоренной гравийной набивки к начальной пористости в зависимости от начальной проницаемости гравийной набивки и проницаемости пласта, поделенной на значение скин-фактора

Table 2. The ratio of the porosity of the clogged gravel pack to the initial porosity, depending on the initial permeability of the gravel pack and the permeability of the formation divided by the value of the skin factor

k_{GP} k_r/S	10	20	50	100	200	300
0,05	0,297522	0,255652	0,209205	0,179763	0,154465	0,141351
0,1	0,346251	0,297522	0,243469	0,209205	0,179763	0,164501
0,2	0,40296	0,346251	0,283344	0,243469	0,209205	0,191443
0,5	0,492423	0,423123	0,346251	0,297522	0,255652	0,233947
1	0,573072	0,492423	0,40296	0,346251	0,297522	0,272262
1,5	0,62624	0,538109	0,440345	0,378375	0,325126	0,297522
2	0,666929	0,573072	0,468956	0,40296	0,346251	0,316854

пример расчета согласно уравнениям (1)–(3) при следующих параметрах задачи: внутренний радиус гравийной набивки (ГН) $r_{in} = 0,057$ м, который соответствует радиусу хвостовика; внешний радиус ГН $r_{out} = 0,125$ м, соответствующий радиусу бура; проницаемость пласта $k_r = 0,4 - 16$ Д; проницаемость незасоренной ГН $k_{GP} = 10 - 300$ Д; скин-фактор $S = 10$. Результаты представлены в **табл. 2**. При значениях f/φ_0 , превышающих 0,35, можно полагать, что применение гравийных набивок при данных геологических условиях и конструкции скважины технически возможно.

Таблица 3. Параметры гидродинамической модели месторождения
Table 3. Parameters of hydrodynamical model of reservoir

№ п.п.	Параметр	Значение
1	Пористость, %	31
2	Поровый объем, млн м ³	1328
3	Количество ячеек X–Y–Z	224–164–164
4	Размеры ячеек X–Y–Z, м	50–50–0,7
5	Запасы нефти, млн т	106
6	Проницаемость, Д	3,2

АДАПТАЦИЯ МОДЕЛИ НА ФАКТИЧЕСКОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Валидация модели гравийного фильтра как средства контроля притока произведена посредством серии расчетов на секторе гидродинамической модели (**рис. 2**) одного из месторождений Западной Сибири. Осредненные характеристики сектора представлены в **табл. 3**.

Относительные фазовые проницаемости (RPP) для нефти и газа и для нефти и воды, которые использовались в гидродинамической модели, были получены в ходе лабораторных исследований, проведенных на собственном керне. В гидродинамической модели подключены 82 добывающие скважины и 37 нагнетательных. Для целевых расчетов выбрано 8 скважин с растущим газовым фактором. В базовом прогнозе для скважины XXXX-3 получено превышение критического уровня газового фактора (**рис. 3**).

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Для анализа эффективности применения гравийных набивок были проведены расчеты следующих показателей: NPV — чистая

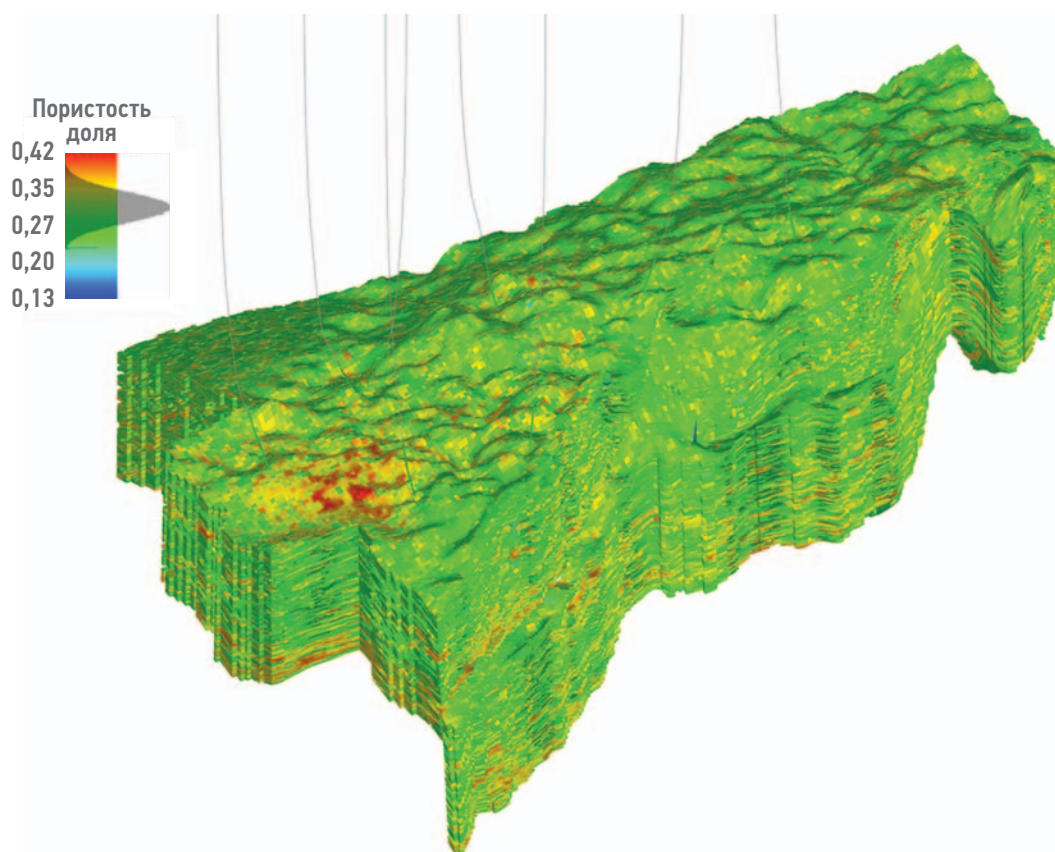


Рис. 2. Сектор гидродинамической модели. Куб пористости (Никулин К.А.)
Fig. 2. The sector of the hydrodynamic model. The porosity cube (Kirill A. Nikulin)

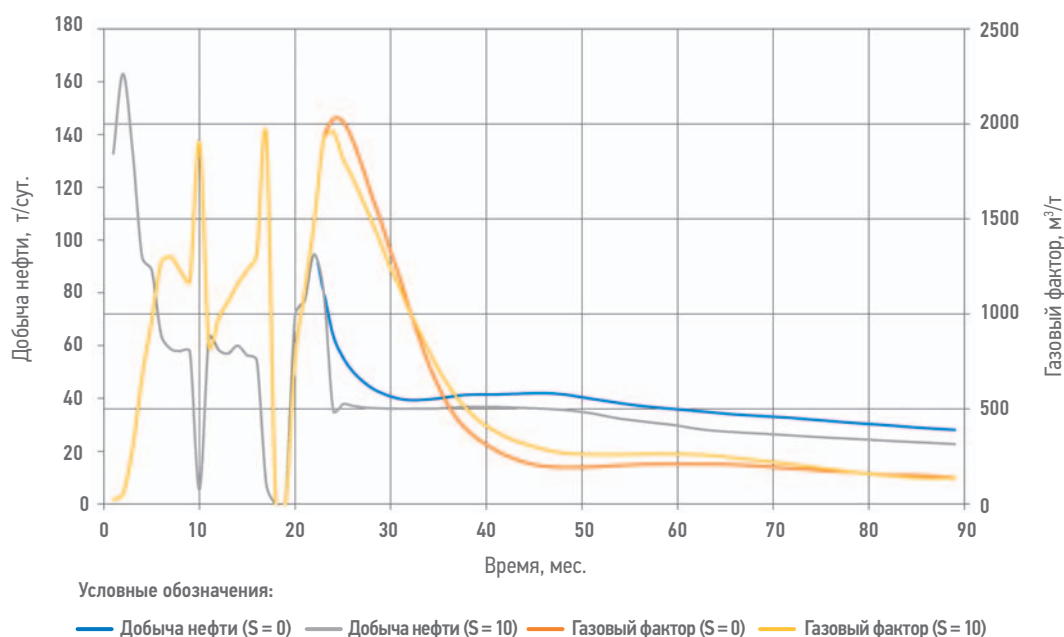


Рис. 3. Динамика дебита нефти и газового фактора при различных значениях скин-фактора (Пашкин В. Д.)
Fig. 3. Dynamics of oil production and gas oil ratio at different values of the skin factor (Vsevolod D. Pashkin)

приведенная стоимость, $Rev(t)$ — выручка от продаж углеводородов за период времени t , J — накопленная дисконтированная добыча нефти согласно формулам (4)–(6).

$$NPV = \sum_{t=0}^T FCF(t) \cdot \frac{1}{(1 + DR)^t} \quad (4)$$

$$Rev(t) = \sum_{i=1}^n p_i Q_i \quad (5)$$

$$J = \sum_{t=0}^T \frac{Q_t}{(1 + DR)^t} \quad (6)$$

где $FCF(t)$ — свободный денежный поток за период времени t , DR — ставка дисконтирования, p_i — средневзвешенная цена за тонну нефти в i -м месяце, Q_i — добыча нефти в i -м месяце, Q_t — добыча нефти за период времени t .

Оборудование для контроля притока можно считать эффективным, если его применение позволяет увеличить накопленную добычу нефти за период работы скважины и таким образом, обеспечивает получение прибыли, окупающей затраты, связанные с установкой и эксплуатацией гравийного фильтра. Прогноз строился на 5 лет для скважины, оборудованной гравийной набивкой. Критерий остановки скважины — достижение газового фактора в 2000 м³/т. Стоимость установки гравийного фильтра для горизонтальной скважины принята равной 70 млн руб. Основные макроэкономические параметры приведены в табл. 4, результаты — в табл. 5 (CF+ — положительный денежный

Таблица 4. Макроэкономические параметры
Table 4. Macroeconomic parameters

Экономический параметр	Значение
Ставка дисконтирования, %	14
Средневзвешенная цена за тонну нефти, руб.	16 150
Ставка НДС, руб./т	9968

Таблица 5. Расчет чистого дисконтированного дохода для скважин с гравийной набивкой и без гравийной набивки
Table 5. Calculation of net present value for wells with gravel packing and without gravel packing

NPV скважины с гравийной набивкой						
Год	Добыча нефти, т	CF+, млн руб.	CF-, млн руб.	FCF, млн руб.	DCF, млн руб.	NPV, млн руб.
0	0	0	70	-70	-70	-70
1	28 199,34	174,32	0	174,32	152,91	82,91
2	17 527,36	108,35	0	108,35	83,37	166,28
3	13 115,29	81,07	0	81,07	54,71	220,99
4	13 112,95	81,06	0	81,06	47,99	268,98
5	11 567,16	71,50	0	71,50	37,13	306,11
NPV скважины без гравийной набивки						
0	0	0	0	0	0	0
1	28 199	174,32	0	174,32	152,91	152,91
2	17 813	110,12	0	110,12	96,59	249,5
Прирост NPV от применения гравийной набивки, млн руб.						56,61

поток, CF- — отрицательный денежный поток, FCF — свободный денежный поток, DCF — дисконтированный денежный поток, NPV — чистая приведенная стоимость).

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

При моделировании предложенного метода получились следующие результаты:

- отключение скважин в базовом варианте разработки произошло на 36 месяцев раньше по сравнению с вариантом, где предусмотрена эксплуатация скважин с гравийным фильтром;
- несмотря на снижение добычи нефти в первое время после запуска, накопленная добыча нефти увеличилась на 37,5 тыс. тонн;
- это привело к увеличению NPV отдельной скважины на 56,61 млн руб.

При ценах гравийной набивки не выше 70 млн рублей подобные решения могут быть оправданы при определенных геолого-механических условиях. В то же время необходима наработка обширной базы многовариантных расчетов, связанных с моделированием прорыва газовой шапки. Для предупреждения выхода из эксплуатации скважины из-за прорыва газа необходимо анализировать также случаи роста газового фактора вплоть до критических значений в 5000 м³/т и выше. В данный момент предложенная модель позволяет учитывать статический скин-фак-

тор, который соответствует ситуации стабилизировавшегося выноса песка после вывода скважины на режим. Стоит отметить, что получен диапазон значений скин-фактора, который отвечает поставленной цели увеличения накопленной добычи. Большой интерес представляют расчеты гравийной набивки с динамически изменяющимся скин-фактором.

ВЫВОДЫ

- Представленная в работе методика использования гравийного фильтра как средство контроля притока показала свою дееспособность. Результат исследования гидродинамической модели показал, что применение гравийной набивки при разработке нефтяных оторочек может привести к увеличению накопленной добычи нефти.
- Многовариантные расчеты задачи засорения гравийной набивки позволили определить необходимый диапазон значений скин-фактора на фильтре, а также геологические условия, при которых метод выравнивания профиля притока гравийными набивками применим.
- Предложена экономическая оценка применения технологии. Был получен следующий результат: прирост чистого дисконтированного дохода NPV составил 56,61 млн руб.

Список литературы

1. Lezhnev K.E., Pashkin V.D., Roschektaev A.P. Coupled reservoir–well model of sand production processes // SPE Russian Petroleum Technology Conference — 2019. <https://doi.org/10.2118/196883-MS>
2. Ламбин Д.Н. Технологии насосной эксплуатации нефтяных скважин с повышенным содержанием свободного газа и механических примесей // Территория Нефтегаз. — 2010. — №12. — С. 78–83.
3. Нургалеев Р.З., Бахтизин Р.Н., Урзаков К.Р., Губайдуллин А.Г. Исследование характеристик каркасно-проволочного фильтра численным гидродинамическим моделированием // Нефтяное хозяйство. — 2017. — №10 — С. 113–115
4. Пovyшев К.И., Коптев А.С. Особенности обустройства нефтегазоконденсатных месторождений // Нефтяное хозяйство. — 2016. — №9. — С.82–84.
5. Хасанов М.М., Лежнев К.Э., Пашкин В.Д., Рощенков А.П. Применение новой модели многокомпонентной суспензии для расчета скин-фактора на скважинах, оборудованных гравийными фильтрами // Нефтяное Хозяйство. — 2018. — №12. — С. 63–67.

References

1. Lezhnev K.E., Pashkin V.D., Roschektaev A.P. Coupled reservoir–well model of sand production processes // SPE Russian Petroleum Technology Conference — 2019. <https://doi.org/10.2118/196883-MS>
2. Lambin D.N. Technologies of pumping operation of oil wells with a high content of free gas and mechanical impurities // *Territorya Neftegaz*. 2010, no. 12, pp. 78–83. (in Russ.)
3. Nurgaliev R.Z., Bakhtizin R.N., Urzakov K.R., Gubaidullin A.G. Investigation of the characteristics of a wire-frame filter by numerical hydrodynamic modeling // *Neftyanoe Khozyaistvo*, 2017, no. 10, pp. 113–115. (in Russ.)
4. Povyshv K.I., Koptev A.S. Features of oil and gas condensate fields development // *Neftyanoe Khozyaistvo*, 2016, no. 9, pp. 82–84. (in Russ.)
5. Khasanov M.M., Lezhnev K.E., Pashkin V.D., Roschektaev A.P. Application of the new multi-component suspension model for skin-factor evaluating on the wells equipped with gravel packs // *Neftyanoe Khozyaistvo*, 2018, no. 12, pp. 63–67. (in Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHORS CONTRIBUTION

В.Д. Пашкин — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, принял активное участие в работах по проверке гипотезы использования гравийных фильтров как средства контроля притока, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

К.Э. Лежнев — составил физико-математическую постановку задачи, разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Е.Р. Кудря — принял активное участие в организации и координации работ по гидродинамическому моделированию и оценке экономической эффективности применения гравийных фильтров.

К.А. Никулин — оказал экспертную поддержку в области гидродинамического моделирования.

Vsevolod D. Pashkin — developed the article concept, prepared the text, took an active part in the hypothesis confirmation of using gravel packs as an instrument of inflow control, and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Konstantin E. Lezhnev — evaluated the physico-mathematical description of problem, developed the article concept, approved the final version of the article.

Evgeny R. Kudrya — took an active part in the organization and coordination of hydrodynamical modeling work and estimation of economic efficiency of gravel packs.

Kirill A. Nikulin — provided expert support in hydrodynamic modeling.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Всеволод Дмитриевич Пашкин* — аспирант, ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»
195251, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Политехническая, д. 29.
e-mail: Pashkin.VD@edu.spbstu.ru
SPIN-код: 9219-9031
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2985-4988>
Scopus ID: 57205220877

Константин Эдуардович Лежнев — руководитель направления, ООО «Газпромнефть — Цифровые решения»
196084, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Киевская, д. 5, к. 4.
e-mail: Lezhnev.KE@gazprom-neft.ru
SPIN-код: 1110-4829
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8690-9412>
Scopus ID: 57205217682

Евгений Рифович Кудря — главный специалист по оперативному сопровождению фонда, ООО «Газпромнефть-Хантос»
628011, Россия, Тюменская область,
Ханты-Мансийский автономный округ — Югра,
г. Ханты-Мансийск, ул. Ленина, д. 56.
e-mail: Kudrya.ER@hantos.gazprom-neft.ru

Кирилл Андреевич Никулин — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
625048, Россия, Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14.
e-mail: Nikulin.KA@gazpromneft-ntc.ru

Vsevolod D. Pashkin* — PhD student, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University
29 Polytechnicheskaya str., 195251, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Pashkin.VD@edu.spbstu.ru
SPIN-code: 9219-9031
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2985-4988>
Scopus ID: 57205220877

Konstantin E. Lezhnev — Division manager, Gazpromneft — Digital Solutions LLC
5/4 Kievskaya str., 196084, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Lezhnev.KE@gazprom-neft.ru
SPIN-code: 1110-4829
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8690-9412>
Scopus ID: 57205217682

Evgeny R. Kudrya — Chief specialist of well operational monitoring, Gazpromneft Khantos LLC
56 Lenina str., 628011, Khanty-Mansiysk, Khanty-Mansi Autonomous Okrug — Yugra, Tyumen Region, Russia.
e-mail: Kudrya.ER@hantos.gazprom-neft.ru

Kirill A. Nikulin — Chief specialist, Gazpromneft STC LLC
14 50 years of October str., 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: Nikulin.KA@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ВНЕДРЕНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ МЕЖСКВАЖИННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ ЗАПАСОВ НА ЗРЕЛОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

**А.Ю. Попов¹, И.А. Жданов¹, Е.С. Пахомов¹, А.М. Асланян², Д.Н. Гуляев^{3,5,*},
В.М. Кричевский^{3,5}, Р.Р. Фарахова³, М.Ю. Гарнышев³, Р.В. Гусс³, И.В. Старостин³,
М.А. Кузнецов⁴, Н.П. Ибряев⁴, Л.И. Гайнутдинова⁶**

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

²Nafta College, РФ, Казань

³ООО «Софойл», РФ, Казань

⁴ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», РФ, Ноябрьск

⁵Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, РФ, Москва

⁶Научно-образовательный центр «Газпромнефть-Политех», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: danila.gulyaev@sofoil.com

Исследуемым объектом является нефтегазовое месторождение в Западной Сибири, основной продуктивный пласт представлен тремя пачками, существенно различающимися по своим свойствам. При сравнительно близких значениях пористости пород по всему разрезу существенно более проницаемые части пласта находятся в верхней его части, а средняя и нижняя пачки, выделенные в рамках дополнительных петрофизических исследований, характеризуются крайне низкими значениями проницаемости.

На анализируемом месторождении разрабатываемая залежь полностью разбурена как вертикальными, так и горизонтальными скважинами. В подавляющем большинстве скважин выполнен гидроразрыв, организована длительно функционирующая система поддержания пластового давления. Разработка ведется более тридцати лет и месторождение находится на стадии падающей добычи.

Цель. Целью проведенных работ являлось повышение добычи за счет проведения эффективных геолого-технических мероприятий (ГТМ), как дорогостоящих — уплотняющее бурение и резка боковых горизонтальных стволов, так и сравнительно недорогих — вывод из бездействия, стимуляции и ремонтные работы.

Материалы и методы. Для подготовки рекомендаций по проведению эффективных ГТМ необходимо было выполнить полный анализ истории разработки, на основе которого выявить наиболее перспективные районы для проведения дополнительных односкважинных и межскважинных исследований. Кроме того, провести адаптацию геолого-гидродинамической модели по результатам межскважинных и промыслово-геофизических исследований, что позволяет составить план геолого-технических мероприятий, локализовать остаточные запасы и заложить в проект разработки бурение боковых стволов, направленных на добычу углеводородов из зон остаточных запасов, и поднять добычу на зрелом месторождении.

Результаты. Результатом проведенных работ стал мультисценарный проект разработки зрелого месторождения на базе первичного анализа исторических данных месторождения, анализа межскважинных исследований (ИКГ — импульсно-кодированное гидропрослушивание, МРТ — мультискважинное ретроспективное тестирование), а также калибровки действующей гидродинамической модели на полученные сведения о межскважинном пространстве.

Выводы. Мультисценарный проект разработки данного месторождения позволил выбрать экономически оптимальную стратегию дальнейших шагов по исследованиям и мероприятиям, направленных на повышения нефтедобычи.

Ключевые слова: зрелые месторождения, увеличение добычи, поддержание пластового давления, импульсно-кодированное гидропрослушивание, локализация остаточных запасов

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарности: авторы благодарны руководству и инженерам компаний «Газпром нефть», «Газпромнефть НТЦ», «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» и ООО «Софойл» за внесенный вклад в проведение анализа, написание данной статьи и предоставление возможности поделиться результатами работы.

Для цитирования: Попов А.Ю., Жданов И.А., Пахомов Е.С., Асланян А.М., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М., Фарахова Р.Р., Гарнышев М.Ю., Гусс Р.В., Старостин И.В., Кузнецов М.А., Ибряев Н.П., Гайнутдинова Л.И. Внедрение интегрированной технологии межскважинных исследований для локализации запасов на зрелом месторождении. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(1):60-71. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-60-71>

Статья поступила в редакцию 08.10.2021

Принята к публикации 22.12.2021

Опубликована 30.03.2022

CROSS-WELL INTEGRATED TESTS IMPLEMENTATION
FOR RESERVES LOCALIZATION ON THE BROWN FIELD

Arkady Yu. Popov¹, Ivan A. Zhdanov¹, Evgeny S. Pakhomov¹, Arthur M. Aslanyan²,
Danila N. Gulyaev^{3,5,*}, Vladimir M. Krichevsky^{3,5}, Rushaniya R. Farakhova³,
Marat Yu. Garnyshev³, Rodion V. Guss³, Ivan V. Starostin³, Maxim A. Kuznetsov⁴,
Nikolai P. Ibryaev⁴, Landysh I. Gaynutdinova⁶

¹Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg, Tyumen

²Nafta College, RF, Kazan

³Sofoil LLC, RF, Kazan

⁴Gazpromneft-Noyabrskneftegas JSC, RF, Noyabrsk

⁵National University of Oil and Gas "Gubkin University", RF, Moscow

⁶Gazpromneft-Polytech REC, RF, Saint Petersburg

E-mail: danila.gulyaev@sofoil.com

The studied object is an oil and gas field in Western Siberia, the main productive formation is represented by three units, with significantly differing properties. Despite rock porosity is relatively even throughout the section, significantly more permeable parts of the formation are located in its upper part, and the middle and lower units identified by additional petrophysical studies are characterized by extremely low permeability values.

At the analyzed field, the developed reservoir is already drilled by both vertical and horizontal wells. Hydraulic fracturing performed in the vast majority of wells, and formation pressure maintenance system was organized a long time ago. Development has been going on for over thirty years and the field is at the stage of declining production.

Aim. The goal of the work carried out was to increase production by effective production enhancement operations, both expensive — infill drilling and sidetracking, and relatively inexpensive — wells reactivation, stimulation and workovers.

Materials and methods. To prepare recommendations for conducting effective production enhancement operations, it was necessary to achieve such objectives as conducting a full analysis of the development history, based on which the most promising areas for additional single-well and cross-well studies were identified. In addition, the adaptation of the 3D geological and dynamic models was carried out based on the findings of cross-well and single well tests, which made it possible to localize residual reserves and include in the development project drilling of sidetracks and other production enhancement operations aimed at extracting hydrocarbons, which will allow increase production at a mature field.

Results. The result is a multi-scenario development planning (MSDP) for the brown field based on a primary analysis of the field historical data, analysis of cross-well researches (PCT — pulse-code interference testing, MRT — multi-well retrospective testing), as well as calibration of the existing dynamic model into according obtained information about the cross-well space.

Conclusion. The MSDP for this field made it possible to choose an economically optimal strategy for further steps in research and activities (workovers, new drilling) aimed at increasing oil production. In addition, based on the results of the PCT, it was possible to localize the zone of residual reserves.

Keywords: brown fields, production enhancement, reservoir pressure maintenance, reservoir connectivity, pulse-code pressure testing, reserves localization

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

Acknowledgments: the authors would like to express their gratitude to the management and engineers of Gazprom Neft, Gazpromneft STC, Gazpromneft-Noyabrskneftegas and Sofoil for their contribution to the analysis and for providing an opportunity to share the results of the findings in the paper.

For citation: Popov A.Yu., Zhdanov I.A., Pakhomov E.S., Aslanyan A.M., Gulyaev D.N., Krichevsky V.M., Farakhova R.R., Garnyshev M.Yu., Guss R.V., Starostin I.V., Kuznetsov M.A., Ibryaev N.P., Gaynutdinova L.I. Cross-well integrated tests implementation for reserves localization on the brown field. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(1):60–71. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-60-71>

Manuscript received 08.10.2021

Accepted 22.12.2021

Published 30.03.2022

ВВЕДЕНИЕ

Представленная статья описывает результаты проекта по локализации остаточных извлекаемых запасов, общей оценки и до-разработки одного из блоков достаточно крупного нефтяного месторождения, включающего более 1000 скважин. Будучи 30 лет

в эксплуатации, на данный момент месторождение находится на поздней стадии разработки.

Изучаемое месторождение расположено в Западной Сибири. Оно было открыто в 1968 году и изначально числилось как газовое. Позже, спустя 10 лет, была установлена промышленная нефтеносность в юрских

и нижнемеловых отложениях. Официально месторождение было введено в разработку в 1986 г. При создании технологического проекта разработки месторождения экспертами проводилась детализация и анализ геологического строения пласта R1 основной залежи. При планировании программы геолого-технологических мероприятий (ГТМ) имеющаяся залежь была разбита на участки размером в 1 км², по каждому из которых были построены геолого-статистические разрезы (ГСР). При оценке ГСР обнаружено наиболее характерное для данного участка двучленное строение пласта R1. Характеристика выделенных типов разреза представлена ниже.

- Порода-коллектор характеризуется как монолитная с толщиной более 1,5–2,0 м и с низким коэффициентом расчлененности (до 2). Коэффициент песчаности при этом равен 0,6, а проницаемость в своем максимуме достигает десятые доли мкм². Текстура породы-коллектора массивная, гидродинамически связанная.
- Чередующиеся породы-коллекторы представлены эффективными толщинами пропластков от 0,9 до 1,1 м. Пропластки имеют высокую расчлененность (более 4–5), коэффициент песчаности равный 0,6 и коэффициент проницаемости в тысячные и первые сотые доли мкм². Текстуру чередующихся пропластков можно назвать тонкослоистой, по качественной характеристике породы относятся к прерывистым коллекторам.

Задачу разработки усложняет неоднородная структура запасов по разрезу, низкая проницаемость, множественные ГРП и авто-ГРП на добывающем фонде скважин. Эти факторы наряду с большим количеством заколонных перетоков практически по всему фонду вызвали неоднородность выработки углеводородов по всей площади месторождения и, соответственно, отставание темпов добычи. Последующая оценка текущего состояния запасов и планирование доработки нефтегазового месторождения стала затруднительной.

На этом этапе разработки возможности для капитальных вложений весьма ограничены, и дальнейшая эксплуатация объекта должна опираться на точечные мероприятия с высокой экономической эффективностью. Все вышеупомянутые причины заставили прибегнуть к более глубоким и сложным методам исследования скважин, анализа запасов и проектирования доработки, что и привело к инициации данного исследования.

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

Основной целью проекта является локализация и оценка структуры остаточных запасов углеводородов, создание рентабельной экономической стратегии по их извлечению и доработке месторождения.

Для эффективного достижения основной цели использовался процесс *управления разработкой*, состоящий из следующих задач:

- выбор перспективного блока (порядка 60 скважин) на основе верхнеуровневой оценки состояния запасов;
- формирование плана исследований скважин (ГДИС/ПГИС);
- проведение исследований скважин и последующая их интерпретация;
- калибровка петрофизической модели на результаты исследований; ГДИС/ПГИС и переинтерпретация полученных данных открытого ствола;
- калибровка геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) с новыми данными РИГИС и сопоставление с результатами исследований ГДИС/ПГИС;
- создание цифрового двойника месторождения с учетом экономических особенностей проекта;
- планирование оптимальных ГТМ, основанное на комплексном анализе всех данных.

ОПИСАНИЕ РАБОЧЕГО ПРОЦЕССА УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ

Рабочий процесс *управления разработкой* состоит из следующих этапов:

- первичный анализ промысловых данных и истории разработки по методике PRIME-анализа;
- специализированный анализ промысловых данных и истории разработки по методике MRT (при наличии материалов забойной телеметрии);
- промысловые исследования скважин, основанные как на стандартных ГДИС/ПГИС, так и на основе специализированных исследований, таких как мультимедийные ПГИС по методике PROLOG и исследований межскважинных интервалов по методике РСТ;
- консолидация результатов исследований скважин в пьезодинамическую модель по методике ХРМ;
- калибровка геологической модели на основе модели ХРМ, данных добычи и геофизических исследований насыщенности пластов;
- калибровка гидродинамической модели на основе модели ХРМ, данных добычи

и геофизических исследований насыщенности пластов;

- построение цифрового двойника на основе ПО PolyPlan;
- настройка цифрового помощника PolyFlood;
- формирование оптимальной экономической стратегии выработки оставшихся запасов по методике MSDP.

Ниже приведено краткое описание каждой из составных частей, которые используются в рабочем процессе *управления разработкой*. PRIME-анализ — это процесс, построенный на верхнеуровневых метриках оценки эффективности разработки на основе данных истории разработки. PRIME-анализ выявляет области месторождения и отдельные скважины, отстающие от плановых показателей добычи и/или давления из-за слабой связности с пластом или иных нарушений целостности конструкций скважин [6, 9, 15].

MRT (мультискважинное ретроспективное тестирование) — процесс основан на совместном анализе корреляции исторических записей дебитов и забойного давления скважин. Определяет гидропроводности пласта, межскважинную связность, позволяет получить восстановленную историю пластового давления и продуктивности скважин [3, 4, 7, 8].

PCT (импульсно-кодированное гидропрослушивание) — процесс основан на записи реакции забойного давления на последовательность специальным образом варьирующихся дебитов, применяется на работающем фонде без потерь добычи [2, 5]. PCT оценивает межскважинную проницаемость и эффективную толщину пласта [8, 10–14].

PROLOG — метод основан на комбинации многорежимной глубинной расходомерии и деконволюции давления. Позволяет из профилей притока и записей давления на нестандартных режимах оценить пластовое давление и продуктивность по каждому пласту. В данном проекте применялся расширенный комплекс ПГИС на основе спектральной шумомерии и высокоточной термометрии, и численного моделирования термограмм. XPM — интеграция данных ГДИС/ПГИС в численную пьезодинамическую модель пласта. С его помощью проводится оценка ключевых параметров пластопересечений и пластов.

GFM — процесс основан на построении численной 3D геолого-гидродинамической модели, принимающий на входе XPM-откалиброванную модель. Адаптирует седиментологическую и литофациальную модели к истории добычи и геофизическим исследованиям профиля насыщенности пластов.

MSDP — процесс, основанный на поиске наилучших вариантов разработки за счет по-

строения цифрового двойника месторождения с учетом экономики актива и с привлечением цифрового помощника PolyFlood.

РЕЗУЛЬТАТЫ

По окончании всех рабочего процесса *управления разработкой* на выбранном объекте можно перечислить следующие результаты.

- **Проведен верхнеуровневый анализ по оценке потенциала месторождения и выбран наиболее перспективный блок по технологии PRIME**

По результатам детализированного анализа данных, в том числе и внесистемной информации, было принято решение сконцентрировать дальнейшие изыскания на блоке B18. Данный блок актива выделяется наличием большого количества остаточных углеводородов, пониженными коэффициентами выработки и фондом скважин, подходящим для потенциального ремонта и ЗБГС [1].

MSDP – ПРОЦЕСС, ОСНОВАННЫЙ НА ПОИСКЕ НАИЛУЧШИХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ ЗА СЧЁТ ПОСТРОЕНИЯ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ С УЧЕТОМ ЭКОНОМИКИ АКТИВА.

Далее были определены этапы разработки. На **рис. 1** приведена история выработки по КИН в блоке B18. График показывает, что прогнозный КИН, рассчитанный по методике Арпс, при текущем плане разработки составит всего около 0,22, в то время как проектный КИН по блоку равен 0,417.

- **Произведено уточнение петрофизической модели пород**

Обновленная геолого-петрофизическая модель выделяет три пачки пластов: верхняя А, средняя В и нижняя С. Эти пачки пластов разделены глинистыми перемычками, также обнаружены пять литофаций (L1, L2, L3, L4 и L5), распределенные в пачках. Стоит отметить, что с глубиной размер зерен кварца, связанный с ним индекс FZI и пластовые ФЕС ухудшаются достаточно ощутимо. Можно сказать, что лучшие коэффициенты проницаемости и пористости у пачки А, худшие — у пачки С. Однако пачка С наименее изучена, не имеется достаточного количества качественных данных керна, пачка С мало вовлечена в разработку. Все эти факторы привели к тому, что пачка С была исключена из ближайших планов мероприятий по доработке и была рекомендована к дальнейшему изучению.

- **Построены новые типовые разрезы с историческим профилем добычи/закачки**

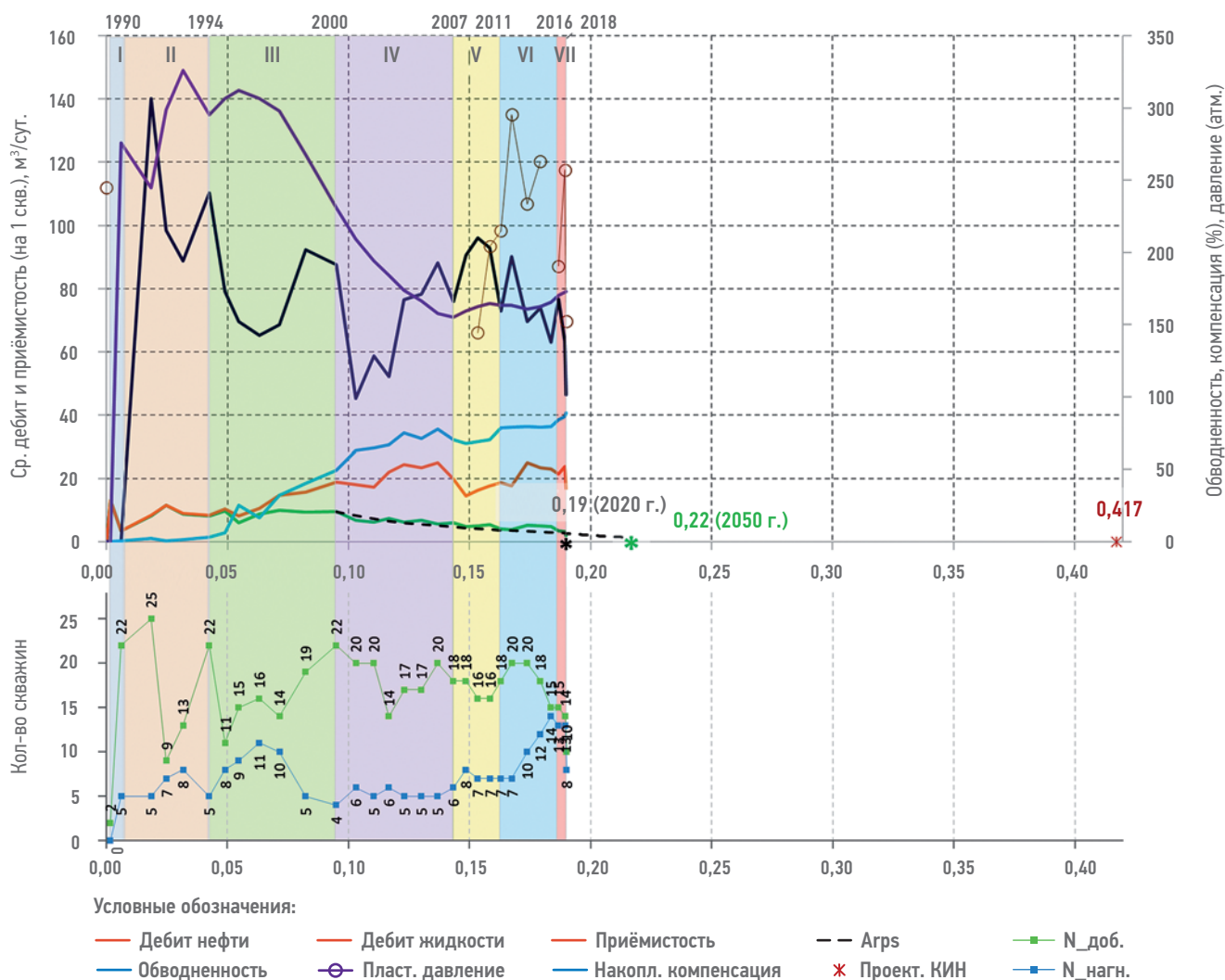


Рис. 1. История выработки блока B18. Составлено авторами
Fig. 1. Production history block B18. Compiled by the authors

по итогам первичной ревизии по паспортным данным скважин (рис. 2)

- Проанализированы результаты импульсно-кодированного гидропрослушивания для дальнейшего уточнения петрофизических свойств пород вокруг скважин в межскважинном пространстве (РСТ), уточнена проницаемость в калибровочных ячейках

На момент начала проекта по объекту данные ГДИС были в основном представлены КВД с очень низкой информативностью, записанные в условиях низкой проницаемости. Эти данные послужили для оценки продуктивности скважин, вовлеченных в PRIME-анализ. Всего было проведено 5 исследований РСТ, из которых 2 ячейки — калибровочные и 3 ячейки — сканирующие. Исследования проводились с помощью кварцевых манометров zPas-10M (производитель ООО «Зет-скан») (Руководство пользователя zPas-10M, 2021) высокого разрешения (<10 Па), что позволяет регистрировать микроскопические

отклики давления на скважинах-ресиверах, характерные для далеко стоящих друг от друга скважин в условиях низкой проницаемости.

На рис. 3 приведен пример исходных промысловых данных по итогам исследования РСТ для ячейки с нагнетательной скважиной (генератор) *139 и окружающих ее добывающих скважин (ресиверов) *157, *158.

Для дальнейшей интерпретации методом импульсно-кодированной декомпозиции, результаты представляются в виде кросс-скважинных переходных характеристик (КПХ) по аналогии с тем, как это делается в MRT.

- Построена модель проницаемости по регрессии индикатора зоны фильтрации *FZI* на пористость и глинистость

Полученная петрофизическая регрессия *FZI* далее корректировалась на результаты межскважинного гидропрослушивания (РСТ) для учета вклада макроскопических неоднородностей, которые не подхватываются керновыми данными.

Независимое подтверждение обновленной модели интерпретации ГИС ОС дает повод для дальнейшего перестроения микромоделей обводненности, которое подтверждает гипотезу PRIME-анализа о том, что тренд обводненности по некоторым из скважин

с низкой обводненностью на самом деле лежит в зоне нормального дипольного заводнения, а не в зоне неравномерной выработки.

- Произведена реаллокация непродуктивной добычи и закачки воды

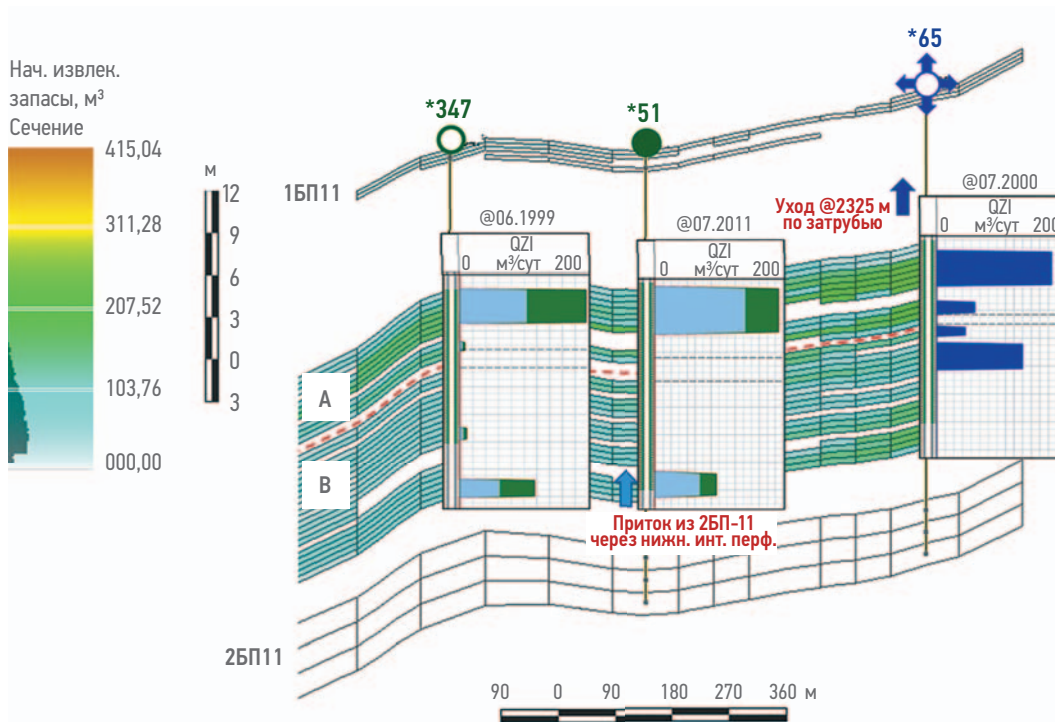


Рис. 2. Профиль добычи/закачки по итогам первичной ревизии паспортных данных. Составлено авторами
Fig. 2. Production/injection profile based on the results of the initial revision of passport data. Compiled by the authors

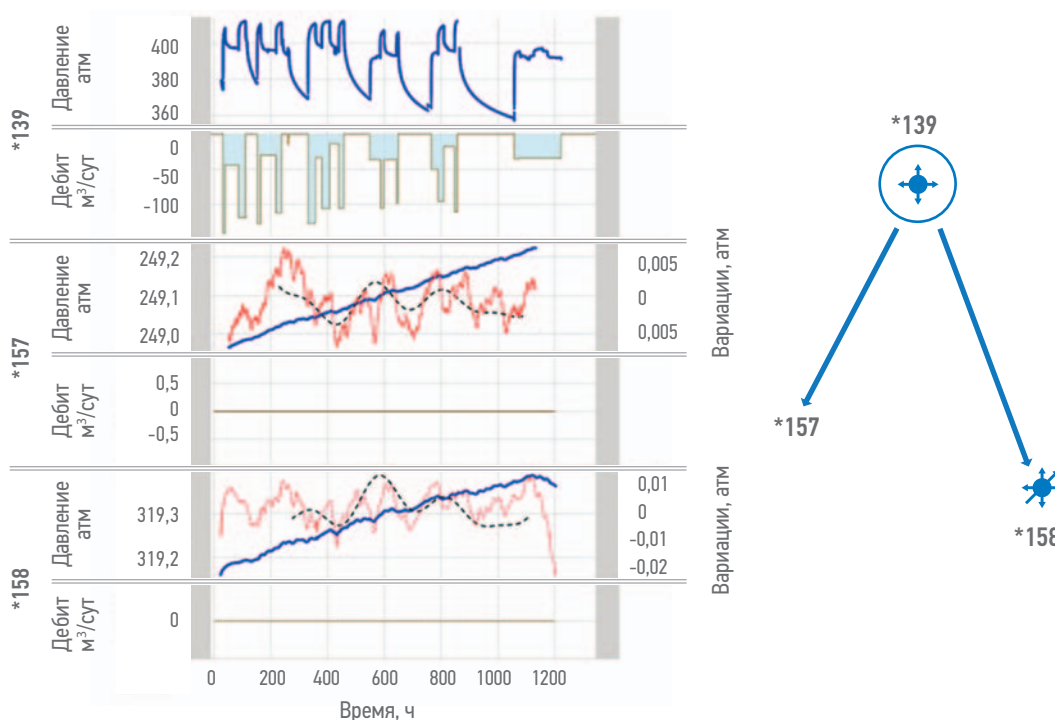


Рис. 3. График исходных промысловых данных по итогам исследования РСТ ячейки. Составлено автором
Fig. 3. Plot of initial field data from the PCT. Compiled by the authors

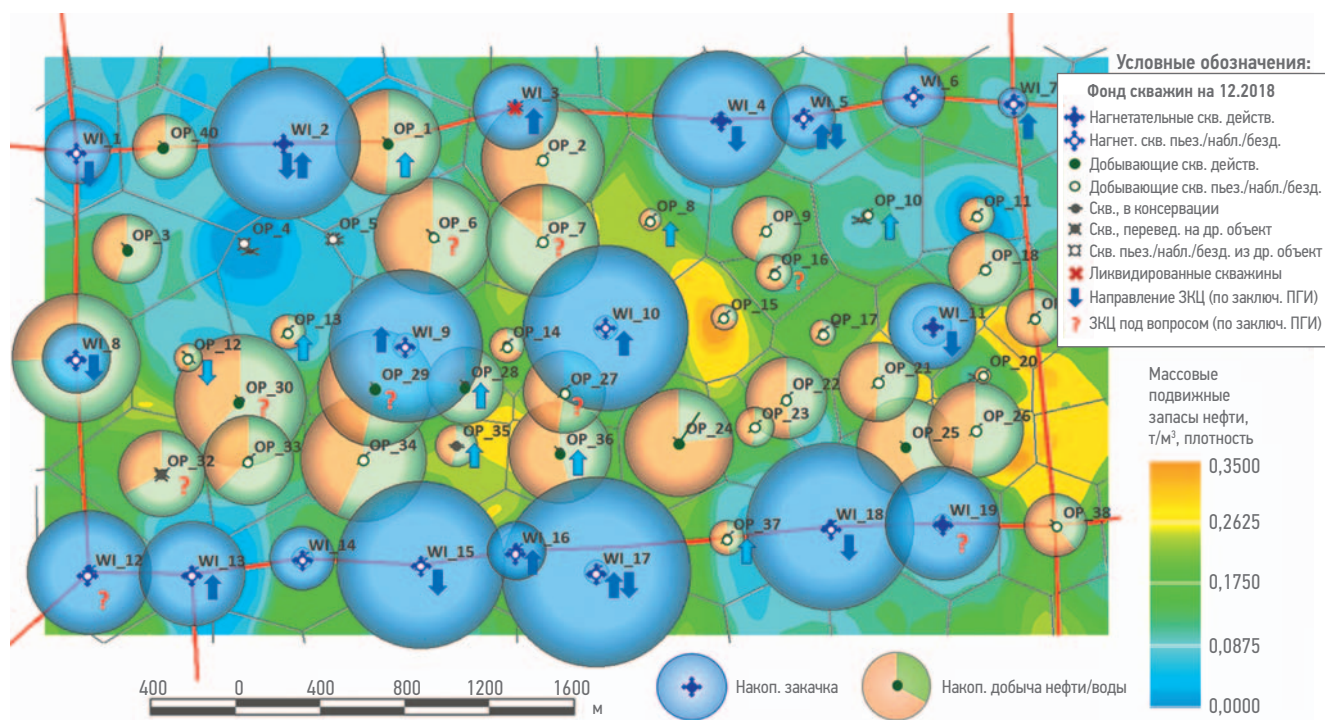


Рис. 4. Карта непродуктивной закачки и добычи по скважинам блока В18. Составлено авторами
Fig. 4. Map of unproductive injection/production, block В18. Compiled by the authors

По итогам PRIME-анализа, MRT, специализированных исследований скважин (PCT, PROLOG) и новых РИГИС была произведена оценка непродуктивной закачки и добычи воды по каждой скважине (рис. 4).

В целом по блоку общая доля нецелевой закачки составляет порядка 85 %, а нецелевой добычи — 30 %.

Следует отметить, что с течением времени основным объектом эксплуатации стали вышележащие и нижележащие водоносные горизонты, что и дало ложное представление о поддержке пластового давления и эффективности ППД.

Необходимо отметить, что в большинстве добычающих скважин были проведены высокотоннажные ГРП, а подавляющее большинство нагнетательных скважин работает в режиме авто-ГРП. Это является одной из причин большого количества нецелевой добычи/закачки в пласте R1. Другой причиной стало развитие заколонной циркуляции, вызванной разрушением заколонного цемента под многолетним воздействием агрессивных режимов эксплуатации как добычающих, так и нагнетательных скважин [1].

- Построена новая геолого-гидродинамическая модель пласта R1 и выше-/нижележащих водоносных горизонтов на блоке В18

На основе новой петрофизической модели и уточненных данных по профилю добычи и закачки по всем скважинам блока была по-

строена новая геолого-гидродинамическая модель с опорой на данные по пластовому давлению в нефтеносных объектах, полученных по итогам PRIME-анализа и PROLOG. По результатам моделирования просматривается сильно неоднородная выработка запасов по площади и разрезу, что значительно усложняет процесс доработки оставшихся запасов и требует очень аккуратного выбора локаций для уплотняющего бурения и тонкой настройки режимов работы скважин для поддержания равномерного фронта вытеснения.

Результаты бурения транзитных скважин подтвердили значения параметров пластов, спрогнозированные перекалиброванной геолого-гидродинамической моделью.

РЕКОМЕНДАЦИИ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты MSDP в совокупности с данными цифрового помощника PolyFlood позволяют определить стратегию разработки выбранного актива и план первоочередных мероприятий.

СТРАТЕГИЯ ДОРАЗРАБОТКИ БЛОКА В18

Выбранная стратегия основана на отказе от высокорискованных ГРП и замене подобных мероприятий на бурение боковых горизонтальных стволов (ЗБГС) в зоны высокой концентрации остаточных запасов

углеводородов. Для поддержания давления в зонах отбора предлагается постепенный ввод в разработку ЗБГС парами «нагнетательная-добывающая». В дальнейшем предполагается вывод простаивающих скважин из нерабочего состояния в зонах остаточных запасов для того, чтобы уменьшить непродуктивную закачку, но оставаться выше давления раскрытия трещины авто-ГРП.

ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО ДОРАЗРАБОТКЕ БЛОКА В18

Основные технико-экономические показатели по проектным ЗБГС наилучшего варианта разработки представлены в табл. 1. Основная внесистемная информация, которая не используется в расчетах цифрового двойника и цифрового консультанта, состоит из:

Таблица 1. Основные технико-экономические показатели по проектным ЗБГС
Table 1. The main technical and economic indicators

Скважина	NPV, млн руб.	PI	Q, тыс. т	NPV, млн руб.	PI	Q, тыс. т
	Пачка А			Пачка В		
*12-2	161	3,3	123,971	46	1,6	59,112
*32-2	46	1,6	40,229	54	1,8	50,902
*412-2	258	4,6	168,305	283	5,0	194,577
*38-2	80	2,1	73,069	171	3,4	114,119

- рисков по оценке состояния запасов;
 - логистики движения бригад КРС в данном регионе;
 - состояния поверхностной инфраструктуры.
- Ниже представлена карта мероприятий по наилучшему варианту разработки актива (рис. 5).

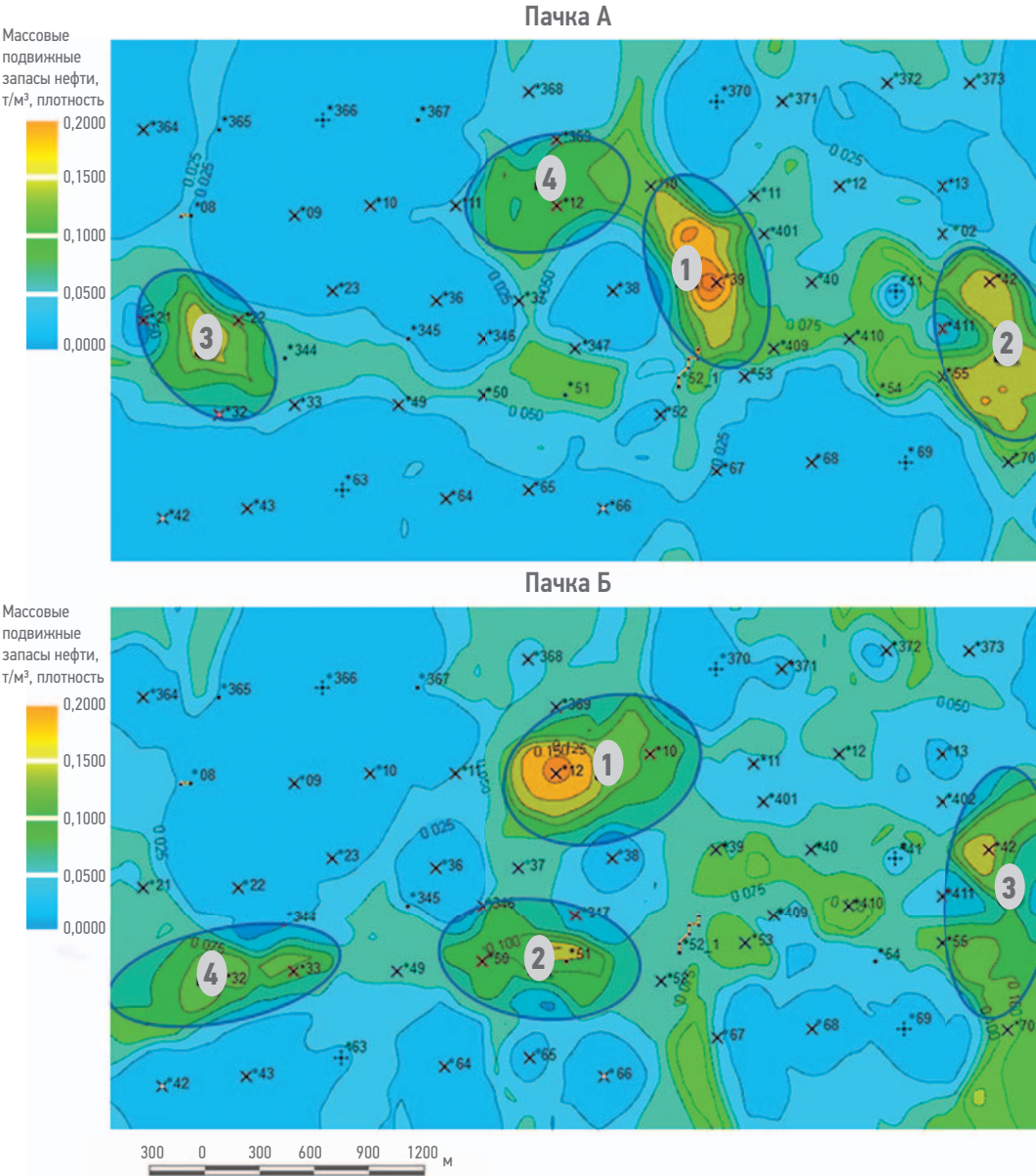


Рис. 5. Карта мероприятий по лучшему варианту разработки. Составлено авторами
Fig. 5. Map for the best development scenario. Compiled by the authors

По итогам MSDP можно рекомендовать проведение дополнительного изучения пачки С в связи с ее возможной экономической рентабельной эксплуатацией. Рекомендуется горизонтальное бурение с малотоннажным многостадийным ГРП. На данный момент причиной недостаточной разработки пачки С можно назвать неопределенность в оценке ее ФЕС.

Описание данного проекта дает представление обо всех сложностях и масштабных изысканиях рабочего процесса *управления разработкой*. Вовлечение мультидисциплинарной группы размером в 10 человек и средний срок работ в 12 месяцев делает подобные проекты редко реализуемыми на практике.

Подобные программы целесообразно применять к наиболее важным и высококорисновым активам. Однако отдельные сервисы, такие как PRIME, MRT и РСТ автоматизированы и используются индивидуально на менее масштабных проектах.

Иные процедуры *управления разработкой* также совершенствуются, наблюдается прогресс в создании цифровых помощников с элементами искусственного интеллекта (в составе модуля PRIME и PolyFlood). Все это, несомненно, позволит внедрить в практику нефтяной инженерии более совершенные методы проектирования выработки запасов с максимальной экономической эффективностью.

Список литературы / References

1. Ларионов В.В. Радиометрия скважин. М.: Недра, 1969 [Larionov V.V. Radioactive well logging. Moscow: Nedra, 1969 (In Russ.).]
2. Aslanyan A., Aslanyan I., Farakhova R. Application of Multi-Well Pressure Pulse-Code Testing for 3D Model Calibration. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dubai, UAE, 26–28 September 2016. SPE-181555-MS. <https://doi.org/10.2118/181555-MS>
3. Aslanyan A., Asmadiyarov R., Kaeshkov I. Multiwell Deconvolution as Important Guideline to Production Optimisation: Western Siberia Case Study. Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Beijing, China. 20–23 March 2019. IPTC-19566-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19566-MS>
4. Aslanyan A., Ganiev B., Lutfullin A. Assessing Efficiency of Multiwell Retrospective Testing MRT in Analysis of Cross-Well Interference and Prediction of Formation and Bottom-Hole Pressure Dynamics. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia. 12–15 October 2019. SPE-196839-MS. <https://doi.org/10.2118/196839-MS>
5. Aslanyan A., Ganiev B., Lutfullin A. Localization of the Remaining Reserves of R Oilfield With Pulse Code Pressure Testing. Paper presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Bali, Indonesia, 29–31 October 2019. SPE 196338-MS. <https://doi.org/10.2118/196338-MS>
6. Aslanyan A., Ganiev B., Lutfullin A. Production performance analysis of Volga-Ural mature waterflood with PRIME diagnostic metrics. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia, 12–15 October 2021. SPE-206513-MS.
7. Aslanyan A., Grishko F., Krichevsky V. Assessing Waterflood Efficiency with Deconvolution Based Multi-Well Retrospective Test Technique. Paper presented at the SPE Europec Featured 81st EAGE Conference and Exhibition. London, UK, 3–6 June 2019. SPE-195518-MS. <https://doi.org/10.2118/195518-MS>
8. Aslanyan A., Kovalenko I., Ilyasov I. Waterflood Study of High Viscosity Saturated Reservoir with Multiwell Retrospective Testing and Cross-Well Pressure Pulse-Code Testing. Paper presented at the SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition. Kuwait City, Kuwait. 10–12 December 2018. SPE-193712-MS. <https://doi.org/10.2118/193712-MS>
9. Aslanyan A., Margarit A., Popov A. Production performance analysis of Western Siberia mature waterflood with PRIME diagnostic metrics. Paper presented at the Middle East Oil and Gas Show and Conference (MEOS), Bahrain, 28 November – 1 December 2021. SPE-204641-MS.
10. Ganiev B., Lutfullin A., Karimov I. 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. Moscow, Russia, 12–14 October 2020. SPE-201918-MS. <https://doi.org/10.2118/201918-MS>
11. Ganiev B., Lutfullin A., Aslanyan A. The Integrated Technology of Residual Reserves Localization and Profit Increase on Brownfield. 82nd EAGE Annual Conference & Exhibition, Amsterdam, 18–21 October 2021. <https://doi.org/10.2118/205172-MS>
12. Kim V., Aslanyan A., Gulyaev D. Waterflood Analysis with Pulse-Code Pressure Interference Testing in Eastern Siberia Carbonate Reservoirs. Paper presented at the SPE Europec Featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition. Amsterdam, The Netherlands. 8–10 June 2020. <https://doi.org/10.2118/200542-MS>
13. Myakeshev N., Aslanyan A., Farakhova R. Carbonate Reservoir Waterflood Efficiency Monitoring with Cross-Well Pulse-Code Pressure Testing. Paper presented at the SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation. Kuala Lumpur, Malaysia. 7–8 November 2017. SPE-189258-MS. <https://doi.org/10.2118/189258-MS>
14. Sabzabadi A., Masoudi R., Arsanti D. Verifying Local Oil Reserves Using Multi-Well Pressure Pulse Code Testing. Paper presented at the Offshore Technology Conference Asia. Kuala Lumpur, Malaysia. 20–23 March 2018. SPE-28601-MS. <https://doi.org/10.4043/28601-MS>
15. Aslanyan A., Popov A., Zhdanov I., Pakhomov E., Ibrayev N., Kuznetsov M., Krichevsky V., Garnyshev M., Guss R. Localisation and recovery planning of the remaining hydrocarbon reserves based on DOM workflow. SPE-206494-EN.

ВКЛАДЕ АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.Ю. Попов — принимал активное участие в составлении концепции работы, осуществлял экспертную поддержку при опробовании методик и технологий.

И.А. Жданов — управлял совместной работой междисциплинарных групп, координировал специалистов из разных организаций.

Е.С. Пахомов — принимал активное участие в экспертизе элементов технологии, проводил интерпретацию полевых исследований.

А.М. Асланян — разработал инструментарий и концепцию комплексного изучения залежи и составления экономически оптимальной программы разработки.

Д.Н. Гуляев — принимал активное участие в планировании и интерпретации полевых исследований, а также оказывал поддержку при калибровке ГГДМ на их результаты.

В.М. Кричевский — принимал активное участие в планировании и интерпретации гидродинамических исследований, оказывал поддержку при гидродинамическом моделировании.

Р.Р. Фарахова — оказывала методическую поддержку по элементам технологий, занималась документированием работ и их результатов.

М.Ю. Гарнышев — руководил первичным анализом разработки на основе комплекса диагностических метрик, приоритизировал дальнейшие направления работ.

Р.В. Гусс — руководил переинтерпретацией геофизических данных, обосновывал принятый коэффициент вытеснения, руководил перестроением геологической основы цифровой модели.

И.В. Старостин — принимал участие в составлении оптимального плана разработки, занимался анализом, объединением множества сценариев и выбором наиболее экономически эффективных мероприятий.

М.А. Кузнецов — осуществлял поддержку внедрения и опробования методик и технологий, внес вклад в общую концепцию работы.

Н.П. Ибряев — осуществлял постоянную координацию всех промысловых работ, участвовал в анализе результатов и планировании следующих очередей исследований на основе анализа оставшихся неопределенностей.

Л.И. Гайнутдинова — руководила адаптацией ГГДМ на историю разработки и результаты всех выполненных исследований, проводила отработку гипотез, сформулировала и подтвердила моделированием основные проблемы разработки.

Arkady Yu. Popov — drew up the concept of paper, provided expert support in testing methods and technologies.

Ivan A. Zhdanov — managed, coordinated specialists from different organizations.

Evgeny S. Pakhomov — expert support, analyze production logging.

Arthur M. Aslanyan — developed the tools and the concept of a complex analyze of the reservoir, prepare economically optimal development plan.

Danila N. Gulyaev — planning and interpretation of cross well researches, support in the calibration of the dynamic model based on cross well researches.

Vladimir M. Krichevsky — planning and interpretation of cross well researches, support in the dynamic modeling.

Rushaniya R. Farahova — methodological support in the elements of technology, was engaged in documenting the researches and their results.

Marat Yu. Garnyshev — primary analysis of the development based on diagnostic metrics.

Rodion V. Guss — petrophysical model calibration; static reservoir model creation.

Ivan V. Starostin — preparation of the development plan, analyzed many development scenarios.

Maxim A. Kuznetsov — supported the testing of methods and technologies.

Nikolai P. Ibryaev — carried out coordination of field operations, analyze of the results and planning the next stages of research.

Landysh I. Gainutdinova — led the adaptation of the dynamic modeling based on results of new researches.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Аркадий Юрьевич Попов — директор по развитию функций геологии и разработка, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: popov.ayu@yamal.gazprom-neft.ru

Иван Андреевич Жданов — руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: zhdanov.ia@gazpromneft-ntc.ru

Евгений Сергеевич Пахомов — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
625048, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14.
e-mail: pakhomov.es@gazpromneft-ntc.ru

Артур Михайлович Аслanian — ректор, ООО «Нафта Колледж»
420074, Россия, г. Казань, ул. Магистральная, д. 59/1, пом. 2.
e-mail: ama@naftacollege.com

Данила Николаевич Гуляев* — заместитель руководителя отдела гидродинамических исследований, ООО «Софойл»; доцент кафедры геофизических информационных систем ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»
420074, Россия, г. Казань, ул. Петербургская, д. 52, офис 102.
e-mail: danila.gulyaev@sofoil.com
SPIN-код: 1296-5846
AuthorID: 305820

Владимир Маркович Кричевский — руководитель отдела гидродинамических исследований, ООО «Софойл»; ассистент кафедры геофизических информационных систем ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»
420074, Россия, г. Казань, ул. Петербургская, д. 52, офис 102.
e-mail: vladimir.krichevsky@sofoil.com

Рушания Ринатовна Фарахова — генеральный директор, ООО «Софойл»
420074, Россия, г. Казань, ул. Петербургская, д. 52, оф. 102.
e-mail: rushana.farakhova@sofoil.com

Марат Юрьевич Гарнышев — специалист по гидродинамическому моделированию, ООО «Софойл»
420074, Россия, г. Казань, ул. Петербургская, д. 52, оф. 102.
e-mail: marat.garnyshev@sofoil.com

Родион Владимирович Гусс — специалист по геологическому моделированию, ООО «Софойл»
420074, Россия, г. Казань, ул. Петербургская, д. 52, оф. 102.
e-mail: rodion.guss@sofoil.com

Arkady Yu. Popov — Director for field Geology & Development improvement, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D Moika river embankment, Saint Petersburg, 190000, Russia.
e-mail: popov.ayu@yamal.gazprom-neft.ru

Ivan A. Zhdanov — Project lead, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D Moika river embankment, Saint Petersburg, 190000, Russia.
e-mail: zhdanov.ia@gazpromneft-ntc.ru

Evgeny S. Pakhomov — Chief Specialist, Gazpromneft NTC LLC
14 50 years of October str., Tyumen, 625048, Russia.
e-mail: pakhomov.es@gazpromneft-ntc.ru

Artur M. Aslanyan — Rector, Nafta College LLC
59/1 room 2 Magistralnaya Str., Kazan, 420074, Russia.
e-mail: ama@naftacollege.com

Danila N. Gulyaev* — Deputy head of well-testing department, Sofoil LLC; associate professor of the Department of Geophysical Information Systems, National University of Oil and Gas "Gubkin University"
52 office 102 Peterburgskaya Str., Kazan, 420074, Russia.
e-mail: danila.gulyaev@sofoil.com
SPIN-code: 1296-5846
AuthorID: 305820

Vladimir M. Krichevsky — Head of well testing department, Sofoil LLC; assistant lecturer of the Department of Geophysical Information Systems, National University of Oil and Gas "Gubkin University"
52 office 102 Peterburgskaya Str., Kazan, 420074, Russia.
e-mail: vladimir.krichevsky@sofoil.com

Rushaniya R. Farakhova — General Director, Sofoil LLC
52 office 102 Peterburgskaya Str., Kazan, 420074, Russia.
e-mail: rushana.farakhova@sofoil.com

Marat Yu. Garnyshev — Reservoir engineer, Sofoil LLC
52 office 102 Peterburgskaya Str., Kazan, 420074, Russia.
e-mail: marat.garnyshev@sofoil.com

Rodion V. Guss — Geological Modeling Specialist, Sofoil LLC
52 office 102 Peterburgskaya Str., Kazan, 420074, Russia.
e-mail: rodion.guss@sofoil.com

Иван Вадимович Старостин — главный специалист по гидродинамическому моделированию, ООО «Софойл»
420074, Россия, г. Казань, ул. Петербургская, д. 52, оф. 102.
e-mail: ivan.starostin@sofoil.com

Максим Александрович Кузнецов — главный геолог, АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
629807, Россия, г. Ноябрьск, ул. Ленина, д. 59/87.
e-mail: kuznetsov.mal@gazprom-neft.ru

Николай Петрович Ибряев — руководитель направления по разработке нетрадиционных запасов углеводородов и новых технологий, АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
629807, Россия, г. Ноябрьск, ул. Ленина, д. 59/87.
e-mail: ibryaev.np@gazprom-neft.ru

Ландыш Игнатовна Гайнутдинова — главный специалист, НОЦ «Газпромнефть-Политех»
194064, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29.
e-mail: gaynutdinova.li@gazpromneft-ntc.ru

Ivan V. Starostin — Chief Specialist in Hydrodynamic Modeling, Sofoil LLC
52 office 102 Peterburgskaya Str., Kazan, 420074, Russia.
e-mail: ivan.starostin@sofoil.com

Maxim A. Kuznetsov — Chief Geologist, JSC Gazpromneft-Noyabrskneftegaz
59/87 Lenina Str., Noyabrsk, 629807, Russia.
e-mail: kuznetsov.mal@gazprom-neft.ru

Nikolai P. Ibryaev — Head of the Development of Unconventional Hydrocarbon Reserves and New Technologies, JSC Gazpromneft-Noyabrskneftegaz
59/87 Lenina Str., Noyabrsk, 629807, Russia.
e-mail: ibryaev.np@gazprom-neft.ru

Landysh I. Gainutdinova — Chief Specialist, REC Gazpromneft-Polytech
29 Polytechnicheskaya Str., Saint Petersburg, 194064, Russia.
e-mail: gaynutdinova.li@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ С ПРОТЯЖЕННЫМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СТВОЛОМ И МНОГОСТАДИЙНЫМ ГРП

**Т.С. Ющенко^{1,*}, Е.В. Демин², Р.А. Хабибуллин², К.С. Сорокин¹, М.В. Хачатурян³,
И.В. Байков¹, Р.И. Гатин¹**

¹ООО «Газпромнефть — Технологические Партнерства», РФ, Москва

²Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

³ООО «Газпромнефть — Пальян», РФ, Ханты-Мансийск

Электронный адрес: Yuschenko.TS@gazprom-neft.ru

Введение. Одна из основных технологий заканчивания при промышленной добычи нефти из баженовской свиты — бурение скважин с протяженным горизонтальным стволом (ГС) и многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). При добыче нефти из сверхнизкопроницаемых пластов скважинами с протяженным ГС и МГРП дебиты за первый год падают на 70–80 %, процесс дренирования проходит в нестационарном режиме на протяжении всего срока работы скважины. Это приводит к появлению осложнений как при работе на режиме фонтанирования, так и при эксплуатации механизированным способом.

Целью данной работы является описание и моделирование реальных осложнений в скважинах баженовской свиты с протяженным ГС и МГРП, а также разработка методов борьбы с этими осложнениями.

Материалы и методы. В данной статье комплексно использованы промысловые данные о работе скважин с ГС и МГРП на баженовскую свиту, а также инструменты по численному моделированию нестационарных течений флюида в скважинах.

Результаты. По результатам проведенного анализа промысловых данных и численного моделирования продемонстрированы осложнения, которые могут возникать при эксплуатации скважин с протяженным ГС и многостадийными ГРП в условиях разработки ТРИЗ. В связи с быстрым падением дебитов, уменьшением обводненности и ростом газового фактора со временем в стволе скважины вероятны образование пробкового режима течения и прекращение выноса более тяжелой фазы в связи с низкими скоростями потока. При создании высоких депрессий в начальный период работы скважины возможен вынос проппанта в горизонтальный ствол и уменьшение эффективного сечения скважины, вследствие чего увеличивается перепад давления по стволу скважины и снижается депрессия на пласт. Другие осложнения связаны с последствиями и технологиями ГРП. Данные эффекты показаны как на основе промысловых данных, так и при численном моделировании процессов течения в скважине в специализированных программных продуктах.

Выводы. В статье на основе численного моделирования и анализа опыта эксплуатации предлагаются корректирующие мероприятия для борьбы с осложнениями, показаны реальные примеры применения данных рекомендаций на промысле. При выводе скважин на режим, а также работе на режиме фонтанирования необходим постоянный контроль параметров работы скважин, а также проведение численного моделирования для предотвращения осложнений.

Ключевые слова: работа скважин, нестационарные течения, ТРИЗ, баженовская свита

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Ющенко Т.С., Демин Е.В., Хабибуллин Р.А., Сорокин К.С., Хачатурян М.В., Байков И.В., Гатин Р.И. Особенности эксплуатации скважин баженовской свиты с протяженным горизонтальным стволом и многостадийным ГРП. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(1):72–88. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-72-88>

Статья поступила в редакцию 09.06.2021

Принята к публикации 15.08.2021

Опубликована 30.03.2022

OPERATION FEATURES OF WELLS WITH AN EXTENDED HORIZONTAL WELLBORE
AND MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING OPERATION IN BAZHENOV FORMATION

**Taras S. Yushchenko^{1,*}, Evgeniy V. Demin², Rinat A. Khabibullin², Konstantin S. Sorokin¹,
Mikhail V. Khachatryan³, Iskander V. Baykov¹, Rustam I. Gatin¹**

¹Gazpromneft — Technological Partnerships, RF, Moscow

²Gazpromneft STC RF, RF, Saint Petersburg

³Gazpromneft Palyan, RF, Khanty-Mansiysk

E-mail: Yuschenko.TS@gazprom-neft.ru

Introduction. One of the main technologies for Bazhenov oil formation development is drilling wells with an extended horizontal wellbore and multi-stage hydraulic fracturing. Oil production rates in such wells for the first

year drop by 70–80 % for ultra-low-permeability formations. The drainage process takes place in an unsteady mode throughout the entire life of the well. This leads to the emergence of complications both when operating in the flowing mode and with artificial lift.

The aim of this work is to describing and modeling real complications in wells with extended horizontal wells and multi-stage hydraulic fracturing, operating on the Bazhenov formation, as well as possible methods of dealing with these complications.

Materials and methods. This article comprehensively is used field data on well operation with horizontal wells and multi-stage hydraulic fracturing in the Bazhenov formation, as well as tools for computational modeling of transient multiphase fluid flow in wells.

Results. The complications that can arise during the operation of wells with extended horizontal wells and multi-stage hydraulic fracturing in the conditions of for ultra-low-permeability formations development have been demonstrated based on the result of the technological experiment. A plug flow may form in the wellbore due to a rapid drop in production rates, a decrease in water cut and an increase in the gas-oil ratio over time, as well as due to the inability to carry out a heavier phase due to low flow rates in the wellbore. Proppant can be carried into the horizontal wellbore at high drawdowns in the initial period of well operation and reduce the effective section of the well, as a result of which the pressure drop along the wellbore increases and the drawdown decreases. Other complications are associated with the consequences and technologies of hydraulic fracturing. These effects are shown both on the basis of production data and in the numerical modeling of flow in the well in specialized software products.

Conclusion. On the basis of numerical modeling and analysis of operating experience, corrective measures are proposed to deal with complications, and real examples of the application of these recommendations in the field are shown. At processes of drawdown management and next operation in the flowing mode it is necessary to constantly monitor the parameters of well operation and use simulation to exclude complications.

Keywords: well operation, Bazhenov formation, transient flow, shale oil

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

For citation: Yushchenko T.S., Demin E.V., Khabibullin R.A., Sorokin K.S., Baykov I.V., Khachatryan M.V., Gatin R.I. Operation features of wells with an extended horizontal wellbore and multistage hydraulic fracturing operation in Bazhenov formation. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(1):72–88. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-72-88>

Manuscript received 09.06.2021

Accepted 15.08.2021

Published 30.03.2022

ВВЕДЕНИЕ

Промышленная добыча нефти из бажендовской свиты возможна только при бурении скважин с протяженным горизонтальным стволом (ГС) и проведении многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) [1, 2]. На сегодня в России длина ГС в скважинах, добывающих нефть из бажендовской свиты, достигает 1500–2000 м [2, 3], в то время как в международной практике длина ГС для добычи нефти из сланцевых месторождений достигает 3000–4000 м [4]. Для проведения МГРП используется технология «Pump Down Perforator» (PDP): в ГС спускается и цементируется хвостовик, далее через равные расстояния (30–50 м), от окончания ГС («носок») к началу ГС («пятка») последовательно проводится перфорация и ГРП по стадиям с целью создания разветвленной системы трещин в бажендовской свите. При этом ранее проведенные стадии ГРП изолируются специальными пакер-пробками (нерастворимые глухие, растворимые глухие, нерастворимые проходные с посадочным седлом для растворимого шара или растворимые проходные с посадочным седлом для растворимого шара) [5]. Таким образом, приток флюида в скважину осуществляется вдоль всего

ГС, дебит жидкости монотонно нарастает от «носок» к «пятке» и является максимальным у последней стадии ГРП. Количество стадий ГРП на данный момент достигает 24–30 (общее число перфорационных кластеров порядка 100) на скважину в России. В мире количество стадий ГРП на одну скважину доходит до 50 [6].

При проведении ГРП одним из важных параметров является скорость закачки жидкости ГРП в пласт. Для увеличения скорости закачки и снижения потерь на трение в скважине используются насосно-компрессорные трубы (НКТ) и хвостовики внешним диаметром от 114 до 140 мм при скоростях закачки жидкости ГРП до 16 м³/мин. [7, 8]. В качестве уплотняющего элемента между НКТ и хвостовиком, минимизирующего риск утечек жидкости ГРП в затрубное пространство, используется стингер [8]. Вследствие этого, в процессе проведения ГРП флюид течет от устья до забоя по условно постоянному диаметру поперечного сечения ствола скважины.

После проведения МГРП давление в трещинах ГРП и в пласте рядом с трещинами значительно превышает начальное пластовое давление, соответственно в скважине, заполненной водой, на устье наблюдается

избыточное давление порядка 100–150 бар [9]. Данный факт существенным образом ограничивает проведение внутрискважинных работ, требующих глушения (смена НКТ, перевод на ЭЦН и т.д.). С учетом высокого избыточного давления проведение подобных работ потребует использования тяжелых растворов глушения, что является нежелательным, так как может снизить проводимость трещин, ухудшить свойства призабойной зоны пласта и снизить продуктивность скважины. Поэтому чаще всего в начальный период эксплуатации скважину обрабатывают на режиме фонтанирования, желательно до снижения пластового давления в области дренирования ниже или на уровне гидростатического [9], чтобы иметь возможность заглушить скважину на технической воде плотностью 1,01–1,07 г/см³. Возможность отработки скважины на режиме фонтанирования зависит от свойств коллектора и флюида: чем выше газосодержание пластовой нефти и проводимость пласта, тем больше вероятность успешной отработки скважины до снижения пластового давления ниже гидростатического на режиме фонтанирования. При вводе в работу скважин с ГС и МГРП баженовской свиты на режиме фонтанирования стартовые дебиты могут достигать до 150–200 м³/сут, но в течение первых 6–12 мес падают до 50–70 м³/сут и ниже в связи со снижением избыточного пластового давления, а также частичной деградацией трещин ГРП. В течение всего периода работы темп снижения дебитов хорошо описывается кривыми Арпса (рис. 1) [10, 11]. Скорость потока даже в первые сутки работы скважины не превышает 0,5 м/с, а спустя месяц падает до 0,2 м/с.

Скважины являются низкодебитными, вследствие этого затруднен вынос тяжелой фазы (воды) и твердых частиц (проппант и частицы породы), которые могли остаться в скважине после МГРП или выноситься из дыр перфорации при работе скважин [12–14]. Это приводит к созданию пробок в горизонтальном стволе скважины и, как следствие, к появлению существенных гидравлических сопротивлений на пути движения пластовых флюидов по скважине, что может быть причиной существенного снижения наблюдаемой продуктивности скважины и измеряемых дебитов при постоянном или снижающемся устьевом давлении [15, 16].

После прекращения фонтанирования или по факту приближения пластового давления в прискважинной зоне к гидростатическому, скважины переводятся на механизированный способ добычи или в них меняется НКТ на меньший диаметр. Учитывая особенности работы скважин баженовской свиты, отсутствие стабильного режима эксплуатации и широкий диапазон по дебитам, выделяется несколько перспективных методов мех. добычи: в первую очередь это использование газлифта, ЭЦН с широкой рабочей зоной, или объемного насоса с погружным приводом (ПЛЭН) [17, 18]. На данный момент из-за низких дебитов и большой глубины пласта (2300–3000 м) для подъема продукции на поверхность используются УЭЦН (установка электроприводного центробежного насоса), которые работают в режиме периодического кратковременного включения (ПКВ), что, с одной стороны, отчасти решает проблему транспортировки флюида с достаточно глубокого горизонта с большим

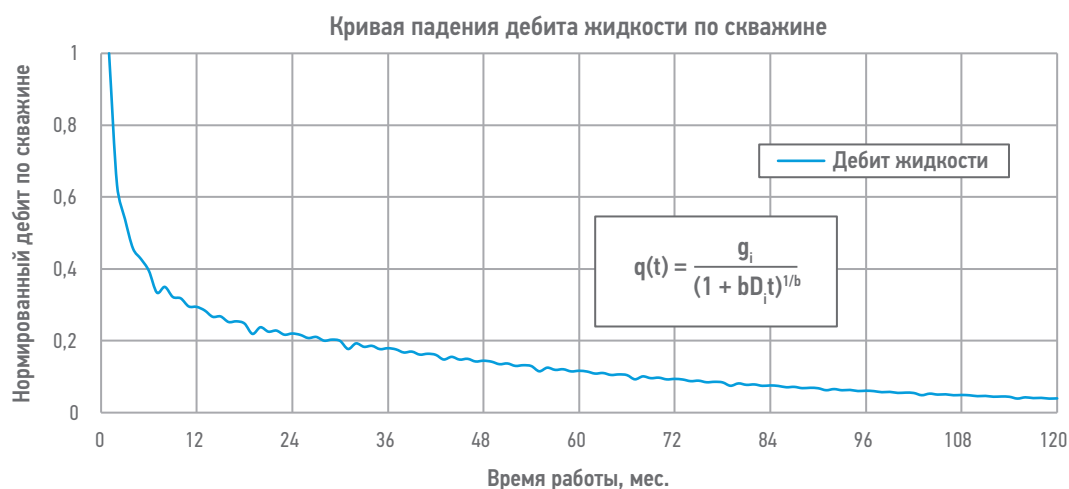


Рис. 1. Зависимость продуктивности скважины с ГС и МГРП баженовской свиты от времени за первые 10 лет работы. По оси ординат выведен дебит скважины $q(t)$, нормированный на стартовый дебит q_i ; b и D_i — параметры. Составлено авторами

Fig. 1. Production decline curve of Bazhenov formation well with HW and MHF for first ten years. The ordinate shows well flow rate $q(t)$, normalized to starting flow rate q_i . D_i and b — parameters. Made by the authors

объемным содержанием газа, но, с другой стороны, вносит существенную нестабильность в работу скважины и приводит к более скорому выходу из строя ЭЦН [19].

Отдельной важной проблемой является прогнозирование работы подобных скважин. Большинство симуляторов имеют возможность расчета только стационарного режима работы, в то время как для низкодебитных скважин с ГС и МГРП, эксплуатирующих баженовскую свиту, на первый план выходит именно моделирование нестационарных режимов течения для прогнозирования образования осложнений в скважинах и выбора оптимальных режимов работы [20, 21]. Одним из немногих коммерческих симуляторов, позволяющих проводить расчеты нестационарного многофазного (3 и более фаз) течения в скважинах, является ПО OLGA, разработанное на результатах стендовых испытаний за 30 лет [22]. Данный программный продукт позволяет проводить расчеты в скважинах с протяженным ГС и МГРП, учитывать наличие в потоке газа, нефти, воды, а также эмульсии и твердых частиц проппанта, моделировать скважинное оборудование (штуцеры, клапаны, пакеры, насосное оборудование, сепараторы и т.д.) и моделировать пласт на основе нескольких распространенных моделей течения [23].

Целью данной статьи является описание промыслового опыта работы низкодебитных скважин с протяженным ГС и МГРП, особенностей работы и осложнений по скважинам, а также моделирование различных режимов работы таких скважин в ПО OLGA, выбор оптимальных параметров скважины и анализ чувствительности характеристик флюида и параметров скважины к режиму течения в ней.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНОГО ТЕЧЕНИЯ В СКВАЖИНАХ С ГС И МГРП

Для создания гидродинамических моделей нестационарного течения в скважинах с ГС и МГРП в данной работе использовался симулятор OLGA. При создании математической модели скважины в нем используются следующие исходные данные:

- инклинометрия и конструкция скважины;
- диаметр и глубина спуска НКТ, диаметры штуцеров на устье (на выкидной линии НКТ и выкидной линии затрубного пространства), наличие пакеров, клапанов-отсекателей в скважине, а также положение датчиков измерения температуры и давления по стволу скважины;

- PVT-модель пластового флюида (в формате таблиц (*.tab) зависимости свойств фаз от температуры и давления или параметров корреляционных зависимостей, встроенных в ПО OLGA);
- модель пласта для каждой стадии ГРП и свойств пласта в выбранной модели потока;
- граничные условия на устье скважины в НКТ и затрубном пространстве, а также начальное состояние скважины.

ПЛАВНЫЙ ВНР НА СКВАЖИНАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СТВОЛОМ И МНОГОСТАДИЙНЫМ ГРП ПРЕДОТВРАЩАЕТ ДЕГРАДАЦИЮ ТРЕЩИН ГРП В УСЛОВИЯХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ.

Перед началом моделирования реальных скважин был проведен анализ чувствительности на синтетических моделях с целью оценки степени влияния изменения характера многофазного потока в горизонтальном и вертикальном участках скважины на режимы течения в этих интервалах.

На первом этапе проверялись гипотезы о блокировании части сечения скважины водой, газом и проппантом при сложной траектории горизонтального участка. Для модели горизонтального ствола оценивался перепад давления, который может возникать в скважине при формировании пробки воды, газа или проппанта. В профиле горизонтального ствола были заложены перепады по высоте в 1 м на 100 м длины как вверх, так и вниз по вертикали. Длина горизонтального ствола равнялась 1000 м. Расчет проводился для диапазонов по дебитам жидкости от 10 до 250 м³/сут, газовому фактору (ГФ) от 100 до 5000 м³/м³, обводненности от 20 до 50 % и для внутренних диаметров ГС от 100 до 125 мм.

По результатам сравнения перепадов давления на горизонтальном участке без изменения высоты и со сложным профилем, перепады давления на пробке воды/газа пропорциональны накопленному набору высоты в траектории горизонтального участка, а также разнице плотностей воды и нефти на восходящем и нисходящем участках. Пробки воды образуются на восходящих участках траектории, пробки газа — на нисходящих. В зависимости от дебита, обводненности и ГФ, перепад давления на участке в 100 м с перепадом высоты в 1 м колеблется в диапазоне от 0 до 0,2 бара. При этом максимальный перепад достигается при минимальных дебитах и высоких обводненностях. Изменение ГФ практически

не влияет на величину перепада. Наличие мех. примесей (проппанта) в скважине повышает неустойчивость потока (появляются пульсации по дебитам). Кроме того, перепад на пробке проппанта значительно выше (в 5–10 раз), чем перепад на пробках воды и газа. Наличие проппанта в скважине влияет сильнее на восходящем участке траектории, с ростом дебитов это влияние снижается. На втором этапе моделирования оценивалось воздействие вертикального участка скважины на режим течения. При этом расчеты проводились для двух участков горизонтального ствола, аналогично первому этапу, только к ним добавлялся вертикальный участок длиной 2500 м с плавным набором высоты у ГС (аналогично профилю реальной скважины с ГС баженновской свиты). При низких дебитах по скважине наблюдается неустойчивый режим работы, связанный с периодическим выносом пробок воды в зоне перехода между горизонтальным и вертикальным участками, при дебитах ниже 20 м³/сут в стволе скважины накапливается значительное количество воды, что может снижать депрессию на пласт и, соответственно, — дебиты. Вертикальный участок влияет на распределение фазового состояния вдоль трубы, но не влияет на распределение давления вдоль ГС. При этом оценка неустойчивости по критерию снижения забойного давления при увеличении дебитов подтверждается. На рис. 2 показаны зоны неустойчивого режима работы при ГФ 100 м³/м³ и обводненности

сти 20 %. При увеличении газового фактора зона неустойчивости уменьшается при тех же дебитах по жидкости. Кроме того, увеличение диаметра НКТ и хвостовика приводят к увеличению неустойчивости потока, а также подтверждается критерий стабильности режима по анализу зависимости забойного давления от изменения дебита.

Для моделирования процессов в реальных скважинах на баженновскую свиту с ГС и МГРП были взяты несколько типовых скважин месторождения. Данные по инклинометрии и конструкции в модели соответствуют фактическим данным по бурению и компоновке скважины. PVT-модель пластовой нефти создавалась и адаптировалась на результаты лабораторных исследований представительных глубинных проб в ПО PVTsim. Для адаптации PVT-модели использовались методики, подробно описанные в [24, 25]. Основные PVT-свойства пластовой нефти следующие: плотность сепарированной нефти — 821 кг/м³, плотность растворенного газа — 1,132 кг/м³ при газосодержании 151 м³/м³, вязкость пластовой нефти равна 0,36 мПа·с, давление насыщения 17 МПа, плотность пластовой нефти 710 кг/м³, коэффициент сжимаемости $25 \cdot 10^{-1}$ 1/МПа, объемный коэффициент пластовой нефти 1,374 м³/ст. м³. Начальное пластовое давление до проведения МГРП равняется 23,4 МПа, пластовая температура 110 °С. В качестве модели притока в ПО OLGA была использована линейная модель. Парамет-

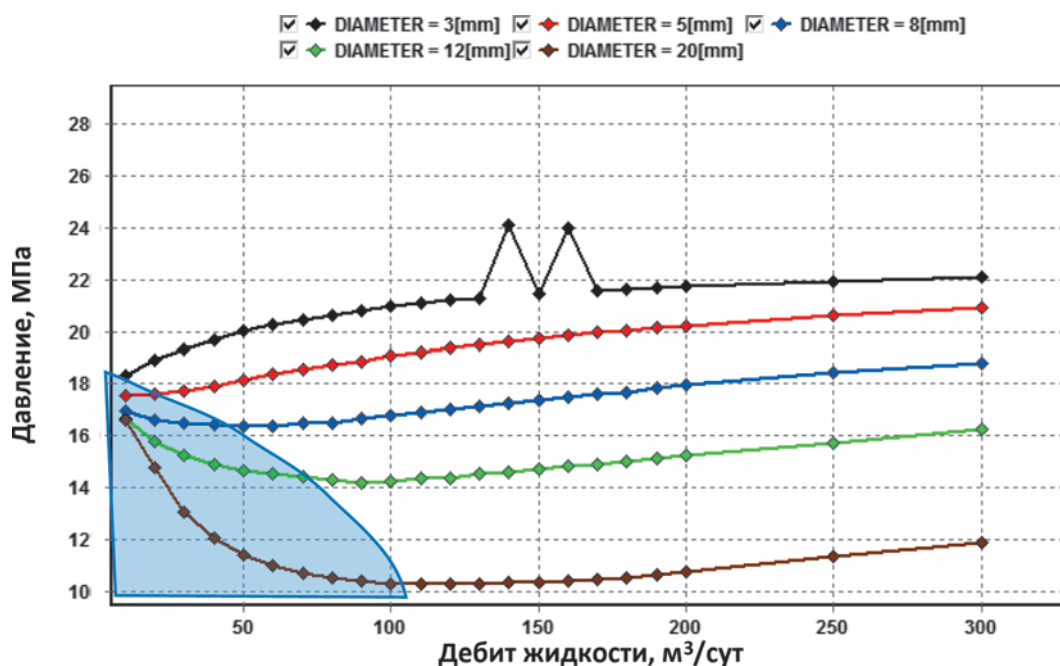


Рис. 2. Зона неустойчивого режима работы для скважины с протяженным горизонтальным стволом при ГФ 100 м³/м³ и обводненности 20 %. Составлено авторами

Fig. 2. Zone of unstable well operation mode with GOR — 100 м³/м³ and water cut — 20%. Made by the authors

тры модели: коэффициент продуктивности и пластовое давление на весь период работы скважины были получены по результатам интерпретации гидродинамических исследований, выполненных на численной модели в ПО Карра Toraze [26, 27]. Использовалась типовая методика интерпретации для низкопроницаемых коллекторов, основанная на методологии RTA (Rate Transient Analysis) [28, 29]. Согласно данной методологии, в анализе используются не только данные КВД (кривая восстановления давления), полученные при остановке скважины, а весь период работы скважины, что существенно расширяет возможности диагностирования ключевых режимов течения и дает более качественную адаптацию на реальные данные (история работы, а также производная нормированного давления на билогарифмическом графике).

В качестве начального условия скважина моделировалась как заполненная водой, давление на забое равнялось пластовому давлению после ГРП. В качестве граничных условий указывалось давление в линии, а также распределение температуры с глубиной. Приток по стадиям ГРП был распределен равномерно. Дальнейшее моделирование режимов работы реальных скважин в ПО OLGA в данной работе будет разнесено по главам в зависимости от решаемых задач и этапов работы скважины.

ПОДГОТОВКА СКВАЖИНЫ К ЗАПУСКУ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ МГРП

После проведения МГРП скважина заполнена технической водой, избыточное давление на устье составляет 100–150 бар в зависимости от свойств пласта и дизайна ГРП. В ГС находятся пробки между стадиями ГРП, которые могут быть нерастворимыми глухими (композитными), растворимыми глухими; нерастворимыми проходными с посадочным седлом для растворимого шара или растворимыми проходными с посадочным седлом для растворимого шара. Нерастворимые пробки нуждаются во фрезеровании для получения полнопроходного хвостовика. Используемые растворимые пробки после растворения оставляют в стволе скважины нерастворимые элементы, твердосплавные остатки, которые тоже нуждаются в удалении из ствола. Кроме того, в ГС после МГРП находится проппант [13, 14]. Вследствие сложного профиля ГС, возможного неполного растворения пробок и шаров ГРП, а также наличия проппанта в горизонтальном стволе велика вероятность создания дополнитель-

ных сопротивлений течению флюида в стволе скважины и, соответственно, уменьшение депрессии на первых стадиях ГРП в «носке» при вводе скважины в эксплуатацию.

На практике при установке в скважину при МГРП растворимых пробок ГРП скважины с МГРП (с растворимыми пробками или с нерастворимыми пробками с седлами под растворимый шар) запускаются в эксплуатацию сразу после проведения ГРП, без фрезерования пробок и удаления продуктов растворения пробок и растворимых шаров в горизонтальном стволе на гибкой НКТ (ГНКТ), а также без промывки скважины водой для выноса мехпримесей из ГС, т.е. в скважине не проводится нормализация забоя. Скважину запускают на короткий период времени (4–10 часов) без штуцера (проходное отверстие 32 мм) для создания большей депрессии на пласт и, предположительно, — выноса твердых частиц из ГС и призабойной зоны (остатки пробок ГРП, проппанта, породы). После этого скважину переводят на штуцер 4–8 мм в коллектор для отработки на режиме фонтанирования. При таком подходе в подготовке скважины к запуску и отработке в начальный период нет ревизии состояния ГС с помощью ГНКТ, следовательно, отсутствуют данные о числе вовлеченных в работу стадий ГРП. Нормализация забоя по таким скважинам может осуществляться через несколько месяцев работы скважины для проведения ПГИ, перед спуском ЭЦН или с целью проверки состояния ГС.

Альтернативный подход [30, 31] при подготовке скважины к запуску состоит в проведении обязательной нормализации ГС, а также смены устьевой арматуры для возможности оперативного изменения режима работы скважины. При таком подходе перед запуском скважины в работу необходимо на ГНКТ провести фрезерование ГС с промывкой водой и работой шламоуловителя с целью очистки ГС от остатков пробок ГРП, проппанта и продуктов распада сшитого геля кусочков породы, оставшихся в ГС после проведения ГРП. Далее необходимо в фонтанной арматуре предусмотреть обвязку устья скважины оборудованием с двумя параллельными выкидными линиями со штуцерами штуцерными камерами для оперативного перевода скважины с одной линии на другую в случае, если один из штуцеров забьется мех. примесями/гидратами/парафинами при освоении скважины, а также для плавного изменения режима работы скважины. В таком случае появляется возможность ревизии оценки загрязнения состояния ГС перед запуском скважины.

Таблица 1. Изменение дебита жидкости и нефти по скважинам до и после нормализации забоя (диаметры штуцера до и после нормализации забоя идентичны)

Table 1. Liquid and oil flow rates difference before and after bottomhole cleaning of Bazhenov formation wells with HW and MHF

№ скв	Количество дней в работе до нормализации	Дебит жидкости, м ³ /сут			Дебит нефти, т/сут		
		Стартовый, до нормализации	Перед нормализацией	После нормализации	Стартовый, до нормализации	Перед нормализацией	После нормализации
1	171	248	16	168	126	13	119
2	105	132	16	190	78	12	141
3	23	79	32	142	37	23	64
4	6	4	0	74	0	0	33
5	2	74	0	116	19	0	53
6	20	52	27	189	18	13	76
7	20	87	27	103	55	19	48
8	308	40	3	55	12	2	20

По результатам накопленного опыта по вводу в эксплуатацию скважин с ГС и МГРП на баженовскую свиту был выполнен сравнительный анализ режимов работы скважин для каждого из двух описанных подходов к запуску скважин. Для ряда скважин очистка ГС и нормализация забоя проводилась не перед вводом скважин в эксплуатацию,

а через некоторый период работы (1–6 месяцев) на режиме фонтанирования. Для одной из скважин нормализация забоя проводилась через 10 месяцев после ввода в эксплуатацию. На основе этих данных был проведен анализ стартовых дебитов по скважинам до и после нормализации забоя. Результаты анализа представлены в **табл. 1**. Существенное отличие стартовых дебитов и дебитов перед нормализацией связано с быстрым падением добычи по скважинам (**рис. 1**). Как видно из **табл. 1**, после нормализации забоя дебиты по скважинам выросли в несколько раз из-за того, что после ГРП при вводе скважины в работу ГС был забит мехпримесями и проппантом, депрессия не доходила до всех стадий ГРП и дебит был значительно ниже потенциально возможного. Длина ГС для выбранных скважин выше 1000 м, количество стадий ГРП больше 15. После нормализации забоя режим работы скважины становится более стабильным; так, например, скважины №4 и 5 при запуске в работу на режиме фонтанирования до нормализации не работали, после нормализации забоя скважины вышли на стабильный приток. По скважинам №1 и 2 нормализация забоя проводилась через 100–170 рабочих дней. При этом дебит после нормализации по нефти равен или превышает стартовые значения. На **рис. 3** показан режим работы скважины №2. Нормализация забоя проводилась

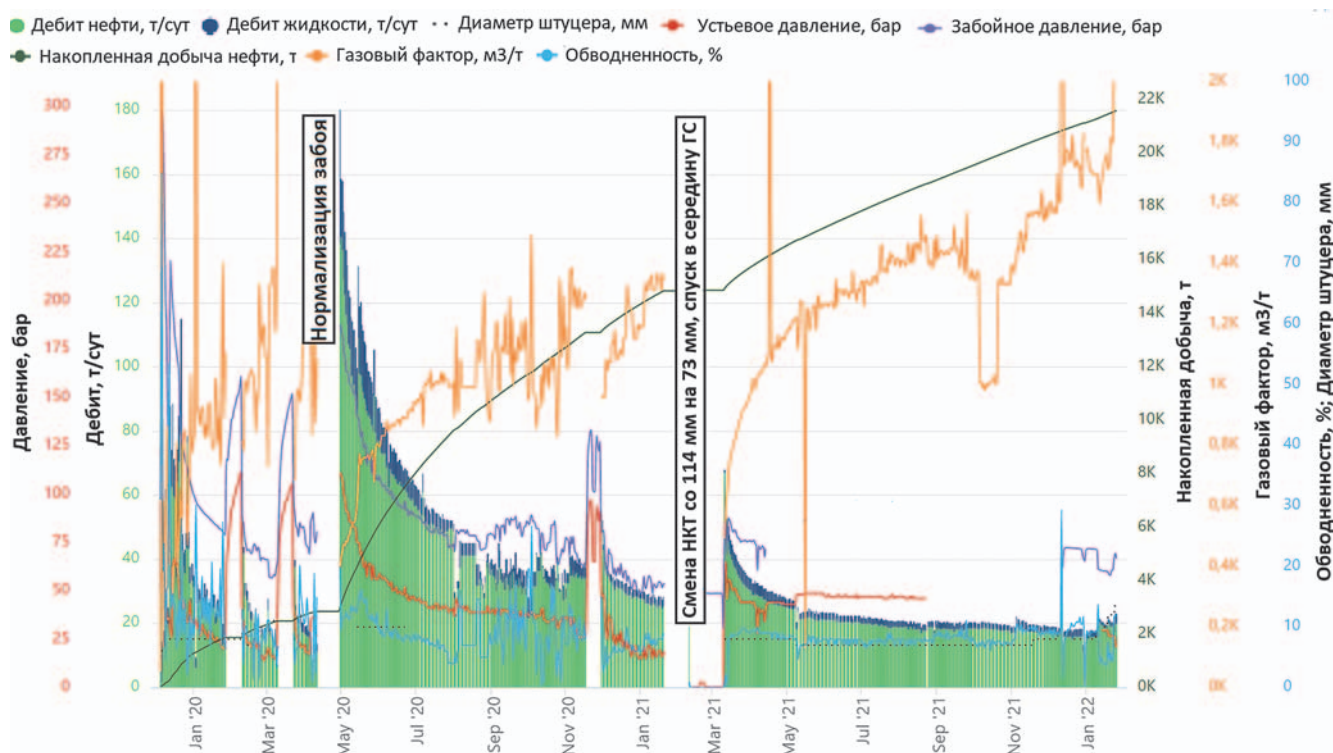


Рис. 3. Режим работы скв. №2 до и после нормализации забоя. Составлено авторами
Fig. 3. Well 2 operation history before and after bottomhole cleaning. Made by the authors

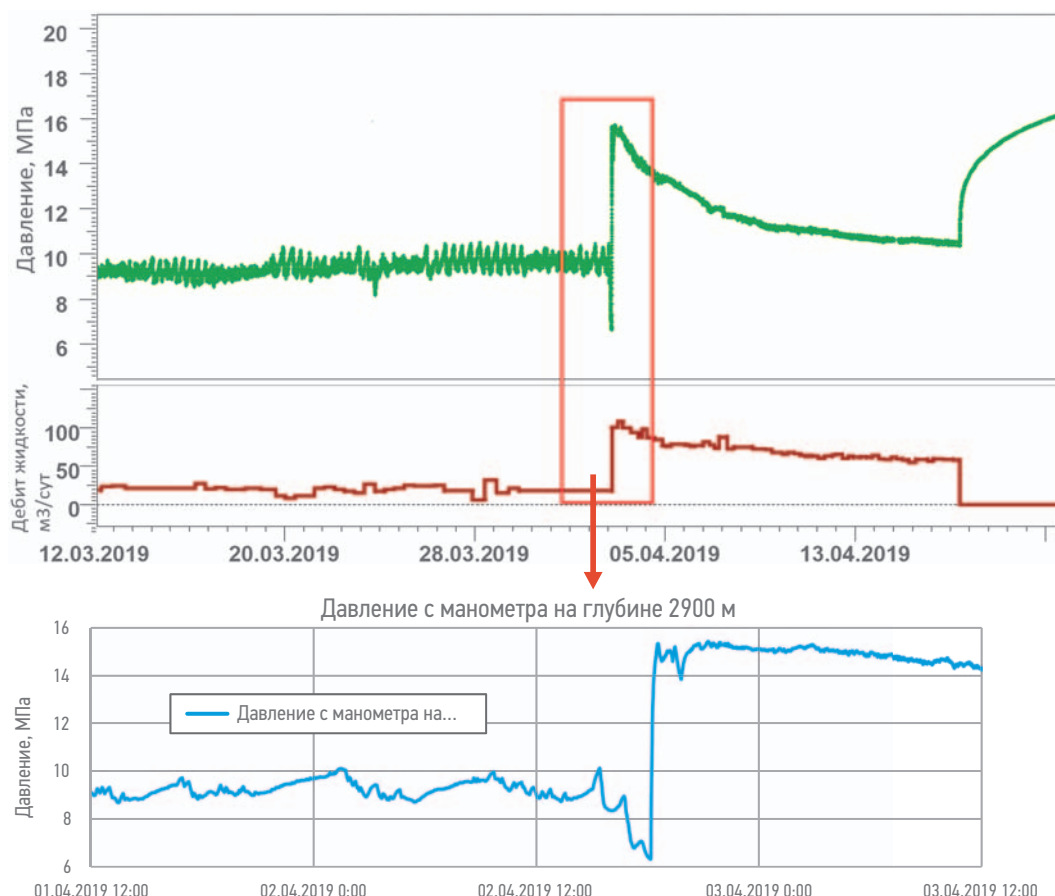


Рис. 4. Изменение давление на забое и дебита скважины при выносе пробки. Составлено авторами
Fig. 4. Bottomhole pressure and flow rates changes at plug flowing out. Made by the authors

в апреле 2020 г., привела к значительному повышению дебита нефти (с 20 до 140 т/сут), а также к увеличению стабильности режима работы. После нормализации выросли не только дебиты, но и забойные давления (по замерам глубинным манометром) в связи с привлечением в работу большего количества стадий ГРП и выравнивания распределения давлений вдоль всего ГС. Отдельно стоит отметить скв. №8: до нормализации скважина работала на ЭЦН, после нормализации перешла на стабильную работу в режиме фонтанирования.

По анализу результатов работы скважин месторождения, для которых была проведена нормализация забоя во время эксплуатации (всего 12 скважин), для 8 отмечается значительный эффект. Таким образом, для низкодебитных скважин с ГС и МГРП рекомендуется перед вводом в эксплуатацию проводить нормализацию забоя, а в обявке устья предусматривать две параллельные линии со штуцерами для плавного перевода скважины из одной линии в другую.

Также представляет интерес анализ режимов работы скважин, для которых нормализация ГС не выполнялась. Для 4 скважин из 8 наблюдался вынос пробок воды/проп-

панта/остатка пробок ГРП, который существенно влиял на режим работы. Для выноса пробки скважину на 4–6 часов переводили на работу без штуцера, т.е. меняли проходное сечение с 6 до 32 мм. Это приводило к кратковременному резкому увеличению депрессии на пласт и увеличению скорости потока в ГС. Перед проведением такой операции в одной из скважин был спущен глубинный манометр, на котором удалось зафиксировать вынос жидкостной пробки и оценить перепад давления в ГС до/после ее выноса. Фактические данные приведены на **рис. 4**.

Как видно из графиков на **рис. 4**, глубинный манометр до выноса пробки показывал значение давления около 90 бар (манометр находится на 300 м выше «пятки»), дебит жидкости был около 20 м³/сут. Исходя из предположения о наличии пробки жидкости и мехпримесей в ГС, давление за пробкой в стимулированном интервале было значительно выше, на уровне 180–210 бар, т.е. наличие пробки (вода и, возможно, проппант) создавало значительные гидравлические сопротивления в зоне перфорации, что существенно влияло на продуктивность скважины. После увеличения диаметра штуцера давление резко снизилось по всему

стволу скважины, что видно на графике давления на манометре (до 60 бар), это привело к расширению газа в скважине, в том числе в ГС, и заставило сдвинуться жидкость и пробку в ГС. После того, как пробка прошла манометр, давление на нем выросло до 150 бар, что уже соответствует эффективному забойному давлению в скважине после выноса пробки. Дебит при этом вырос с 20 до 80 м³/сут (соответственно, ранее эффективное забойное давление было выше 150–180 бар). Перепад давления на пробке, таким образом, составлял минимум 50–60 бар. Дальнейшее снижение забойного давления на **рис. 4** связано с выходом на установившийся режим скважины и, возможно, частично — с накоплением жидкости (воды) в горизонтальном стволе.

Для других трех скважин наблюдалась похожая ситуация (по данным АГЗУ и устьевых манометров): при отработке скважины без штуцера резко увеличивалось устьевое и забойное давления и дебит по скважине. Изменение забойного давления (пересчитанного с устья) и дебитов при отработке без штуцера показаны в **табл. 2**.

Для проверки гипотезы о процессе формирования и выноса пробки из ГС в ПО OLGA на примере скв. №9 было проведено моделирование процесса выноса проппантной пробки из ГС. Для этого в модели в первый период времени работы скважины был смоделирован процесс выноса проппанта по стадиям ГРП. Через некоторое время вынос частиц в скважину заканчивается. При этом в горизонтальном участке скважины в зоне понижения образуется неподвижный слой проппанта, на котором появляется перепад давлений. Перепад давлений растет с течением времени, пока не достигает критического значения, перекрывая практически весь ствол. Далее потоком пробка выносятся на поверхность за счет высокого давления в стволе перед проппантной пробкой. Перепад давления на пробке в математической модели достигал значений порядка 50 бар, при этом изменение дебита после выноса пробки составило около 50 м³/сут.

Для мониторинга образования пробок в ГС скважины и своевременной борьбы с ними необходима установка в ГС распределенной системы датчиков давления. В таком случае при образовании перепада давлений между датчиками можно было бы сделать вывод об образовании пробки и принять меры по ее ликвидации (очистка с ГНКТ, отработка без штуцера и т.д.) стабилизируя тем самым режим работы скважины и повысив ее продуктивность.

ВЫВОД СКВАЖИН НА РЕЖИМ (ВНР)

Согласно проведенным теоретическим и промышленным исследованиям [31–35], для скважин с ГРП в условиях ТРИЗ для снижения деградации трещин ГРП необходимо плавно увеличивать депрессию на пласт. Создание резкой депрессии на пласт (высокий градиент депрессии) сразу после ГРП, когда в трещинах сохраняется высокое давление и процесс их обжата под воздействием горизонтальных напряжений в породе не завершен, приводит к тому, что за счет эффектов по вдавливанию проппанта в стенки трещины, уменьшению ширины закрепленной трещины, выламыванию породы внутрь трещины, сжатию проппантной пачки с эффектами компакций, крошению проппанта и коагуляции призабойной области трещины, а также выносу проппанта в скважину, снижается проводимость трещин. Теоретические обоснования для данных эффектов, а также численные расчеты показаны в [30, 32]. Данный эффект влияет на накопленную добычу по скважине как в краткосрочной перспективе, так и на общую накопленную добычу. Согласно проведенным исследованиям на месторождении Vaca Muerta депрессия на пласт должна увеличиваться со временем плавно с градиентом увеличения депрессии не превышающем критические значения. В работах [33, 34] получены значения критических градиентов для месторождения Vaca Muerta [33, 34]. Для баженовской свиты обоснование и получение таких критических градиентов увеличения депрессии на основе промышленных исследований и математических расчетов планируется при проведении полевого эксперимента по ВНР на месторождениях баженовской свиты [30–32]. Кроме того, при высоком газосодержании и давлении насыщения пластовой нефти агрессивный ВНР (создание резкой депрессии на пласт) приведет к более раннему началу разгазирования пластовой нефти в коллекторе и, следовательно, к снижению проводимости по нефти в коллекторе и трещинах ГРП.

Таблица 2. Изменение режима работы после выноса пробки по скважинам
Table 2. Well operation mode changing after plug removal

№ скв	Количество дней в работе до выноса пробки	Дебит жидкости, м ³ /сут		Забойное давление, бар	
		до выноса пробки	после выноса пробки	до выноса пробки	после выноса пробки
9	98	20	80	90	140
10	113	35	75	185	185
11	47	25	105	168	200
12	35	35	108	178	203

На данный момент вследствие проведенных теоретических обоснований при ВНР скважин баженовской свиты с ГС и МГРП используется так называемый плавный ВНР, когда депрессия на пласт создается постепенно и средний градиент депрессии не превышает 0,1–0,15 бара/час. Контроль ВНР осуществляется за счет подбора режима работы скважин на режиме фонтанирования с помощью штуцерования. При подготовке к вводу в эксплуатацию согласно разработанным рекомендациям необходимо проведение нормализации ГС, а избыточное давление на устье составляет порядка 100–150 бар, скважину можно запускать на штуцерах диаметром 2–6 мм в зависимости от свойств пластового флюида, длины ГС, дизайна ГРП и свойств пласта (т.е. от предполагаемых стартовых дебитов и ГФ). При высоком газосодержании пластовой нефти (выше 200 м³/м³) запуск на штуцере диаметром ниже 4 мм осложнен гидратообразованием из-за создания низких температур на штуцере за счет эффекта Джоуля — Томпсона. Поэтому для предотвращения гидратообразования необходимо устанавливать установки с добавлением ингибитора (желательно метанола) в поток перед штуцером или предусмотреть нагреватели. Также для контроля за температурой потока до и после штуцера необходимо устанавливать датчики температуры, это позволит заранее спрогнозировать образование гидратов.

Для плавного увеличения депрессии на пласт необходимо выбрать соответствующую программу увеличения диаметра штуцера. По опыту работы на месторождении Vaca Muerta [34, 35] и месторождении баженовской свиты Ханты-Мансийского автономного округа диаметр штуцера увеличивается от 2–4 до 8–12 мм в течение 1–3 месяцев работы. При таком ВНР максимальный дебит нефти по скважине достигается через 1–3 месяца работы, после чего начинает падать со временем согласно **рис. 1**. План ВНР необходимо подбирать для каждой скважины отдельно согласно свойствам пласта, пластового флюида, дизайну ГРП и параметрам скважины. Пример вывода на режим для скважины баженовской свиты показан на **рис. 5** (скв. №13). Как видно из графика, диаметр штуцера увеличивался со временем с 5 до 10 мм, максимальный дебит по нефти получен через три месяца работы скважины на штуцере 10 мм. Далее идет снижение дебита и через 7 месяцев скважина переведена на мех. добычу после снижения пластового давления ниже гидростатического. Согласно выполненному анализу режима работы скважин, для которых использовался плавный ВНР, в начальный период времени при высокой энергетике пласта режим течения стабильный с минимальными флуктуациями по давлению и дебитам на устье и забое. В скважине затрубное пространство

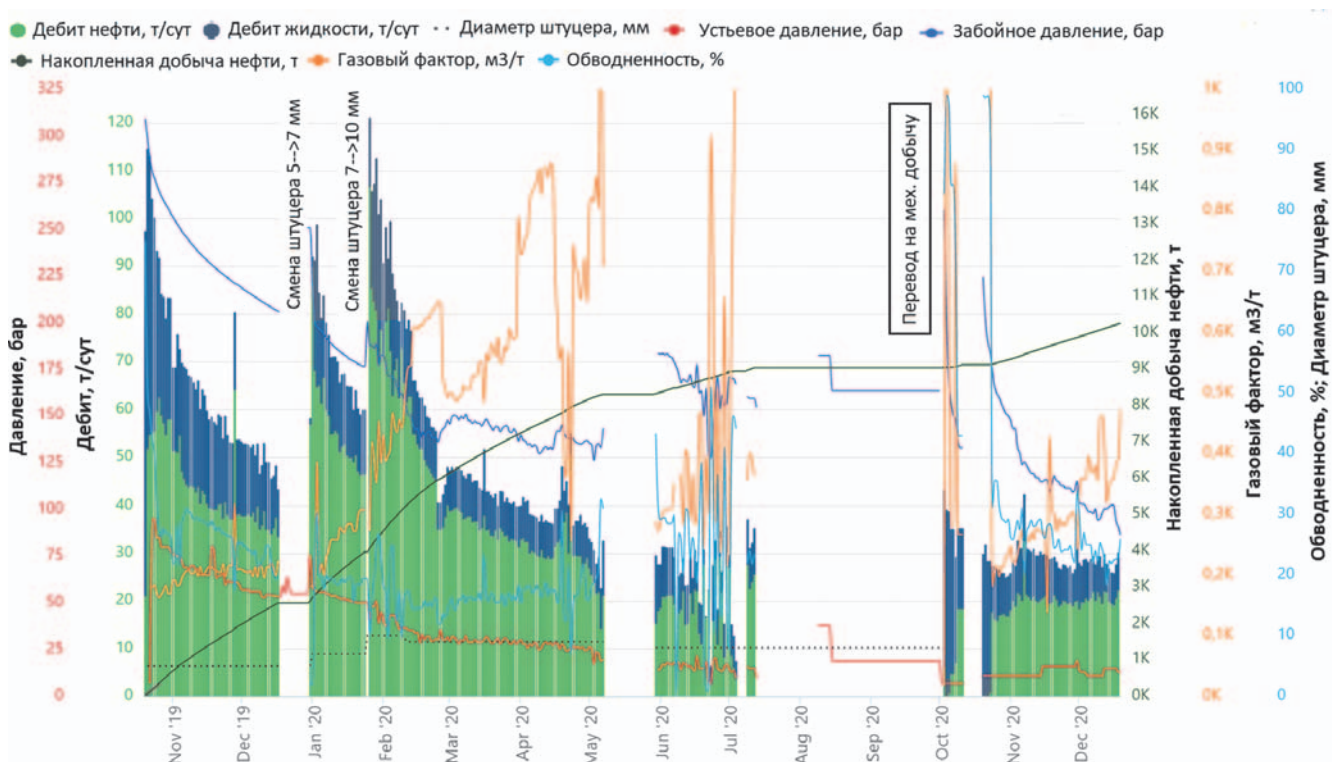


Рис. 5. Пример выхода на режим скважины №13 с ГС и МГРП баженовской свиты. Составлено авторами
Fig. 5. Well 13 drawdown management and operation history. Made by the authors

перекрыто стингером, внутренний диаметр НКТ равен внутреннему диаметру хвостовика. При замерах многофазной установкой в начальный период работы скважины, дебиты по нефти, воде и газу в течение суток колеблются не более, чем на 5–10 %. Колебания давлений на устье находятся в диапазоне 1–2 бар, на забое амплитуда колебания давления еще ниже и составляет 0,1–0,2 бара. Для оптимизации программы ВНР было выполнено сценарное моделирование различных вариантов ВНР в ПО OLGA с целью обоснования «оптимального» ВНР. «Оптимальность» понимается при этом в терминах обеспечения стабильности режима работы скважины, минимальной деградации трещин ГРП и вывода скважины на максимальные дебиты для обеспечения требуемых показателей добычи. Моделирование «идеального» ВНР для скважины №13 (режим работы показан на **рис. 5**) в ПО OLGA было проведено таким образом, чтобы средний градиент падения забойного давления при ВНР не превышал 0,15 бара/час (согласно «Оптимальному» ВНР в [33]), при этом режим работы скважины был бы стабильным максимально возможным срок. Как отмечалось ранее, для задания граничных условий на перфорации в ПО OLGA использовалась линейная модель притока, описываемая коэффициентом продуктивности по жидкости и величиной пластового давления, а также соотношением фаз (ГФ и обводненность). Для расчета данных параметров использовалась численная модель в ПО Карра Торазе, полученная по результатам интерпретации ГДИ и адаптации на реальные данные. По результатам адаптации удалось добиться хорошего качества как по показателям накопленной добычи, так и по производной давления (контроль по забойному давлению). В результате были получены оценки ФЕС пласта (абс. проницаемость $\approx 0,003$ мД) а также схемы вскрытия (среднюю закрепленную проводящую полудлину трещины ГРП и количество трещин ГРП). Кроме того, удалось настроить изменение ГФ со временем (увеличивался от 150 до 900 м³/м³). Важно отметить, что использовать историческую динамику коэффициента продуктивности и пластового давления при сценарном моделировании невозможно, поскольку меняются режимы работы скважины и смоделированная история работы может существенно отличаться от фактической. В связи с этим были выбраны элементарные шаги по времени от 1 до 14 суток (в зависимости от стабильности режима работы скважин), в течение которых итеративно уточнялись параметры пласта для ПО OLGA и забойного давления для расчета в ПО Карра Торазе с контролем

сбивки рассчитываемых показателей добычи в обоих симуляторах за выбранный промежуток времени по одному синхронизированному набору исходных данных для расчета. Таким образом, удалось выполнить сцепку численной гидродинамической модели в ПО Карра и модели нестационарного потока в стволе скважины в ПО OLGA.

В ПО Карра уточнялись значения коэффициента продуктивности и пластового давления и передавались в ПО OLGA для повторного расчета режима работы скважины и уточнения динамики забойного давления и дебитов. Далее на этот же период в ПО Карра проводился повторный расчет по уточненным забойным давлениям и для контроля выполнялось сравнение показателей добычи, рассчитанных в обоих симуляторах. Приемлемым при этом принималось расхождение не более 10 %. Для ускорения расчетов и упрощения процедуры обмена данными для каждого периода снимались значения на начало и конец периода, а в промежутке линейным образом интерполировались. Результаты моделирования показаны на **рис. 6**.

Как видно из **рис. 6**, режим работы скважины является стабильным только в первые 35–40 дней, далее появляются флуктуации по давлению и дебитам, амплитуда которых усиливается со снижением пластового и забойного давлений. Накопленная добыча нефти за 60 суток при «оптимальном» ВНР составила 3600 м³ (2970 т), а при работе на штуцере 5 мм на промысле (**рис. 5**) — 3120 м³ (2570 т). Через 60 дней по скважине № 13 начал расти ГФ, что частично стабилизировало течение, позволило снизить забойное давление и отработать скважину в течение 215 дней.

РАБОТА СКВАЖИН НА РЕЖИМЕ ФОНТАНИРОВАНИЯ

Через 6–9 месяцев работы скважины (в зависимости от плана ВНР), после снижения пластового давления ниже гидростатического, дебиты по скважине уменьшаются, и скважина переходит в нестабильный, пробковый режим работы. На **рис. 7** показан режим работы скважины №13 через 190 дней. В этот момент на скважине была размещена многофазная установка для замера дебитов.

Как видно из **рис. 7**, амплитуда изменения давления перед штуцером за 3 недели увеличивается с 3 до 10 бар, расходы жидкости изменяются на 30–50 %. Это говорит о нестабильном режиме работы скважины, постоянном выносе пробок воды, в таком режиме скважина не может проработать долгий период из-за постоянного снижения

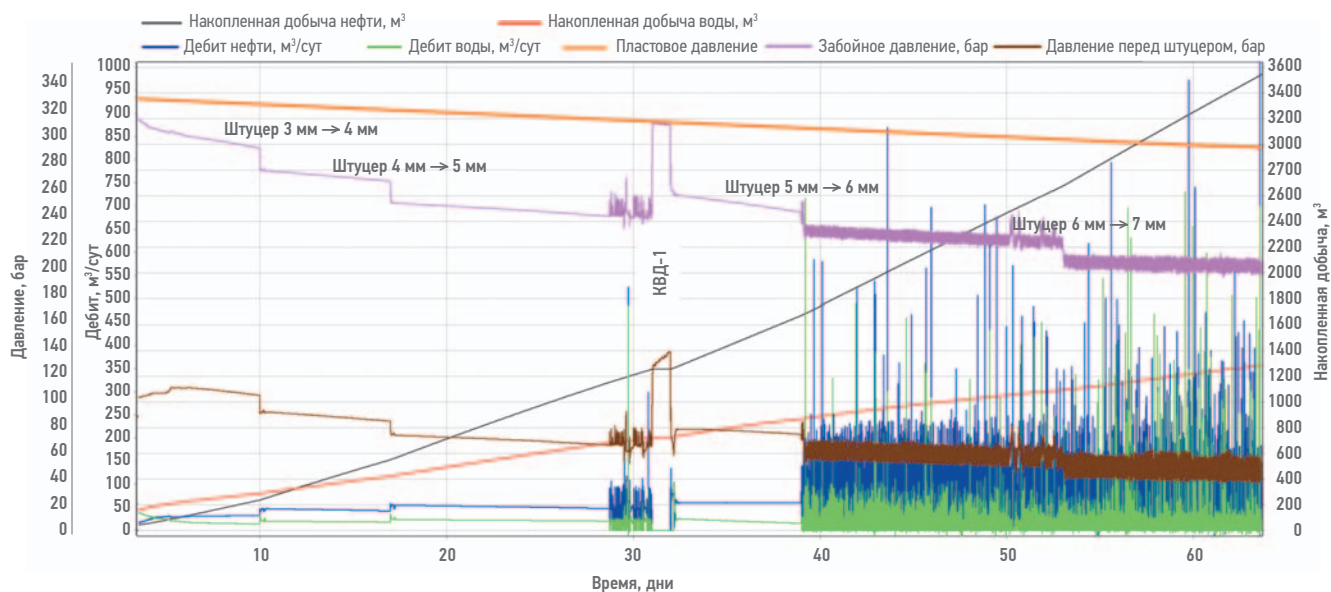


Рис. 6. Расчет «Оптимальный» BHP для скважины №12 в ПО OLGA. Составлено авторами
Fig. 6. "Optimal" drawdown management calculation for well 12 in OLGA software. Made by the authors

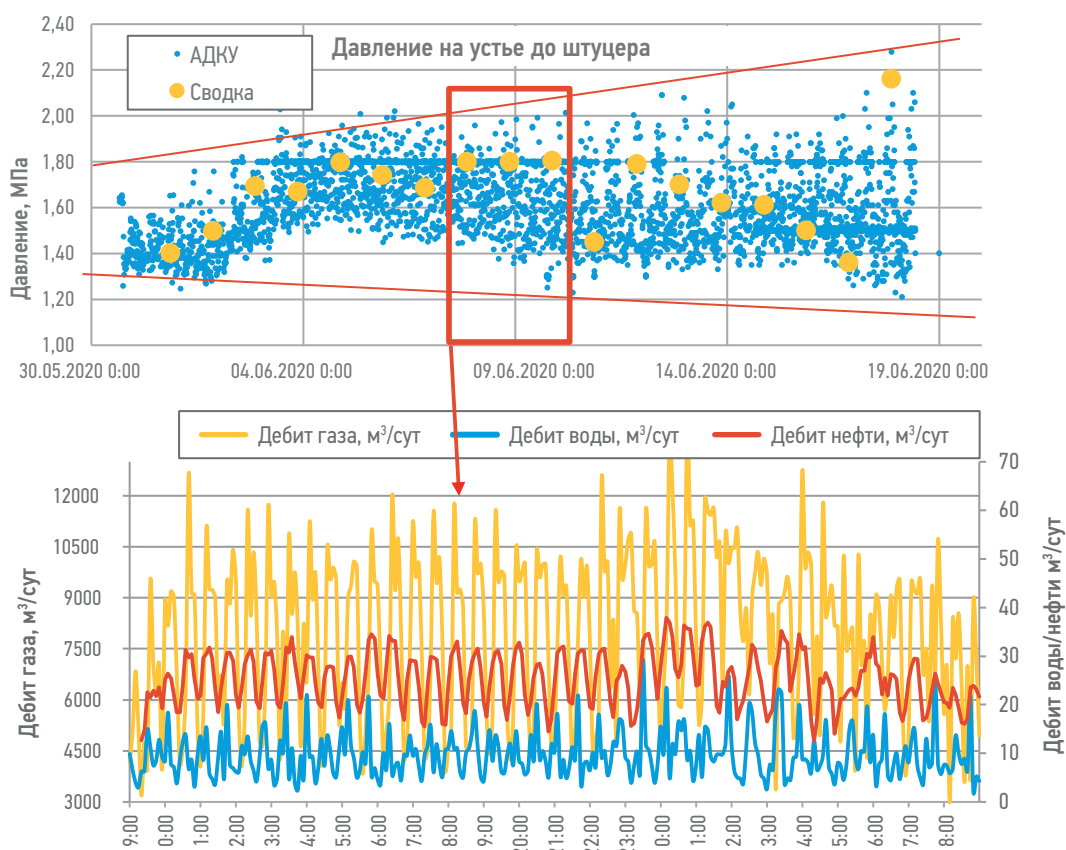


Рис. 7. Режим работы скважины №12 через 190 дней при фонтанировании. Составлено авторами
Fig. 7. Gas, oil and water flow rate at unstable operation mode of well 13 on 190 working day by the data of multiphase flow gauge. Made by the authors

коэффициента продуктивности, забойного и пластового давления. На рис. 7 показано, что давление на устье перед штуцером составляет порядка 11–15 бар и близко к давлению в линии. Скважина №13 прекратила стабильное фонтанирование через 225 дней.

В ПО OLGA модель скважины №13 была адаптирована на реальные значения дебитов и давлений по скважине (рис. 7 на 190 дней) и использовалась для подбора параметров скважины таким образом, чтобы продлить работу на режиме фонтанирования,

увеличить дебиты по скважине и стабилизировать режим работы. При настройке на фактический режим работы, в ПО OLGA отмечался пробковый режим работы скважины. В результате подбора оптимального режима в математической модели изменялся диаметр штуцера, диаметр НКТ и глубина спуска НКТ (остальные параметры модели не изменялись). Наиболее оптимальный режим был выбран при спуске НКТ меньшего диаметра (73 мм) в самую низку по глубине точку ГС, при этом диаметр штуцера не изменялся. Снижение давления на воронке НКТ создало дополнительную депрессию и увеличило скорости потока в интервале перекрытия стимулированных интервалов трубой НКТ. По результатам моделирования в ПО OLGA уменьшение диаметра НКТ и спуск в нижнюю точку ГС позволяет увеличить накопленную добычу нефти по скважине в 1,2–1,5 раза в краткосрочной перспективе, а также стабилизировать забойное давление. Стоит отметить, что при моделировании диаметра НКТ меньше диаметра хвостовика и наличии связи с затрубным пространством, необходимо включать функцию моделирования затрубного пространства в ПО OLGA, т.к. это влияет на режим течения в скважине. Дополнительно необходимо отметить, что скважины при нестабильном режиме работы в конце периода фонтанирования необходимо переводить на штуцер меньшего диаметра, что позволит стабилизировать режим работы и увеличить добычу по скважине. Для 4 реальных скважин были проведены расчеты и произведена смена НКТ с 114 мм на 73 мм на промысле. При этом для 3 скважин из 4 НКТ спускали в горизонтальный ствол в нижнюю точку по абсолютной отметке. Для всех 4 скважин после смены НКТ наблюдалось кратковременное увеличение дебитов и стабилизация режима работы. Изменение динамики дебитов, ГФ и забойного давления после смены НКТ для скважины №2 показано на **рис. 3**. Смена НКТ для этой скважины была проведена в марте 2021 г. Как видно из **рис. 3**, дебит нефти и забойное давление по скважине оказались выше после смены НКТ, что подтверждается расчетами течения в ПО OLGA. Таким образом, после снижения пластового давления ниже гидростатического низкодебитные скважины с ГС и МГРП необязательно сразу переводить на механизированную добычу, возможно продлить режим стабильной работы на режиме фонтанирования с помощью смены НКТ и спуска НКТ в ГС. Отдельно стоит отметить, что для освоения скважины после глушения необходимо проводить азотирование с помощью ГНКТ или ком-

прессирование скважины через затрубное пространство с использованием пусковых клапанов в НКТ. Оптимальную глубину размещение пусковых клапанов можно рассчитать с помощью ПО OLGA при известных свойствах пласта.

РАБОТА СКВАЖИН С ЭЦН

Для перевода скважин с ГС и МГРП на механизированный способ добычи необходимо произвести глушение скважины или использовать специальное внутрискважинное оборудование (пакеры-отсекатели, продакшн пакеры и т.д.) [36, 37]. Глушение скважин тяжелым раствором (при пластовом давлении выше гидростатического) приводит к снижению проводимости в трещинах и коллекторе. Так как после МГРП на всех скважинах давление в пласте превышает начальное пластовое на 100–150 бар, то обойтись без глушения тяжелым раствором для перевода скважины на ЭЦН перед вводом в эксплуатацию не получится. По результатам проведенного анализа скважин баженовской свиты, для 5 из 10 скважин, в которых глушение проводили раствором с плотностью 1180 кг/м³ и выше в первые полгода работы наблюдалось значительное снижение продуктивности: по скв. №14 дебит жидкости снизился на 55 м³/сут (с 88 до 33 м³/сут), по скв. №15 — на 21 м³/сут (с 66 до 45 м³/сут), по скв. №16 — на 9 м³/сут (с 33 до 24 м³/сут), по скв. 17 — на 15 м³/сут (с 60 до 45 м³/сут), по скв. №18 — на 3 м³/сут (с 11 до 8 м³/сут). Таким образом, предпочтительным сценарием является отработка скважины на режиме фонтанирования в течение того периода времени, пока пластовое давление не спустится ниже гидростатического, а далее допустимо глушение технической водой для перевода скважины на мехдобычу. На текущий момент основным видом мех. добычи при эксплуатации низкодебитных скважин с ГС и МГРП, работающих на баженовскую свиту, является ЭЦН в режиме периодического кратковременного включения (ПКВ). Так как дебит в скважине практически постоянно снижается (после проведения ВНР), режим ПКВ изменяется с течением времени и подбирается под текущие параметры скважины. При этом режим работы в ПКВ обычно подбирается таким образом, чтобы общий период ПКВ был равен 30–60 минутам. В этом случае в скважине постоянно наблюдается нестационарный режим течения. Режим работы скважины с ЭЦН с номинальным дебитом 80 м³/сут в ПКВ показан на **рис. 8**. При таком режиме ЭЦН 6 мин. находится

в работе, 24 мин. в остановке и т.д., давление на входе насоса колеблется на 3–5 бар. Одним из возможных методов стабилизации режима работы низкодебитных скважин является использование малодебитных ЭЦН, которые могут использоваться в постоянном режиме или в режиме ПКВ с большим периодом работы и таким образом стабилизировать дебит по жидкости и газу. На **рис. 9** показан режим ЭЦН с номинальным дебитом 20 м³/сут, работающим в режиме ПКВ 12×18 (12 минут работает, 18 минут остановлен). Данные рекомендации по смене высокодебитных ЭЦН на малодебитные были выполнены для 3 скважин, по результатам анализа

для 2 скважин из 3 смена ЭЦН положительно сказалась на работе и увеличила дебиты по жидкости и нефти. При переводе на малодебитный ЭЦН дебит жидкости по одной из скважин увеличился с 5 до 12 м³/сут, при этом глубина спуска ЭЦН не изменялась, и режим сохранялся постоянным в течение 4 месяцев работы. По другой скважине ситуация похожа, дебит жидкости увеличился с 13 до 18 м³/сут и держится стабильным в течение полугода работы. Согласно проведенным ранее исследованиям по перспективным методам мех. добычи на скважинах баженновской свиты с ГС и МГРП [17, 36, 37], одним из основных развивающихся методов будет

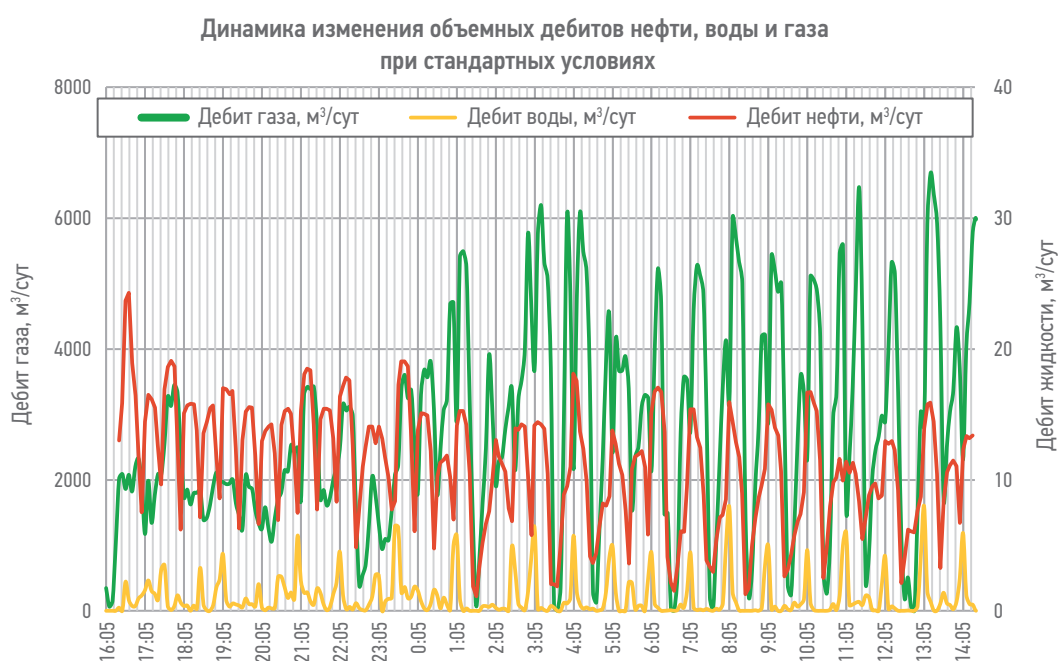


Рис. 8. Нестабильный режим работы скважины с ЭЦН в ПКВ (6×24). Составлено авторами
Fig. 8. Unstable well operation mode with ESP in PSA mode (6×24). Made by the authors

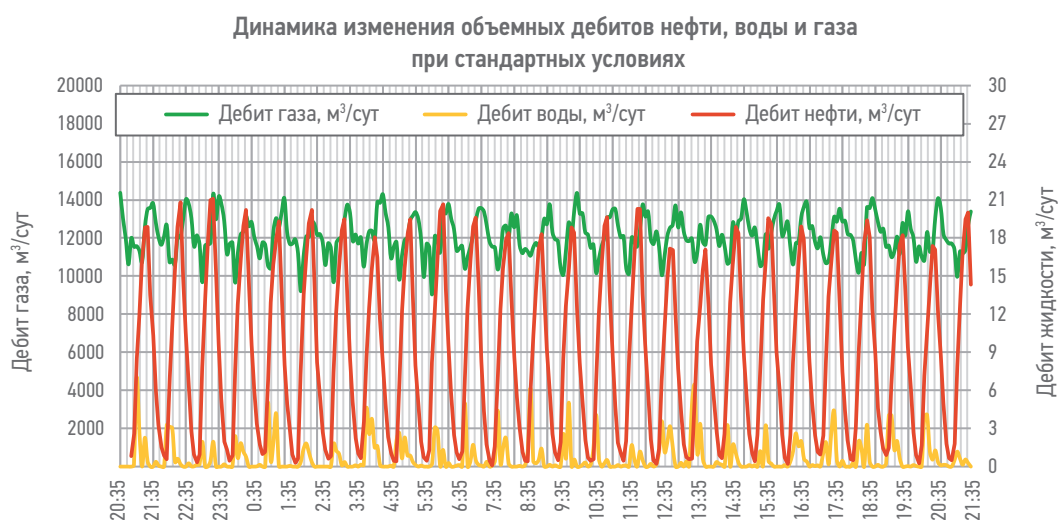


Рис. 9. Режим работы скважины с малодебитным ЭЦН в ПКВ (12×18). Составлено авторами
Fig. 9. Well operation mode with low-rate ESP in PSA mode (12×18). Made by the authors

использование ЭЦН с расширенной рабочей зоной, позволяющим в постоянном режиме работать при различных дебитах на скважинах.

В ПО OLGA были созданы модели скважин с ЭЦН для прогнозирования и оптимизации режимов течения в скважинах. Для корректного моделирования работы ЭЦН в ПКВ в ПО OLGA необходимо проводить сложную настройку модели, которой будет посвящена отдельная статья.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При планировании режима работы скважин с ГС и МГРП, вскрывающих баженовскую свиту, необходимо учитывать ряд особенностей при подготовке ко вводу в эксплуатацию, при выводе на режим и дальнейшей эксплуатации скважины. В первую очередь необходимо учитывать возможные негативные последствия, связанные с осложнениями, локализующимися в горизонтальном стволе по причине низких скоростей потока ГС. При подготовке к началу эксплуатации одним из важных факторов является нормализация забоя скважины, а также смена фонтанной арматуры и установка необходимых датчиков измерения давления и температуры как на устье, так и в стволе скважины. Согласно проведенному анализу имеющейся промысловой информации и результатов моделирования в ПО OLGA для мониторинга режима

работы скважины и своевременной идентификации процесса образования пробок в ГС необходима установка системы распределенных датчиков давления в ГС, установка датчиков давления и температуры до и после штуцера на устье, в затрубном пространстве, даже при условии его изоляции пакером. При вводе скважины в работу необходимо проводить плавный ВНР для предотвращения деградации трещин ГРП. Для этого требуется осуществлять запуск скважины на штуцерах малого диаметра и далее постепенно увеличивать депрессию на пласт сменой диаметра штуцера. Для прогнозирования ВНР необходимо проводить моделирование нестационарного течения для подбора оптимальных параметров работы скважины. После снижения пластового давления ниже гидростатического имеет смысл замена НКТ и глубины ее спуска для стабилизации работы скважины и увеличения времени отработки скважины на режиме фонтанирования. Перевод на ЭЦН допускается осуществлять после прекращения стабильного фонтанирования и снижения среднего пластового давления в области дренирования ниже гидростатического. При этом режим работы на ЭЦН необходимо подбирать с учетом особенностей нестационарного режима течения в скважине с использованием современных симуляторов. Данные рекомендации согласно анализу фактического опыта их применения, позволяют существенным образом повысить показатели накопленной добычи скважин.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АГЗУ — Автоматическая групповая замерная установка;
ВНР — выход на режим;
ГНКТ — гибкая насосно-компрессорная труба;
ГРП — гидроразрыв пласта;
ГС — горизонтальный ствол;
ГФ — газовый фактор;
КВД — кривая восстановления давления;

НКТ — насосно-компрессорная труба;
МГРП — многостадийный гидроразрыв пласта;
ПКВ — периодическое кратковременное включение;
ПО — программное обеспечение;
ТРИЗ — трудноизвлекаемые запасы;
ЭЦН — электроприводной центробежный насос.

Список литературы / References

1. Vashkevich A., Strizhnev K., Cherevko M. Gazprom Neft Implements Technology Strategy for Development of Non-conventional Reserves/ Rogtec. — 2015. — №41. — P. 54–61
2. *Стрижнев К.В.* «Газпром нефть» внедряет новые технологии разработки трудноизвлекаемых запасов баженовской свиты / <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom-neft-vnedryaet-novye-tehnologii-razrabotki-trudnoizvlekaemykh-zapasov-bazhenovskoy-svity/>
3. Korobitsyn D.A., Yanaev A.M., Bochkarev A.V., Erofeev A.A., etc. Results of Implementing An Integrated Approach to Modeling, Planning and Conducting of Hydraulic Fracturing on Bazhenov Shale/ SPE-202065-MS. — 2020. — 13 p.
4. *Родионова И.И., Шабалин М.А., Капишев Д.Ю., Бакиров Р.И. и др.* Выбор стратегии разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами на стадии освоения/ Нефтяное хозяйство. — 12. 2019 (1154).
5. Mingazov A.F., Ibragimov K.R., Samoilov I.S. Perspectives for Re-Stimulation of Horizontal Wells with Multistage Hydraulic Fracturing With Ball Arrangements/ SPE-202058-MS. — 2020. — 9 p.
6. Alzahabi A., Kamel A., Trindade A.A., Baustian W. Data Analytics Quickly Predict Number of Fracture Stages in Horizontal Wells/ ARMA-2019-0475. — 2019. — 10 p.

7. Огнева А.С., Федоров А.З., Антонов М.С., Смолянец Е.Ф., Сергейчев А.В. Эволюция развития технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в США/ Нефтегазовое дело. — 2020. — т.18. — №2. — С. 24–37. doi: 10.17122/ngdelo-2020-2-24-37
8. Астафьев В.Н., Самойлов М.И. Разработка трудноизвлекаемых запасов углеводородов: высокоскоростной МГРП Тюменской свиты Ем-Егорьевского месторождения / Инженерная практика. — 2015. — №5.
9. Jing Wang, Hui-Qing Liu, Gen-Bao Qian, Yong-Can Peng Mechanisms and capacity of high pressure soaking after hydraulic fracturing in tight/shale oil reservoirs/ Petroleum Science. — 2021. — 18. — PP. 546–564.
10. Ruiz Maraggi L., Lavia M.A., Savioli G.B. Production Decline Analysis in the Vaca Muerta Formation. The Application of Modern Time-Relations Using Public Data/ SPE-180971-MS. — 2016. — 43 p.
11. Дворецкая Е.А., Салищев М.В. Методические подходы по оценке стимулированного объема пласта при разработке нетрадиционных запасов нефти/ SPE-191492-18RPTC-RU. — 2018. — 27 с.
12. Singh I., Saraf A., Pathak A.R., Bandyopadhyay B., etc. Executing Unconventional Coiled Tubing Sand Plugs for Multistage Fracturing Operations in Hp/Ht Wells/ OTC-30791-MC. — 2020. — 10 p.
13. Potapenko D., Theuveny B., Williams R., Moncada K. Protect Wells During Frac Plug Drillouts and Well Flowback Operations for Hydraulically Fractured Wells — The State of The Art in 2020/ SPE-203221-MS. — 2020. — 11p.
14. Putri K., Lu H., Kwok C.K., Moncada K. Flowback in Shale Wells: Proppant Transport and Distribution in the Wellbore/ URTEC-2887450. — 2018. — 12 p.
15. Thakur K.K., Katoozi K., Hamid A. Long Cyclic Well Slugging Behavior Induced by Sand Production; Analysis and Mitigation Solution Enabled by Transient Multiphase Flow Simulation/ SPE-195740-MS. — 2019. — 10 p.
16. Lu H., Anifowosh O., Xu L. Understanding the Impact of Production Slugging Behavior on Near-Wellbore Hydraulic Fracture and Formation Integrity/ SPE-189488-MS. — 2018. — 15p.
17. Рудницкий С.В., Зацепин А.Ю., Демин Е.В., Юценко Т.С. Перспективное скважинное оборудование для добычи сланцевой нефти баненовской свиты/ ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2021. — №1 (19). — С. 64–75.
18. Patron K.E., Billdal X.C., Lu H., Kutluiev D. Artificial Lift Strategy for the Life Cycle of Unconventional Wells: A Case Study for Horizontal Shale Wells/ SPE-192458-MS. — 2018. — 10 p.
19. Лихачева Е.А., Островский В.Г., Лыкова Н.А., Мусинский А.Н., Байдаров П.А. Надежность погружных нефтяных насосов при периодической эксплуатации/ ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2021. — №1 (19). — С. 54–58.
20. Oyewole A., Kelkar M., pereyra E., Sarica C. Well Performance Modeling in Unconventional Oil and Gas Wells/ SPE-191694-MS. — 2018. — 17p.
21. Tran N., Karami H. Transient Multiphase Analysis of Well Trajectory Effects in Production of Horizontal Unconventional Wells/ SPE-195230-MS. — 2019. — 13 p.
22. OLGA Dynamic Multiphase Flow Simulator the industry-standard tool for dynamic multiphase flow simulation/ <https://www.software.slb.com/products/olga>. — 2021.
23. Ashfahani A.S., Sulistiyono S., Hapsari H.S. Dynamic Well Modeling, Where are We?: Mahakam Operation Experience for Well Diagnostics & Optimization/ SPE-196248-MS. — 2020. — 31 p.
24. Brusilovsky A.I., Nugaeva A.N. New approach of integrated validation of reservoir oil properties in reserves estimation and field development planning/ SPE-117391. — 2008. — 10 p.
25. Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. Efficient engineering method for creating adequate PVT-model of natural gas condensate mixture using equation of state/ SPE-171238-MS. — 2014. — 14 p.
26. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic Data Analysis, Kappa. — 2021. — 874 p.
27. Ozcan, E., Sarak, H., Ozkan, E., Raghavan R. A Trilinear Flow Model for a Fractured Horizontal Well in a Fractal Unconventional Reservoir/ SPE-170971-MS. — 2014. — 19 p.
28. Brown, M., Ozkan, E., Raghavan, R., Kazemi, H. "Practical Solutions for Pressure-Transient Responses of Fractured Horizontal Wells in Unconventional Shale Reservoirs/ SPE Res Eval & Eng. — 14 (2011). — P. 663–676.
29. Ozkan E., Margaret L., Raghavan R. S., Kazemi H. Comparison of Fractured Horizontal-Well Performance in Conventional and Unconventional Reservoirs/ SPE-121290-PA. — 2009. — 12 p.
30. Osipov A., Vainstein A., Boronin S., Faizullin I., etc. Towards Field testing of the Flowback Technology for Multistage-Fractured Horizontal Wells: Modeling-Based Design and Practical Implications/ SPE-196979-MS. — 2019. — 19 p.
31. Vainstein A., Fisher G., Strizhev G., Boronin S., etc. Field Testing of the Flowback Technology for Multistage-Fractured Horizontal Wells: Generalization to Find an Optimum Balance Between Aggressive and Smooth Scenarios/ SPE-206635-MS. — 2021. — 24 p.
32. Osipov A.A., Garagash I.A., Boronin S.A., Tolmacheva K.I., etc. Impact of Flowback Dynamics on Fracture Conductivity/ Journal of Petroleum Science and Engineering. — № 188, 2020. — 28 p.
33. Rojas D., Lerza A. Horizontal Well Productivity Enhancement through Drawdown Management Approach in Vaca Muerta Shale/ SPE-189822-MS. — 2018. — 13 p.
34. Wilson K., Hanna Alla R.R. Efficient Stress Characterization for Real-Time Drawdown Management/ URTEC: 2721192. — 2017. — 15 p.
35. Karantinos E., Sharma M.M. Choke Management Under Wellbore, Completion and Reservoir Constraints/ SPE-187190-MS. — 2017. — 14 p.
36. Pankaj P., Patron K.E., Lu H. Artificial Lift Selection and Its Applications for Deep Horizontal Wells in Unconventional Reservoirs/ URTEC: 2875180. — 2018. — 21 p.
37. Kolawole O., Gamadi T., Bullard D. Comprehensive Review of Artificial Lift System Applications in Tight Formations/ SPE-196592. — 2019. — 21 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Т.С. Юценко — расчет в ПО OLGA, анализ промысловых данных, написание статьи

Е.В. Демин — моделирование в ПО OLGA

Р.А. Хабибуллин — моделирование в ПО OLGA

К.С. Сорокин — моделирование в ПО Кappa, адаптация модели

И.В. Байков — построение decline curve

М.В. Хачатурян — предоставление и анализ исходных промысловых данных

Р.И. Гатин — анализ промысловых данных, расчет decline curve

Taras S. Yushchenko — calculation in OLGA software, field data analysis, article writing

Evgeniy V. Demin — calculation in OLGA software

Rinat A. Khabibullin — calculation in OLGA software

Konstantin S. Sorokin — calculation in Kappa software, model tuning

Iskander V. Baykov — decline curve analysis

Mikhail V. Khachatryan — field data analysis

Rustam I. Gatin — field data analysis, decline curve analysis

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Тарас Сергеевич Ющенко* — кандидат физико-математических наук, руководитель направления ООО «Газпромнефть — Технологические Партнерства»
143026, Россия, г. Москва, Инновационный центр «Сколково», ул. Сикорского, д. 11.
e-mail: Yuschenko.TS@gazprom-neft.ru

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

Ринат Альфредович Хабибуллин — кандидат технических наук, руководитель направления ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Khabibullin.RA@gazpromneft-ntc.ru

Константин Сергеевич Сорокин — кандидат физико-математических наук, руководитель направления ООО «Газпромнефть — Технологические Партнерства»
143026, Россия, г. Москва, Инновационный центр «Сколково», ул. Сикорского, д. 11.
e-mail: Sorokin.KS@gazprom-neft.ru

Искандер Витальевич Байков — руководитель лаборатории разработки ООО «Газпромнефть — Технологические Партнерства»
143026, Россия, г. Москва, Инновационный центр «Сколково», ул. Сикорского, д. 11.
e-mail: Baykov.IV@gazprom-neft.ru

Михаил Викторович Хачатурян — заместитель генерального директора — главный геолог, ООО «Газпромнефть — Пальян»
628011, Россия, г. Ханты-Мансийск, ул. Промышленная, д. 19, каб. 413.
e-mail: Khachaturyan.MV@gazprom-neft.ru

Рустам Ирекович Гатин — руководитель направления ООО «Газпромнефть — Технологические Партнерства»
143026, Россия, г. Москва, Инновационный центр «Сколково», ул. Сикорского, д. 11.
e-mail: Gatin.RIr@gazprom-neft.ru

Taras S. Yushchenko* — Cand. Sci. (Phys.-Math.), head of direction Gazpromneft — Technological Partnerships
11 Sikorskogo str., Skolkovo Innovation Center, 143026, Russia, Moscow.
e-mail: Yuschenko.TS@gazprom-neft.ru

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

Rinat A. Khabibullin — Cand. Sci. (Techn.), head of direction, Gazpromneft STC
75–79 liter D Moyka river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Khabibullin.RA@gazpromneft-ntc.ru

Konstantin S. Sorokin — Cand. Sci. (Phys.-Math.), head of direction Gazpromneft — Technological Partnerships
11 Sikorskogo str., Skolkovo Innovation Center, 143026, Russia, Moscow.
e-mail: Sorokin.KS@gazprom-neft.ru

Iskander V. Baykov — Head of laboratory Gazpromneft — Technological Partnerships
11 Sikorskogo str., Skolkovo Innovation Center, 143026, Russia, Moscow.
e-mail: Baykov.IV@gazprom-neft.ru

Mikhail V. Khachaturyan — Deputy General Director, Gazpromneft Palyan
19 Promyshlennaya str., office 413, 628011 Russia, Khanty-Mansiysk.
e-mail: Khachaturyan.MV@gazprom-neft.ru

Rustam I. Gatin — Head of direction, Gazpromneft — Technological Partnerships
11 Sikorskogo str., Skolkovo Innovation Center, 143026, Russia, Moscow.
e-mail: Gatin.RIr@gazprom-neft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИПЛАСТОВОЙ ВОДОИЗОЛЯЦИИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

© Коллектив авторов,
2022

А.М. Шагиахметов^{1,*}, Д.Е. Осадчий^{1,2}, С.С. Ющенко¹

¹Санкт-Петербургский Горный университет, РФ, Санкт-Петербург

²ООО «Газпромнефть-ННГГФ», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: Artem-shagiakhmetv@mail.ru

Эффективная разработка нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным отложениям, в которых повышенное значение имеют трещины, является актуальной задачей в настоящее время. Неравномерное и быстрое обводнение скважинной продукции — один из факторов, осложняющих процесс разработки карбонатных пластов.

Цель. С целью повышения эффективности разработки карбонатной залежи нефтяного месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции было обосновано применение технологии внутрипластовой водоизоляции. При этом определение вероятных причин обводнения скважинной продукции являлось одной из основных задач работы.

Материалы и методы. Для борьбы с обводненностью была проанализирована геолого-физическая характеристика и история разработки рассматриваемой залежи на предмет возможных источников обводнения. Для анализа выбрана аналитическая методика, предложенная К.С. Ченом, в основе которой лежат результаты численного исследования динамики притока воды при опережающем прорыве закачиваемой воды или формировании конусов подошвенной воды.

Результаты. На основе анализа динамики изменения водонефтяного фактора и его производной по времени в билогарифмических координатах, а также зависимости обводненности от объема закаченной через нагнетательную скважину воды, были выявлены основные причины обводнения. Выполнен обзор технологий внутрипластовой водоизоляции, которые применяются на месторождениях с рассматриваемым типом коллектора. Составлены матрицы применимости технологий внутрипластовой водоизоляции и гелеобразующих составов с учетом основных геолого-физических условий и промысловых параметров, выбрана технология ограничения водопритока и выбран водоизоляционный состав.

Заключение. Применение аналитических методов выявления причин ускоренной обводненности скважинной продукции является весьма перспективным ввиду отсутствия необходимости проведения дополнительных исследований на скважинах и привлечения техники.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, обводненность, фильтрация, внутрипластовая водоизоляция, селективный водоизоляционный состав, гелеобразующий состав

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Шагиахметов А.М., Осадчий Д.Е., Ющенко С.С. Применение технологии внутрипластовой водоизоляции в карбонатных коллекторах нефтяного месторождения. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(1):89–98. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-89-98>

Статья поступила в редакцию 16.11.2021

Принята к публикации 12.01.2022

Опубликована 30.03.2022

APPLICATION OF IN-SITU WATER SHUT-OFF TECHNOLOGY IN CARBONATE OIL RESERVOIRS

Artem M. Shagiakhmetov^{1,*}, Dmitry E. Osadchiy^{1,2}, Svetlana S. Yushchenko¹

¹St. Petersburg Mining University, RF, Saint-Petersburg

²Gazpromneft NNGGF LLC, RF, Saint-Petersburg

E-mail: Artem-shagiakhmetv@mail.ru

Background. The efficient development of oil deposits confined to carbonate deposits which are substantially affected by cracks is a current challenge. Uneven and rapid water cut of well production is considered as one of the factors which makes the process of development of carbon deposits more complicated.

Aim. In purpose to optimize an efficiency of the development of the carbonate deposit of the oil field of the Timano-Pechora oil and gas province, the application of in-situ water shut-off technology is substantiated. At the same time, determining the probable causes of watering of well products is one of the main parts of the work.

Material and methods. To lower watering, the geological and physical characteristics and the history of the development of the deposit under consideration are analyzed for possible sources of watering. For the analysis, the analytical methodology proposed by K.S. Chen was chosen, which is based on the results of a numerical study of the dynamics of water inflow during an advanced breakthrough of injected water or the formation of water cone.

Results. Based on the analysis of the dynamics of the water-oil factor change and its time derivative in bilogarithmic coordinates, as well as the dependence of watering on the volume of water pumped through the injection well, the main causes of watering are revealed. A literature-patent overview of intraflast water insulation

technologies that are used in fields with the type of reservoir under consideration has been carried out. Matrices of applicability of water shut-off technologies and gel-forming compositions are compiled considering the main geological and physical conditions and field parameters, water flow limitation technology and water-insulating composition are selected.

Conclusions. An application of analytical methods for identifying the causes of accelerated watering of the production of the well is very promising due to the lack of the need to conduct additional studies at wells and attract equipment.

Keywords: carbonate reservoir, water cut, filtration, in-situ water shut-off, selective water shut-off composition, gel-forming composition

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

For citation: Shagiakhmetov A.M., Osadchiy D.E., Yushchenko S.S. Application of in-situ water shut-off technology in carbonate oil reservoirs. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(1):89–98. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-89-98>

Manuscript received 16.11.2021

Accepted 12.01.2022

Published 30.03.2022

ВВЕДЕНИЕ

На разработку карбонатных коллекторов в настоящее время обращается все большее внимание. К карбонатным коллекторам относятся более 40 % мировых запасов нефти, с ними связано около 60 % мировой добычи нефти. Всестороннее изучение геологического строения коллекторов, содержащих в своей структуре как матричную, так и трещинную часть, позволяет сделать выводы, что наличие развитой трещиноватости оказывает значительное влияние на процесс фильтрации жидкости в пласте, а также влияет на динамику продуктивности добывающих скважин. Но в то же время особенности геологического строения таких месторождений приводят ко многим осложнениям при проектировании разработки и непосредственной добыче флюида. Одним из факторов, осложняющих процесс выработки запасов нефти, является неравномерное и быстрое обводнение извлекаемого флюида [4, 16].

ЦЕЛЬ

Для повышения эффективности разработки карбонатной залежи нефтяного месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции было рассмотрено применение технологии внутрипластовой водоизоляции. Для этого была выполнена литературно-патентная обработка материалов и составлены матрицы применимости технологии внутрипластовой водоизоляции и гелеобразующего состава на основании геолого-физических условий и промысловых параметров. Также было выполнено определение вероятных причин обводнения скважинной продукции на основе аналитических методов.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ПРИЧИН ОБВОДНЕНИЯ

В качестве причин ускоренного обводнения разрабатываемого объекта можно выделить прорывы пластовых и нагнетаемых вод по высокопроницаемым пропласткам и системе трещин. Эксплуатация отдельных скважин и залежи в целом также может осложняться наличием подошвенной воды, которая конусообразно подтягивается к призабойной зоне и поступает в скважину, что приводит к преждевременному обводнению и, как следствие, к уменьшению нефтеотдачи.

Существующий комплекс мероприятий, направленных на идентификацию причин повышенной добычи воды, условно разделяют на две большие группы: промыслово-геофизические (ПГИ) и промыслово-аналитические методы.

ПГИ являются наиболее эффективными, но в то же время и наиболее дорогостоящими [11]. Среди достоинств отмечают высокую информативность и относительную точность результатов. Недостатками являются дополнительные затраты, связанные с непосредственным выполнением работ, использованием оборудования, специализированного программного обеспечения, и убытки, связанные с остановкой скважины на время проведения работ.

Аналитические методы, основанные на анализе и сопоставлении геолого-физических, сейсмических и промысловых данных, являются более простыми и не требуют значительных капитальных и операционных затрат, являются довольно перспективными с инженерной точки зрения. Однако важно отметить, что абсолютно точно определить причины прорыва воды по аналитическим

методикам невозможно. Нужно комплексно рассматривать всю имеющуюся информацию. В данной работе была выбрана методика анализа по графикам К.С. Чена, в основе которой лежат результаты численного исследования динамики притока нефти и воды при опережающем прорыве закачиваемой воды или формировании конусов подошвенной воды [11, 15]. Методика заключается в анализе динамики изменения водонефтяного фактора и его производной по времени в билогарифмических координатах [15]. Переход к билогарифмическим координатам объясняется удобством интерпретации данных по динамике добычи.

В работе [15] К.С. Чен объединил основные причины обводнения в 3 группы: конусообразование, трещиноватость и система каналов с высокой проницаемостью в пласте и приток воды по причинам, связанным с условиями призабойной зоны пласта. В качестве исходных данных достаточно иметь историю добычи: дебиты по жидкости и нефти. Автор работы [15] отметил, что динамика ВНФ и его производная по времени имеют свою характерную форму для разных источников обводнения продукции.

АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

Для анализа была выбрана карбонатная залежь нефтяного месторождения Тимано-Печорской НГП. Залежь массивная, сводовая, имеет сложную конфигурацию, присутствуют тектонические структуры. Нижнепермская карбонатная залежь представлена коллекторами различного типа, однако преобладает поровый тип с развитым порово-трещинным и трещинным типами.

Для адекватного описания строения залежи необходимо изучать всю имеющуюся информацию в комплексе, выявлять зависимости между сейсмическими данными о залежи в районе скважин и результатами ГДИС, сопоставлять эти данные с характером работы скважин.

На участке проводилось гидропрослушивание от нагнетательной скважины № 1006 в трех направлениях: к скважинам №13G, 1002 и 1001. При интерпретации результатов гидропрослушивания от возмущающей скважины № 1006 к добывающей реагирующей скважине №13G величина проницаемости составила $80,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. В сочетании с данными сейсмических исследований высокая проницаемость подтверждает наличие сети каналов и трещин в данном направлении.

Также полученные замеры реакции между скважинами №1006 и 1001 показали их вы-

сокую сообщаемость (проницаемость составила $43,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$). В то же время результаты интерпретации исследования, проведенного от той же возмущающей скважины в направлении скважины №1002, показали отсутствие реакции. Указанные данные предположительно свидетельствует об отсутствии высокопроводимых зон на этом участке.

На основе эксперимента можно сделать вывод о резкой фильтрационной неоднородности пласта-коллектора. Также можно отметить, что это отмечалось на этапе бурения скважин в самом начале разработки, когда рядом работающие добывающие скважины показывали заметную разницу в темпах отбора жидкости.

Согласно приведенным данным можно с высокой вероятностью предположить, что нижнепермские отложения представляют собой систему «матрица + трещина».

В начале разработки обводненность в целом по месторождению имела низкое значение. Однако после проведения оптимизации наблюдался значительный рост обводненности добываемой продукции (**рис. 1**).

Характер обводнения на рассматриваемом месторождении различен. Существуют как скважины, имеющие продолжительный период безводной добычи, так и быстро обводнившиеся скважины, которые согласно комплексному анализу распределения трещиноватости в коллекторе вскрывают зоны с интенсивным распределением систем каналов и трещин, в связи с чем необходимо выполнять анализ причин обводнения.

АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК СКВАЖИН НА ПРЕДМЕТ ВОЗМОЖНЫХ ИСТОЧНИКОВ ОБВОДНЕНИЯ

Были рассмотрены характеристики скважин, расположенных на участке с нагнетательной скважиной №1006, на предмет вероятных источников обводнения. В работе приведен пример анализа по горизонтальной добывающей скважине №13G. На **рис. 2** отражена динамика изменения дебитов и обводненности по скважине. На **рис. 3** приводится график динамики добычи нефти и воды в двойных логарифмических координатах. Переход к билогарифмическим координатам осуществлен ввиду удобства и наглядности интерпретации данных по динамике добычи нефти и воды. Такая шкала удобна для отображения широкого диапазона значений изображаемых величин.

На основании этого графика можно приблизительно оценить возможные причины обводнения. Индикатором прорыва воды может служить одновременное изменение угла наклона кривых добычи. В горизонтальной

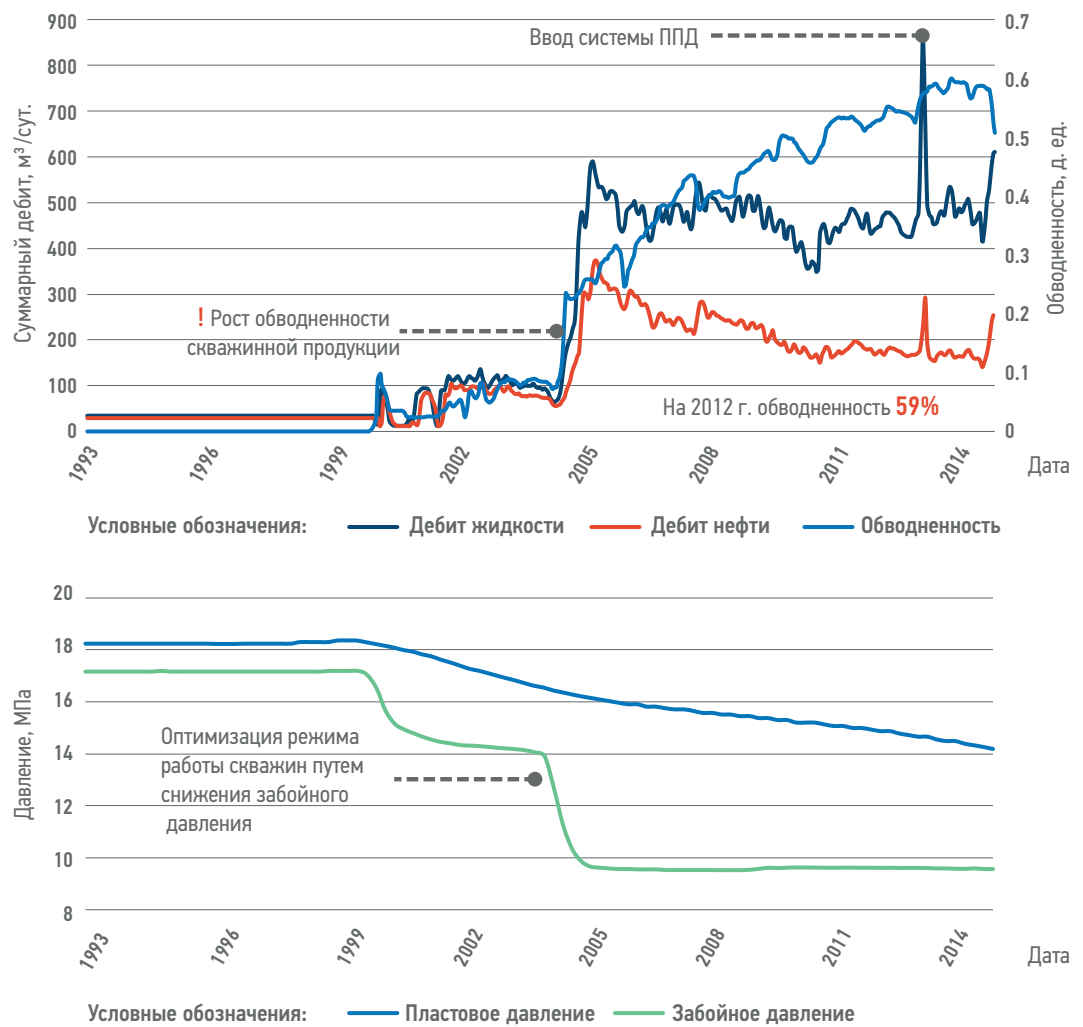


Рис. 1. Характеристика работы эксплуатационного фонда скважин рассматриваемого месторождения [13]
Fig. 1. Description of the operation of the operating wells of the field under consideration [13]

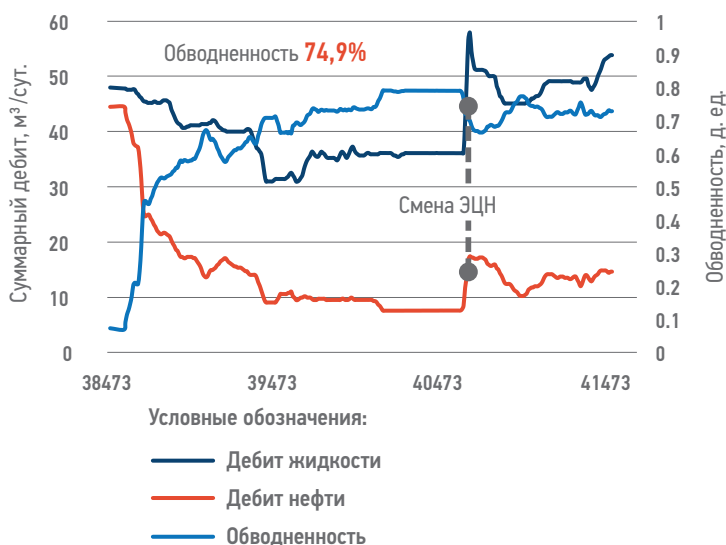


Рис. 2. Изменение основных промысловых показателей по скважине 13G [13]
Fig. 2. Change of the main field parameters for the well №13G [13]

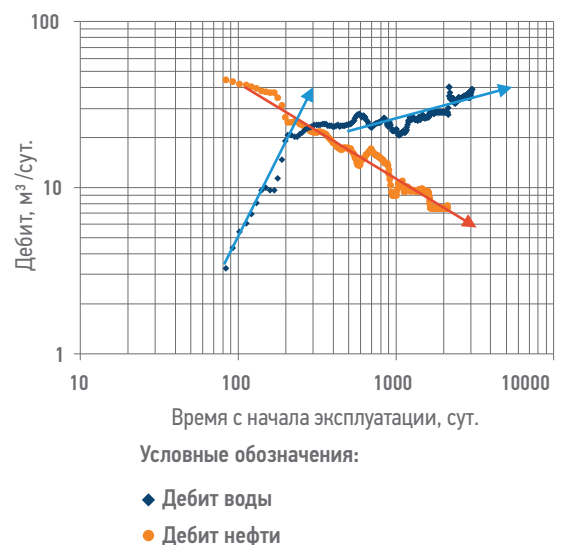


Рис. 3. Кривые добычи нефти и воды в двойных логарифмических координатах по скважине 13G [13]
Fig. 3. Oil and water production curves in double logarithmic coordinates for the well №13G [13]

добывающей скважине №13G дебит нефти падает, добыча воды растет, обводненность, соответственно, увеличивается. Предположительно, в скважине произошел прорыв воды по трещинному каналу. В 2011 г. выполнена смена ЭЦН, что привело к небольшому падению обводненности и росту дебита жидкости за счет роста добычи нефти в целом. Техническая причина обводненности — негерметичность ЭК — исключается, поскольку имеются результаты периодически выполняемых промыслово-геофизических исследований, по которым нарушения герметичности эксплуатационной колонны в данной скважине не выявлены.

На рис. 4 представлена зависимость обводненности горизонтальной скважины (ГС) №13G от объема закаченной воды через нагнетательную скважину №1006. По мере закачки воды обводненность изменяется незначительно, т.к. обводнение происходит не столько за счет нагнетаемой воды, сколько за счет прорывов пластовых вод, а также, возможно, подъема конуса подожженной воды. Еще одной вероятной причиной может быть довольно удаленное расположение этой скважины от нагнетательной (2600 м).

На рис. 5 представлены диагностические графики динамики водонефтяного отношения и его производной. По данным графиков на основании работы К.С. Чена [15] постепенное увеличение производной накопленного ВНФ с последующей стабилизацией может свидетельствовать о прорыве воды через высокопроницаемые трещинные каналы. Расположение около этой скважины развитой системы трещин и каналов подтверждается

на основании сопоставления данных по сейсмическим атрибутам и результатам гидропрослушивания.

Таким образом, анализируя все вышесказанное, следует отметить, что скважина №13G была введена в эксплуатацию сразу с обводненностью в 7,4 %. В данной скважине наблюдается падение добычи нефти ввиду наличия трещиноватости в непосредственной близости от скважины. Обводнение в основном происходит за счет пластовых, а не нагнетаемых вод.

В целом основной причиной обводнения скважинной продукции скважин, вскрывающих рассматриваемую залежь, является прорыв пластовых и нагнетаемых вод по системе высокопроницаемых трещин и каналов.

Для снижения обводнения скважин рассматриваемого объекта предлагается применять технологию внутрипластовой закачки водоизоляционных составов [4, 12, 15, 16, 19].

АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА

Применяемые методы в зависимости от механизма изоляции и используемого материала делят на неселективные и селективные. Неселективные методы в данной работе не рассматривались подробно ввиду значительных недостатков их применения — низкой проникающей способности и неизбирательности, что может вызвать снижение проницаемости нефтенасыщенных продуктивных интервалов. В основе селективных методов лежит использование селективных свойств самих изоляционных реагентов, технологии проведения работ и характера насыщенности породы.

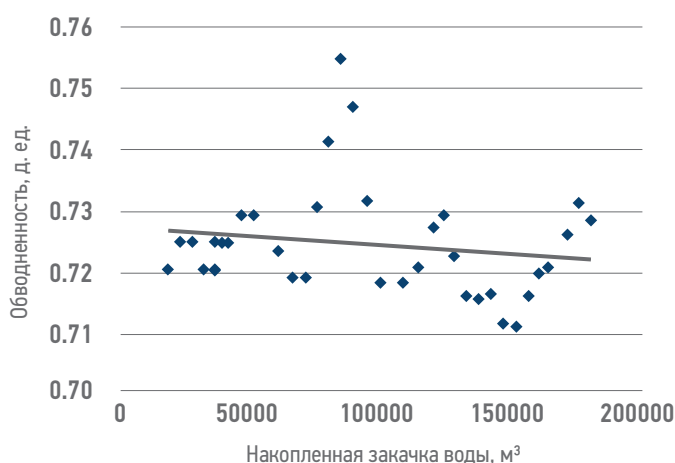


Рис. 4. Зависимость обводненности ГС №13G от объема закаченной воды через нагнетательную скважину №1006 [15]

Fig. 4. Dependence of water cut of well №13G on volume of injected water through injection well №1006 [15]



Рис. 5. Диагностические графики в билогарифмических координатах по скважине №13G [15]

Fig. 5. Diagnostic graphs in bi-logarithmic coordinates for the well №13G [15]

Закачиваются селективные материалы во всю перфорированную часть пласта. При этом происходит увеличение фильтрационно-го сопротивления в водонасыщенной части пласта, но не происходит значительной закупорки той части пласта, которая насыщена нефтью. Поэтому преимуществом является избирательность воздействия и отсутствие необходимости выделения нефте- и водонасыщенных интервалов пласта. Также в этом случае не требуется проведение дополнительной перфорации ствола скважины. Известно большое количество селективных водоизоляционных составов. В ходе литературно-патентной обработки были рассмотрены эмульсионные [9], нефтеотмывающие, термотропные [8], силикатно-щелочные, полимер-дисперсные [2, 5] и полимерные гелеобразующие составы [2, 3, 6, 10, 14, 16, 20]. Среди требований, предъявляемых к составам для водоизоляции, можно выделить селективность, регулируемость сроков гелеобразования, высокую адгезию к поверхности породы пласта, механическую прочность и устойчивость к повышенным температурам.

В результате анализа материалов по основным технологиям ограничения водопритока был сделан вывод, что в условиях рассматриваемого типа коллектора (неоднородного

карбонатного трещинно-порового) на основании критериев применимости наиболее практичным и эффективным является применение полимерных гелеобразующих селективных составов ввиду их высокой селективности (табл. 1).

Помимо высокой селективности гелеобразующих композиций в сравнении с иными составами для водоизоляции можно отметить, что применение гелевых систем позволяет достичь наилучшего результата в условиях высокой трещиноватости и при наличии разломов. Это обусловлено недостаточностью данных об объеме трещинного пространства и разломов и, как следствие, отсутствием возможности определить точное количество необходимого материала для изоляции.

Также необходимо выбрать, на чем будет основан полимерный гелеобразующий состав и какие компоненты должны в него входить. Технология базируется на использовании сшивающихся композиций полимер-сшивателя, которые проникают в пласт на значительные расстояния [18, 19]. В качестве сшивателей используют ацетат хрома, хромкалиевые квасцы, бихромат калия и др. Физически при закачке в скважину происходит сшивание макромолекул полиакриламида (ПАА) реагентом-сшивателем, из вяз-

Таблица 1. Матрица применимости технологий внутрипластовой водоизоляции с учетом основных ГФУ и промысловых параметров. Составлено авторами

Table 1. Matrix of applicability of water shut-off technologies taking into account the main geological, physical and field parameters. Compiled by the authors

ГФУ ПРИМЕНЕНИЯ	ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИПЛАСТОВОЙ ВОДОИЗОЛЯЦИИ						ПАРАМЕТРЫ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЗАЛЕЖИ
	Эмульсионные	Полимерные	Полимер-дисперсно-волоконистые	Термотропные	Силикатно-щелочные	Нефтеотмывающие	
Тип коллектора	Терригенный, карбонатный, полимиктовый	Терригенный, карбонатный, полимиктовый	Терригенный, карбонатный, полимиктовый	Терригенный, полимиктовый	Терригенный, карбонатный	Терригенный, карбонатный	Карбонатный
Средняя обводненность доб. продукции, %	40–98	40–99	70–98	40–95	40–97	0–90	По скважинам: №1002 — 45,7 №1001 — 87,2 №136 — 74,9 №116Г — 82,6 По залежи в целом: 59,1
Пластовая температура, °С	40–80	40–100	15–100	>70	20–100	До 90	37
Минерализация пластовой воды, г/л	Не регламен.	<230	<50	Не регламен.	Пресная (<1 г/л)	<50	18,3–164
Проницаемость, $\cdot 10^{-2}$ мкм ²	5–100	3–500	5–600	2–1000	5–100	1–150	по керну: 0,601 по ГДИ: 5,38 Скв. №1002: 15, 13–90, 16 Скв. №11: до 379,6





Параметр рассматриваемой залежи соответствует ГФУ применения технологии



Параметр рассматриваемой залежи не соответствует ГФУ применения технологии

Таблица 2. Матрица применимости гелеобразующих составов для внутрипластовой водоизоляции с учетом основных ГФУ и промысловых параметров. Составлено авторами
Table 2. Matrix of applicability gel-forming compositions for water shut-off taking into account the main geological, physical and field parameters. Compiled by the authors

ГФУ ПРИМЕНЕНИЯ	ПОЛИМЕРНЫЕ СОСТАВЫ								ПАРАМЕТРЫ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЗАЛЕЖИ
	ГОС «МЕТКА», ГОС «РОМКА»	ВУС	ПГС на основе ПАА	ПГС «РИТИН»	ПГС «Темпоскрин»	На основе КМЦ	ГИПАН	На основе ПВС	
Тип коллектора	Терригенный, полимиктовый	Терригенный, карбонатный					Терригенный		Карбонатный
Вид коллектора	Поровый, порово-трещиноватый			Поровый, порово-трещиноватый, трещинный			Поровый, порово-трещиноватый		Поровый, порово-трещиноватый, трещинный
Средняя обводненность доб. продукции, %	40–95	60–90	50–90	75–98	40–99	40–95	40–90	50–90	По скважинам: №1002 — 45,7 №1001 — 87,2 №13G — 74,9 №116Г — 82,6 По залежи в целом: 59,1
Песчанистость, доли ед.	Не реглам.	0,3–1,0		0,3–0,7	Не реглам.	Не реглам.	Не реглам.		I пачка — 0,65 II пачка — 0,66 III пачка — 0,16 Пласт в целом — 0,20
Пластовая температура, °С	70–100	40–75		до 100	до 90	до 160	До 70	20–120	37
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	до 20	Не реглам.		>10	Не реглам.	Не реглам.			7,22
Минерализация пластовой воды, г/л	Не регламентируется		<25	< 230	Пресная	Не реглам.	>25	>50	18,3–164

 Параметр рассматриваемой залежи соответствует ГФУ применения технологии
 Параметр рассматриваемой залежи не соответствует ГФУ применения технологии

кого раствора образуется гелеобразная масса, обладающая улучшенными реологическими свойствами, термической стабильностью, состав становится более стойким по отношению ко всем видам деструкции. Однако образованный гель имеет пространственную структуру, которая обратимо разрушается при сильных механических и тепловых воздействиях. Гели имеют малую подвижность, обладают упругостью и эластичностью [1].

Применяются составы на разных основах:

- на основе ПАА различного строения, молекулярной массы и степени гидролиза: к ним относят вязкоупругие составы (ВУС), сшитые полимерные системы (СПС) [16], а также ВУС и СПС с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ), гелеобразующие составы (ГОС) [18], полимер-гелевые системы (ПГС) и ПГС с добавлением ПАВ;
- на основе карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) [7, 14, 20];
- на основе поливинилового спирта (ПВС) [10];

- на основе гидролизованного полиакрилонитрила (ГИПАН) [2];
- водонабухающие полимеры: ПГС «Ритин», «Темпоскрин» [6].

В ходе литературно-патентной обработки была составлена матрица применимости разных полимерных гелеобразующих составов для водоизоляции (табл. 2).

На основании выделенных критериев — геолого-физических условий применения компонентов (табл. 2) — был выбран состав на основе карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ). Пластовая температура рассматриваемого объекта составляет 37 °С, что является относительно невысоким значением. Также важным ограничением рассматриваемого месторождения является высокая минерализация пластовой воды. Поэтому в данных условиях находят применение составы на основе карбоксильного полимера (КМЦ), поскольку они способны сохранять свои свойства в условиях высокой минерализации [14]. Гель образуется из вязкого раствора в процессе сшивания макромолекул полимера посредством реагента-сшивателя.

Образующаяся гелеобразная масса обладает улучшенными реологическими свойствами, более высокой устойчивостью к температурам, вследствие чего состав менее подвержен различным видам деструкции. В качестве сшивателя предложен ацетат хрома (III) $\text{Cr}(\text{CH}_3\text{COO})_3$. Он является популярным сшивающим реагентом, достоинствами которого является низкая стоимость, недефицитность и меньшее воздействие на экологию. Кроме того, для повышения прочности, способности препятствовать разрушению с течением времени и в качестве катализатора при затвердевании предлагается применение сульфата меди [14].

СЕЛЕКТИВНЫЕ СОСТАВЫ НА ОСНОВЕ КАРБОКСИМЕТИЛЦЕЛЛЮЛОЗЫ ДЛЯ ВНУТРИПЛАСТОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ ОПТИМАЛЬНЫ ДЛЯ КАРБОНАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ТИМАНО-ПЕЧЕРСКОЙ ПРОВИНЦИИ.

Для восстановления проницаемости нефтенасыщенной части в качестве деструктора можно использовать раствор гидроксида натрия.

Благодаря использованию рассматриваемой технологии внутрипластовой водоизоляции станет возможным повышение коэффициента извлечения нефти за счет увеличения коэффициента охвата пласта заводнением. Изоляция водопритоков достигается вследствие регулирования потоков в пласте путем создания гидроизолирующих экранов и барьеров благодаря закачке в пласт различных составов.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Проведен анализ существующих технологий и методов ограничения водопритока в карбонатных коллекторах. В результате изучения теоретического материала можно сделать

вывод, что применение селективных реагентов является наиболее практичным.

Рассмотрены особенности геологического строения нефтяного месторождения Тимано-Печорской НГП. На основе анализа состояния разработки месторождения, а именно данных об обводненности скважин, а также построения диагностических графиков по методике К.С. Чена сделаны выводы об основных причинах быстрого обводнения — подтягивание пластовой воды из нижней водонасыщенной части пласта, а также наличие системы естественных трещин. В ходе литературно-патентной обработки материала по технологиям внутрипластовой водоизоляции и при составлении матрицы применимости составов для конкретных геолого-физических условий выявлено, что наиболее перспективным для рассматриваемого месторождения является применение селективных методов для внутрипластовой изоляции. На основании критериев применимости выбран полимерный гелеобразующий состав ввиду его высокой селективности.

Для ограничения водопритока выбран селективный состав, в котором в качестве полимера применяется карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), сшивателем является ацетат хрома (III), катализатором — сульфат меди (медный купорос), деструктором — раствор гидроксида натрия.

Учитывая, что к водоизоляционным композициям предъявляют множество требований, важно отметить, что составы на основе КМЦ отвечают большинству из них.

Применение рассматриваемой технологии внутрипластовой водоизоляции позволит достигнуть повышения нефтеотдачи благодаря увеличению коэффициента охвата, снижения проницаемости трещин и каналов, и дополнительной добычи за счет вовлечения в разработку ранее неохваченных заводнением недренируемых участков, а также снижения эксплуатационных затрат, связанных с попутно добываемой водой.

Список литературы

1. Апасов Г.Т. Разработка и исследование комплексной технологии интенсификации добычи нефти и ограничения водопритоков: дис. ... канд. техн. наук. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. — 152 с.
2. Гумерова А.С. Совершенствование технологии внутрипластовой изоляции силикатно-полимерными составами в условиях неоднородных составов: дис. ... канд. техн. наук. — Уфа: УГНТУ, 2020. — 151 с.
3. Демахин С.А. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины: учеб. пособие / С.А. Демахин, А.Г. Демахин. — Саратов, 2003. — 167 с.
4. Дурягин В.Н. Обоснование технологии ограничения водопритока для нефтяных месторождений с трещинно-поровым типом коллектора: дис. ... канд. техн. наук. — Санкт-Петербургский Горный университет, Санкт-Петербург, 2015. — 132 с.
5. Ибрагимов Л.Х. Интенсификация добычи нефти / Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко, Д.К. Челоянц — М.: Наука, 2000. — 414 с.
6. Каушанский Д.А. Создание и промышленное внедрение технологии физико-химического воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений полимерно-гелевой системы «Темпоскрин» — технология нового поколения / Д. А. Каушанский, В. В. Демьяновский и др. // Нефтепромысловое дело. — 2006. — № 8. — С. 28–37.
7. Патент РФ2004136413/03. Гелеобразующий состав для изоляции водопритока в скважину / Уваров С.Г., Ганеева З.М., Абросимова Н.Н., Ризванов Р.З., Яхина О.А. заявл. 14.12.2004, опубл. 10.06.2006. — Бюл. №16.

8. Патент 2014115367/05. Термотропный гелеобразующий состав / Павлов А.В., Токарева Г.Н. заявл. 17.04.2014, опубл. 27.07.2015. — Бюл. №21.
 9. Патент 2019124396. Селективный эмульсионный состав для водоизоляции и выравнивания профиля притока добывающих скважин / Попов С.Г., Гаршина О.В., Чугаева О.А., Окромелидзе Г.В., Лебедев К.П., Пермяков А.Ю. заявл. 29.07.2019, опубл. 24.03.2020. — Бюл. №9.
 10. Раупов И.Р. Технология внутрипластовой водоизоляции терригенных коллекторов с применением полимерных составов и оптического метода контроля за процессом: дис. ... канд. техн. наук. — Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский Горный университет, 2016. — 143 с.
 11. Синцов И.А. Диагностика причин обводнения горизонтальных скважин / И.А. Синцов, Д.А. Остапчук. // Геология, геофизика и разработка нефтяных газовых месторождений. — ТюмГНГУ, Тюмень, 2014. — №5. — с. 30–33.
 12. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах / К.В. Стрижнев. — СПб.: Недра, 2010. — 560 с.
 13. Суходанова С.С. Создание 3D модели залежи с карбонатными трещиноватыми коллекторами на основе комплексирования гидродинамических, геофизических, сейсмических и промысловых данных (на примере нижнепермских отложений Варандейского месторождения): дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. (25.00.17) / Суходанова Светлана Сергеевна; Москва: ИПНГ РАН, 2016. — 157 с.
 14. Шagiahmetov A.M. Обоснование технологии внутрипластовой водоизоляции в карбонатных коллекторах с использованием полимерного состава: дис. ... канд. техн. наук. 25.00.17 / Санкт-Петербургский горный ун-т, 2016. — 103 с.
 15. Chan K.S. Water Control Diagnostic Plots // Paper SPE 30775
 16. Kunakova A.M., Duryagin V.N., Strizhnev K.V., et al. Inorganic gel-forming composition for water shut-off in carbonate reservoir of fractured-porous type, 2015, issue 11. — PP. 114–116
 17. Raupov I.R., Shagiakhmetov A.M. The results of the complex rheological studies of the cross-linked polymer composition and the grounding of its injection volume. International Journal of Civil Engineering and Technology (discontinued), 2019, issue 2. — Vol. 10. — PP. 493–509
 18. Rogachev M.K., Kondrashev A.O. Experiments of fluid diversion ability of a new waterproofing polymer solution, 2015, issue 4. — Vol. 42. — PP. 507–51
 19. Rogachev M.K., Kondrashev A.O., Kondrashev O. F. Water-shut-off polymeric composition for low-permeable reservoirs, 2014, issue 4. — PP. 63–65
 20. Shagiakhmetov A., Tananykhin D., Terleev A. Development of water-shutoff composition on the basis of carboxymethyl cellulose for fractured and fractured-porous oil and gas reservoirs. Acta Technica CSAV (Ceskoslovensk Akademie Ved), 2018, issue 4B. — Vol. 62
- References**
1. Apasov G.T. Development and research of complex technology of intensification of oil production and limitation of water inflows: dissertation Ph.D. in Technology. — Tyumen: TSOGU, 2014, 152 p. (In Russ.)
 2. Gumerova A.S. Improving the technology of intrafast insulation with silicate-polymer compositions in conditions of heterogeneous compositions: dissertation Ph.D. in Technology. — Ufa: USPTU, 2020, 151 p. (In Russ.)
 3. Demakhin S.A. Selective methods of isolation of water inflow to oil wells: textbook / S.A. Demakhin, A.G. Demakhin. — Saratov, 2003, 167 p. (In Russ.)
 4. Duryagin V.N. Rationale for the technology of limiting water inflow for oil fields with a fractured-pore type of reservoir: dissertation Ph.D. in Technology. — St. Petersburg: St. Petersburg Mining University, 2015, 132 p. (In Russ.)
 5. Ibragimov L.K. Intensification of oil production / L.K. Ibragimov, I.T. Mishchenko, D.K. Cheloyants — Moscow: Science, 2000, 414 p. (In Russ.)
 6. Kaushansky D.A. Creation and industrial implementation of the technology of physicochemical impact on the productive formations of oil fields of the Temposkrin polymer-gel system — a new generation technology / D. A. Kaushansky, V. V. De-myantovsky and others // Neftepromysol business. — 2006, No 8, pp. 28–37. (In Russ.)
 7. Ketova Y.A., Bai B., Khizhnyak G.P., Gladkikh Y.A., & Galkin S.V. Testing of preformed particles polymer gel technology on core filtration models to limit water inflows. Journal of Mining Institute, 241, 91 (In Russ.). <https://doi.org/10.31897/pmi.2020.191>
 8. Patent RF2004136413/03. Gelling composition for isolation of water inflow into the well/Uvarov S.G., Ganeev Z.M., Abrosimova N.N., Rizvanov R.Z., Yakhina O.A. stated. 14.12.2004, publ. 10.06.2006, bull. no.16
 9. Patent 2014115367/05. Thermotropic gel-forming composition / Pavlov A.V., Tokareva G.N. stated. 17.04.2014, publ. 27.07.2015, bull. no. 21
 10. Patent 2019124396. Selective emulsion composition for water insulation and leveling of the flow profile of production wells / Popov S.G., Garshin O.V., Chugaev O.A., Okromelidze G.V., Lebedev K.P., Permyakov A.Yu. stated. 29.07.2019, publ. 24.03.2020, bull. no. 9
 11. Raupov I.R. Technology of intrafast water insulation of terrigenous collectors using polymer compositions and optical method of process control: dissertation Ph.D. in Technology. — St. Petersburg: St. Petersburg Mining University, 2016, 143 p. (In Russ.)
 12. Sintsov I.A. Diagnosis of the causes of horizontal well watering/I.A. Sintsov, D.A. Ostapchuk//Geology, geophysics and development of oil and gas fields. — Tyumen: TSOGU, 2014, no. 5, 30–33 p. (In Russ.)
 13. Strizhnev K.V. Repair and insulation work in wells/K.V. Strizhnev — St. Petersburg: Nedra, 2010, 560 p. (In Russ.)
 14. Sukhodanova S.S. Creating a 3D model of a deposit with carbonate fractured collectors based on the integration of hydrodynamic, geophysical, seismic and field data (on the example of Lower Permian deposits of the Varandaysky deposit): dis. Ph.D. in Technology (25.00.17) / Sukhodanova Svetlana Sergeevna; Moscow: IPNG RAS, 2016, 157 p. (In Russ.)
 15. Shagiakhmetov A.M. Substantiation of the technology of intrafast water insulation in carbonate collectors using a polymer composition: dis. Ph.D. in Technology (25.00.17)/St. Petersburg Mining University, 2016, 103 p. (In Russ.)
 16. Chan K.S. Water Control Diagnostic Plots // Paper SPE 30775
 17. Kunakova, A.M., Duryagin, V.N., Strizhnev, K.V., et al. Inorganic gel-forming composition for water shut-off in carbonate reservoir of fractured-porous type, 2015, issue 11, pp. 114–116
 18. Raupov, Inzir R., Shagiakhmetov, Artem M. The results of the complex rheological studies of the cross-linked polymer composition and the grounding of its injection volume. International Journal of Civil Engineering and Technology (discontinued), 2019, issue 2, vol. 10, pp. 493–509
 19. Rogachev, M.K., Kondrashev A.O. Experiments of fluid diversion ability of a new waterproofing polymer solution, 2015, issue 4, vol. 42, pp. 507–51
 20. Rogachev, M.K., Kondrashev, A.O., Kondrashev, O.F. Water-shut-off polymeric composition for low-permeable reservoirs, 2014, issue 4, pp. 63–65
 21. Shagiakhmetov, A., Tananykhin, D., Terleev, A. Development of water-shutoff composition on the basis of carboxymethyl cellulose for fractured and fractured-porous oil and gas reservoirs. Acta Technica CSAV (Ceskoslovensk Akademie Ved), 2018, issue 4B, vol. 62

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.М. Шагиахметов — оказал экспертную поддержку в части анализа технологий внутрипластовой водоизоляции и применяемых составов, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Д.Е. Осадчий — оказал экспертную поддержку в области диагностики причин обводнения скважинной продукции, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

С.С. Ющенко — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, выполнила литературно-патентную обработку материалов по технологиям внутрипластовой водоизоляции, выполнила диагностику причин обводнения.

Artem M. Shagiakhmetov — provided expert support in the analysis of technologies of water shut-off and compositions, approved the final version of the article.

Dmitriy E. Osadchiy — provided expert support in the field of diagnostics of the causes of water flooding of well products, approved the final version of the article.

Svetlana S. Yushchenko — developed the article concept, prepared the text of the article, performed literary and patent processing of materials on intraflast water insulation technologies, and performed diagnostics of the causes of watering.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Арте́м Ма́ратович Ша́гиахметов* — доцент, заместитель декана Нефтегазового факультета, Санкт-Петербургский Горный университет
199106, Россия, г. Санкт-Петербург,
21-я линия В.О., д. 2.
e-mail: Artem-shagiakhmetv@mail.ru

Дмитрий Евге́ньевич Оса́дчий — главный специалист по разработке,
ООО «Газпромнефть-ННГГФ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Малая Морская, д. 18.
e-mail: Osadchiy.DE@gazprom-neft.ru

Светла́на Серге́евна Ю́щенко — магистр,
Санкт-Петербургский Горный университет
199106, Россия, г. Санкт-Петербург,
21-я линия В.О., д. 2.
e-mail: Svetayushchenko@icloud.com

Artem M. Shagiakhmetov — Associate Professor, Deputy Dean of the Faculty of Oil and Gas, St. Petersburg Mining University
2 21st line of Vasilievsky Island, 199106, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Artem-shagiakhmetv@mail.ru

Dmitriy E. Osadchiy — Chief Development Specialist, Gazpromneft NNGGF LLC
18 Malaya Morskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Osadchiy.DE@gazprom-neft.ru

Svetlana S. Yushchenko — Magister, St. Petersburg Mining University
2 21st line of Vasilievsky Island, 199106, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Svetayushchenko@icloud.com

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Коллектив авторов,
2022

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИМУЛЯТОРОВ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ТЕРМИЧЕСКИХ И ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

**Р.А. Валиуллин^{1,2}, А.Ш. Рамазанов^{1,*}, Т.Р. Хабиров¹, А.А. Садретдинов²,
М.Ф. Закиров¹, Р.Ф. Шарафутдинов¹, Р.К. Яруллин¹**

¹Башкирский государственный университет, РФ, Уфа

²ООО НПФ «ГеоТЭК», РФ, Уфа

Электронный адрес: ramaz@bsunet.ru

Введение. В статье описаны математические модели термогидродинамических процессов в пластах и стволе скважины для однофазных и многофазных потоков, составляющие вычислительное ядро температурных симуляторов. Представлено видение специалистов кафедры геофизики БашГУ подходов к количественной интерпретации температурных измерений в скважинах, опыт разработки температурных симуляторов и их применения при интерпретации.

Цель. Обсудить математические модели однофазных и многофазных симуляторов для описания термогидродинамических процессов в пластах и стволе скважины, примеры количественной интерпретации термических исследований при освоении и эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин с использованием симуляторов.

Материалы и методы. Вычислительное ядро симуляторов включает модели: для расчета температурного поля в скважине и пластах с учетом конвекции, теплопроводности и баротермического эффекта; для расчета поля давления и скоростей фаз. Определение количественных параметров, характеризующих прискважинную зону пласта и профили притока (приемистости), основано на сравнении измеренных данных давления и температуры со смоделированными на симуляторе, и минимизации невязки.

Результаты. На примерах исследований при освоении скважин компрессором, фонтанных скважин с изменением режима отбора и нагнетательных скважин продемонстрирована возможность использования температурных симуляторов при количественной интерпретации с целью построения профиля притока (приемистости) определения параметров неоднородности в прискважинной зоне пласта.

Заключение. Температурные симуляторы можно использовать в практике традиционных ПГИ в добывающих и нагнетательных скважинах для планирования термических исследований, для проверки рабочих гипотез и валидации интерпретации, для определения параметров прискважинной зоны пластов и индивидуальных дебитов в многопластовой скважине, в том числе для определения дебитов заколонных перетоков. Для достижения максимальной информативности данные должны быть получены с помощью заранее разработанной методики проведения ПГИ.

Ключевые слова: термометрия, симулятор, математические модели, практические примеры моделирования, количественная интерпретация

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ по теме: «Создание интеллектуальной комплексной технологии исследования и интерпретации данных...», соглашение № 075-11-2021-061 от 25 июня 2021 г.

Для цитирования: Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р., Садретдинов А.А., Закиров М.Ф., Шарафутдинов Р.Ф., Яруллин Р.К. Опыт использования симуляторов при интерпретации термических и термогидродинамических исследований. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(1):99–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109>

Статья поступила в редакцию 05.11.2021

Принята к публикации 22.12.2021

Опубликована 30.03.2022

EXPERIENCE IN USING SIMULATORS FOR INTERPRETATION
OF THERMAL AND THERMOHYDRODYNAMIC STUDIES

**Rim A. Valiullin^{1,2}, Ayrat Sh. Ramazanov^{1,*}, Timur R. Khabirov¹, Alexander A. Sadretdinov²,
Marat F. Zakirov¹, Ramil F. Sharafutdinov¹, Rashid K. Iarullin¹**

¹Bashkir State University, RF, Ufa

²JSC NPF "GeoTEC", RF, Ufa

E-mail: ramaz@bsunet.ru

Introduction. The article describes mathematical models of thermohydrodynamic processes in reservoirs and wellbore for single-phase and multiphase flows that make up the computing core of temperature simulators. The vision of specialists of the Geophysics Department of Bashkir State University of approaches to the quantitative interpretation of temperature measurements in wells, experience in the development of temperature simulators and their application in interpretation are presented.

Objective. To discuss mathematical models of single-phase and multiphase simulators for describing thermohydrodynamic processes in reservoirs and wellbore, examples of quantitative interpretation of thermal studies during the development and operation of production and injection wells using simulators.

Materials and methods. The computational core of the simulators includes models: for calculating the temperature field in the borehole and reservoirs, taking into account convection, thermal conductivity and barothermal effect; for calculating the pressure field and phase velocities. Determination of quantitative parameters characterizing the near-wellbore formation zone and inflow (injectivity) profiles is based on comparing the measured data on pressure and temperature changes with those simulated on the simulator and minimizing the discrepancy.

Results. On the examples of studies during well testing, studies of flowing wells with a change in the production mode, injection wells, the possibility of using temperature simulators for quantitative interpretation in order to build an inflow (injectivity) profile to determine the parameters of heterogeneity in the near-wellbore zone of the reservoir was demonstrated.

Conclusions. Temperature simulators can be used in the practice of traditional production logging in production and injection wells to design thermal studies, to test working hypotheses and validate interpretation, to determine the parameters of the near-wellbore zone of reservoirs and individual flow rates in a multilayer well, including to determine the flow rates of behind-the-casing flows. To achieve maximum information content, the data should be obtained using a pre-developed methodology for conducting PLT.

Keywords: thermal logging, simulator, mathematical models, field cases, quantitative interpretation

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

Funding: the work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation on the topic: "Creating an intelligent integrated technology for research and interpretation of data...", agreement No. 075-11-2021-061 dated June 25, 2021.

For citation: Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Khabirov T.R., Sadretdinov A.A., Zakirov M.F., Sharafutdinov R.F., Iarullin R.K. Experience in using simulators for interpretation of thermal and thermohydrodynamic studies. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(1):99–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109>

Manuscript received 05.11.2021

Accepted 22.12.2021

Published 30.03.2022

ВВЕДЕНИЕ

Скважинная термометрия является одним из эффективных методов промыслово-геофизических исследований скважин при их освоении и эксплуатации. В последние годы в мире существенно вырос интерес к вопросам количественной интерпретации температурных измерений в скважинах, подробный обзор этих исследований есть в работах [4, 8]. Основное внимание при этом уделяется решению следующих вопросов:

- построение профиля притока или поглощения в скважине;
- определение индивидуальных дебитов в многопластовой скважине;
- количественная оценка заколонных перетоков;
- оценка объемов нецелевой закачки в нагнетательных скважинах.

Представляет интерес также определение гидродинамических параметров пластов в многопластовой системе при совместной интерпретации переходных полей температуры и давления, по данным специальных термогидродинамических исследований

(ТГДИ). Термометрия здесь является хорошим дополнением к обычным ГДИ при исследовании прискважинной зоны пласта. Радиус исследований r_p для ГДИ определяется пьезопроводностью среды $r_p \approx \sqrt{\chi t}$, а радиус исследований r_T при зондировании среды по температуре зависит от удельного дебита q как $r_T \approx \sqrt{qt}$, что на порядки меньше радиуса исследований при ГДИ. Исследование прискважинной зоны для ГДИ затруднено эффектом влияния ствола скважины (ВСС) для малых времен. При этом при зондировании пласта по температуре приток из пласта несет информацию о распределении проницаемости в пласте. Поэтому эти методы дополняют друг друга для малых и больших времен, обеспечивая определение параметров вблизи скважины и вдали от нее [4].

ЦЕЛЬ

В данной статье представлено видение специалистов кафедры геофизики БашГУ подходов к количественной интерпретации температурных измерений в скважинах, опыт

разработки температурных симуляторов и их применения при интерпретации. Кафедра геофизики БашГУ с 1970 года является одним из научных центров по разработке теории, аппаратуры и методики скважинной термометрии. Первый симулятор термогидродинамических процессов для многопластовой скважины нами был разработан в 2009 году по заданию фирмы «Шлюмберже». Он используется как при исследованиях, так и, эпизодически, при количественной интерпретации ТГДИ [6–8].

Наш первый тезис заключается в том, что для количественной интерпретации должны использоваться симуляторы разного уровня и веса:

- калькуляторы и быстрые алгоритмы («экспресс-методики») на основе аналитических моделей;
- симуляторы на основе численных моделей, ориентированные на решение конкретных задач (однофазные, одномерные или двумерные модели пластов для слабосжимаемых жидкостей с постоянными параметрами);
- исследовательские симуляторы (многофазные, двумерные по температуре и фильтрации в пластах с учетом зависимости параметров от давления и температуры).

Второй тезис: «Для успешной количественной интерпретации на основе использования симуляторов исследования должны быть проведены по определенной технологии». Например, если в нагнетательную скважину в течение длительного времени закачивать воду с постоянной температурой, то температурные замеры в остановленной скважине не позволят определить приемистость отдельных пластов. Однако если организовать кратковременную закачку ограниченного объема жидкости, то восстановление температуры в интервалах поглощения будет зависеть от объема поглощенной порции воды с контрастной температурой.

Для произвольно взятого исследования получение результатов не всегда возможно, и в любом случае это более трудоемкий процесс с меньшей вероятностью успеха по сравнению с исследованием по заранее разработанной методике.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

ФИЗИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

При анализе температурного поля в интервале продуктивных пластов обычно выделяют

следующие зоны (снизу вверх): Зона ненарушенной геотермы и распределение температуры вблизи работающего пласта в зумпфе важны для восстановления начальных условий и выявления заколонных перетоков снизу [1]. Основной объем информации для количественной интерпретации дают распределения температуры в интервалах смешивания и конвективного теплообмена вне интервалов притока.

Против нижнего интервала смешивания регистрируется температура поступающего из пласта флюида. Для длительного время работающей скважины в стационарном случае без учета теплопроводности она описывается простой формулой:

$$\Delta T = T - T_{\text{пл}} = \varepsilon \cdot \Delta P, \quad (1)$$

где ε — коэффициент Джоуля — Томсона флюида зависит от состава флюида; ΔP — депрессия, разница между давлениями в пласте и скважине; ΔT — изменение температуры, разница между температурой в скважине T и пластовой температурой $T_{\text{пл}}$.

В этом случае прямой зависимости аномалии температуры от дебита нет. Определив величину дроссельного разогрева ΔT можно оценить либо состав флюида по ε , либо депрессию ΔP . Для других интервалов притока в многопластовой ΔT можно оценить, если имеются датчики температуры за колонной, измеряющие непосредственно температуру притекающего из пласта флюида.

Для переходных процессов за время t притока изменение температуры $\Delta T(t)$ зависит от удельного дебита q , подвижности флюида k/m и геометрии течения в пласте:

$$\Delta T(t) = \varepsilon \cdot \Delta P \cdot A \left(t, q, \frac{k}{\mu} \right), \quad (2)$$

что обеспечивает термозондирование при скважинной зоне пласта. Впервые возможность использования нестационарной температуры для зондирования пласта была показана еще в 1960-е годы Э.Б. Чекалюком. Для постоянного дебита имеются аналитические решения [2], в общем случае используются численные модели [3, 5, 10, 12]. Определение проницаемости и радиуса зоны нарушения в ПЗП по $\Delta T(t)$ и сегодня рассматривается как актуальная для оптимизации воздействия на ПЗП задача [4, 6, 8].

В остальных интервалах смешивания изменение температуры зависит от дебита и температуры поступающего из этого интервала флюида. Знание температуры поступающей из пласта жидкости, температуры в стволе

скважины до и после смешивания позволяет легко вычислить отношение дебитов смешивающихся флюидов из уравнения:

$$Q_B C_B (T_{cm} - T_B) = Q_P C_P (T_P - T_{cm}), \quad (3)$$

где T — температура, Q — дебит, C — объемная теплоемкость, индексы «В» и «П» относятся к восходящему по стволу скважины и поступающему из пласта потокам, а T_{cm} — температура в скважине после смешивания. Вне интервалов смешивания, в зонах конвективного теплообмена, градиент установившейся температуры $T(z)$ зависит от скорости движения флюида. Известны простые аналитические модели (Чекалюка — Намиотта, Ramey, Izgec), по которым можно определить параметр затухания B , связанный с дебитом [9]:

$$B \frac{dT}{dz} = T_G(z) - T(z) \\ B = \frac{CQ}{h},$$

где C — объемная теплоемкость флюида; h (Вт/м²·К) — коэффициент теплообмена между жидкостью в скважине и горными породами; $T_G(z)$ — геотерма, невозмущенная температура горных пород на глубине z . В нестационарном случае, для переходного процесса в формировании температуры вдоль скважины после ее пуска, имеется возможность оценки общего расхода и профиля притока/поглощения по изменению температуры во времени (метод тепловых меток) [7, 16].

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

Температурное поле в скважине определяется многими процессами: эффектом Джоуля — Томсона в пласте, адиабатическим эффектом, эффектом калориметрического смешивания, конвективным переносом тепла, разгазированием нефти (фазовыми переходами) и теплопроводностью. Вклад этих эффектов в распределение температуры в скважине зависит от различных факторов: геотермического изменения температуры, свойств пластов, состава притекающего из пласта флюида, газового фактора, обводненности продукции, скорости движения флюида по стволу скважины, значения давления насыщения, текущего режима и истории работы скважины. Для описания температуры притекающего в скважину флюида делаются те или иные предположения о процессах, протекающих в пластах.

В общем случае в пластах моделируется трехфазная неадиабатическая фильтрация с фазовыми переходами, уравнение энергии

для которой в плоскорадиальной постановке выглядит следующим образом [4]:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \sum_i \rho_i s_i h_i + (1 - \phi) \rho_{sk} c_{p,sk} T \right] + \\ \operatorname{div} \left(\sum_i \rho_i h_i \vec{v}_i \right) = \operatorname{div} (\lambda \operatorname{grad} T) + \\ \sum_i s_i \frac{\partial \phi p_i}{\partial t} + J_{12} (h_1 - h_2), \quad (4)$$

где ϕ — пористость, индекс sk обозначает принадлежность к скелету горной породы, индекс i — принадлежность к i -й фазе (газ, нефть или вода); ρ — плотность; c — удельная теплоемкость; u и h — удельные внутренняя энергия и энтальпия; J — интенсивность фазового перехода; s — насыщенность порового пространства фазой; v — скорость фильтрации; λ — теплопроводность насыщенной пористой среды; p — давление; T — температура; t — время.

Также разработаны отдельные математические модели для следующих случаев:

однофазная фильтрация слабосжимаемой жидкости, однофазная фильтрация сильносжимаемой жидкости (газа), двухфазная фильтрация нефти и воды, двухфазная фильтрация нефти и газа с учетом разгазирования нефти. Например, уравнение энергии для однофазной фильтрации слабосжимаемой жидкости в плоскорадиальной постановке преобразуется относительно полной постановки к следующему виду:

$$\frac{\partial [(1 - \phi) \rho_{ck} c_{ck} + \phi \rho c] T}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho c v T) = \\ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \phi \rho c \eta \frac{\partial p}{\partial t} - \epsilon \rho c v \frac{\partial p}{\partial r}, \quad (5)$$

где r — радиальная координата; η — адиабатический коэффициент; ϵ — коэффициент Джоуля — Томсона. Остальные обозначения как для формулы (4).

Математические модели для потока в скважине, как правило, являются одномерными. Уравнение энергии в общем случае выглядит следующим образом:

$$\frac{\partial}{\partial t} \sum_i \rho_i \alpha_i u_i + \frac{\partial}{\partial z} \sum_i \rho_i \alpha_i v_i h_i = \\ \sum_i \rho_i \alpha_i v_i g + Q_{то} + Q_{пр}, \quad (6)$$

где α — объемная доля; v — скорость движения; g — проекция ускорения свободного падения на траекторию скважины; $Q_{то}$ — теплообмен со стенкой скважины; $Q_{пр}$ — приток тепла флюидом (например, из пласта). Кинетическая энергия потока и теплопроводность вдоль направления потока ис-

ключены, так как их влияние пренебрежимо мало.

Для случая однофазного несжимаемого потока уравнение энергии записывается следующим образом:

$$\frac{\partial \rho c T}{\partial t} + \frac{\partial \rho c v T}{\partial z} = \eta \rho c \left(\frac{\partial p}{\partial t} + v \frac{\partial p}{\partial z} \right) - v \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right)_{fr} - 2\pi r U (T - T_{п}) + c J_{пр} T_{пр}, \quad (7)$$

где индекс *fr* обозначает часть градиента давления, связанную с потерями на трение; *r* — радиус потока; *U* — коэффициент теплообмена; *T_п* — температура горных пород; *J_{пр}* и *T_{пр}* — приток флюида с заданной температурой.

Кроме того, для ствола скважины разработаны и опробованы математические модели: квазигомогенная двухфазная смесь без проскальзывания и без фазовых переходов, две фазы с проскальзыванием, с фазовыми переходами и без.

РЕЗУЛЬТАТЫ

ПРИМЕРЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИМУЛЯТОРОВ

Количественная интерпретация основана на использовании симуляторов, которые по-

зволяют получать расчетное распределение температуры в скважине по заданным параметрам математической модели.

При использовании симуляторов возможны два подхода:

- использование полной модели для системы «скважина — пласты»;
- использование модели для участка ствола скважины.

Первый подход предполагает численное моделирование термогидродинамических процессов в стволе скважины, в пластах и при расчетах задание параметров для всей модели. Этот подход реализован в большинстве известных сегодня симуляторов. Такие симуляторы используются как при дизайне термических исследований, так и при интерпретации.

Второй подход реализован в виде самостоятельных программных модулей, калькуляторов для решения отдельных задач, к примеру: квазистационарное распределение температуры в зоне конвективного теплообмена, распределение температуры в зумпфе скважины, распределение температуры в зоне калориметрического смешивания потоков и др. Для этого подхода характерно использование простых аналитических моделей.

На **рис. 1** показан пример моделирования исследований при компрессорном освоении

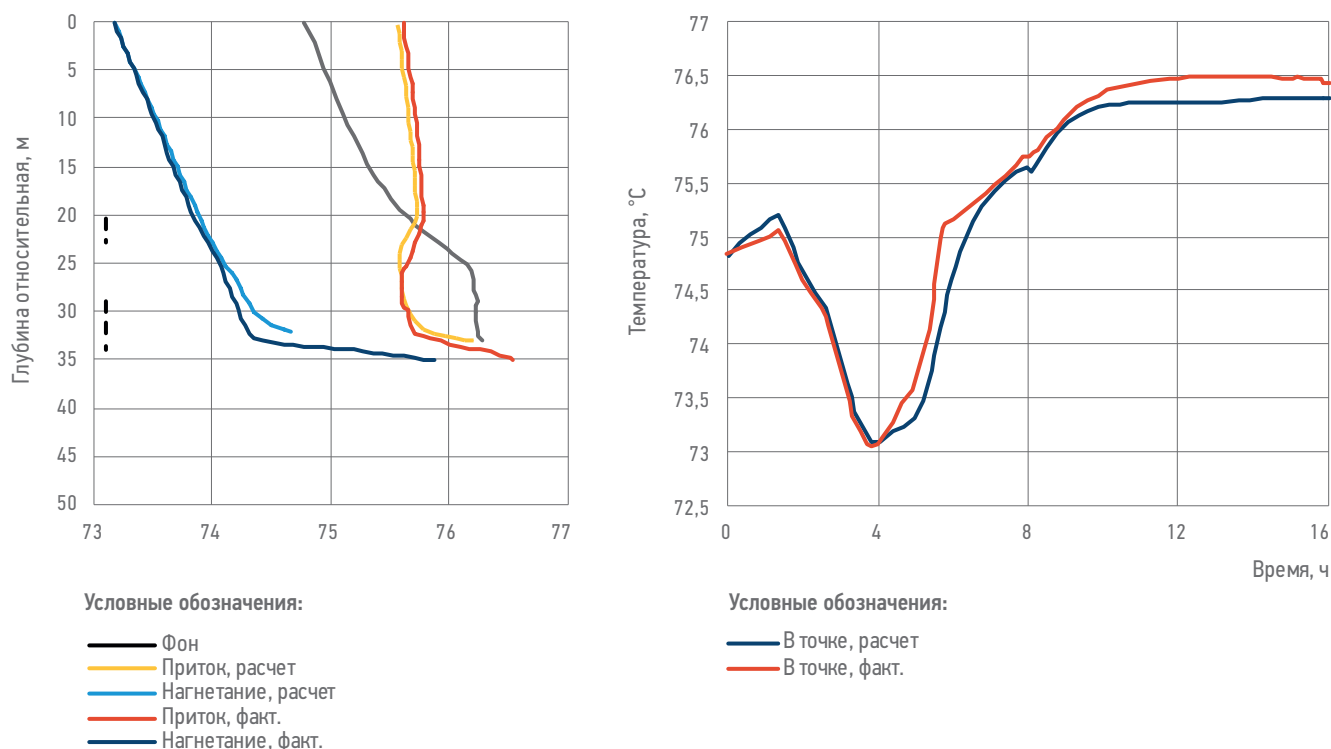


Рис. 1. Использование численного симулятора при количественной интерпретации термических исследований в процессе компрессорного освоения нефтяной скважины. Составлено авторами

Fig. 1. Using a numerical simulator for quantitative interpretation of thermal studies in the process of compressor development of an oil well. Made by the authors

скважины [6]. Параметры для двух пластов подбирались по минимуму функционала, включающего невязки для термограммы в режиме нагнетания, притока и кривой изменения температуры во времени, зарегистрированной в точке выше интервалов притока. В табл. 1 приведены результаты обычной интерпретации (ПГИ) и с использованием термосимулятора. В результате

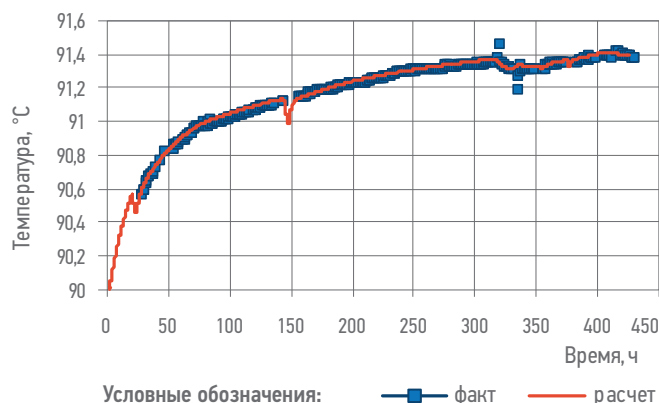
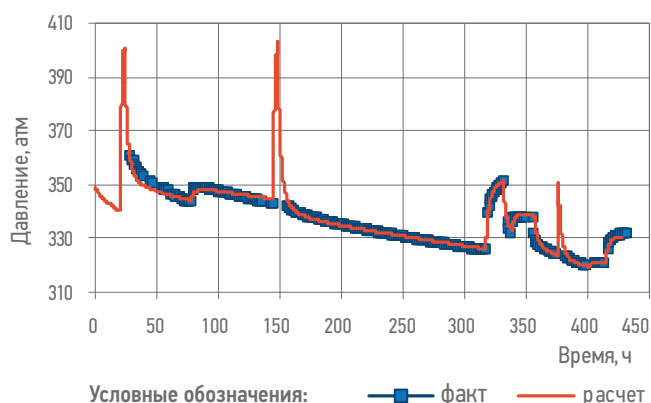
удалось оценить суммарный дебит, соотношение индивидуальных дебитов, а также проницаемость и скин-фактор для нижнего интервала.

На рис. 2 показано сопоставление измеренных и модельных распределений температуры для фонтанной скважины [8]. В этом случае параметры модели пласта подобраны из условия наилучшего совмещения рассчитанных кривых изменения давления и температуры во времени в точке выше пласта и серии из нестационарных термограмм для разных дебитов (на рисунке показана одна термограмма из 6 измеренных в разное время). В пределах интервала перфорации

ЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕМПЕРАТУРНЫЕ СИМУЛЯТОРЫ ИСПОЛЗУЮТСЯ ДЛЯ РАСЧЕТА РАСПРЕДЕЛЕНИЙ ДАВЛЕНИЯ, РАСХОДОВ ФАЗ И ТЕМПЕРАТУРЫ В СИСТЕМЕ.

Таблица 1. Результаты обычной интерпретации данных ПГИ и с использованием термосимулятора.
Table 1. Results of traditional interpretation of PLT data and with the use of a thermal simulator.

Свойства	ПГИ	С симулятором
Суммарный дебит, м ³ /сут	13,7	9,9
Соотношение дебитов	60/40	25/75
Скин-фактор	Не определен	Нижний интервал: 5 Верхний: не определен
Проницаемость, мД	Не определена	Нижний интервал: 13,5. Верхний: не определена



Результат интерпретации

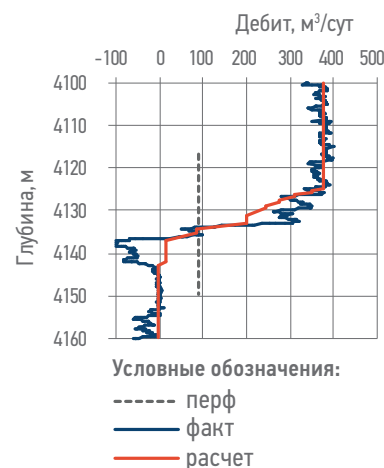
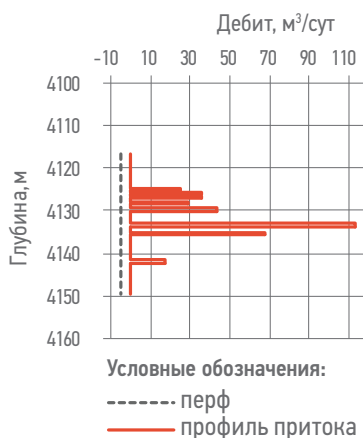
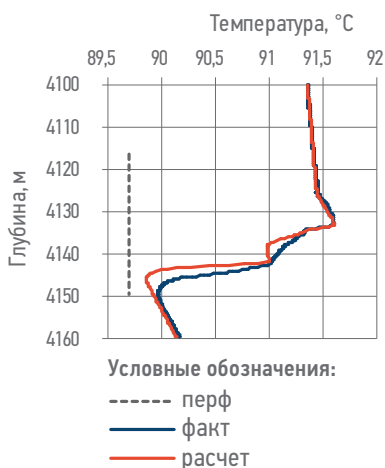


Рис. 2. Пример количественной интерпретации данных ТГДИ при испытании фонтанной скважины. Составлено авторами
Fig. 2. An example of quantitative interpretation of pressure and temperature transients when testing a flowing well. Made by the authors

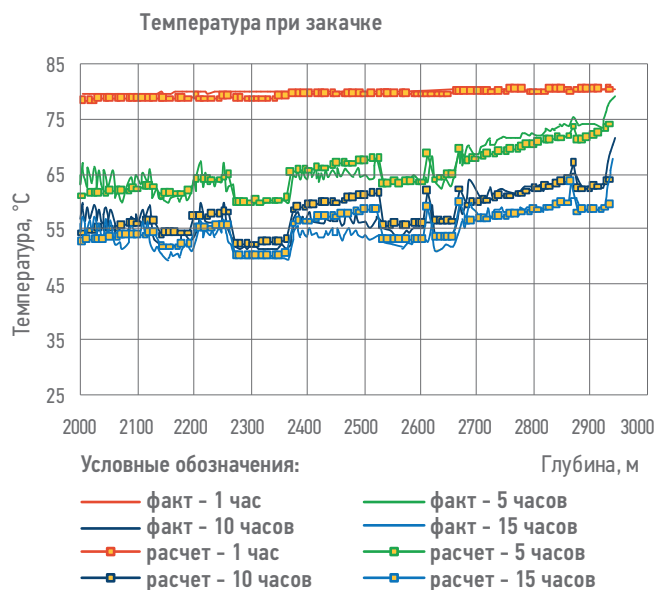


Рис. 3. Фактические и модельные кривые распределения температуры в ГС за колонной в процессе закачки и восстановления температуры. Составлено авторами

Fig. 3. Measured and simulated thermal logs in the horizontal well behind the casing during injection and temperature build up. Made by the authors

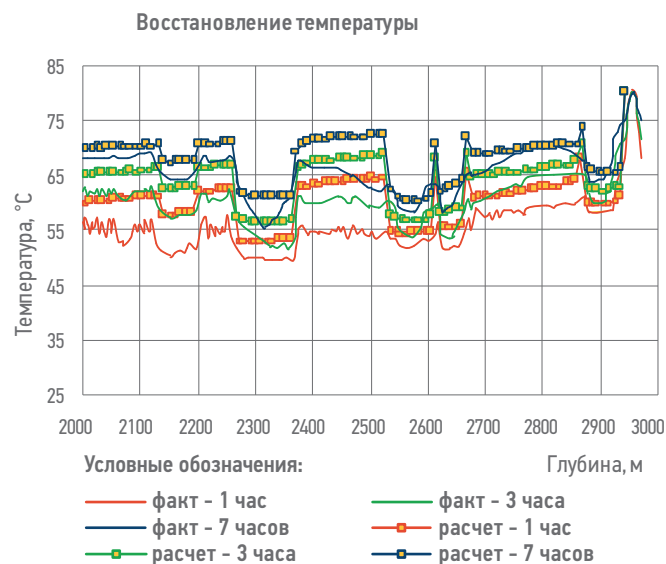


Рис. 4. Текущая поинтервальная приемистость пласта по воде и прогнозная оценка профиля притока и поинтервальной обводненности флюида по результатам моделирования на симуляторе. Составлено авторами

Fig. 4. Current water specific injectivity and predictive estimation of the inflow profile and water cut distribution based on the simulation results on the simulator. Made by the authors

выделены интервалы притока, оценены их проницаемость и скин-факторы.

Рис. 3 и 4 демонстрируют использование температурного симулятора при интерпретации термических исследований в горизонтальной скважине с измерением температуры с помощью DTS, расположенной за стальной колонной [7, 14]. В этом случае решалась задача определения источника обводнения продукции и поинтервальных дебитов методом закачки холодной воды с последующим восстановлением температуры. Процесс температурного возмущения и расформирования непрерывно контролировался распределенной оптоволоконной системой. Технология проведения исследований и объемы закачки были предварительно рассчитаны с применением симулятора и известной априорной информации о параметрах скважины и характеристиках пласта.

На **рис. 5** показан один из примеров использования аналитических моделей при построении профиля притока. Объект представляет собой горизонтальный ствол с 7 портами притока. Работающие интервалы выделены по методам термометрии и состава. Цель моделирования — определение вклада каждого интервала в общий дебит скважины по результатам термометрии на притоке. Использована аналитическая модель для стационарного распределения температуры в однофазном потоке с учетом эффекта калориметрического смешивания

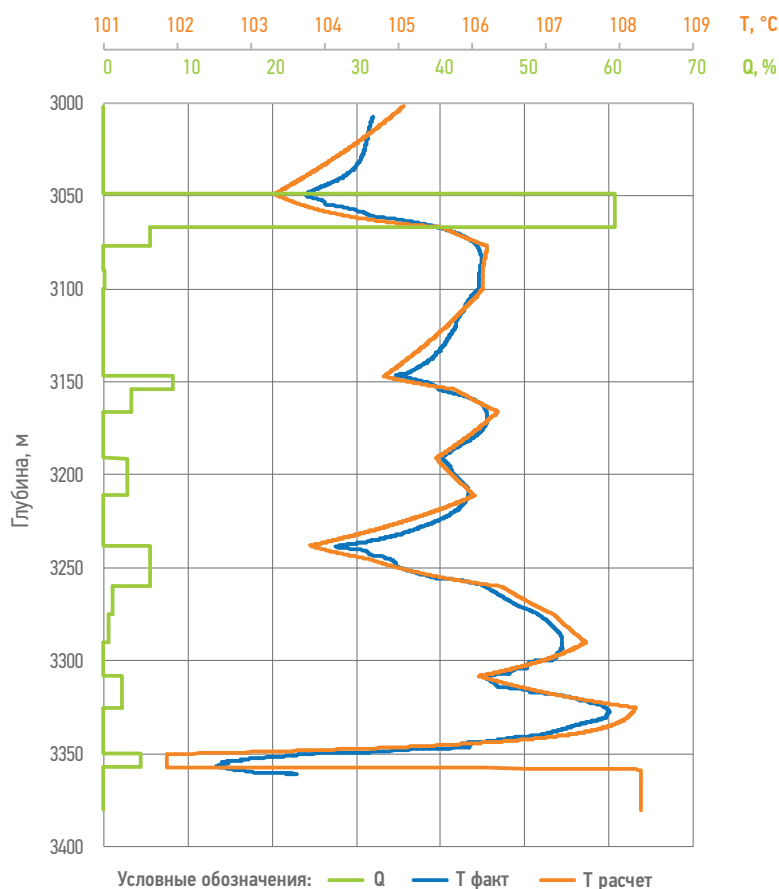


Рис. 5. Пример использования аналитической модели для построения профиля притока в горизонтальной скважине. $T_{изм}$ — фактическая термограмма; $T_{мод}$ — модельная термограмма; Q — профиль притока. Составлено авторами

Fig. 5. An example of using an analytical model to build an inflow profile in a horizontal well. T_{meas} — measured thermal log; T_{mod} — modeled thermogram; Q — inflow profile. Made by the authors

в интервалах притока и теплообмена с горными породами [15]. По результатам моделирования получен профиль притока, подобранный из условия наилучшего совмещения фактической термограммы с расчетной. Основной приток флюида (более 60 % от общего дебита) приходится на верхний интервал 3049–3067 м. Приток с нижнего интервала (3350–3357 м) составляет около 4 %. Таким образом, по результатам термометрических исследований с использованием аналитических моделей появляется возможность оперативно и количественно оценить профиль притока в эксплуатационной скважине.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработаны аналитические и численные модели для квазистационарных и переходных термогидродинамических процессов в системе скважина — пласты для однофазных и многофазных потоков нефти, воды и газа. Разработаны и опробованы на материалах скважинных исследований Российских и зарубежных нефтяных компаний эффектив-

ные симуляторы для расчета распределений давления, расходов фаз и температуры в системе.

Показано, что температурные симуляторы можно использовать в практике традиционных ПГИ для планирования термических исследований, для проверки рабочих гипотез и валидации интерпретации.

Температурные симуляторы могут использоваться для определения параметров при-скважинной зоны пластов и индивидуальных дебитов в многопластовой скважине, в том числе положения работающих интервалов и для определения дебитов заколонных перетоков в добывающих и нагнетательных скважинах.

Для решения различных задач ПГИ необходимо использовать специализированные симуляторы (или математические модели в составе симулятора) с необходимыми и достаточными функциональными возможностями.

Для достижения максимальной информативности данные должны быть получены с помощью заранее разработанной методики проведения ПГИ.

Список литературы

1. Валиуллин Р.А., Вахитова Г.Р., Назаров В.Ф., Рамазанов А.Ш., Федотов В.Я., Яруллин Р.К. Термогидродинамические исследования пластов и скважин нефтяных месторождений. Учебное пособие. Уфа: Изд-во БашГУ, 2015. — 250 с.
2. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. — 238 с.
3. Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Pimenov V.P., Sharafutdinov R.F., Sadretdinov A.A. Qualitative and Quantitative Interpretation: The State of the Art in Temperature Logging. — SPE 127854-MS, 2010. <https://doi.org/10.2118/127854-MS>
4. Рамазанов А.Ш., Валиуллин Р.А., Садретдинов А.А., Шако В.В., Пименов В.П., Федоров В.Н., Белов К.В. Термогидродинамические исследования в скважине для определения параметров при-скважинной зоны пласта и дебитов многопластовой системы. — SPE 136256-RU, 2010.
5. Рамазанов А.Ш., Садретдинов А.А. Использование симуляторов для количественной интерпретации температурных исследований скважин. — НТБ «Каротажник», Тверь. — 2014. — Вып. 9. — С. 38–46.
6. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Садретдинов А.А., Шарафутдинов Р.Ф., Шако В.В., Сидорова М., Крючатов Д.Н. Количественная интерпретация нестационарных температурных данных в многопластовой скважине на основе температурных симуляторов. — SPE 171233-RU, М., 14–16 октября 2014. — 24 с.
7. Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К., Шарафутдинов Р.Ф., Рамазанов А.Ш., Садретдинов А.А., Мухамдиев Р.С., Баженев В.В., Имаев А.И., Семикин Д.А., Ракитин М.В. Многодатчиковые технологии исследования горизонтальных скважин. — SPE 171262-RU, Москва, 14–16 октября 2014. 18 с.
8. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р., Садретдинов А.А., Шако В.В., Сидорова М., Котляр Л.А., Федоров В.Н., Салимгареева Э.М. Интерпретация термогидродинамических исследований при испытании скважины на основе численного симулятора. — SPE-176589-RU, 26–28 октября, Москва. — 2015. — 24 с.
9. Запорожец В.М. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика. — М.: Недра, 1983. — 591 с.
10. Ramazanov, A.Sh., Valiullin, R.A., Sharafutdinov, R.F., Khabirov, T.R., Sadretdinov, A.A., Zakirov, M.F., Islamov, D.F. The use of simulators for designing and interpretation of well thermal survey. — 7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition. — 2016. — С. 957–961.
11. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф., Шарипов А.М., Низаева И.Г., Бадетз К., Жафрезик В. Исследование температурных полей в пластах с трещиной гидроразрыва. — SPE 187748-RU, Москва, 16–18 октября 2017.
12. Власов С.В., Крючатов Д.Н., Подбережный М.Ю., Азаматов А.Ш., Валиуллин Р.А., Садретдинов А.А., Рамазанов А.Ш. Опыт термогидродинамических исследований скважин в комплексе с шумометрией и количественной интерпретации данных с использованием моделирования на симуляторе. — SPE 196955-RU, 2019.
13. Яруллин А.Р., Хабиров Т.Р., Гаязов М.С. Физическое и математическое моделирование многофазных неизотермических потоков в условиях действующей горизонтальной скважины. // Техническая конференция SPE «Исследование горизонтальных скважин», 23–24 ноября 2016, Тюмень.
14. Яруллин Р.К., Валиуллин Р.А., Садретдинов А.А., Семикин Д.А., Ракитин М.В., Сурмаев А.В. Опволоконные технологии мониторинга действующих горизонтальных скважин // НТБ «Каротажник», Тверь: Изд. АИС, 2015. — Вып. 243. — С. 47–54.
15. Рамазанов А.Ш. Теоретические основы скважинной термометрии. Учебное пособие. — Уфа: Изд-во БашГУ, 2017. — 112 с.
16. Яруллин Р.К., Яруллин А.Р., Гаязов М.С. Концепция применения метода температурных меток в горизонтальных скважинах в условиях многофазного потока // PRONEFT. Профессионально о нефти, 2019. — № 1 (11). — С. 7–11.

Reference

1. Valiullin R.A., Vakhitova G.R., Nazarov V.F., Ramazanov A.Sh., Fedotov V.Ya., Yarulkin R.K. Thermohydrodynamic studies of reservoirs and wells of oil fields. Tutorial. Ufa, BashSU Publishing House, 2015, 250 p.

2. *Chekalyuk E.B.* Thermodynamics of Oil Formation, Nedra, Moscow, 1965, 238 p. (in Russ.)
3. *Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Pimenov V.P., Sharafutdinov R.F., Sadretdinov A.A.* Qualitative and Quantitative Interpretation: The State of the Art in Temperature Logging. — SPE 127854-MS, 2010. <https://doi.org/10.2118/127854-MS>
4. *Ramazanov A.Sh., Valiullin R.A., Sadretdinov A.A., Shako V.V., Pimenov V.P., Fedorov V.N., Belov K.V.* Thermal Modeling for Characterization of Near Wellbore Zone and Zonal Allocation/ — SPE 136256-MS, 2010, 22 p. <https://doi.org/10.2118/136256-MS>
5. *Ramazanov A.Sh., Sadretdinov A.A.* The use of simulators for the quantitative interpretation of temperature studies of wells, Tver, NTV "Karotazhnik", 2014, issue 9, pp. 38–46. (in Russ.)
6. *Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Sadretdinov A.A., Sharafutdinov R.F., Shako V.V., Sidorova M.V., Kryuchatov D.N.* Field Study of Temperature Simulators Application for Quantitative Interpretation of Transient Thermal Logging in a Multipay Well. —SPE 171233-MS. Moscow, Russia, 14–16 October 2014. — P. 23. <https://doi.org/10.2118/171233-MS>
7. *Valiullin R.A., Yarullin R.K., Sharafutdinov R.F., Ramazanov A.Sh., Sadretdinov A.A., Mukhamadyev R.S., Bajenov V.V., Imaev A.I., Semikin D.A., Rakitin M.V.* Multi-Sensor Technologies of Horizontal Well Production Logging. Current Status and Application Experience in the Fields of Russia. — SPE 171262-MS. Moscow, 14–16 October 2014, p. 23. <https://doi.org/10.2118/171262-MS>
8. *Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Khabirov T.R., Sadretdinov A.A., Shako V.V., Kotlyar L.A., Sidorova M.V., Fedorov V.N., Salimgareeva E.M.* Interpretation of Non-Isothermal Testing Data based on the Numerical Simulation. — SPE-176589-MS. Moscow, 26–28 October 2015, p. 23. <https://doi.org/10.2118/176589-MS>
9. *Zaporozhets V.M.* Geophysical well survey methods. Geophysics Handbook — Moscow: Nedra, 1983, 591 p. (in Russ.)
10. *Ramazanov A.Sh., Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Khabirov T.R., Sadretdinov A.A., Zakirov M.F., Islamov D.F.* The use of simulators for designing and interpretation of well thermal survey. — 7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition, 2016, pp. 957–961.
11. *Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Ramazanov A.Sh., Sharipov A.M., Nizaeva I.G., Badetz C., Badetz G.* Investigation of Temperature Field in the Formations by Hydraulic Fracture. — SPE-187748-MS. 16–18 October, Moscow, 2017. <https://doi.org/10.2118/187748-MS>
12. *Vlasov S.V., Kruchatov D.N., Podberezhnyy M.Yu., Azamatov M.A., Valiullin R.A., Sadretdinov A.A., Ramazanov A.Sh.* Experience of Thermo-Hydrodynamic Studies of Wells in Combination with Noise Logging and Quantitative Interpretation of Data Based on the Simulator. — SPE-196955-MS, Moscow, Russia, October 2019. <https://doi.org/10.2118/196955-MS>
13. *Yarullin A.R., Khabirov T.R., Gayazov M.S.* Physical and mathematical modeling of multiphase non-isothermal flows in an operating horizontal well (in Russ.) // SPE Technical Conference "Horizontal Wells Research", 23–24 November 2016, Tyumen, Russia
14. *Yarullin R.K., Valiullin R.A., Sadretdinov A.A., Semikin D.A., Rakitin M.V., Surmaev A.V.* Fiber optic technologies for monitoring operating horizontal wells // NTV "Karotazhnik". Tver, Ed. AIS, 2015, Issue 243, pp. 47–54. (in Russ.)
15. *Ramazanov A.Sh.* Theoretical foundations of well thermometry. Tutorial (in Russ.). — Ufa, BashSU Publishing House, 2017, 112 p.
16. *Yarullin R.K., Yarullin A.R., Gayazov M.S.* The conception of applying temperature marks method in horizontal wells with multiphase flow (In Russ.), PRONEFT". Professional'no o nefti, 2019, no. 1(11), pp. 7–11. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-1-7-11>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Р.А. Валиуллин — организовал и координировал работы по созданию температурных симуляторов и по количественной интерпретации данных термометрии в различных скважинах. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.Ш. Рамазанов — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, принял участие в разработке математических моделей симуляторов, в разработке методики количественной интерпретации, в работах по количественной интерпретации данных термометрии в различных скважинах.

Т.Р. Хабиров — принял участие в разработке математических моделей симуляторов, в кодировании и отладке симуляторов, в разработке методики количественной интерпретации, в работах по количественной интерпретации данных термометрии в различных скважинах, в подготовке рисунков.

А.А. Садретдинов — принял участие в разработке математических моделей симуляторов, в кодировании и отладке симуляторов, в разработке методики количественной интерпретации и в работах по количественной интерпретации данных термометрии в различных скважинах.

М.Ф. Закиров — разработал симулятор на основе аналитических моделей, принял участие в подготовке практического материала скважинных исследований и их количественной интерпретации с использованием симуляторов.

Rim A. Valiullin — organized and coordinated work on the creation of temperature simulators and on the quantitative interpretation of thermometry data in various wells. He agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Airat Sh. Ramazanov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, took part in the development of mathematical models of simulators, in the development of methods for quantitative interpretation, in works on the quantitative interpretation of thermal logging data in various wells.

Timur R. Khabirov — took part in the development of mathematical models of simulators, in the coding and debugging of simulators, in the development of methods for quantitative interpretation, in works on the quantitative interpretation of thermal logging data in various wells, in the preparation of drawings.

Alexander A. Sadretdinov — took part in the development of mathematical models of simulators, in the coding and debugging of simulators, in the development of a quantitative interpretation methodology and in works on the quantitative interpretation of thermal logging data in various wells.

Marat F. Zakirov — developed a simulator based on analytical models, took part in the preparation of practical material for well studies and their quantitative interpretation using simulators.

Р.Ф. Шарафутдинов — принял участие в разработке математических моделей симуляторов, в разработке методики количественной интерпретации, в работах по количественной интерпретации данных термометрии в различных скважинах.

Р.К. Яруллин — принял участие в разработке методики количественной интерпретации, в планировании скважинных исследований, в подготовке скважинных данных, в работах по интерпретации данных термометрии с применением симуляторов.

Ramil F. Sharafutdinov — took part in the development of mathematical models of simulators, in the development of methods for quantitative interpretation of PL data, in works on the quantitative interpretation of PL data in various wells.

Rashid K. Yarullin — took part in the development of a quantitative interpretation methodology, in the planning of well surveys, in the preparation of well data, in the interpretation of PL data using simulators.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Рим Абдуллович Валиуллин — доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой геофизики, Башкирский государственный университет директор ООО НПФ «ГеоТЭК» 450076, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Заки Валиди, д. 32.
e-mail: valra@geotec.ru
SPIN-код: 8388-7816
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3705-8260>
Scopus ID: 6603922172

Rim A. Valiullin — Dr. Sci. (Techn.), Professor, Head of the Department of Geophysics, Bashkir State University; director of LLC NPF GeoTEC 32 Zaki Validi str., 450076, Republic of Bashkortostan, Ufa, Russia.
e-mail: valra@geotec.ru
SPIN-code: 8388-7816
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3705-8260>
Scopus ID: 6603922172

Айрат Шайхуллинович Рамазанов* — доктор технических наук, профессор, профессор кафедры геофизики, Башкирский государственный университет 450076, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Заки Валиди, д. 32.
e-mail: ramaz@bsunet.ru
SPIN-код: 5507-7965
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5501-3755>
Scopus ID: 6603718947

Airat Sh. Ramazanov* — Dr. Sci. (Techn.), Professor of the Department of Geophysics, Bashkir State University 32 Zaki Validi str., 450076, Republic of Bashkortostan, Ufa, Russia.
e-mail: ramaz@bsunet.ru
SPIN-code: 5507-7965
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5501-3755>
Scopus ID: 6603718947

Тимур Раильевич Хабилов — кандидат физико-математических наук, доцент кафедры геофизики, Башкирский государственный университет 450076, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Заки Валиди, д. 32.
e-mail: khabirovtr@mail.ru
SPIN-код: 2373-4745
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7992-406X>
Scopus ID: 56688595600

Timur R. Khabirov — Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor of the Department of Geophysics, Bashkir State University 32 Zaki Validi str., 450076, Republic of Bashkortostan, Ufa, Russia.
e-mail: khabirovtr@mail.ru
SPIN-code: 2373-4745
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7992-406X>
Scopus ID: 56688595600

Александр Александрович Садретдинов — кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, ООО «НПФ ГеоТЭК» 450077, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ленина, д. 13.
e-mail: aleex.aa@gmail.com
Scopus ID: 15926065300

Alexander A. Sadretdinov — Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Researcher, LLC NPF GeoTEC 13 Lenin str., 450077, Republic of Bashkortostan, Ufa, Russia.
e-mail: aleex.aa@gmail.com
Scopus ID: 15926065300

Марат Финатович Закиров — кандидат технических наук, доцент кафедры геофизики, Башкирский государственный университет 450076, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Заки Валиди, д. 32.
e-mail: zakirovmf@mail.ru
SPIN-код: 8690-4804
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1674-2899>
Scopus ID: 8274548600

Marat F. Zakirov — Cand. Sci. (Techn.), Associate Professor of the Department of Geophysics, Bashkir State University 32 Zaki Validi str., 450076, Republic of Bashkortostan, Ufa, Russia.
e-mail: zakirovmf@mail.ru
SPIN-code: 8690-4804
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1674-2899>
Scopus ID: 8274548600

Рамиль Файзырович Шарафутдинов — доктор физико-математических наук, профессор, профессор кафедры геофизики, Башкирский государственный университет
450076, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Заки Валиди, д. 32.
e-mail: gframil@inbox.ru
SPIN-код: 5054-9826
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6980-8364>
Scopus ID: 7006084311

Рашид Камилевич Яруллин — кандидат физико-математических наук, доцент, доцент кафедры геофизики, Башкирский государственный университет
450076, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Заки Валиди, д. 32.
e-mail: rk@geotec.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7949-3503>
Scopus ID: 14623371000

Ramil F. Sharafutdinov — Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor of the Department of Geophysics, Bashkir State University
32 Zaki Validi str., 450076, Republic of Bashkortostan, Ufa, Russia.
e-mail: gframil@inbox.ru
SPIN-code: 5054-9826
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6980-8364>
Scopus ID: 7006084311

Rashid K. Yarullin — Cand. Sci. (Phys.-Math), Associate Professor of the Department of Geophysics, Director of the Technopark, Bashkir State University
32 Zaki Validi str., 450076, Republic of Bashkortostan, Ufa, Russia.
e-mail: rk@geotec.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7949-3503>
Scopus ID: 14623371000

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

АНАЛИЗ ПРИЧИН ВЫСОКОЙ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

С.С. Иванов*, А.Г. Перекупка, Д.Е. Багин

ПАО «Гипротюменнефтегаз», РФ, Тюмень

Электронный адрес: Ivanov@gtng.ru

Введение. В статье проанализированы причины высокой коррозионной агрессивности попутного нефтяного газа месторождений Западной Сибири, вызывающего преждевременный износ внутренних поверхностей технологических трубопроводов, стенок и элементов сепарационного оборудования, и предложены рекомендации (технические решения) по их устранению.

Цель. Для повышения надежности трубопроводов и оборудования компрессорных станций, установок подготовки газа, на которые поступает сырой попутный нефтяной газ, необходимо выявить причины коррозионной агрессивности газа и разработать рекомендации (технические решения) по их устранению.

Материалы и методы. Для анализа, оценки и определения причин высокой коррозионной агрессивности попутного нефтяного газа необходимы промысловые и лабораторные исследования:

- анализ попутного нефтяного газа и отделяемой жидкости на входе/выходе из каждого сосуда и аппарата, включенных в технологический процесс;
- анализ потока газа в сепараторах и оценить его воздействие на стенки аппаратов и трубопроводов;
- исследования участков трубопроводов с коррозионными повреждениями.

Результаты. Выявлено, что коррозия трубопроводов и оборудования компрессорных станций, установок подготовки газа, на которые поступает сырой попутный нефтяной газ, возникает в местах конденсации попутно добываемой воды и образования водных пленок на поверхности металла, а также в линиях дренажа газовых сепараторов и других местах скопления воды, и протекает по механизму углекислотной и сероводородной коррозии.

Заключение. Для уменьшения интенсивности коррозионных процессов и предотвращения последующих порывов технологических трубопроводов рекомендуется применять способы защиты от коррозии и организовать систему мониторинга скорости коррозии.

Ключевые слова: проектирование и разработка месторождений, проектирование обустройства месторождений, коррозия, попутный нефтяной газ

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Иванов С.С., Перекупка А.Г., Багин Д.Е. Анализ причин высокой коррозионной агрессивности попутного нефтяного газа месторождений Западной Сибири. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(1):110–117. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-110-117>

Статья поступила в редакцию 19.11.2021

Принята к публикации 11.01.2022

Опубликована 30.03.2022

ANALYSIS OF THE CAUSES OF HIGH CORROSIVE AGGRESSIVENESS OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS FROM WESTERN SIBERIA FIELDS

Sergei S. Ivanov*, Alexander G. Perekupka, Dmitry E. Bagin

PJSC Giprotyumenneftegaz, RF, Tyumen

E-mail: Ivanov@gtng.ru

Background. The article analyzes the causes of high corrosive aggressiveness of associated petroleum gas from Western Siberia fields, causing premature wear of the internal surfaces of technological pipelines, walls and elements of separation equipment and offers recommendations (technical solutions) for their elimination.

Aim. In order to improve the reliability of pipelines and equipment of compressor stations, gas treatment plants that receive crude associated petroleum gas, it is necessary to identify the causes of gas corrosion aggressiveness and develop recommendations (technical solutions) to eliminate them.

Materials and methods. Field and laboratory studies are required to analyze, evaluate and determine the causes of high corrosive aggressiveness of associated petroleum gas: 1) analysis of associated petroleum gas and separated liquid at the inlet/outlet of each vessel and apparatus included in the technological process; 2) analysis of gas flow in separators and its effect on the walls of apparatuses and pipelines; 3) studies of pipeline sections with corrosion damage.

Results. It has been revealed that corrosion of pipelines and equipment of compressor stations, gas treatment plants, to which crude associated petroleum gas enters, occurs in places of condensation of the produced water

and the formation of water films on the metal surface, as well as in the drainage lines of gas separators and other places of accumulations of precipitated water and proceeds by the mechanism of carbon dioxide and hydrogen sulfide corrosion.

Conclusions. In order to reduce the intensity of corrosion processes and prevent subsequent gusts of technological pipelines, it is recommended to use corrosion protection methods and organize a corrosion rate monitoring system.

Keywords: field design and development, field development planning, corrosion, associated petroleum gas

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

For citation: Ivanov S.S., Perekupka A.G., Bagin D.E. Analysis of the causes of high corrosive aggressiveness of associated petroleum gas from Western Siberia fields. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(1):110–117. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-110-117>

Manuscript received 19.11.2021

Accepted 11.01.2022

Published 30.03.2022

При эксплуатации компрессорных станций, установок подготовки газа, на которые поступает сырой попутный нефтяной газ (ПНГ), наблюдается повышенный коррозионный износ внутренних поверхностей технологических трубопроводов и конструктивных элементов емкостного оборудования с выносом продуктов коррозии в полости компрессоров, колонное оборудование (абсорберы и адсорберы), что приводит к нарушению режима работы технологического оборудования, аварийным

остановкам и росту эксплуатационных затрат, вызванных необходимостью проведения внеплановых ремонтов оборудования.

Для анализа, оценки и определения причин повышенной коррозионной активности ПНГ необходимо провести промысловые и лабораторные исследования, комплекс необходимых испытаний приведен в табл. 1.

Определение содержания и состава капельной жидкости проводится для оценки эффективности работы сепарационного

Таблица 1. Комплекс исследований, необходимых для анализа, оценки и определения причин коррозионной активности газа
Table 1. A set of studies necessary for the analysis, assessment and determination of the causes of gas corrosion activity

Комплекс исследований	Комплекс промысловых исследований	Комплекс лабораторных исследований
Сбор исходных данных	Обследование и сбор информации по технологической схеме сбора, очистки, осушки и компримирования ПНГ, применяемому технологическому оборудованию и режимам ведения процесса; сбор информации по применяемым химическим реагентам, технологическим жидкостям, расходным материалам в процессах сбора, очистки, осушки и компримирования ПНГ; сбор информации по элементам трубопроводов и оборудования с выявленными коррозионными разрушениями, по наиболее подверженным коррозии участкам трубопроводов и аппаратов, а также по условиям их эксплуатации, по проведению диагностики трубопроводов и аппаратов	
Анализ ПНГ и отделяемой жидкости на входе/выходе из каждого сосуда и аппарата, включенных в технологический процесс	Отбор проб ПНГ на определение содержания капельной жидкости, механических примесей, дисперсного состава капельной жидкости и механических примесей, влагосодержания газа, компонентного состава и физико-химических свойств газа по ступеням технологического процесса отбор проб жидкости по ступеням технологического процесса	Определение компонентного состава и физико-химических свойств ПНГ, в т.ч. содержание агрессивных компонентов: O ₂ , CO ₂ , серосодержащих соединений (H ₂ S, метил-, этилмеркаптаны); определение физико-химических характеристик нефтепромысловой сточной воды (рН, плотность, содержание и дисперсный состав механических примесей, концентрация растворенных агрессивных газов: O ₂ , CO ₂ , H ₂ S) и количественный химический анализ ее ионного состава, расчет коэффициента коррозионной агрессивности; посев отобранных сред с целью определения степени микробиологической зараженности воды
Анализ потока газа в сепараторах и оценка его воздействия на стенки аппаратов и трубопроводов		
Исследование фрагмента (катушки) участков трубопроводов с коррозионными повреждениями	Отбор элементов трубопроводов и оборудования с коррозионными разрушениями; отбор проб продуктов коррозии и отложений с внутренней поверхности трубопроводов, оборудования	Определение химического состава продуктов коррозии внутренних поверхностей трубопроводов и оборудования; определение химического состава отложений на внутренних стенках трубопроводов и оборудования; определение вида коррозии трубопроводов и оборудования, выявление причин появления и развития коррозионных разрушений

оборудования и определения содержания свободной воды, которая вызывает коррозию в потоке газа. Замеры содержания капельной жидкости в потоке газа рекомендуется проводить согласно РД 39-0147103-352-89 [1]. Определение содержания механических примесей, и их состава проводится для оценки эффективности работы сепарационного оборудования и оценки содержания продуктов коррозии и примесей, вызывающих абразивный износ, в потоке газа.

Определение влажности газа необходимо для оценки его коррозионной активности и моделирования технологических процессов — определения мест конденсации воды из газа, т. е. наиболее уязвимых участков коррозии. Относительную влажность газа и температуру точки росы по воде можно измерять с помощью переносного прибора — термогигрометра.

Исследования состава попутного нефтяного газа [2, 3] и определение его физико-химических свойств [4] проводятся для оценки коррозионной агрессивности газа.

Коррозионная агрессивность попутного нефтяного газа обусловлена наличием в его составе свободной водной фазы и растворенного в нем углекислого газа и сероводорода, что приводит к протеканию интенсивной углекислотной [5] и сероводородной коррозии [6] с образованием локальных коррозионных поражений в виде язв и питтингов.

В попутном нефтяном газе месторождений Западной Сибири (в котором реликтовый сероводород отсутствует) наблюдаются

содержания сероводорода в количестве 1–3 мг/м³ как продукта жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий.

Степень коррозионной агрессивности среды преимущественно зависит от содержания CO₂ и H₂S. По содержанию CO₂ и H₂S коррозионно-активными считаются влажные газы (при наличии свободной водной фазы) и жидкости, где парциальное давление CO₂ и H₂S превышает 50 кПа и 0,3 кПа, соответственно [5, 6]. При этом агрессивность среды увеличивается с повышением парциального давления CO₂ и H₂S, и температуры.

Отбор проб жидкостей по ступеням технологического процесса необходим для определения физико-химических характеристик нефтепромысловой сточной воды, в том числе концентрации растворенных агрессивных газов и содержания сульфатвосстанавливающих бактерий, расчета коэффициента коррозионной агрессивности воды.

Химический анализ ионного состава попутно добываемой воды для оценки всех коррозионных факторов необходимо выполнять не менее чем по 12 показателям (Cl⁻, HCO₃⁻, SO₄²⁻, Fe²⁺ и Fe³⁺ суммарно, Ca²⁺, Na⁺ и K⁺ суммарно, Mg²⁺, pH, O₂, CO₂, H₂S, сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ)).

На основании ионного состава воды вычисляется минерализация и выполняется расчет коррозионной агрессивности по методике [7]. Коррозионная агрессивность воды, отделяемой в сепараторах компрессорных станций, установок подготовки газа, на которые поступает сырой попутный нефтяной газ (ПНГ), по данным выполненных в ПАО «Гипротюменнефтегаз» ряда исследований, оценивается в размере 0,7–0,8 мм/год.

Качественный и количественный анализ проб твердых отложений с поверхности стенок трубопроводов и оборудования и механических примесей, отделенных из сбрасываемой сточной воды, проводится для определения природы загрязнений.

Для анализа причин разрушения трубопроводов (если такие имеются) с целью определения механизма и причин интенсивной коррозии проводятся: определение химического состава продуктов коррозии на внутренней поверхности трубопровода и макроанализ зоны разрушения металла.

Качественный и количественный анализ проб твердых отложений проводится на наличие минеральных солей, механических примесей и продуктов коррозии с целью определения их природы и механизма коррозии.

На рис. 1 в качестве примера приведен снимок сегмента внутренней поверхности газопровода компрессорной станции одного из месторождений Западной Сибири

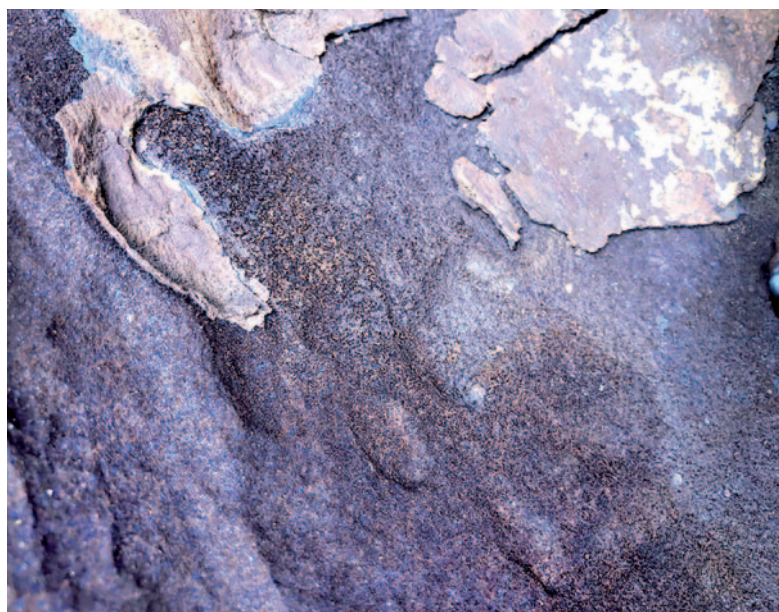


Рис. 1. Фото сегмента газопровода после первой ступени компримирования с отложениями. Фото авторов

Fig. 1. Photo of the gas pipeline segment after the first stage of compression with deposits. Photo of the authors

с коррозионными поражениями под слоем отложений.

На **рис. 1** видно, что на поверхности трубопровода присутствуют отложения от темно-серого до коричнево-рыжего цвета с толщиной 0,5–2,2 мм. По своей структуре отложения неоднородные, местами достаточно плотные, хорошо сцеплены с металлом. После удаления отложений на внутренней поверхности сегмента трубопровода выявлены многочисленные коррозионные поражения (**рис. 2**).

Коррозионные повреждения расположены под слоем отложений по всей окружности трубы и имеют форму язв с хорошо выраженными краями. Язвы имеют различные размеры: длиной от 3 до 30 мм и шириной от 3 до 10 мм, по форме круглые и овальные. По диагонали снимка расположено коррозионное повреждение большого размера, кромка которого, видимо, является краем водного скопления, где протекала интенсивная коррозия металла.

Средняя скорость локальной коррозии в язвах составляет 0,4–0,5 мм/год. Максимальная скорость коррозии в сквозных повреждениях достигает 1,4–1,6 мм/год. Отложения в полостях коррозионных язв рыхлые и легко отделяются от поверхности. Отложения состоят в основном из оксидов и гидроксидов железа и мехпримесей, а также из сульфитов, сульфатов и сульфидов железа, содержание которых на порядок меньше, чем оксидов и гидроксидов железа. Характер коррозионных повреждений в виде язв и состав продуктов коррозии позволяют сделать вывод, что коррозионные процессы протекают в основном по углекислотному механизму с вкладом процессов сероводородного механизма коррозии.

При эксплуатации компрессорных станций, установок подготовки газа, на которые поступает сырой попутный нефтяной газ, повышенный коррозионный износ на месторождениях Западной Сибири в основном определяется следующими причинами. Попутный нефтяной газ содержит в своем составе до 2,0 % мольн. углекислого газа и до 3,0 мг/м³ сероводорода и является среднеагрессивным в коррозионном отношении со скоростью коррозии 0,1–0,3 мм/год [8]. Общая минерализация воды в трубопроводах и аппаратах достигает 300 мг/дм³ (соответствует минерализации пресной воды). Ее наличие вызвано конденсацией паров воды из газа на стенках аппаратов и трубопроводов.

Вода содержит растворенные коррозионно-агрессивные газы — углекислый газ и сероводород. Содержание углекислого газа



Рис. 2. Фото сегмента газопровода после первой ступени компримирования, очищенного от отложений. Фото авторов

Fig. 2. Photo of the segment of the gas pipeline after the first stage of compression, cleared of deposits. Photo of the authors

высокое и может составлять до 500 мг/дм³. Содержание сероводорода менее значимое, до 2 мг/дм³. Вода имеет слабокислую реакцию (рН до 6,0). Причиной является, видимо, наличие растворенных в воде агрессивных углекислого газа и сероводорода.

Если содержание ионов железа в воде, конденсирующейся в газопроводах, очень высокое и на порядок превышает содержание в пластовой воде, то это свидетельствует об интенсивной коррозии внутренней поверхности газопроводов и аппаратов.

ОСНОВНАЯ ПРИЧИНА КОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДОВ И АППАРАТОВ — УНОС КАПЕЛЬНОЙ ЖИДКОСТИ ИЗ СЕПАРАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.

В воде присутствует много факторов, которые способствуют активным коррозионным процессам, главный из которых — содержание углекислого газа и сероводорода. Коэффициент коррозионной агрессивности воды K_x составляет 0,7–0,8 мм/год, что свидетельствует о высокой коррозионной агрессивности воды [8] и необходимости, согласно РД 39-0147323-339-89Р [7], применения средств защиты от коррозии (при $K_x \geq 0,25$ мм/год).

Для защиты от внутренней коррозии трубопроводов и емкостного оборудования, контактирующего сырым газом, конденсатом и водой, возможны несколько решений, выбор которых определяется технологией

применения и технико-экономическими расчетами:

- нанесение на внутреннюю поверхность оборудования защитного покрытия;
- подача ингибитора коррозии, которая позволит контролировать эффективность антикоррозионной защиты на протяжении всего срока эксплуатации технологического оборудования. Ингибитор коррозии (ИК) следует подавать в постоянном режиме с помощью стационарно установленного блока дозирования реагента.

Для сохранения высокой эксплуатационной надежности трубопроводов в процессе эксплуатации необходимо производить:

- коррозионный мониторинг;
- диагностические обследования трубопроводов;
- контроль состояния защитных покрытий.

Расчет по технико-экономическому обоснованию вариантов защиты проводится по методике «Временная инструкция по выбору трубной продукции с учетом физико-химических свойств транспортируемых сред» [9] на протяженность газопровода в 1 и 10 км. Для примера приведены результаты экономических расчетов для газопроводов протяженностью 10 км и диаметром 168 мм в **табл. 2** и для газопроводов протяженно-

стью 1 км — в **табл. 3**. В расчетах дозировка ингибитора принята 20 г/м³.

По результатам технико-экономического расчета для газопровода протяженностью 10 км (**табл. 2**) применение трубопроводов из стали 17Г1С и 17ГС с ингибированием имеет дисконтированных затрат на 3,27% меньше, чем для 09Г2С без дополнительной защиты, что является несущественным отклонением. При протяженности трубопроводов 1 км экономически выгодным вариантом становится сталь 09Г2С без дополнительной защиты (**табл. 3**).

На основании расчетов рекомендуется выбирать оптимальный вариант защиты от коррозии и марку стали трубопроводов.

В составе технологии компрессорных станций, установок подготовки газа, на которые поступает сырой попутный нефтяной газ, устанавливаются сепараторы, на которых в большинстве случаев наблюдается повышенный унос капельной жидкости.

Для снижения коррозии трубопроводов и аппаратов необходимо обеспечить удаление свободной воды из потока газа, т.е. максимально снизить унос капельной жидкости из сепарационного оборудования. Для этого необходимо установить высокоэффективные внутренние наплеотбойные элементы сепараторов.

Таблица 2. Результаты технико-экономического расчета для газопровода протяженностью 10 км
Table 2. Results of the technical and economic calculation for a gas pipeline with a length of 10 km

Марка стали	Всего затрат (за весь период), тыс. руб.					
	без дисконтирования			с дисконтированием		
	ингибирование	внутреннее покрытие	без допзащиты	ингибирование	внутреннее покрытие	без допзащиты
09ГСФ	171 130	123 793	231 572	53 150	45 559	72 713
17ГС, 17Г1С	59 463	124 210	255 238	33 564	53 755	48 746
13ХФА	91 647	259 565	165 672	41 691	56 059	59 504
09Г2С	124 535	207 906	146 726	50 855	47 105	34 662
Ст. 20	107 557	202 168	291 979	36 183	80 489	63 928
Ст. 20А	120 654	122 624	127 644	48 832	47 017	38 174
Ст. 20ФА	120 147	73 170	139 604	52 692	41 238	57 077
Ст. 20С	130 254	91 540	185 282	48 912	45 457	45 541
08ХМФБЧА, 08ХМФЧА, 08ХМФА	67 492	71 727	68 089	37 929	40 425	32 826
Оптимальные варианты						
Рейтинг	Вариант материального исполнения газопровода и защиты от коррозии				Изменение затрат относительно наиболее экономичного варианта, %	
I	17ГС, 17Г1С с ингибированием					
II	09Г2С без доп. антикор. защиты				3,27	
III	Ст. 20 с ингибированием				7,80	
IV	Ст. 20А без доп. антикор. защиты				13,73	

Таблица 3. Результаты технико-экономического расчета для газопровода на протяженность 1 км
Table 3. Results of technical and economic calculation for a gas pipeline with a length of 1 km

Марка стали	Всего затрат (за весь период), тыс. руб.					
	без дисконтирования			с дисконтированием		
	ингибирование	внутреннее покрытие	без допзащиты	ингибирование	внутреннее покрытие	без допзащиты
09ГСФ	14 153	7 606	8 873	7 560	3 900	3 655
17ГС, 17Г1С	12 121	7 382	8 933	7 113	3 901	3 119
13ХФА	12 883	9 776	7 819	7 377	4 068	3 444
09Г2С	12 975	8 547	6 960	7 288	3 697	2 779
Ст. 20	12 395	8 166	8 883	6 885	4 068	3 055
Ст. 20А	13 656	7 876	7 610	7 660	4 086	3 295
Ст. 20ФА	13 895	7 317	8 119	7 856	4 124	3 751
Ст. 20С	13 871	7 437	8 610	7 694	4 094	3 451
08ХМФБЧА, 08ХМФЧА, 08ХМФА	12 924	7 173	6 809	7 549	4 043	3 283
Оптимальные варианты						
Рейтинг	Вариант материального исполнения газопровода и защиты от коррозии				Изменение затрат относительно наиболее экономичного варианта, %	
I	09Г2С без доп. антикор. защиты					
II	Ст. 20 без доп. антикор. защиты				9,93%	
III	17ГС, 17Г1С без доп. антикор. защиты				12,24%	
IV	Ст. 20А без доп. антикор. защиты				18,58%	

Рекомендуемые требования к каплеотбойным элементам:

- унос капельной жидкости не более 0,05 г/м³ (для входных сепараторов) и не более 0,005 г/м³ (для промежуточных сепараторов) по технологии;
- подтверждение работоспособности гидродинамическими расчетами во всем диапазоне работы сепараторов;
- подтверждение работоспособности смонтированных элементов замерами уноса капельной жидкости.

Тип каплеотбойных элементов выбирается в зависимости от конструкции сепаратора и входных параметров потока газа.

Для равномерной нагрузки каплеотбойных элементов сепаратора также рекомендуется установка распределителя потока.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Коррозия трубопроводов и оборудования компрессорных станций, установок подготовки газа, на которые поступает сырой попутный нефтяной газ, возникает в местах конденсации попутно добываемой воды и образования водных пленок, а также в линиях дренажа газовых сепараторов и других местах скопления выпавшей воды, и протекает по механизму углекислотной и сероводородной коррозии.

2. Для уменьшения интенсивности коррозионных процессов и предотвращения последующих порывов технологических трубопроводов рекомендуется:

- применять трубопроводы, изготовленные из более коррозионно-стойкой стали без применения дополнительных средств защиты от коррозии;
- применять трубопроводы, изготовленные из менее дорогой стали, с применением ингибиторной защиты (по технологии постоянной подачи с дозировкой, определенной по результатам опытно-промышленных испытаний, которая позволит уменьшить скорость коррозии до 0,05 мм/год);
- применять трубопроводы, изготовленные из менее дорогой стали с внутренним защитным покрытием.

3. Выбор способа защиты зависит от протяженности защищаемых трубопроводов и определяется на основании технико-экономических расчетов.

4. Для контроля коррозионной агрессивности перекачиваемых сред и эффективности ингибиторной защиты рекомендуется организовать систему мониторинга скорости коррозии.

5. Для снижения коррозии трубопроводов и аппаратов необходимо максимально снизить унос капельной жидкости из сепарационного оборудования.

Список литературы

1. РД 39-0147103-352-89. Методическое руководство по исследованию сепарационных установок.
2. ГОСТ 31371.7-2008. Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов.
3. ГОСТ Р 53367-2009. Газ горючий природный. Определение серосодержащих компонентов хроматографическим методом.
4. ГОСТ 31369-2008. Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава.
5. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. — М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003.
6. Гоник А.А. Сероводородная коррозия и меры ее предупреждения. — М.: Недра, 1966.
7. РД 39-0147323-339-88-Р. Инструкция по проектированию и эксплуатации антикоррозионной защиты трубопроводов систем нефтегазосбора на месторождениях Западной Сибири. — Тюмень: Гипротюменьнефтегаз, 1989.
8. РД 39-0147103-362-86. Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.
9. Временная инструкция по выбору трубной продукции с учетом физико-химических свойств транспортируемых сред. АО «ВНИКТИнефтехимоборудование»-2018 г.

References

1. RD 39-0147103-352-89. Methodological guide for the study of separation plants.
2. GOST 31371.7-2008. Natural gas. Determination of the composition by gas chromatography with uncertainty estimation. Part 7. Methodology for measuring the molar fraction of components
3. GOST R 53367-2009. Natural combustible gas. Determination of sulfur-containing components by chromatographic method
4. GOST 31369-2008. Natural gas. Calculation of the heat of combustion, density, relative density and Wobbe number based on the component composition
5. Markin A.N., Nizamov R.E. CO₂-corrosion of oilfield equipment. — Moscow: JSC «VNIIOENG», 2003.
6. Gonik A.A. Hydrogen sulfide corrosion and measures to prevent it. — M.: Nedra, 1966.
7. RD 39-0147323-339-89-R. "Instructions for the design and operation of anticorrosive protection of pipelines of oil and gas collection systems in the fields of Western Siberia. — Тюмень: Гипротюменьнефтегаз, 1989.
8. RD 39-0147103-362-86. Guidelines for the application of anti-corrosion measures in the preparation of projects for the arrangement and reconstruction of oil field facilities. — Ufa: VNIISPTNEFT, 1986.
9. Temporary instructions for the selection of pipe products taking into account the physico-chemical properties of the transported media, JSC «VNIKTINeftekhimoborudovanie»-2018.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

С.С. Иванов — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, принял активное участие в работах по выявлению причин повышенной коррозионной активности попутного нефтяного газа на одном из месторождений Западной Сибири, участвовал в планировании и проведении работ, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.Г. Перекупка — участвовал в планировании и проведении лабораторных и полевых работ, реализовал внедрение результатов выявления причин повышенной коррозионной активности попутного нефтяного газа на одном из месторождений Западной Сибири, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Д.Е. Багин — реализовал полевую работу по выявлению причин повышенной коррозионной активности попутного нефтяного газа на одном из месторождений Западной Сибири, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Sergei S. Ivanov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, took an active part in the work to identify the causes of increased corrosive activity of associated petroleum gas at one of the fields of Western Siberia, participated in the planning and execution of work, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Alexander G. Perekupka — participated in planning and conducting laboratory and field work, implemented the implementation of the results of identifying the causes of increased corrosive activity of associated petroleum gas at one of the fields of Western Siberia, finally approved the published version of the article.

Dmitry E. Bagin — implemented field work to identify the causes of increased corrosive activity of associated petroleum gas at one of the fields of Western Siberia, 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» (ПАО «Тюменский проектный и научно-исследовательский институт нефтяной и газовой промышленности им. В.И. Муравленко») 625000, Россия, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Республики, д. 62.
e-mail: ivanov@gtng.ru
SPIN-код: 3103-2652
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7827-4904>
AuthorID: 1112098

Александр Григорьевич Перекупка — кандидат технических наук, начальник лаборатории, ПАО «Гипротюменнефтегаз» (ПАО «Тюменский проектный и научно-исследовательский институт нефтяной и газовой промышленности им. В.И. Муравленко») 625000, Россия, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Республики, д. 62.
e-mail: PEREKROUPKA@gtng.ru
AuthorID: 587788

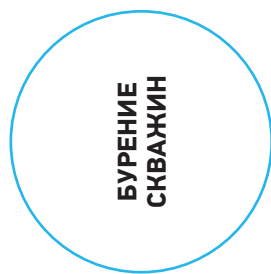
Дмитрий Евгеньевич Багин — инженер 1-й категории ПАО «Гипротюменнефтегаз» (ПАО «Тюменский проектный и научно-исследовательский институт нефтяной и газовой промышленности им. В.И. Муравленко») 625000, Россия, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Республики, д. 62.
e-mail: BaginDE@gtng.ru
SPIN-код: 6037-1852
AuthorID: 926747

Sergei S. Ivanov* — Cand. Sci. (Techn.), Director of Science and New Technologies, PJSC "Giprotyumenneftegaz" (PJSC "Tyumen V.I. Muravlenko Oil & Gas Scientific Research and Engineering Company") 62 Republic str., 625000, Tyumen, Tyumen region, Russia.
e-mail: ivanov@gtng.ru
SPIN-code: 3103-2652
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7827-4904>
AuthorID: 1112098

Alexander G. Perekupka — Cand. Sci. (Techn.), Head of the Laboratory, PJSC "Giprotyumenneftegaz" (PJSC "Tyumen V.I. Muravlenko Oil & Gas Scientific Research and Engineering Company") 62 Republic str., 625000, Tyumen, Tyumen region, Russia.
e-mail: PEREKROUPKA@gtng.ru
AuthorID: 587788

Dmitry E. Bagin — Engineer, PJSC "Giprotyumenneftegaz" (PJSC "Tyumen V.I. Muravlenko Oil & Gas Scientific Research and Engineering Company") 62 Republic str., 625000, Tyumen, Tyumen region, Russia.
e-mail: BaginDE@gtng.ru
SPIN-code: 6037-1852
AuthorID: 926747

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ОБЛЕГЧЕННЫЕ ПРОППАНТЫ — ПЕРСПЕКТИВЫ И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ В ГРП

© Коллектив авторов,
2022

А.В. Чураков^{1,*}, М.Н. Пичугин¹, Р.Н. Хасаншин¹, И.В. Кушников¹, С.Ю. Баркалов², И.Г. Файзуллин³

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

²ООО «Газпромнефть-Нефтесервис», РФ, Санкт-Петербург

³ПАО «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: Churakov.AV@gazpromneft-ntc.ru

Введение. В статье рассматривается такое технологическое направление в гидроразрыве пласта, как работа с облегченными расклинивающими агентами (проппантами). Эти материалы заслуживают особого внимания в условиях современных тенденций, направленных на оптимизацию процесса ГРП, снижение его стоимости и повышение эффективности от стимуляции.

Материалы и методы. Для общего знакомства и понимания авторы приводят мировые направления, опыт и практики по применению облегченных расклинивающих агентов, а также рассказывают о российском опыте использования таких материалов. Представленная градация существующих в мире и в России облегченных расклинивающих материалов дает возможность познакомиться не только с существующими решениями, но и определить тенденции развития данного направления. В работе особый акцент делается на условиях применения облегченных материалов в рамках традиционных коллекторов, а также схемах и направлениях достижения наилучшего экономического эффекта. Особое место в статье отдано внутреннему опыту «Газпром нефти» по оценке применимости облегченных проппантов, представленных российскими производителями, в условиях месторождений Западной Сибири.

Результаты. Авторы показывают внутренний опыт компании, результаты промышленных испытаний, методы и схемы адаптации технологии. Приведенные в статье результаты опытных работ показывают эффективность использования облегченного проппанта, выраженную в сокращении удельных затрат.

Заключение. Анализ выполненных операций позволяет сделать вывод о том, что при правильном подходе в выборе типа расклинивающего агента, условий его применения, геологических свойств объекта, методик оценки и адаптации облегченные проппанты имеют все шансы выйти из нишевой зоны, найдя широкое применение в условиях стимуляции традиционных коллекторов.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, ГРП, скважина, расклинивающий агент, облегченный проппант, исследования, опытные работы, давление, материалы

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Чураков А.В., Пичугин М.Н., Хасаншин Р.Н., Кушников И.В., Баркалов С.Ю., Файзуллин И.Г. Облегченные проппанты — перспективы и опыт применения в ГРП. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(1):118–125. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-118-125>

Статья поступила в редакцию 17.09.2021

Принята к публикации 10.12.2021

Опубликована 30.03.2022

ULTRA-LIGHT WEIGHT PROPPANTS — PERSPECTIVES AND EXPERIENCE OF APPLICATION IN HYDRAULIC FRACTURING

Artem V. Churakov^{1,*}, Maksim N. Pichugin¹, Rustam N. Khasanshin¹, Ivan V. Kushnikov¹, Stanislav Y. Barkalov², Ildar G. Fayzullin³

¹Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

²Gazpromneft-NEFTESERVICE LLC, RF, Saint Petersburg

³PJSC Gazprom Neft, RF, Saint Petersburg

E-mail: Churakov.AV@gazpromneft-ntc.ru

Background. The article discusses such a technological direction in hydraulic fracturing as working with ultra-light weight propping agents (proppants). These materials deserve special attention in the context of modern trends aimed at optimizing the hydraulic fracturing process, reducing its cost and increasing the efficiency of stimulation.

Materials and methods. For a general acquaintance and understanding, the authors cite global trends, experience, practices on the use of ultra-light weight propping agents, and talk about the Russian experience of using such materials. The presented gradation of lightweight propping agents existing in the world and Russian practice makes it possible to get acquainted not only with existing solutions, but also to identify trends in the development of this direction. In the work, special emphasis placed on the conditions for the use of lightweight materials within the framework of traditional collectors, as well as schemes and directions for achieving the best economic effect. A special place in the article given to the inner experience

of PJSC Gazprom Neft in estimation the applicability of ultra-light weight proppants presented by Russian manufacturers for conditions of Western Siberia fields.

Results. The authors show the inner experience of the company, the results of field tests, methods and schemes of technology adaptation. The results of fieldwork, presented in the article, show the effectiveness of using a lightweight proppant, which expressed in reducing the unit costs.

Conclusion. The analysis of the performed operations allows us to conclude that with the right approach in choosing the type of propping agent, its application conditions, geological properties of the object, assessment and adaptation methods, lightweight proppants have the chance to get out of the niche zone, finding wide application in the conditions of stimulation of traditional reservoirs.

Keywords: Hydraulic fracturing (Frac), well, propping agent, lightweight proppant, research, pilot work, pressure, materials

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

For citation: Churakov A.V., Pichugin M.N., Khasanshin R.N., Kushnikov I.V., Barkalov S.Y., Fayzullin I.G. Ultra-light weight proppants — perspectives and experience of application in hydraulic fracturing. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(1):118–125. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-118-125>

Manuscript received 17.09.2021

Accepted 10.12.2021

Published 30.03.2022

ВВЕДЕНИЕ

На сегодня наиболее актуальным и востребованным способом повышения продуктивности как нефтяных, так и газовых скважин в условиях трудноизвлекаемых запасов остается гидравлический разрыв пласта (ГРП). Это направление продолжает развиваться в технологическом русле, откликаясь на постоянно возникающие вызовы со стороны отрасли, совершенствуя и оптимизируя жидкости разрыва, оборудование и расклинивающие материалы. В данной статье рассматривается такое направление, как работа с закрепляющими агентами (проппантами и песками), выступающими в качестве элементов, удерживающих созданную трещину в раскрытом состоянии после окончания закачки в нее жидкости разрыва. Среди всего многообразия таких материалов отдельного внимания заслуживает такая разновидность, как «облегченный» проппант, имеющий ряд преимуществ перед классической среднепрочной «керамикой», повсеместно применяемой в РФ. В статье будет рассмотрен обзор существующих облегченных проппантов, их отличие от «стандартных» расклинивающих материалов, а также опыт применения подобных агентов на объектах «Газпром нефти».

ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ И ИНФОРМАЦИЯ

В зависимости от сырья проппанты можно условно разделить на три основные категории: кварцевые окатанные пески, пески с полимерным покрытием, а также спеченные и/или плавленые синтетические керамические материалы. В свою очередь, эти катего-

рии можно разделить на множество других, обусловленных формой, назначением, типом покрытия и прочее. Так, в зависимости от разницы в плотности эти материалы можно разделить на проппанты с высокой, средней и легкой плотностью. При этом традиционные для РФ керамические расклинивающие агенты относятся к проппантам со средней и выше средней плотностью. Такие материалы имеют высокую скорость осаднения, что в определенных условиях может снижать эффект от выполняемого гидроразрыва. Применение облегченных проппантов способствует более медленной скорости осаднения частиц за счет меньшей плотности и, соответственно, массы, что дает преимущество при формировании трещины ГРП в процессе длительного ее смыкания. Снижение скорости осаднения частиц для облегченных проппантов открывает для них возможность широкого применения в жидкостях, обладающих линейной вязкостью, таких как полиакрилатные системы или линейные гели, что, в свою очередь, значительно расширяет потенциальный спектр их использования. Применение облегченных проппантов дает еще одно преимущество, связанное с их массой и объемом: при той же массе закачиваемого облегченного проппанта на основном ГРП, что и стандартного проппанта (среднепрочная керамика), объем закрепленной проппантом трещины будет большим. Это, в свою очередь, ведет к появлению двух направлений по оптимизации закачки:

- повышение продуктивности с закачкой той же массы проппанта, что и при стандартной обработке (повышение объема закрепленной трещины);
- снижение стоимости работы за счет сокращения массы закачиваемого облегченного

проппанта с сохранением того же объема закрепленной трещины, что и при стандартной работе (без потери продуктивности скважины).

ПРИМЕНЕНИЕ ОБЛЕГЧЕННОГО ПРОППАНТА НА ВЫНГАЯХИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПОЗВОЛИЛО СОКРАТИТЬ УДЕЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ НА 4,5 %.

В качестве примера в табл. 1 приведена схема соотношения этих двух направлений. Из нее видно, что при идентичной максимальной концентрации проппанта (1200 кг/м^3) и равнозначном объеме смеси для создания той же самой площади закрепленной трещины (закачка объема смеси 120 м^3) при закачке среднепрочного проппанта с кажущейся плотностью 2700 кг/м^3 требуется масса проппанта 100 тонн, а при закачке облегченного проппанта с плотностью 2300 кг/м^3 — 95 тонн. Таким образом, при высокотоннажных работах возможно сокращение массы проппанта без потери потенциальной продуктивности скважины.

ВИДЫ ОБЛЕГЧЕННЫХ ПРОППАНТОВ И ИХ ПРОИЗВОДСТВО

Облегченные проппанты (*Ultra-light weight proppant* — *ULW proppant*) представляют собой продукт, насыпная плотность кото-

рого составляет $< 1,4 \text{ г/см}^3$, а кажущаяся $\approx 2,5 \text{ г/см}^3$ и менее (для среднепрочных керамических проппантов данные показатели составляют $\approx 1,6$ – $1,8$ и $\approx 2,8$ – $3,1 \text{ г/см}^3$ соответственно). ULW-расклинивающие агенты в основном делятся на три категории в зависимости от сырья производства: ULW-1 (*органический полимер*); ULW-2 (*пропитка скорлупы орехов с покрытием*); ULW-3 (*пористая керамика*). У каждого из этих типов проппанта есть как свои преимущества, так и недостатки, поэтому далее будет рассмотрена каждая группа облегченных расклинивающих агентов в отдельности.

Группа ULW-1 [1–5]. Основными представителями данной группы являются термообработанные нанополимерные микросферы, нанокompозитные полимерные микросферы и термопластичные алюминиевые сплавы. В табл. 2 приведены общие свойства облегченных проппантов группы ULW-1. К их достоинствам следует отнести низкую плотность, отличные показатели кислотоустойчивости, сферичности и округлости. Недостатками являются склонность к деформации гранул и ограничения к рабочим давлениям [10]. *Группа ULW-2 [6].* Представляет собой угловатые частицы (например, ореховая скорлупа), обеспечивающие высокую проникаемость при низких давлениях. Для улучшения прочностных характеристик сырье пропитывают (или покрывают) смолой. Проппанты ULW-2 имеют кажущуюся плотность $\approx 1,25 \text{ г/см}^3$ и выдерживают напряжение смятия от 42 МПа при 79°C до 28 МПа при 146°C [3].

Группа ULW-3 [7–9]. Материалы являются пористыми частицами, такими как, например, полые стеклянные микросферы и полые сферы. Они имеют сходные с обычными керамическими проппантами сферичность и округлость. Этот тип расклинивающего агента имеет пористость $\approx 50\%$ и может обладать кажущейся плотностью $1,75 \text{ г/см}^3$. Такие материалы выдерживают давление смятия в 56 МПа при температуре 121°C . Недостатком являет-

Таблица 1. Зависимость объема закачиваемой смеси и массы проппанта от кажущейся плотности
Table 1. Dependence of injected slurry volume and proppant mass due the apparent density

Кажущаяся плотность	Объем смеси, м^3	Концентрация проппанта, кг/м^3	Масса проппанта, тонн
2700	120	1200	100
2300	120	1200	95
Разница в массе проппанта при идентичном объеме смеси, тонн			5

Таблица 2. Свойства облегченных проппантов группы ULW-1
Table 2. Properties of lightweight proppants of the ULV-1 group

Параметр	Ед. измерения	Термообработанные нанополимерные микросферы	Нанокompозитные полимерные микросферы	Термопластичные алюминиевые сплавы
Кажущаяся плотность	Е	1,05	1,05–1,35	1,05–1,08
Температура стеклования	$^\circ\text{C}$	≈ 145	250	н/д
Давление смятия	МПа	45,0	52,0	7,0
Растворимость в кислотах	%	$< 2,0$	$< 2,0$	н/д
Сферичность	–	0,9	н/д	н/д
Фракция (размерность)	–	40/80–14/40	н/д	н/д

ся то, что этот тип проппанта проявляет тенденцию к образованию мелких частиц, способствующих закупорке открытых пор [11]. В табл. 3 представлены сравнительные характеристики групп проппантов ULW, а на рис. 1 — их схематическое изображение. *Международный рынок.* Одними из основных производителей ULW-проппантов на мировом рынке являются *Carbo Ceramics*, *Beijing Qisintal New Material Co*, а также *Baker Hughes*. Общие базовые характеристики по некоторым из этих продуктов, без привязки к фракции и конкретной линейке, представлены в табл. 4.

Российский рынок. На отечественном рынке в промышленных объемах облегченный проппант производится компаниями ООО «ФОРЭС», ООО «ВеллПроп» и ООО «Ника-Петротэк». Общие базовые характеристики по некоторым продуктам, без привязки к фракции и конкретной линейке, представлены в табл. 5. Из таблицы видно, что в отличие от разнообразия продукции зарубежного рынка российское портфолио ULW-проппантов представлено в основном керамикой и упрочненной керамикой.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ

Зарубежный опыт. Обзор мирового опыта использования облегченных проппантов показывает наибольшее его применение в США. Одним из примеров является статистика выполненных работ на 500 скважинах с использованием полимерного облегченного проппанта компании *Baker Hughes* [3]. Совокупная добыча этих скважин в формации *Marcellus* и бассейне *Woodford* превзошла ожидания. Говоря о зарубежном опыте использования ULW-проппантов, стоит отметить, что положительные результаты применения в основном относятся к полимерным расклинивающим агентам с насыпной плотностью, равной или менее 1,0 г/см³, на объектах с глубиной залегания пласта 1,5–2,0 км и с низкими давлениями закрытия.

Еще одним преимуществом облегченных проппантов, связанным с их меньшей плотностью и скоростью осаждения, является возможность использования для нетрадиционных коллекторов в совокупности с низковязкими жидкостями (например, технология *SlickWater* или полиакрилатные системы). *Отечественный опыт.* На территории Российской Федерации облегченные проппанты применяются в незначительном количестве, на уровне 0,5–0,7 % от годового закачиваемого объема, и опыт их использования сосредоточен в следующих

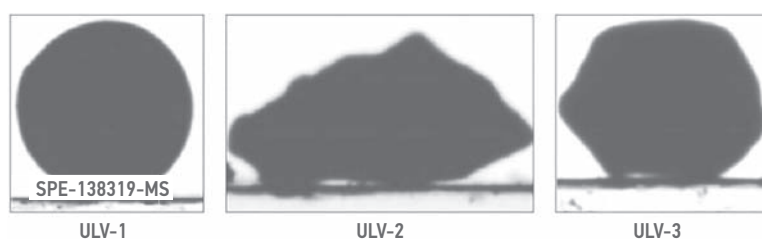


Рис. 1. Схематическое сравнение формы облегченных проппантов [12]
Fig. 1. Schematic comparison of the shape of lightweight proppants [12]

Таблица 3. Сравнительные свойства облегченных проппантов
Table 3. Comparative properties of lightweight proppants

Группа проппанта	Насыпная плотность, г/см ³	Кажущаяся плотность, г/см ³	Сферичность
ULW-1	0,60	1,08	1,0
ULW-2	0,77	1,25	0,6
ULW-3	1,19	1,75	0,8

Таблица 4. Общие характеристики облегченных проппантов компаний «Carbo Ceramics», «Beijing Qisintal New Material Co» и «Baker Hughes»

Table 4. General characteristics of lightweight proppants of the companies «Carbo Ceramics», «Beijing Qisintal New Material Co» and «Baker Hughes»

Параметр	Ед. изм.	Carbo Ceramics — KRYPTOAIR (ULW-3)	Beijing Qisintal (ULW-1)	Baker Hughes — LiteProp Prime
Тип	—	Пористая полимернопокрытая керамика (ULW-3)	Полимерный проппант (ULW-1)	Полимерный проппант (ULW-1)
Насыпная плотность	г/см ³	0,92	0,65	0,86
Кажущаяся плотность	г/см ³	1,60	1,06	1,39
Растворимость в кислотах	%	н/д	<3,0	0,1
Макс. температура применения	°С	н/д	145	135

Таблица 5. Общие характеристики облегченных проппантов компаний ООО «ФОРЭС», ООО «ВеллПроп» и ООО «Ника-Петротэк».

Table 5. General characteristics of lightweight proppants of «FORES», «WellProp» and «Nika PetroTech».

Параметр	Ед. изм.	ООО «ФОРЭС»	ООО «ВеллПроп»	ООО «Ника-Петротэк»
Тип	—	упрочненная керамика	керамика	упрочненная керамика
Насыпная плотность	г/см ³	1,4	1,35	1,45
Кажущаяся плотность	г/см ³	2,2	2,1	2,45
Растворимость в кислотах	%	< 3,0	< 6,0	< 4,0
Сферичность/Округлость	—	0,8/0,8	0,8/0,8	0,8/0,8

нефтегазодобывающих компаниях: ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» (технология легкого полимерного проппанта на основе полидициклопентадиена собственного производства), ПАО «Лукойл» (облегченный проппант Rosproplite Ultra производства ООО «Велл-Проп»), «Газпром нефть» (облегченный проппант РТProplW производства ООО «Ника-Петротэк» и Fores ESPL производства ООО «ФОРЭС»).

Изучение российского опыта показало существенное отличие от мирового в области интереса к облегченным проппантам, касаемо иной природы и насыпного веса (керамика с плотностью 1,3–1,4 г/см³), а также заинтересованность российских компаний-операторов в производстве и применении ULW-проппантов, приближенных по прочностным свойствам и проводящим характеристикам к повсеместно применяемой керамике средней прочности. Это стремление обусловлено в основном тем, что для большинства объектов, на которых выполняется ГРП, характерны значительные давления смыкания, а применяемый в настоящее время керамический проппант имеет высокие проводящие характеристики, способствующие достижению запланированных дебитов скважин.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ОБЛЕГЧЕННЫХ ПРОППАНТОВ В «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

В качестве примера реализации ГРП с закачкой облегченного проппанта приводится опыт работ на Вынгайхинском месторождении «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза». Испытания проводились на горизонтальных скважинах (ГС) с многостадийным ГРП на объекте с давлением закрытия 360 атм и пластовой температурой 89 °С. В процессе подготовки к работам для оценки наилучшего экономического эффекта было выделено несколько сценариев реализации:

- закачка стандартного проппанта фракции 16/20 массой 110 тонн на каждую стадию;
- закачка облегченного проппанта фракции 16/20 массой 110 тонн на каждую стадию;
- закачка облегченного проппанта фракции 16/20 массой 100 тонн на каждую стадию (масса определялась на основе моделирования геометрии трещины).

Параметры проводимости и проницаемости используемого на опытных работах облегченного проппанта в сравнении со среднепрочной керамикой приведены на рис. 2. На рис. 3 и 4 отражены общие результаты выполненных опытных работ. Стоит отметить, что геологические условия для скважин с закачкой облегченного проппанта и стандартными операциями ГРП были идентичны. Результаты опытных работ на Вынгайхинском месторождении показали эффективность применения облегченного проппанта, позволив сократить удельные затраты на 4,5 % за счет меньшей массы закачиваемого расклинивающего агента.

ВЫВОДЫ

Накопленный за последние два десятилетия уровень научных разработок включает в себя десятки различных типов и модификаций ULW-проппантов. Среди всего разнообразия разработок за пределами России наибольшее применение нашли проппанты с насыпным весом до 1,0 г/см³. Данные расклинивающие агенты по своим характеристикам (в первую очередь по проводимости) предназначены для неглубоких скважин с низкими давлениями закрытия. В связи с этим можно отметить, что технологии облегченных проппантов за пределами России — это в большей степени нишевая область, которая не может заменить традиционные расклинивающие агенты. Изучение российского опыта показало существенное отличие от мирового в области интереса к облегченным проппантам иной природы и насыпного веса — керамическим

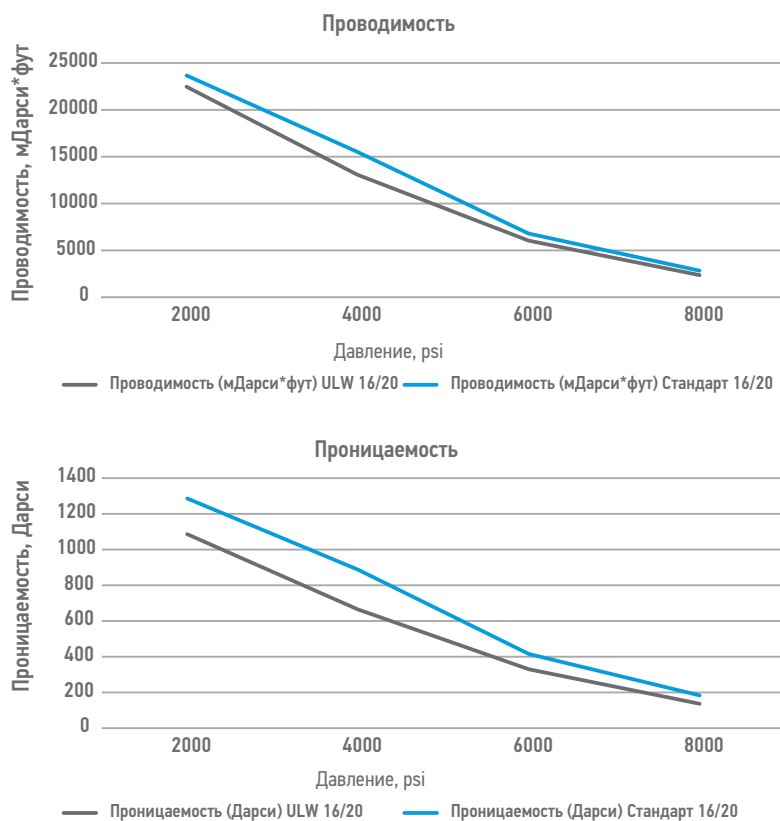


Рис. 2. Проводимость и проницаемость проппантной пачки для стандартного керамического проппанта и ULW. Составлено авторами
Fig. 2. Conductivity and permeability of the proppant pack for standard ceramic proppant and ULW. Made by the authors

проппантам с плотностью 1,3–1,5 г/см³. Ориентируясь на потребности российского рынка, отечественные производители стараются разработать ULW-проппанты, свойства которых по устойчивости к давлениям закрытия и проводимости/проницаемости сопоставимы с классическими расклинивающими агентами — керамическими среднепрочными проппантами. Основной опыт потребления/использования облегченных проппантов в России приходится на следующие компании: ПАО «НК «РОСНЕФТЬ», ПАО «Лукойл» и «Газпром нефть».

Итоги опытных работ, выполненных на месторождениях «Газпром нефти» («Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»), показал, что применение ULW-проппанта при определенных геологических условиях позволяет выполнять операции ГРП с меньшей массой расклинивающего агента без потери продуктивности добывающих скважин, тем самым раскрывая перспективы для широкого промышленного применения данных материалов. Перспективными считаются направления совместного использования ULW-материалов с низковязкими полиакрилатными системами жидкости, т.к. такой тандем в потенциале может существенно повышать суммарную эффективность от каждой из этих технологий. При этом, говоря о применении облегченных расклинивающих агентов, не стоит забывать о том, что важными аспектами при выборе их использования являются сопротивление разрушению при нагрузке, проводимость/проницаемость проппантной упаковки, параметры формы (сферичность и округлость), растворимость в смеси кислот, насыпная и кажущаяся плотность, геологические условия применения, масса закачиваемого на работе проппанта, расчеты (технические и экономические) и моделирование.

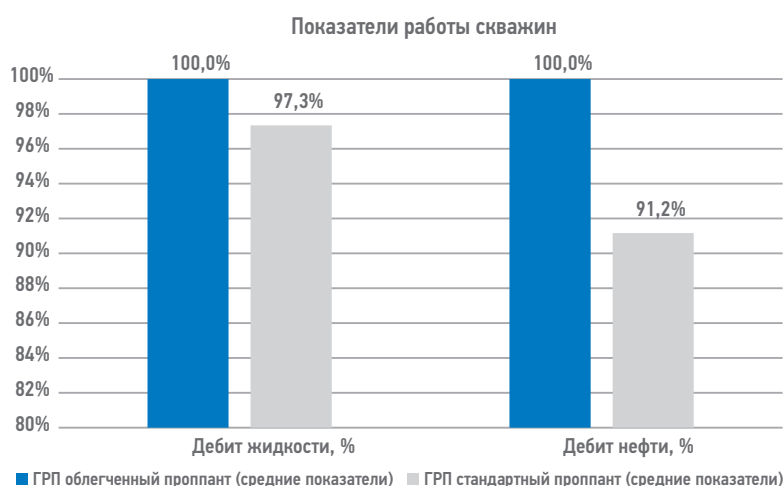


Рис. 3. Сравнительные усредненные результаты работы скважин с облегченным проппантом и стандартной керамикой.

Составлено авторами

Fig. 3. Comparative average results of wells with lightweight proppant and standard ceramics.

Made by the authors



Рис. 4. Сравнительные данные по массе закачанного проппанта для скважин с опытными работами и окружением со стандартными операциями.

Составлено авторами

Fig. 4. Comparative data on the mass of injected proppant for wells with experimental job and offset wells with standard operations.

Made by the authors

Список литературы / References

1. Brannon H.D., Starks T.R. The effects of effective fracture area and conductivity on fracture deliverability and stimulation value. <https://doi.org/10.2118/116057-MS>
2. Parker M.A., Ramurthy K., Sanchez P.W. New proppant for hydraulic fracturing improves well performance and decreases environmental impact of hydraulic fracturing operations. <https://doi.org/10.2118/161344-MS>
3. Han J., Pirogov A., Li C., Hurt R., Sookprasong A., Min Kim J. Maximizing productivity with ultra-lightweight proppant in unconventional wells: Simulations and field cases. <https://doi.org/10.2118/181849-MS>
4. Liang T., Yan C., Zhou S., Zhang Y., Yang B. Carbon black reinforced polymethyl methacrylate (PMMA)-based composite particles: preparation, characterization, and application. <https://doi.org/10.1088/1742-2140/aa6e7e>
5. Zhang Y., Yan C., Chen T., Wang Y. Ultra-lightweight composite proppants prepared via suspension polymerization. <https://doi.org/10.1177/0021998315613128>
6. Rickards A.R., Brannon H.D., Wood W.D. High strength, ultralight-weight proppant lends new dimensions to hydraulic fracturing applications. <https://doi.org/10.2118/84308-PA>
7. Rickards A.R., Brannon H.D., Wood W.D., Stephenson C.J. High strength, ultra-lightweight proppant lends new dimensions to hydraulic fracturing applications. <https://doi.org/10.2118/84308-MS>
8. Jardim Neto A.T., Prata F.G.M., Gomez J., Pedrosa C.A., Martins M., Silva D.N. Ultralightweight proppants: an effective approach to address problems in long horizontal gravel packs offshore Brazil. <https://doi.org/10.2118/150581-PA>
9. Fan J., Bailey T.P., Sun Z., Zhao P., Uher C., Yuan F. Preparation and properties of ultra-low density proppants for use in hydraulic fracturing. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.10.024>
10. Brannon H.D., Starks T.R. Maximizing return-on-fracturing-investment by using ultralightweight proppants to optimize effective fracture area: can less be more? <https://doi.org/10.2118/119385-MS>

11. Neto J., Abrahao T., Prata F.G.M., Gomez J., Pedroso C.A., Martins M. Ultralightweight proppants: an effective approach to address problems in long horizontal gravel packs offshore Brazil. <https://doi.org/10.2118/150581-PA>
12. Gaurav A., Dao E.K., Mohanty K.K. Ultra-lightweight proppants for shale gas fracturing. <https://doi.org/10.2118/138319-MS>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.В. Чураков — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

М.Н. Пичугин — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Р.Н. Хасаншин — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.В. Кушников — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

С.Ю. Баркалов — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.Г. Файзуллин — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Artem V. Churakov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Maksim N. Pichugin — developed the concept of the article, prepared the text of the article, approved the published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Rustam N. Khasanshin — developed the concept of the article, prepared the text of the article, approved the published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Ivan V. Kushnikov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, approved the published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Stanislav Y. Barkalov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, approved the published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Ildar G. Fayzullin — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Артём Владимирович Чураков* — руководитель центра компетенций по развитию технологий ГРП, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Churakov.AV@gazpromneft-ntc.ru

Максим Николаевич Пичугин — руководитель направления центра компетенций по развитию технологий ГРП, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Pichugin.MN@gazpromneft-ntc.ru

Рустам Нурисламович Хасаншин — кандидат технических наук, руководитель направления блока интегрированных решений, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Khasanshin.RN@gazpromneft-ntc.ru

Иван Владимирович Кушников — руководитель направления по анализу технологических решений, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Kushnikov.IV@gazpromneft-ntc.ru

Artem V. Churakov* — Head of the Competence Center for Development of Hydraulic Fracturing Technologies, Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Churakov.AV@gazpromneft-ntc.ru

Maksim N. Pichugin — Specialist of the Competence Center for Development of Hydraulic Fracturing Technologies Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Pichugin.MN@gazpromneft-ntc.ru

Rustam N. Khasanshin — Cand. Sci. (Tech.), Lead of the direction of the Integrated Solutions Unit of the Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Khasanshin.RN@gazpromneft-ntc.ru

Ivan V. Kushnikov — Lead of the direction for the analysis of technological solutions Gazpromneft STC LLC
75–79 liter D Moika river emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Kushnikov.IV@gazpromneft-ntc.ru

Станислав Юрьевич Баркалов — руководитель проекта по ВСР, ООО «Газпромнефть-Нефтесервис»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Малая Морская ул., д. 18.
e-mail: Barkalov.SYU@gazprom-neft.ru

Ильдар Гаязович Файзуллин — директор программ по развитию технологий гидроразрыва пласта, ПАО «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Почтамтская ул., д. 3–5.
e-mail: Fayzulin.IG@gazprom-neft.ru

Stanislav Y. Barkalov — Downhole Services
Project Manager, Gazpromneft-NEFTESERVICE LLC
18 Malaya Morskaya str., 190000, Saint Petersburg,
Russia.
e-mail: Barkalov.SYU@gazprom-neft.ru

Ildar G. Fayzullin — Director of Programs for the Development of Hydraulic Fracturing Technologies of PJSC Gazprom Neft
3–5 Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg,
Russia.
e-mail: Fayzulin.IG@gazprom-neft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© Коллектив авторов,
2022

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-126-133>

ПРАКТИКИ МОНИТОРИНГА ЭКВИВАЛЕНТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ ПЛОТНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЧИСТКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

А.С. Гоцуляк*, С.И. Габитов, С.В. Лахтионов

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

Электронный адрес: gotsuliak90@mail.ru

Введение. Строительство скважин с большим отходом от вертикали требует комплексных подходов. Прохождение нестабильных интервалов и риск потери промывочной жидкости в процессе бурения — основные барьеры при строительстве скважин. Увеличение протяженности, а также рост зенитных углов в интервалах секций промежуточной и эксплуатационной колонн осложняют процесс строительства скважины и ее очистки. Существующие методы контроля за состоянием скважины в процессе ее строительства ограничены в применимости.

Цель. Для достижения проектных задач при строительстве скважин сформирован и применяется на практике набор оптимальных подходов для комплексной оценки состояния ствола скважины. Основная цель — показать ценность применяемых методов при геомеханическом сопровождении в режиме реального времени.

Материалы и методы. Для мониторинга состояния скважины в режиме реального времени применялся подход, основанный на контроле динамического давления циркуляционной жидкости в затрубном пространстве. Данные, получаемые с телесистемы, сопоставлялись с данными геомеханической модели, на основе которой проводилось сопровождение.

Состояние затрубного пространства оценивалось в режиме реального времени путем контроля за эквивалентной циркуляционной плотностью и за анализом трендов ее изменения при бурении, промежуточных промывках и при спуско-подъемных операциях. Расчетный метод эффективности очистки по фактическим данным позволял оценивать состояние затрубного пространства.

Результаты. Сопоставление данных о состоянии затрубного пространства с одномерной геомеханической моделью и данными по количеству и характеру шлама с выбросит на буровой позволяло формировать итоговые оперативные рекомендации от службы геомеханического сопровождения в процессе строительства скважин. Согласно рекомендациям определялись безопасные либо необходимые интервалы промывок и их продолжительность. Без требований к внесению изменений в параметры промывочной жидкости и дополнительных спуско-подъемных операций осуществлялась подготовка к спуску обсадной колонны.

Заключение. На текущий момент приведенные в статье методики успешно применяются при геомеханическом сопровождении бурения. Их использование позволяет оптимизировать отдельные операции в процессе строительства скважин.

Ключевые слова: геомеханическая модель, эквивалентная циркуляционная плотность, сопровождение бурения скважины, обвальная шлам, турбулентный поток

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Гоцуляк А.С., Габитов С.И., Лахтионов С.В., Практики мониторинга эквивалентной циркуляционной плотности и эффективности очистки ствола скважины. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(1):126–133. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-126-133>

Статья поступила в редакцию 11.11.2021

Принята к публикации 15.01.2022

Опубликована 30.03.2022

MONITORING EQUIVALENT CIRCULATION DENSITY AND EFFICIENCY OF BOREHOLE CLEANING PRACTICES

Andrey S. Gotsulyak*, Salavat I. Gabitov, Sergey V. Lakhtionov

Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

E-mail: gotsuliak90@mail.ru

Background. The extended-reach drilling requires integrated approaches in the construction of wells. Drilling through unstable intervals and the risk of mud loss are the main potential problems in drilling. The length and deviation increase in the intervals of intermediate and production casing complicate the process of well cleaning and construction. Existing methods of wellbore stability monitoring require additional tools.

Aim. The set of optimal approaches for a comprehensive assessment of the wellbore has been formed and applied. The main goal is to show the value of the methods used in geomechanics real-time support.

Materials and methods. An approach based on control of the annular pressure has been used for the estimation of the wellbore condition in real-time. The logging while drilling (LWD) and measurement while drilling (MWD)

data transferred from the telemetry system has been compared with the geomechanical model during the remote operation control.

The annular space condition has been assessed by analysis of the equivalent circulation density while drilling, flushing, run in hole (RIH), and pull out of hole (POOH) operations. The calculated method of cleaning efficiency based on actual data allowed us to assess the annular space condition.

Results. Comparison of the annular space condition data with the one-dimensional geomechanics model and cave-in mud data on the oil-rig vibrating screen allowed us to avoid possible issues. Recommendations from the remote operation center engineer contained intervals that whether safe or flushing need and duration of the flushing. Preparation for lowering the casing eliminates the requirements for drilling mud parameters change and went without additional lifting operations.

Conclusions. Presently, the methods mentioned in the article are successfully used in geomechanical real-time support of drilling. It makes possible to optimize individual operations during the construction of wells.

Keywords: geomechanical model, equivalent circulating density, well drilling support, cave-in mud, turbulently flow

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

For citation: Gotsulyak A.S., Gabitov S.I., Lakhtionov S.V., Monitoring Equivalent Circulation density and efficiency of borehole cleaning practices. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(1):126–133. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-126-133>

Manuscript received 11.11.2021

Accepted 15.01.2022

Published 30.03.2022

ВВЕДЕНИЕ

Геомеханическое сопровождение в реальном времени включает в себя мониторинг за набором объектов и параметров, напрямую или косвенно указывающих на состояние ствола скважины в процессе бурения. Выдача своевременных рекомендаций и следование им на буровой позволяет превентивно исключать осложнения при бурении. Сложность геологических разрезов и конструкций скважин с автономной локацией ограничивает набор возможностей, которые позволили бы снижать риски осложнений в процессе бурения. Метод расчета эффективности очистки ствола скважины позволяет определять фактическое состояние зашламованности затрубного пространства.

В качестве дополнительного инструмента использовался метод, основанный на мониторинге эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) в процессе бурения и при спуско-подъемных операциях (СПО). Задача мониторинга циркуляционной плотности в реальном времени — поддержание затрубного пространства очищенным от шлама и исключение осложнений при спуске колонн.

ЦЕЛЬ

Основная цель — снижение рисков при проведении СПО, в том числе с обсадной колонной, за счет обеспечения «подготовки» скважины к проведению плановых технологических операций без дополнительных затрат времени на ликвидацию осложнений,

т.е. обеспечение таких условий в скважине, при которых высота и распределение слоя шлама в затрубном пространстве не вызывают затруднений при проведении плановых технологических операций.

Наличие дополнительной породы в затрубном пространстве приводит к проблемам с прохождением инструмента, к резким колебаниям динамического давления и момента при проведении СПО в режиме подъема с обратной проработкой [5]. Ситуации высоких флуктуаций ЭЦП могут быть причиной эффекта, подобного снижению статической плотности бурового раствора.

Такой эффект наблюдается в скважине даже когда компоновка нижней части бурильной колонны (далее КНБК) находится намного выше интересующей нас зоны, в том числе и в обсадной колонне.

Если усилия, направленные на очистку скважины в процессе бурения, будут недостаточными, то забойное давление будет расти, состояние скважины ухудшаться. Все это может приводить к потерям, до катастрофических, раствора или осложнениям ствола с прихватами бурильного инструмента и потерями дорогостоящих КНБК.

МЕТОДИКА И ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ

В процессе бурения или подъема с обратной проработкой циркуляция продвигает шлам на некоторое расстояние, затем шлам снова оседает. В моменты остановок циркуляции ближе к КНБК скапливается дополнительный шлам. Помимо обрушений в слабоустойчивых

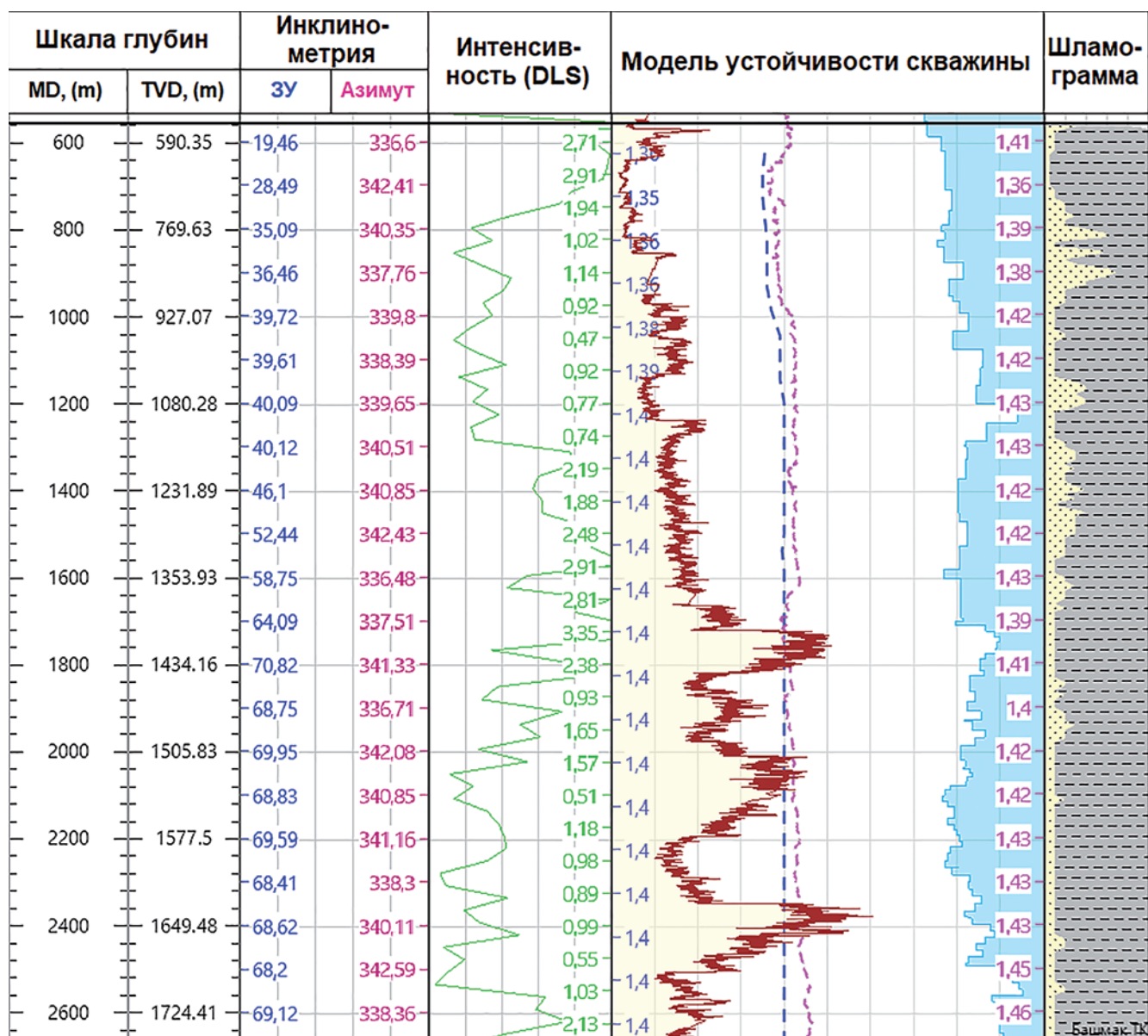


Рис. 1. Одномерная геомеханическая модель устойчивости (скважина 2). Составлено авторами
Fig. 1. Wellbore stability model (well 2). Made by the authors



Рис. 2. Вынос шлама при различных углах наклона ствола скважины. Составлено авторами
Fig. 2. Removal of cave-in mud at different deviations of the well. Made by the authors

интервалах, этот шлам поступает из участка с малым зенитным углом, который обычно был уже хорошо очищен ранее. В рамках данной работы при сопровождении в реальном времени сравнивались скважины, где бурение связано со вскрытием транзитных интервалов и появлением обваль- ной породы. По причине бурения в условиях «узкого» окна предполагались участки, где статическая плотность бурового раство- ра близка к градиенту обрушения соглас- но геомеханической модели устойчивости. Протяженность интервалов промежуточной колонны на скважине 1 составила 2183 м, на скважине 2 — 2129 м. На рис. 1 представлен пример одномер- ной геомеханической модели устойчивости скважины 2 с указанными слабоустойчивыми

интервалами. Прохождение данных интервалов отмечается возникновением осложнений при СПО [3].

На **рис. 2** приведены примеры поведения выбуренной породы при циркуляции на участках скважины с различными углами наклона. В нашем случае интервал секции промежуточной колонны на скважинах 1 и 2 представлял максимально сложный участок с точки зрения очистки ствола от шлама. Значения зенитных углов варьировались от 20° до 68° на обеих скважинах. Также в результате поддержания статической плотности бурового раствора на границах слабоустойчивых интервалов, помимо выбуренной породы, в скважине мог оказаться обвальная шлам. Устранение скоплений дополнительных объемов шлама, в том числе обвального, технически осложняет процесс строительства скважины. Крупные и тяжелые частицы породы вымываются из скважины в последнюю очередь. Дополнительную сложность составляет наличие непростых, с точки зрения очистки ствола скважины, зенитных углов. Фактический интервал зенитных углов на промежуточных секциях скважин 1 и 2 имеет тенденцию к «сползанию» шлама при остановках циркуляции [2]. При дальнейшем увеличении наклона скважины — более 65° — слой шлама начинает формироваться на нижней стенке скважины.

В процессе строительства скважины всегда имеются «подвижный» верхний слой и «статичные» нижние слои, которые между собой формируют уровни равновесия. Рост скорости проходки формирует более утолщенный верхний слой.

Если скорость проходки снижается, верхний слой становится тоньше, при этом нижний слой остается без изменений. Нижний «статичный» слой шлама накапливается до равновесной высоты и не размывается, пока верхний слой присутствует и движется. Проведение промежуточных промывок не позволяет полностью удалить нижний слой шлама из скважины. Прежде чем выход шлама отмечается на поверхности, скважина должна заполниться до высоты слоя, формирующегося при бурении. При этом выход шлама на выбросита значительно снижается либо отмечается большая задержка, пока новый шлам снова заполняет ствол. Далее шлам начинает идти в больших количествах, сопоставимых с объемом, выходящим при бурении [1]. Таким образом, слой должен преодолеть интервал с зенитными углами от 40° до 65°, прежде чем он войдет в условно вертикальный участок. Только после этого шлам появляется на поверхности. Это может занять несколько часов в зависимости от интенсивности промывки,

частоты вращения бурильной колонны, а также плотности и реологических свойств бурового раствора.

В **табл. 1** приводятся данные по количеству промывок на промежуточных глубинах в скважинах 1 и 2. Приведенные данные наглядно показывают, как продолжительность промывки влияет на объем выноса шлама, в том числе и обвального. Это происходит в виде волн: по окончании определенного периода времени начинается выход обвальной породы, затем размерность шлама и интенсивность его появления на поверхности снижается.

КОНТРОЛЬ ОЧИСТКИ СКВАЖИНЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАТЧИКА ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ И МЕТОДИКИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЧИСТКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ СНИЖАЮТ РИСКИ АВАРИЙ ПРИ СПО.

По мере подъема КНБК на скважине 1 отмечается рост процентного содержания обвальной породы на выходе с глубины 955 м. Рост сопровождается повышением показаний давления в затрубном пространстве, что отмечается на графиках с эквивалентной циркуляционной плотностью. (**рис. 3, 4**). При входе КНБК в обсадную колонну продолжается интенсивный вымыв обвальной породы на поверхность. Это подтверждает наличие остаточной обвальной и выбуренной фракций в стволе скважины. На скважине 2 в соответствии со значениями ЭЦП рекомендовались интервалы и продолжительность промывок, при которых выход обвального шлама отмечался уже при положении долота на глубине 1983 м. Более ранний выход обвальной породы, перемещение которой относительно выбуренной породы затруднено, говорит о повышении качества очистки с применяемым подходом. Использование трендов ЭЦП в процессе бурения позволяет видеть поведение дюны, скопления шлама, образованного подвижной массой шлама, если ситуация близка к закупорке ствола шламом. На **рис. 3** приведен график значений эквивалентной плотности при проведении СПО, из которого видно, что в определенные моменты времени значения ЭЦП показывают стремительный рост, приводящий к превышению давления начала поглощения, т.е. начинается раскрытие существующих трещин и дальнейшее поглощение раствора [6].

Более плавное изменение ЭЦП наблюдается при промывке в «стабильных» интервалах, то есть интервалах, «перекрытых» статической плотностью бурового раствора.

Таблица 1. Выход обвального шлама при промежуточных промывках, скважина 1 (слева) и скважина 2 (справа)
Table 1. Removal of cave-in mud during intermediate flushing, well 1 (left), well 2 (right)

Глубина промывки, м	Кол-во промывок	Размер частиц и % содержание обвального шлама	Глубина промывки, м	Кол-во промывок	Размер частиц и % содержание обвального шлама
2747	1–2		2670	1–4	
2718	1		2525	1	
2370	1		2325	1	
2348	1		2211	1	
2064	1		1983	1	
2036	1		1983	2	до 20 мм — 10%
1836	1		1955	3–4	до 13 мм — 5%
1836	2		1869	1	до 15 мм — 15%
1808	1		1670	1	до 12 мм — 15%
1494	1		1670	2	до 15 мм — 30%
1350	1		1500	1	до 14 мм — 40%
1350	2		1500	2	до 15 мм — 30%
955	1		1433	2	до 15 мм — 30%
955	2	до 35 мм — 5%	1358	1	до 15 мм — 60%
955	3	до 35 мм — 25%	1358	2	до 20 мм — 70%
698	1	до 20 мм — 15%	960	1	до 20 мм — 50%
698	2	до 15 мм — 5%	960	2	до 20 мм — 50%
698	3		789	1	до 23 мм — 60%
698	4	до 18 мм — 5%	789	2	до 20 мм — 40%
549	1	до 25 мм — 25%	617	1	до 30 мм — 80%
549	4	до 15 мм — 20%	617	2	до 25 мм — 80%
244	1	до 40 мм — 100%	617	3	до 23 мм — 70%
244	5	до 55 мм — 100%	532	1	до 30 мм — 90%
244	12	до 55 мм — 100%	532	2	до 30 мм — 100%



Промывка без выхода обвальной породы



Промывка с выходом обвальной породы



Промывка в колонне

Механическая скорость бурения определяет объем шламовой нагрузки в затрубном пространстве, т.к. присутствие шлама увеличивает плотность бурового раствора, в результате чего возрастает забойное давление [4].

Для предотвращения возникновения подобного явления использовался метод расчета эффективности очистки ствола скважины от шлама. Данная методика основана на сравнении количества выбуренного шлама, определяемого расчетным методом с учетом коэффициента кавернозности, и шлама, вымытого из скважины и собранного в шламособорные емкости (скипы) для последующей утилизации. Разница в объемах шлама, выраженная в процентах, и является мерой эффективности очистки ствола скважины (табл. 2).

Применение данной методики позволяет сделать вывод об объеме шлама в скважине, а значит, косвенно определить высоту шламовой «подушки», оставшейся в скважине после окончания промывки перед проведением СПО. Как показала практика, существует та-

кое значение эффективности очистки ствола скважины, при которой проблемы (затяжки, рост момента и давления) при подъеме инструмента минимальны (табл. 3).

Средняя скорость бурения на скважине 1 в секции промежуточной колонны составляла 26,2 м/ч, а на аналогичной секции скважины 2 — 18,3 м/ч.

Таким образом, при сохранении схожих технологических параметров бурения и профилей скважин наиболее действенным способом увеличения эффективности очистки является поддержание (ограничение) скорости проходки до значений, позволяющих избежать увеличения шламовой подушки до критического уровня, приводящих к осложнениям и авариям при подъеме инструмента в режиме обратной проработки, что впоследствии обеспечивает успешный спуск обсадной колонны.

С учетом вскрытия слабоустойчивых, не перекрытых статической плотностью бурового раствора интервалов ожидается, что слой

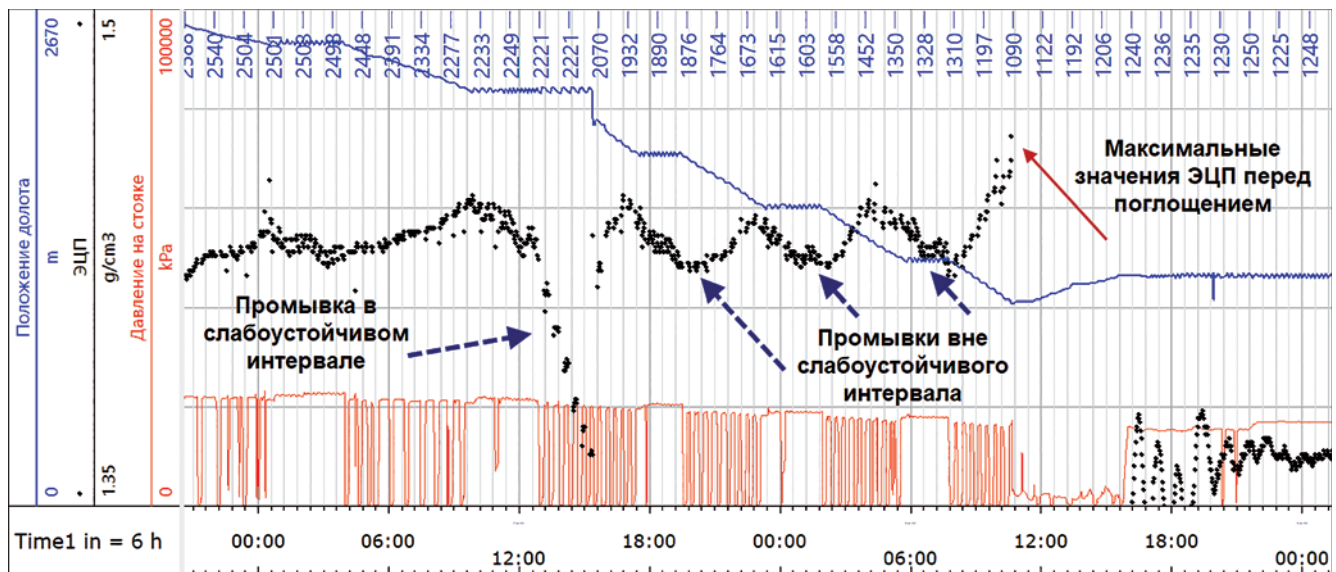


Рис. 3. График ЭЦП при подъеме с обратной проработкой (скважина 2). Составлено авторами
Fig. 3. The ECD diagram during pull out of hole operation (well 2). Made by the authors

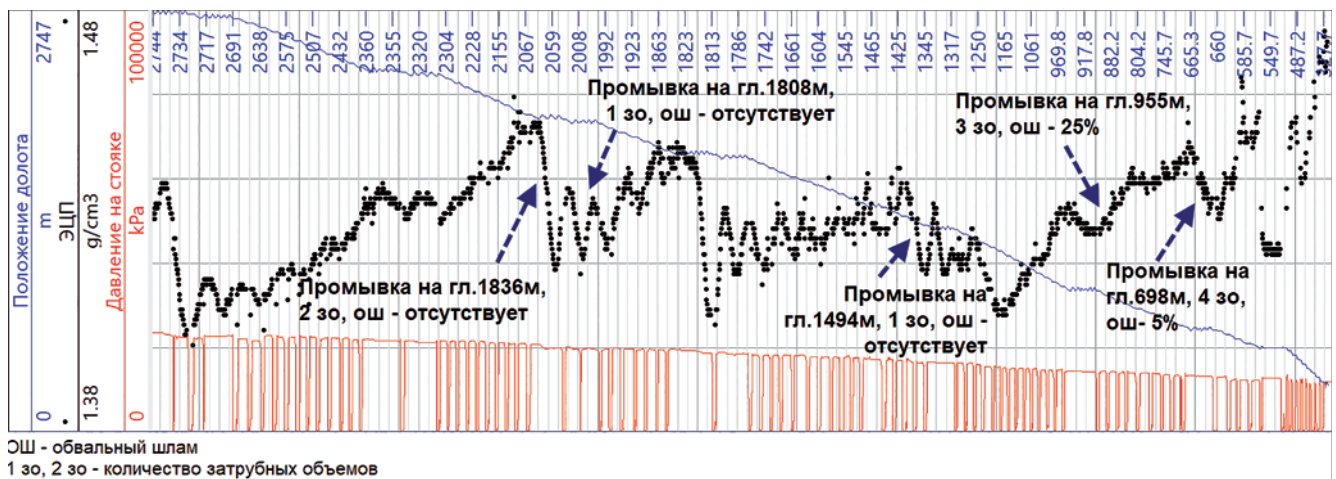


Рис. 4. График ЭЦП при подъеме с обратной проработкой (скважина 1). Made by the authors
Fig. 4. The ECD diagram during pull out of hole operation (well 1). Prepared by authors

Таблица 2. Данные после добуривания и промывки перед подъемом (скважина 1)
Table 2. Data after drilling and flushing before pull out of hole operation, well 1

Интервал бурения, м	503–2747
Проходка, м	2183
Коэффициент кавернозности, %	10
Выбурено породы, м³	382,9
Средняя механическая скорость, м/ч	26,2
Расход, л/с	70,4
Объем шлама в скважине, м³	139
Эффективность очистки, %	64

Таблица 3. Данные после добуривания и промывки перед подъемом (скважина 2)
Table 3. Data after drilling and flushing before pull out of hole operation, well 2

Интервал бурения, м	541–2670
Проходка, м	2129
Коэффициент кавернозности, %	10
Выбурено породы, м³	363,2
Средняя механическая скорость, м/ч	18,3
Расход, л/с	70,6
Объем шлама в скважине, м³	89
Эффективность очистки, %	75

шлама присутствует всегда, спуско-подъемные операции проводятся при наличии шламовой подушки, исключением могут быть скважины малого диаметра или же создание и поддержание постоянного турбулентного потока при промывках. Однако применение турбулентного потока может приводить к более существенным гидравлическим проблемам, например потере бурового раствора вплоть до полной или дополнительным обрушениям стенок скважины в результате эрозии слабосцементированных пород. Изначально промежуточные промывки, которые проводились без учета геомеханической модели, могли выполняться на границах слабоустойчивых интервалов (рис. 4). При этом отмечается характерный интенсивный рост ЭЦП при подъеме, далее снижение при остановке и запуске циркуляции. Данному явлению способствует активное вытеснение смеси выбуренной и обвальной породы и перевод ее во взвешенное состояние, а далее — транспортировка к вертикальному участку и на поверхность.

В условиях «узкого» окна бурения согласовывались пределы по максимально возможной плотности бурового раствора и ЭЦП. Перед началом работ в рекомендациях содержалась информация по продолжительности и интервалам промывок. Продолжительность промежуточных промывок при СПО составляла до 3 затрубных объемов. В разрезах, где содержание глин составляет до 80–90 % и песчаника — до 10–20 %, при промывке в объеме 4 и более затрубных пространств без изменения интервала промывки происходит образование каверн в результате обрушения литифицированных глин. Согласно геомеханической модели промывки во время подъема в слабоустойчивых интервалах предварительно исключались.

По информации, получаемой непосредственно от специалистов с буровой, процесс появления волны ЭЦП сопровождается увеличением процентного содержания обвального шлама

на выходе с дальнейшим его снижением, происходящим синхронно со значениями ЭЦП.

Выводы

По результатам геомеханического сопровождения скважин в режиме реального времени успешно применялся контроль очистки скважины с использованием данных датчика забойного давления и методики по определению эффективности очистки ствола скважины. Реализованы подходы, позволяющие в режиме реального времени оценивать состояние затрубного пространства скважин. При сохранении схожих технологических параметров бурения и профилей скважин наиболее действенным способом увеличения эффективности очистки являются следующие методы:

- поддержание (ограничение) скорости проходки до значений, позволяющих избежать увеличения шламовой подушки до критического уровня;
- мониторинг эквивалентной циркуляционной плотности в процессе бурения и спуско-подъемных операций, который позволяет предупреждать осложнения, связанные с зашламованностью скважины.

Обе методики являются дополнительными инструментами в процессе строительства скважин в потенциально опасных условиях, связанных с обвалообразованием на скважинах с большим отходом от вертикали, наряду с удаленным инженерно-технологическим сопровождением.

Методики использовались в процессе строительства ранее пробуренных скважин и внедрены на постоянной основе как успешные. Использование мониторинга ЭЦП и методики по определению эффективности очистки ствола скважины помогает оптимизировать процесс строительства за счет снижения времени, затрачиваемого на дополнительные промывки, и сокращения числа спуско-подъемных операций.

Список литературы

1. Руководство по буровым растворам для инженеров технологов, Mi SWACO. — 235 с.
2. Trouble-Free Drilling, stuck pipe prevention 3rd edition, by John Mitchell. — 66–67 с.
3. Габитов СИ, Гоцуляк АС, Чебышев ИС, Мухамдиев РВ. Сопровождение бурения высокотехнологичных скважин на основе интеграции методов геомеханики и геонавигации // Нефтегазовое дело. — 2020. — Т. 18. — №2. — С. 15–23. URL: <http://ngdelo.ru/files/ngdelo/2020/2/ngdelo-2-2020-p15-23.pdf> (дата обращения: 09.09.2021). <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-2-15-23> — С. 4.
4. Benefits of Using Continuous Circulation Systems in ERD Wells to Manage ECD, Bottom Hole Pressure and Hole Cleaning, Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition held in Abu Dhabi, UAE. Available at: <https://onepetro.org/SPEMEDT/proceedings/20MEDT/3-20MEDT/D031S015R002> (дата обращения: 28.10.2021). <https://doi.org/10.2118/202140-MS> — С. 2.
5. Successful Wellbore Pressure Management Using Intelligent MPD and Continuous Circulation System on an HPHT Well in Vietnam. Available at: <https://onepetro.org/SPEAPOG/proceedings/21APOG/2-21APOG> (дата обращения: 31.10.2021). <https://doi.org/10.2118/205600-MS> — С. 5–6.
6. ECD and Downhole Pressure Monitoring While Drilling at Ecuador Operations. Available at: <https://onepetro.org/SPELACP/proceedings/15LACP/1-15LACP/D011S003R006> (дата обращения: 14.09.2021). <https://doi.org/10.2118/177062-MS> — С. 4.

References

1. Engineering drilling fluid manual, Mi SWACO, p. 5.25.
2. Trouble-Free Drilling, stuck pipe prevention 3rd edition, by John Mitchell, p. 66–67.
3. Gabitov S.I., Gotsulyak A.S., Cheby'shev I.S., Muxamadiev R.V. *Soprovozhdenie bureniya vy' sokotekhnologichny'x skvazhin na osnove integracii metodov geomexaniki i geonavigacii* [Support of drilling high-technological wells based on the integration of geomechanics and geosteering] *Neftegazovoe delo*. Oil and gas business, no. 2, pp. 15–23. Available at: <http://ngdelo.ru/files/ngdelo/2020/2/ngdelo-2-2020-p15-23.pdf> (accessed: 09.09.2021). <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-2-15-23> (In Russ), p. 4.
4. Benefits of Using Continuous Circulation Systems in ERD Wells to Manage ECD, Bottom Hole Pressure and Hole Cleaning, Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition held in Abu Dhabi, UAE. Available at: <https://onepetro.org/SPEMEDT/proceedings/20MEDT/3-20MEDT/D031S015R002> (accessed: 28.10.2021). <https://doi.org/10.2118/202140-MS>, p. 2.
5. Successful Wellbore Pressure Management Using Intelligent MPD and Continuous Circulation System on an HPHT Well in Vietnam. Available at: <https://onepetro.org/SPEAPOG/proceedings/21APOG/2-21APOG> (accessed: 31.10.2021). <https://doi.org/10.2118/205600-MS>, p. 5–6.
6. ECD and Downhole Pressure Monitoring While Drilling at Ecuador Operations. Available at: <https://onepetro.org/SPELACP/proceedings/15LACP/1-15LACP/D011S003R006> (accessed: 14.09.2021). <https://doi.org/10.2118/177062-MS>, p. 4.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.С. Гоцуляк — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, принимал непосредственное участие в мониторинге бурения 24/7, участвовал в подготовке и формировании рекомендаций в процессе бурения на основании принятых подходов. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

С.И. Габитов — оказал экспертную поддержку при геомеханическом моделировании на предбуровом этапе, принимал непосредственное участие в мониторинге бурения 24/7.

С.В. Лахтионов — оказал экспертную поддержку в области мониторинга очистки скважины в процессе бурения. Окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Andrey S. Gotsulyak — developed the article concept, prepared the text, took an active part in the real-time drilling support, took a part in the preparation of recommendations in the drilling support process, based on accepted approaches. Agrees to accept the responsibility for all aspects of the work.

Salavat I. Gabitov — provided expert support in the geomechanical modeling at the pre-drilling stage, took an active part in the real-time drilling support.

Sergey V. Lakhtionov — provided expert support in the hole cleaning monitoring while drilling. Approved the final version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Андрей Сергеевич Гоцуляк* — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Gotsulyak.AS@gazpromneft-ntc.ru

Салават Илдарович Габитов — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Gabitov.SI@gazpromneft-ntc.ru

Сергей Владимирович Лахтионов — кандидат технических наук, руководитель по разработке продукта, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Lakhtionov.SV@gazpromneft-ntc.ru

Andrey S. Gotsulyak* — Head specialist, Gazprom-neft STC LLC
75–79 liter D Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Gotsulyak.AS@gazpromneft-ntc.ru

Salavat I. Gabitov — Head specialist, Gazprom-neft STC LLC
75–79 liter D Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Gabitov.SI@gazpromneft-ntc.ru

Sergey V. Lakhtionov — Cand. Sci. (Techn.), Product development manager, Gazprom-neft STC LLC
75–79 liter D Moika river emb., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Lakhtionov.SV@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

МОДЕРНИЗАЦИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ ПОДЪЕМНЫХ АГРЕГАТОВ И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕКУЩЕГО И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

С.В. Зименков¹, Л.Н. Сабитов^{2,*}, С.Н. Таргоний³

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

²ООО «Газпромнефть-Хантос», РФ, Ханты-Мансийск

³ПАО «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: Sabitov.LN@hantos.gazprom-neft.ru

Непрерывность процесса добычи нефти и газа в первую очередь зависит от правильной эксплуатации, обслуживания и ремонта скважин.

Основная задача ремонтных подразделений — поддержание в работоспособном состоянии эксплуатационного фонда скважин, при необходимом соблюдении правил охраны недр. Техническое обеспечение процесса ремонта скважин более 20 лет практически не совершенствовалось. Техническое оснащение бригад для ремонта скважин требует автоматизации и роботизации ввиду постоянного роста сложности ремонтов скважин, растущих барьеров безопасности и высокой доли тяжелого ручного труда.

Цель. В целях автоматизации подъемных агрегатов для подземного ремонта скважин запущен проект по опытно-промышленным испытаниям (ОПИ) «Мех-Бригада». Цель ОПИ — усовершенствование конструкции подъемных агрегатов и оборудования, подбор оптимальной схемы расстановки персонала на устье.

Материалы и методы. Проект подразумевает совершенствование и автоматизацию спуско-подъемных операций путем интеграции следующих основных узлов: кабина-трансформер, элеватор с гидравлическим захватом труб, робот-ключ, механизированный приемный мост, гидравлическое противовыбросовое оборудование (ПВО) [4].

Результаты. В настоящий момент проведен обзор рынка среди компаний, которые производят подъемные агрегаты в РФ, Европе, Китае, проводится защита расчета экономической эффективности.

Заключение. Проведение ОПИ запланировано на середину 2023 года.

Ключевые слова: ремонтные подразделения, эксплуатационный фонд, опытно-промышленные испытания, усовершенствование конструкции

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Зименков С.В., Сабитов Л.Н., Таргоний С.Н. Модернизация действующих подъемных агрегатов и оборудования для проведения текущего и капитального ремонта скважин. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(1):134–139. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-134-139>

Статья поступила в редакцию 09.11.2021

Принята к публикации 24.12.2021

Опубликована 30.03.2022

UPGRADING OF EXISTING LIFTING UNITS AND EQUIPMENT FOR CURRENT AND WORKOVER OF WELLS

Sergey V. Zimenkov¹, Linar N. Sabitov^{2,*}, Sergey N. Targoni³

¹Gazpromneft LLC STC, RF, Saint Petersburg

²Gazpromneft-Khantos LLC, RF, Khanty-Mansiysk

³Gazprom-Neft, RF, Saint Petersburg

E-mail: Sabitov.LN@hantos.gazprom-neft.ru

The main task of well servicing workover units to maintain all active wells fully operable while ensuring compliance with all applicable subsoil protection requirements. For more than 20 years, the technical support of the well repair process has not been practically improved. The technical equipment of well servicing workover units crews requires automation and robotization, in view of the constant increase in the complexity of well workovers, growing safety barriers and a high proportion of heavy manual labor.

Target. In order to automate lifting units for underground workover of wells, a pilot-industrial test project (PIT) «Meh-Brigade» was launched. The purpose of the pilot study is to improve the design of lifting units and equipment, to select the optimal layout for the placement of personnel at the wellhead.

Materials and methods. The project involves the improvement and automation of tripping operations by integrating the following main components: cab-transformer, elevator with hydraulic pipe gripper, robot key, mechanized receiving bridge, hydraulic blowout prevention equipment (BOP).

Results. A market review was conducted among companies that produce lifting units in the Russian Federation, Europe, China, and the calculation of economic efficiency is being carried out.

Conclusion. The pilot test is scheduled for mid-2023.

Keywords: well servicing and workover units, active wells, pilot testing project, equipment design improvement

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

For citation: Zimenkov S.V., Sabitov L.N., Targoni S.N. Upgrading of existing lifting units and equipment for current and workover of wells. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(1):134–139. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-134-139>

Manuscript received 09.11.2021

Accepted 24.12.2021

Published 30.03.2022

ВВЕДЕНИЕ

Деятельность сервисных предприятий основана на безопасности и эффективности проводимых работ. Именно на их улучшение нужно обращать внимание при планировании и непосредственном выполнении работ [1]. На данный момент перед Компанией стоит задача адаптации новых технологических решений для повышения эффективности операций текущего, капитального ремонта скважин (ТКРС) и освоения за счет автоматизации процессов и повышения уровня HSE (Здоровье, Безопасность и Окружающая среда). Необходимость достижения сложных геологических целей способствует росту числа высокотехнологичных скважин, освоение и ремонт которых требуют соответствующего уровня развития технологий ТКРС. На сегодня для проведения ремонтов скважин подрядными организациями (ПО) применяются четыре типа подъемных агрегатов (ПА): АПРС-50, АПР-60/80, БАРС-60/80, УПБ-100. Профессии бурильщика, помощника бурильщика, машиниста в ТКРС являются одними из самых сложных и опасных в отрасли. Персонал работает вахтовым методом, в полевых условиях, с большими физическими нагрузками при любых погодных условиях.

ЦЕЛЬ

В «Газпромнефть-Хантосе» в целях автоматизации подъемных агрегатов запущен проект по опытно-промышленным испытаниям (ОПИ) «Мех-Бригада». Цель ОПИ — усовершенствование конструкции ПА и подбор оптимальной схемы расстановки персонала на устье. Проект призван решить большинство проблем, связанных с отсутствием автоматизации и влияния внешних факторов, а также установить барьеры безопасности в рабочей зоне персонала, которые в данный момент не предусмотрены в силу конструк-

тивных особенностей подъемных агрегатов и расстановки персонала.

Новый тип подъемного агрегата позволит решить задачи безопасности, увеличить КПД с 0,86 до 0,91, снизить аварийность и облегчить тяжелый физический труд персонала бригад.

«ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС» СОВЕРШЕНСТВУЕТ КОНСТРУКЦИЮ ПОДЪЕМНОГО АГРЕГАТА ДЛЯ КРС И ТКРС: ПЕРСОНАЛ БУДЕТ ЗАЩИЩЕН ОТ ВНЕШНИХ ФАКТОРОВ, РАБОТА ЧАСТИЧНО АВТОМАТИЗИРОВАНА.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В 2021 году в периметре «Газпром нефти» работает более 250 бригад ТКРС, оснащенных российскими ПА, без какой-либо автоматизации процессов. С целью изменения ситуации необходима модернизация применяемых ПА, оборудования и инструментов для проведения ТКРС с внедрением элементов механизации, автоматизации и унификации, то есть объединяющих в своем составе несколько машин или использующих прогрессивные технологические решения. К таким решениям относится применение ПО при раздельном сервисе в «Газпромнефть-Оренбурге» машины, совмещающей на одной колесной базе насосный агрегат и парогенераторную установку. Парогенераторы — это новое поколение тепловых машин для максимально быстрого и эффективного нагрева жидкости, производства паровой смеси, насыщенного и сухого пара (не требует водоподготовки). В качестве жидкости может быть использована обычная вода или солевой раствор. Принцип работы основан на кавитационном вихревом потоке. Новый тип установки не только эффективен, но и оказывает минимальное воздействие на окружающую среду. Есть предложения, уже реализуемые

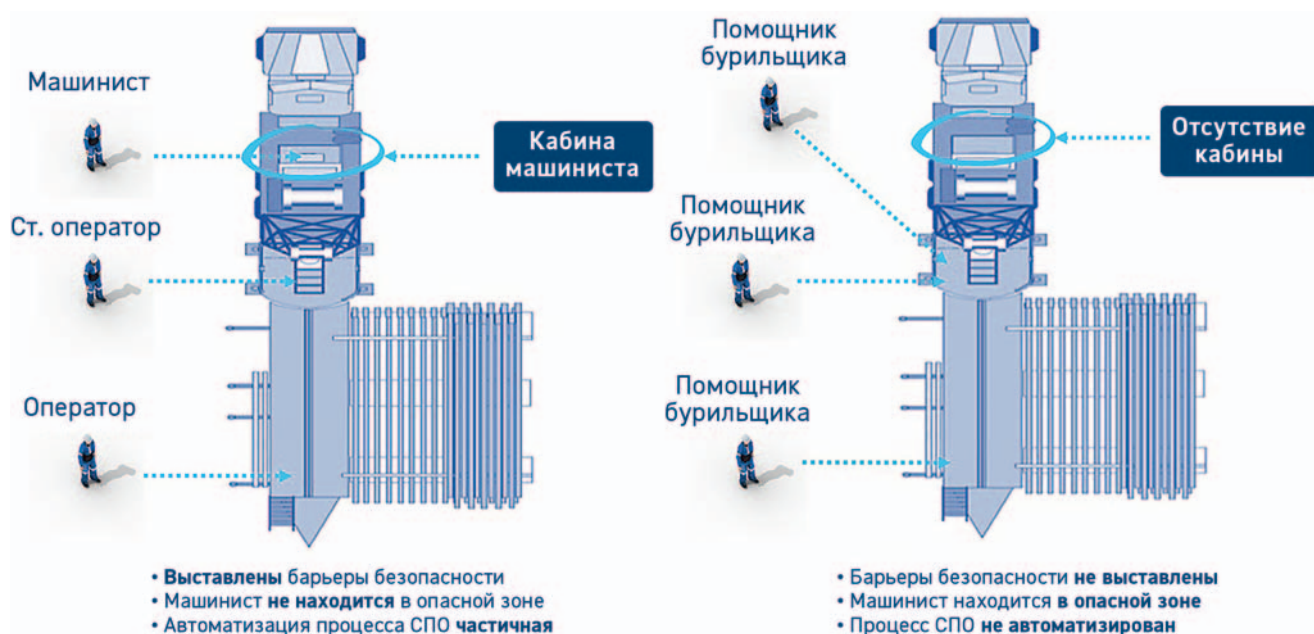


Рис. 1. Схема подъемных агрегатов различных типов с расстановкой персонала на устье Сабитов Л.Н.
Fig. 1. Scheme of lifting units of various types with the placement of personnel at the wellhead. Sabitov. L.N.

партнерами, по установке парогенераторов на базу ПА. К успешно внедренному одним из партнеров в «Газпромнефть-Хантосе» оборудованию относится и применение малогабаритных блоков манифольда (МБМ). Их использование ведет к экономии временных затрат при проведении технологических операций, связанных с необходимостью закачки технологических жидкостей в трубное и затрубное пространство — ранее приходилось останавливать закачку, стравливать давление в линии, сливать жидкость, перебивать линию закачки в затруб и т.д. Применение МБМ позволяет изменить направление закачки жидкости перекрытием кранов на линиях без перебивки. При описании новых подходов, используемых при ремонте скважин, необходимо упомянуть использование термочехлов для укрытия нагнетательных и обратных линий, в том числе линий долива, что позволяет в холодное время года не разбивать данные линии для слива технологических жидкостей после использования (исключает замерзание) и сокращает время на технологические операции. Используемые подъемные агрегаты отличаются между собой не только грузоподъемностью, базой (самоходные или прицепы) [2], но и конструктивными особенностями, такими как: наличие кабины машиниста и стационарной рабочей площадки, приводом для работы ротора, мачты (вышки), для работы «однотрубками» или свечами с балконом верхового, ключами для свинчивания и развинчивания труб и т.д. Например, на подъемном агрегате АПРС-50, в отличие от других

вышеупомянутых типов подъемных агрегатов в конструкции предусмотрена кабина машиниста (рис. 1). Она служит барьером от несчастных случаев, газонефтеводопроявлений (ГНВП) и движущихся механизмов, имеет подогрев, что крайне необходимо в зимний период [3].

На рис. 1 представлена схема подъемных агрегатов различных типов с расстановкой персонала на устье.

Стоит отметить успешный опыт использования автоматизированных приемных мостков производства АО «Машпром» в ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (рис. 2). Использование мостков позволяет повысить безопасность в результате исключения нахождения работника в опасной зоне при спуско-подъемных операциях (СПО). По итогам внедрения автоматизированных приемных мостков в 2019 году производительное время бригады повысилось с 0,67 до 0,82 при соблюдении норм времени и обеспечении эффективной работы бригады.

В «Газпромнефть-Хантосе» в целях автоматизации подъемных агрегатов запущен проект по опытно-промышленным испытаниям (ОПИ) «Мех-Бригада».

Цель ОПИ — усовершенствование конструкции ПА и подбор оптимальной схемы расстановки персонала на устье. Проект призван решить большинство ранее упомянутых проблем, а также установить барьеры безопасности в рабочей зоне персонала, которые в данный момент не предусмотрены в силу конструктивных особенностей подъемных агрегатов и расстановки персонала.

Новый тип подъемного агрегата позволит решить задачи безопасности, увеличить КПВ с 0,86 до 0,91, снизить аварийность и облегчить труд персонала бригад.

Планируемый к ОПИ комплекс, предназначенный для эксплуатации в условиях низких температур (арктическое исполнение), повышенной влажности, песчаного ветра, осадков должен включать следующие элементы: кабина бурильщика, автоматический ключ для свинчивания-развинчивания труб, вертлюг и гидравлический элеватор с системой захвата труб, гидравлическая система управления противовыбросового оборудования (ПВО), механизированные приемные мостки с автоматической подачей труб и кабиной помощника бурильщика, верхний силовой привод (ВСП) и др.

Подобные ПА и оборудование производятся в Германии, Италии, но не имеют аналогов у российских производителей. После технических сессий с ПО и российскими заводами-изготовителями с целью обзора рынка было подготовлено Техническое задание (ТЗ), включающее в себя передовые, необходимые опции автоматизации процессов ремонта скважин, исключающих иликратно уменьшающих физический труд, повышающих безопасность персонала путем исключения его нахождения в опасной зоне, в том числе с учетом будущих вызовов отрасли. Рабочее место бурильщика планируется расположить непосредственно на устье, с оснащением элементами управления, позволяющими управлять основными узлами прямо из кабины, которая оснащена подогревом. Управление ПВО, спайдером, ключом, элеватором, вертлюгом, вспомогательной лебедкой, раскрепителем труб становится максимально удобным благодаря расширенной панели параметров контроля. Помимо перечисленных преимуществ бурильщик максимально быстро и безошибочно оценивает ситуацию на устье, имея полный обзор рабочего пространства из кабины. Также ведется учет наработки узлов с учетом планово-предупредительных ремонтов. При этом будет производиться автоматический замер труб при спуско-подъемных операциях с выдачей результатов (отчетов) в реальном времени, а также дефектоскопия талевого каната и ведение наработки на талевый канат. При этом ТЗ не исключает замену производителями талевой системы на альтернативную систему для проведения СПО — реечного типа, или с использованием гидроцилиндров, или какую-либо другую, но более безопасную, чем талевая система.

Элеватор с диапазоном захвата вставки для труб от 48 до 127 мм планируется ос-

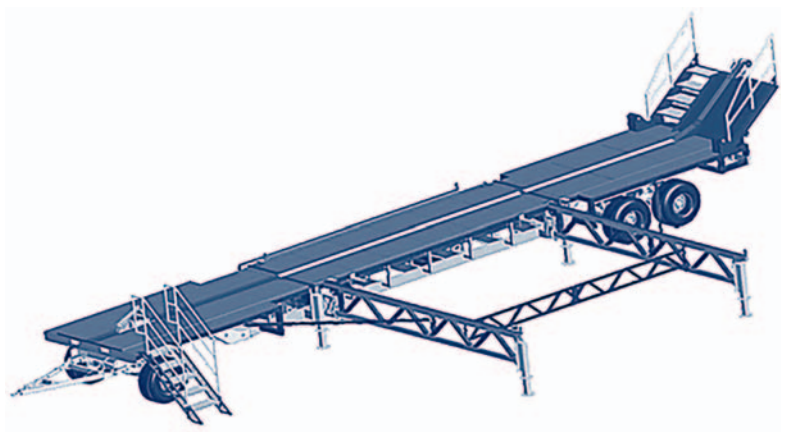


Рис 2. Автоматизированные приемные мостки. Зименков С.В.

Fig. 2. Automated receiving bridges. Zimenkov S.V.

настить автоматической гидравлической и механической системой фиксации, что обеспечивает дополнительную безопасность при проведении спуско-подъемных операций, исключающую выпадение труб.

Ключ для свинчивания-развинчивания труб не требует демонтажа при переезде, экономит время и силы, оснащен функцией контроля захвата муфты для исключения развинчивания по нерабочему соединению.

ВСП с системой захвата труб имеет тот же диапазон работы по диаметрам, что и элеватор, подача его осуществляется за счет гидравлики.

Превентор оснащен защитой от движения инструмента при закрытом ПВО, станция управления ПВО обогревается.

Механизированные приемные мостки оснащены собственной кабиной управления, которая защищает персонал от метеоусловий и внешних факторов. Демонтаж и монтаж мостков суммарно занимает 60 минут, рабочий диапазон температур от -50 до $+40$ °C, грузоподъемность крыльев по 40 тонн. Механизированные мостки благодаря автоматизации и применения гидравлической системы управления ПВО позволяет исключить из каждой смены одного помощника бурильщика (рис. 3).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенный метод работы позволит снизить долю участия человека, сократить состав вахты на одного человека в каждой смене. Персонал будет защищен от внешних факторов и метеоусловий, работа полностью автоматизирована из кабин. Благодаря комплексу выставлены барьеры безопасности, что сводит случаи травматизма к минимуму. В рамках реализации ОПИ планируется произвести закуп двух комплектов оборудования и передать их в аренду компании-парт-

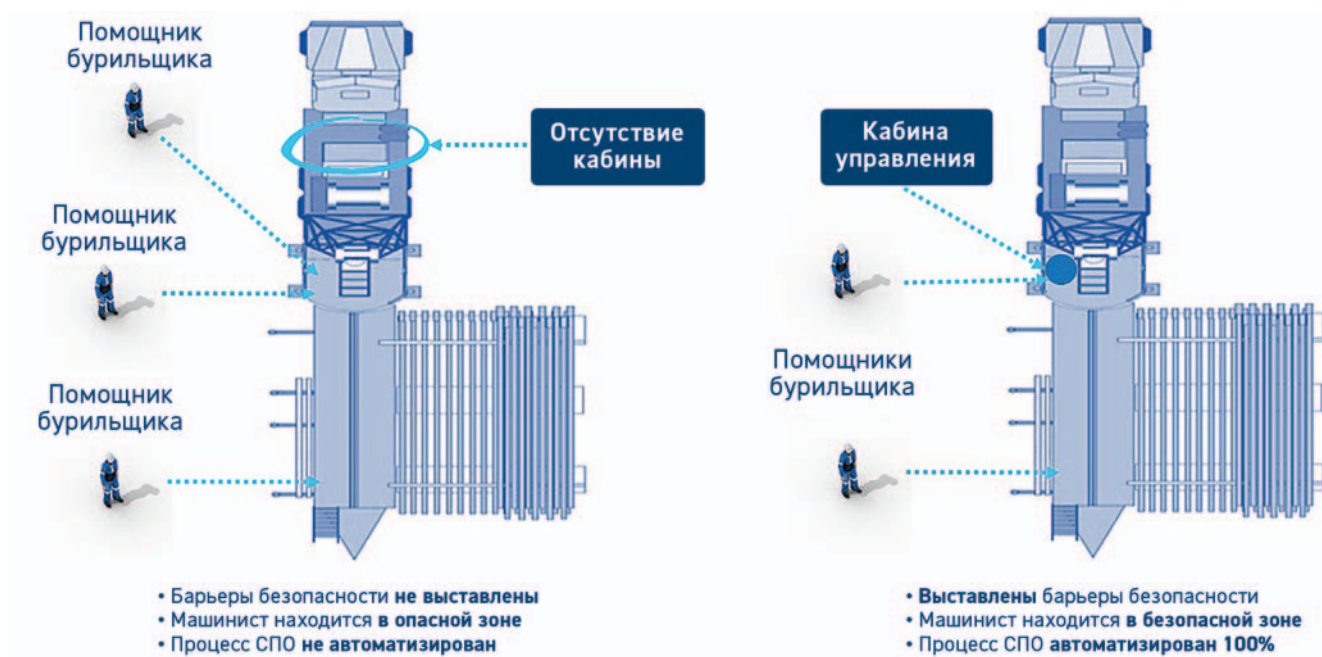


Рис. 3. Схема до и после внедрения технологии. Сабитов Л.Н.
Fig. 3. Scheme before and after the introduction of technology. Sabitov. L.N.

неру. Основными критериями для выбора подрядной организации являются опыт работы с подобным оборудованием, относи-

тельно низкий коэффициент производственного времени, а также опробование технологии на одной локации.

Список литературы

1. Игнатъев М. Хирурги нефтяных скважин [Электронный ресурс] // Нефтегазовая вертикаль. — 2003. — № 12. <http://www.uran.donetsk.ua/~masters/2006/ggeo/korol/library/2.htm>
2. Осиновская И.В. Реализация системного подхода в планировании капитального ремонта скважин // Теория и практика общественного развития. — 2015. — № 12. <https://cyberleninka.ru/article/n/re-alizatsiya-sistemnogo-podhoda-v-planirovanii-kapitalnogo-remonta-skvazhin>
3. Техника и технология добычи нефти: Учебник для вузов / А. Х. Мирзаджанзаде, И. М. Ахметов, А. М. Хасаяев, В. И. Гусев. Под ред. проф. А. Х. Мирзаджанзаде. — М.: Недра, 1986. — 382 с.
4. Зименков С.В., Тишкевич С.В. Развитие рынка высокотехнологичных подъемных агрегатов в РФ // Нефть. Газ. Новации. — 2019. — №7. — С. 22–25.

References

1. Ignatiev M. Oil Well Surgeons [electronic resource] // *Neftegazovaya Vertikal magazine*, 2003, no. 12. <http://www.uran.donetsk.ua/~masters/2006/ggeo/korol/library/2.htm> (In Russ).
2. Osinovskaya I.V. Implementation of a Systematic Approach in the Planning of Well Workover Operations // *Teoria i Praktika Obschestvennogo Razvitiya magazine*, 2015, no. 12. <https://cyberleninka.ru/article/n/re-alizatsiya-sistemnogo-podhoda-v-planirovanii-kapitalnogo-remonta-skvazhin>
3. Oil Production Technology and Equipment: textbook for university students / Mirzajanzade A.Kh., Akhmetov I.M., Khasaev A.M., Gusev V.I., under the editorship of Prof. Mirzajanzade A.Kh. M.: Nedra, 1986, 382 p.
4. Zimenkov S.V., Tishkevich S.V. Development of the Russian Market of High-Tech Well Workover Units // *Oil. Gas. Novations*, 2019, no. 7, pp. 22–25.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

С.В. Зименков — разработал концепцию статьи, оказал экспертную поддержку в области текущего и капитального ремонта скважин, активный участник проекта со стороны «Газпромнефти НТЦ». Утвердил финальную версию статьи.

Л.Н. Сабитов — автор идеи, разработал концепцию статьи.

С.Н. Таргоний — разработал концепцию статьи, оказал экспертную поддержку в области текущего и капитального ремонта скважин, принимает активное участие в реализации проекта со стороны «Газпром нефти».

Sergey V. Zimenkov — developed the concept of the article he provided expert support in the field of maintenance and workover of wells, an active participant in the project on the part of "Gazpromneft" STC LLC. Approved the final version of the article.

Linar N. Sabitov — the author of the idea, he developed the concept of the article.

Sergey N. Targoni — developed the concept of the article, he provided expert support in the field of maintenance and workover of wells, took an active part in the implementation of the project on the part of PJSC "Gazpromneft".

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сергей Владимирович Зименков — эксперт
ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная
реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Zimenkov.SV@gazpromneft-ntc.ru

Линар Наилевич Сабитов* — руководитель на-
правления по сопровождению освоения и ремон-
та, ООО «Газпромнефть-Хантос»
628515, Россия, ХМАО, г. Ханты-Мансийск, ул. Лени-
на, д. 56.
e-mail: Sabitov.LN@hantos.gazprom-neft.ru

Сергей Николаевич Таргоний — руководитель
программ по операционной эффективности вну-
трискважинных работ ПАО «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамт-
ская, д. 3–5, литер А. e-mail: Targoniy.SNi@
gazprom-neft.ru

Sergey V. Zimenkov — Expert,
Gazpromneft LLC STC
75–79 liter D Moika river emb., 190000, Saint
Petersburg, Russia.
e-mail: Zimenkov.SV@gazpromneft-ntc.ru

Linar N. Sabitov* — The Head of Development and
Repair Support, Gazpromneft-Khantos LLC
56 Lenina str., 628515, Khanty-Mansiysk, Khanty-
Mansi Autonomous Region, Russia.
e-mail: Sabitov.LN@hantos.gazprom-neft.ru

Sergey N. Targoniy — The Head of the programs
for operational efficiency of well interventions,
Gazprom-Neft
3–5 liter A Pochtamtskaya str., 190000, Saint
Petersburg, Russia.
e-mail: Targoniy.SNi@gazprom-neft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



© М.А. Ткаченко, 2022

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-140-143>

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ТРАСС ЛИНЕЙНЫХ КОММУНИКАЦИЙ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ С УЧЕТОМ УСЛОВИЙ МЕСТНОСТИ

М.А. Ткаченко

АО «Гипровостокнефть», РФ, Самара

Электронный адрес: Mariya.Tkachenko@Giprovostokneft.ru

В настоящее время компаниям нефтегазового сектора для устойчивого развития и роста необходимо постоянно расширять портфель своих активов. Корректная стоимостная оценка актива на начальном этапе имеет большое влияние как на дальнейшее развитие проекта, так и на долгосрочную стратегию развития компании и ее экономическую эффективность.

Цель. Целью данной работы было решение задачи построения коридоров коммуникаций с учетом условий местности и стоимостной оценки.

Материалы и методы. Решение задачи было получено с помощью алгоритма, основанного на поиске по первому наилучшему совпадению на графе, который находит маршрут с наименьшей стоимостью от одной вершины (начальной) к другой (целевой). В данной работе для решения задачи построения коридоров коммуникаций представлено применение алгоритма A-star. В ходе решения задачи на основании предварительного маршрута трубопровода определяется базовый способ прокладки и перечень встречающихся преград. Далее определяются коэффициенты удорожания строительства трубопровода в зонах, отличных от базовой. Стоимостные коэффициенты трубопровода подобраны на основании базы удельных стоимостей строительства для каждого способа прокладки трубопроводов.

Результаты. Реализация алгоритма в программном комплексе с учетом стоимости прокладки трубопровода в разных условиях местности позволила повысить точность оценки проекта на начальном этапе.

Заключение. Таким образом, используя данный алгоритм для построения коридоров не только минимальной длины, но и с учетом условий местности, можно как увеличить точность оценки проекта, так и выбрать наиболее оптимальный вариант строительства с наименьшими затратами на начальном этапе реализации проекта.

Ключевые слова: стоимостная оценка, коридоры коммуникаций, оптимальный маршрут, алгоритм A-star

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Ткаченко М.А. Выбор оптимальных трасс линейных коммуникаций в программном комплексе с учетом условий местности. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(1):140–143. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-140-143>

Статья поступила в редакцию 10.11.2021

Принята к публикации 20.01.2022

Опубликована 30.03.2022

THE SELECTION OF THE BEST UTILITY LINE ROUTES IN THE PROGRAM COMPLEX WITH DUE REGARD TO THE LOCAL CONDITIONS

Mariya A. Tkachenko

JSC Giprovostokneft, RF, Samara

E-mail: Mariya.Tkachenko@Giprovostokneft.ru

At the present time, the companies of the oil and gas sector for the purpose of the sustainable development and growth have to expand the portfolio of their assets. The correct cost evaluation of an asset at the initial stage makes a big impact both on the further development of the project and on the long-term development strategy of the company as well as on its economy efficiency.

Purpose. The purpose of this work was to solve the issue of forming up the utility line areas with due regard to the local conditions and cost evaluation.

Materials and methods. For problem solution, the use of an algorithm was considered based on the search of the best possible coincidence on the graph that finds the lowest cost route from one vertex (initial) to the other (target). This paper presents the use of A-star algorithm for the selection of the right-of-way. In the course of problem solution on the basis of the preliminary pipeline route, the main laying method and obstructions that may be encountered are defined. Then cost increase coefficient is established for pipeline construction in zones that differ from the basic one. Pipeline cost coefficients are selected in accordance with the cost of each method of pipeline construction.

Results. The algorithm implementation in the program complex with due regard to the pipeline laying cost in different local conditions allowed to enhance the project evaluation at the initial stage.

Conclusion. Thus, using this algorithm to form up the areas of not only minimum length but with due regard to the local conditions, it is possible to enhance the accuracy of the project evaluation and to select the best option of the construction with minimum costs at the initial stage of the project implementation.

Keywords: cost evaluation, utility line areas, best route, A-star algorithm

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

For citation: Tkachenko M.A. The selection of the best utility line routes in the program complex with due regard to the local conditions. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(1):140–143. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-140-143>

Manuscript received 10.11.2021

Accepted 20.01.2022

Published 30.03.2022

ВВЕДЕНИЕ

До 70 % проектов нефтегазодобычи, реализованных в последнее десятилетие, не достигают проектных показателей. Анализ 365 крупных проектов (megaprojects) по всему миру показал значительное увеличение временной и финансовой составляющих:

- 64 % проектов столкнулись с ростом стоимости;
- 73 % — со срывом сроков первоначальных планов.

В нефтегазовой отрасли можно выделить 4 основные стадии строительных проектных работ [1]:

- обоснование инвестиций (ОИ) в строительство или реконструкцию, или технико-экономическое обоснование строительства (ТЭО-проект);
- основные технические решения (ОТР);
- разработка проектной документации (стадия «П»);
- разработка рабочей документации (стадия «РД») для строительства (реконструкции) объекта.

Выбор маршрута прокладки — это первый существенный шаг в процессе проектирования и строительства линейного объекта, например трубопровода, который может оказать значительное влияние на условия, способы строительства и затраты на эксплуатацию трубопровода в целом, поэтому оптимизация процесса построения трассы может существенно повлиять на финансовые и материальные ресурсы [2].

Определение оптимального коридора коммуникаций является актуальной экономической и научно-технической задачей. Данные задачи, как правило, решаются с помощью классических методик, основанных на бумажно-аналоговых технологиях. При незначительном изменении входного набора данных (смена начальных и конечных пунктов, появление новой или смене информации) все операции по подготовке данных приходится выполнять заново и, как правило, вручную. Стоит вопрос автоматизации данных процессов.

Основные трудности при прокладке коридоров коммуникаций возникают с появлением препятствий на пути выбранной трассы. Таковыми могут быть естественные преграды: реки, болота, возвышенности, вечномёрзлые грунты, а также искусственные: авто- и ж/д дороги, природоохранные зоны, населенные пункты, промышленные предприятия и другие [2].

ЦЕЛЬ

Целью данной работы было решение задачи построения коридоров коммуникаций с учетом условий местности и стоимостной оценки.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

МЕТОДЫ ПОИСКА ОПТИМАЛЬНОЙ ТРАССЫ

При возникновении препятствий на пути для построения оптимальных коридоров помимо визуальной оценки используют алгоритмы поиска пути с наименьшей стоимостью от начальной вершины к целевой. Наиболее распространенными являются алгоритм Дейкстры, поиска в ширину и алгоритм A^* (A-star) [3, 4].

Для применения алгоритма область построения коридоров разбивается на сетку заданной размерности, таким образом, получается частный случай графа, где каждая вершина имеет 8 соседей. Стоимость пути между двумя ячейками определяется формулой 1:

$$p(a,b) = d(a,b) * \frac{w(a) + w(b)}{2}, \quad (1)$$

где $d(a,b)$ — расстояние между ячейками a и b ; $w(a)$ — вес ячейки a ; $w(b)$ — вес ячейки b . В данной работе для решения задачи построения коридоров коммуникаций с учетом условий местности представлено применение алгоритма A-star. [7] Данный алгоритм реализован в ПО NESTROWAY, используемом для проведения гидравлических расчетов,

а также для построения коридоров при концептуальном проектировании. Алгоритм основан на поиске по первому наилучшему совпадению на графе, который находит маршрут с наименьшей стоимостью от одной вершины (начальной) к другой (целевой). Порядок обхода вершин определяется эвристической функцией «расстояние + стоимость», указанной в формуле 2, где в качестве составляющих выступают функция стоимости достижения рассматриваемой вершины от начальной $g(x)$, а также функция эвристической оценки расстояния от рассматриваемой вершины к конечной $h(x)$:

$$f(x) = g(x) + h(x). \quad (2)$$

Последняя из них должна быть допустимой эвристической оценкой, то есть не должна переоценивать расстояния до целевой вершины. В данном случае использовалось евклидово расстояние от рассматриваемой вершины до конечной [4].

Алгоритм A-star по сути является расширением алгоритма Дейкстры — классического алгоритма поиска пути на графе. При этом A-star достигает более высокой производительности за счет использования эвристики [7].

АЛГОРИТМ A-STAR ПОЗВОЛЯЕТ НАХОДИТЬ МАРШРУТ ТРУБОПРОВОДА С НАИМЕНЬШЕЙ СТОИМОСТЬЮ, ПРИ ЭТОМ УЧИТЫВАЯ УСЛОВИЯ МЕСТНОСТИ И ЕГО ПРОТЯЖЕННОСТЬ.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ

Для реализации расчета с помощью данного алгоритма необходима качественная оценка стоимости прокладки трубопровода в разных условиях местности [5]. Для этого создается база удельных стоимостей для каждого способа прокладки трубопроводов (в тыс. руб./м). Общий порядок определения цены — базисно-индексный, на базе стоимости смет 2000 года с пересчетом в текущий уровень цен по индексам на строительно-монтажные работы (СМР). Стоимость базовых вариантов (надземный, подземный) включает в себя строительные (свайные работы, эстакада) или земляные работы, монтажные работы, приобретение трубной продукции, кабельные сети, приборы и сети КИА, сети связи. Для переходов через преграды в стоимость включены сопутствующие сооружения. В ходе решения задачи необходим предварительный маршрут трубопровода с целью

определения перечня встречающихся преград.

Порядок подбора коэффициентов для различных зон прокладки трубопровода следующий:

- определение диаметра трубопровода для конкретной задачи;
- выбор способов прокладки трубопровода на пути из пункта А в пункт В;
- определение удельной стоимости 1 метра трубы по сметному расчету объекта-аналога;
- выбор базового способа прокладки трубопровода (надземный/подземный);
- определение коэффициентов удорожания строительства трубопровода в зонах, отличных от базовой.

В большинстве случаев стоимость по длине не будет описываться функцией $f(x) = kx$.

Для ряда областей необходим ввод удельной стоимости единичных сооружений b при входе в область: $f(x) = kx + b$. В качестве примера можно привести береговые сооружения, стоимость которых не изменяется по длине подводного перехода. Таким образом, стоимость прохождения через первую ячейку данной области будет рассчитываться уравнением $kx + b$, где b — коэффициент равный стоимости береговых сооружений, отнесенных к удельной стоимости базовой величины.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ

Первым этапом производится анализ района строительства. Далее выгружаются полигоны областей из карт OpenStreetMap, синхронизированные с программой [6]. Данный сервис позволяет определить границы и наименование находящихся на карте объектов. Далее корректируются границы областей. Область населенных пунктов задается с учетом перспективы развития.

Выделение и группировка областей происходит в соответствии с условиями местности (рельеф, район строительства, естественные и искусственные препятствия). Применительно к трубопроводам области разбиваются на категории с заданным коэффициентом стоимости в соответствии с возможным способом прокладки коммуникаций через каждую зону. Данный коэффициент рассчитывается по принципу, описанному выше. Перед запуском алгоритма расчетная область разбивается на сетку с выбранным шагом.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Результатом расчета является оптимальный маршрут из возможных кратчайших путей на карте с учетом наименьших затрат на при-

обретение трубной продукции и строительно-монтажные работы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, используя данный алгоритм для построения коридоров не только минимальной длины, но и с учетом условий местности, можно увеличить точность оценки проекта, а также выбрать наиболее опти-

мальный вариант строительства с наименьшими затратами на начальном этапе реализации проекта.

В настоящий момент специалистами АО «Гипровостокнефть» выполнен ряд стоимостных оценок активов в Урало-Поволжье и Ненецком автономном округе с применением алгоритма A-star. Запланирован мониторинг, направленный на последующее сравнение прогнозных и фактических стоимостей строительства.

Список литературы

1. ГОСТ Р 21.1001-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации. — М.: Национальные стандарты, 2009. — 51 с.
2. СП 103-34-96. Свод правил сооружения магистральных трубопроводов. Подготовка строительной полосы. — М.: ИРЦ Газпром, 1996. — 13 с.
3. Иванина Д.С. Совершенствование проектирования линейной части магистральных трубопроводов с использованием математических методов и 88 средств вычислительной техники / Д.С. Иванина. — К.: ИК им. В.М. Глушкова, 1984. — 234 с.
4. Поляков И.В., Чеповский А. А., Чеповский А. М. Алгоритмы поиска путей на графах большого размера, фундамент. и прикл. матем. — 2014. — Том 19. — Вып. 1. — С. 165–172.
5. Кузнецов И.С. Поиск маршрута прокладки инженерных сетей с наименьшей стоимостью / И.С. Кузнецов, Р.Н. Кузнецов, А.А. Горских // Строительство и архитектура. — 2009. — № 4. — С. 12–16.
6. Рыльский И.А. Оптимизация трасс трубопроводов с использованием ГИС-технологий / И.А. Рыльский // Вестник Московского Университета, серия География. — 2004. — № 4. — С. 34–41.
7. A-Star (A*) Search Algorithm [Электронный ресурс]: Toward data science — Режим доступа: <https://towardsdatascience.com/a-star-a-search-algorithm-eb495fb156bb>

References

1. GOST R 21.1001-2009. Basic Requirements for Design and Detailed Design. M.: National Standards, 2009, 51 p.
2. SP 103-34-96. Set of Rules for Main Pipelines Laying. Right of Way Preparation. M.: IRC Gazprom, 1996, 13 p.
3. Ivanina D. Design Optimization of Main Pipeline Linear Part by Using Mathematical Methods and 88 Computer Engineering Means / D.S. Ivanina, K.: V. Glushkov IK, 1984, 234 p.
4. Polyakov I.V., Chepovskiy A. A., Chepovskiy A. M. Search Way Algorithms in Big-Size Graphical Charts, Fundamental and Applied Mathematics, 2014, V. 19, Issue 1, pp. 165–172.
5. Kuznetsov I.S. Route Search for Minimum-Cost Utilities / I.S. Kuznetsov, R.N. Kuznetsov, A.A. Gorskih // Construction and Architecture, 2009, № 4, pp. 12–16.
6. Rylskiy I.A. Pipeline Route Optimization by Using GIS Technologies / I.A. Rylskiy // Moscow University Messenger, Geography Series, 2004, № 4, pp. 34–41
7. A-Star (A*) Search Algorithm [Electronic Resource]: Toward data science — Access mode: <https://towardsdatascience.com/a-star-a-search-algorithm-eb495fb156bb>

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

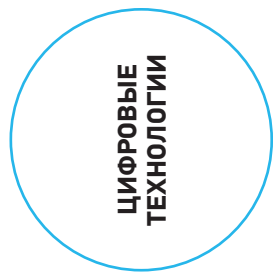
Ткаченко М.А. — приняла участие в разработке и реализации методики с помощью программного комплекса, окончательно утвердила финальную версию статьи и готова принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Mariya A. Tkachenko — took part in the development and implementation of methods with the help of a package and developed the article concept, approved the final version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Мария Алексеевна Ткаченко — инженер I категории, АО «Гипровостокнефть» 443041, Россия, г. Самара, ул. Красноармейская, д. 93.
e-mail: Mariya.Tkachenko@Giprovostokneft.ru

Mariya A. Tkachenko — Engineer of category I, JSC Giprovostokneft 93 Krasnoarmeiskaya str., 443041, Samara, Russia.
e-mail: Mariya.Tkachenko@Giprovostokneft.ru



© Коллектив авторов,
2022

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-144-151>

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА И ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

И.О. Ходаков^{1,*}, Т.Р. Ахмедшин², Е.В. Белоногов¹, Д.Н. Платон³, И.А. Картавецва³, С.В. Боярский¹, А.А. Афанасьев¹

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

²ООО «Газпромнефть-ННГГФ», РФ, Санкт-Петербург

³ООО «Газпромнефть-Хантос», РФ, Ханты-Мансийск

Электронный адрес: Khodakov.IO@gazpromneft-ntc.ru

Введение. Интегрированное моделирование (ИМ) прочно вошло в рабочий процесс нефтяного инжиниринга, и большинство компаний активно применяют данную технологию в прогнозировании показателей разработки своих месторождений. Компания «Газпром нефть» является важным участником в развитии ИМ. В компании внедряются новые продукты, решающие задачи ИМ, а также применяются коммерческие симуляторы для построения и использования интегрированных моделей.

Цель. Показать на примерах программный подход к построению и использованию интегрированной модели.

Для наглядности применения подхода в статью будут включены программные модули, позволяющие:

- повысить эффективность и скорость создания интегрированной модели — автоматизированное создание и заполнение данных по скважинам в ПО GAP;
- автоматизировать адаптацию модели — автоадаптатор скважин;
- интегрировать финансово-экономическую модель — модуль ФЭМ в Resolve;
- преобразовать полноценную интегрированную модель в упрощенную для целей ускорения расчетов и краткосрочного планирования — модуль в калькуляторе графиков tNavigator.

Материалы и методы. Для повышения качества, скорости и эффективности работы при интегрированном моделировании существует большой комплекс различных решений и продуктов. В данной статье будут приведены модули, написанные на языке программирования Python, также модули, написанные с помощью калькулятора графиков и встроенной среды Python в ПО tNavigator, использование Workflow в ПО Resolve и возможности Open Server в продуктах Petex.

Результаты. В результате применения возможностей программирования в интегрированном моделировании можно добиться решения любых рабочих задач, при этом повысить эффективность и скорость работы с моделями, а также улучшить качество принимаемых решений.

Заключение. Важно показать, что интегрированное моделирование не ограничено использованием одних лишь программных продуктов, предназначенных непосредственно для моделирования, но комплексом программ, способных моделировать, программировать, автоматизировать. Необходимо расширять подход к интегрированному моделированию и к рабочим процессам в целом — стараться объединять все процессы моделирования в одну общую систему и упрощать работу с помощью автоматизации и использования программирования.

Ключевые слова: интегрированное моделирование, модель скважины, сеть сбора, автоматизация, экономическая модель

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Ходаков И.О., Ахмедшин Т.Р., Белоногов Е.В., Платон Д.Н., Картавецва И.А., Боярский С.В., Афанасьев А.А. Разработка программных решений для повышения качества и эффективности интегрированного моделирования. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(1):144–151. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-144-151>

Статья поступила в редакцию 07.10.2021

Принята к публикации 22.11.2021

Опубликована 30.03.2022

DEVELOPMENT OF SOFTWARE SOLUTIONS TO IMPROVE THE QUALITY AND EFFICIENCY OF INTEGRATED MODELING

Ilya O. Khodakov^{1,*}, Timur R. Ahmedshin², Evgeny V. Belonogov¹, Denis N. Platon³, Irina A. Kartavtseva³, Sergey V. Boyarskiy¹, Alexander A. Afanasiev¹

¹Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

²Gazpromneft-NNGGF LLC, RF, Saint Petersburg

³Gazpromneft-Khantos LLC, RF, Khanty-Mansiysk

E-mail: Khodakov.IO@gazpromneft-ntc.ru

Background. Integrated modeling (IM) has become an integral part of the petroleum engineering workflow, and most companies are actively using this technology to predict the performance of their fields. Gazprom Neft is an important participant in the development of IM. The company introduces new products that solve IM problems, and also uses commercial simulators to build and use integrated models.

Aim. Show on examples a program approach to building and using an integrated model.

To illustrate the application of the approach, the article will include software modules that allow:

- increase the efficiency and speed of integrated model creation — Automated creation and filling of well data in GAP software;
- automate model history matching — Well Adaptor;
- integrate financial and economic model — FEM module in Resolve;
- convert a full-fledged integrated model into a simplified one for the purposes of speeding up calculations and short-term planning — Module in the tNavigator graph calculator.

Materials and methods. To improve the quality, speed and efficiency of integrated modeling, there is a wide range of different solutions and products. This article will present modules written in the Python programming language, as well as modules written using the graph calculator and the built-in Python environment in tNavigator software, using Workflow in Resolve software and Open Server capabilities in Petex products.

Results. As a result of the use of programming capabilities in integrated modeling, you can solve any work problems, while increasing the efficiency and speed of working with models, as well as improving the quality of decisions made.

Conclusion. It is important to show that integrated modeling is not limited to the use of only software products designed directly for modeling, but a set of programs that can model, program, and automate. It is necessary to expand the approach to integrated modeling and to workflows in general — try to combine all modeling processes into one common system and simplify work through automation and the use of programming.

Keywords: integrated modeling, well model, gathering network, automation, economic model

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

For citation: Khodakov I.O., Akhmedshin T.R., Belonogov E.V., Platon D.N., Kartavtseva I.A., Boyarskiy S.V., Afanasiev A.A. Development of software solutions to improve the quality and efficiency of integrated modeling. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(1):144–151. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-144-151>

Manuscript received 07.10.2021

Accepted 22.11.2021

Published 30.03.2022

ТЕХНОЛОГИЯ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Принцип работы интегрированной модели (ИМ) заключается в объединении отдельных математических моделей течения флюида в пласте, в скважине и поверхностном оборудовании для получения общей модели и определения с помощью нее оптимального режима работы скважин с учетом продуктивности пласта, особенностей скважины и ограничений на сети сбора (рис. 1).

Программа-интегратор итерационно передает граничные условия из гидродинамической модели (ГДМ) в модели скважин и сеть сбора, а модель сети выполняет расчет на основе полученных данных. Если давления и дебиты не выходят за ограничения, система считается уравновешенной и модель переходит на расчет следующего шага.

Основана данная система на решении узлового анализа — нахождения оптимальной точки (точки пересечения кривых оттока и притока) для каждого узла.

Примерами коммерческих программ, позволяющих образовать интегрированную модель, являются следующие продукты. tNavigator — гидродинамический симулятор, позволяющий с высокой точностью рассчиты-

вать приток флюидов из пласта в скважину, учитывая все особенности и свойства пласта, свойства флюидов, взаимовлияние скважин в пласте, а также режимы работы скважин. Prosper — ПО компании Petroleum Experts позволяет проектировать и оптимизировать скважины.

GAP — используется для расчета и оптимизации системы сбора, а также первичной подготовки продукции. Данное ПО позволяет учитывать взаимовлияние всех элементов сбора продукции и ее поступление на вход в узлы подготовки, учитывая при этом ограничения по всем элементам, а также PVT-превращения флюидов.

Resolve — позволяет соединять модели пластов, скважин и систем сбора в одну общую интегрированную модель и обеспечивает их синхронизацию, обмен данными между элементами модели, их оптимизацию с учетом параметров и ограничений каждого элемента.

ПРОЦЕСС ПОДГОТОВКИ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ

Для технологически правильной работы интегрированной модели необходимо тщательно подойти к процессу настройки каждого

Принцип работы интеграторов

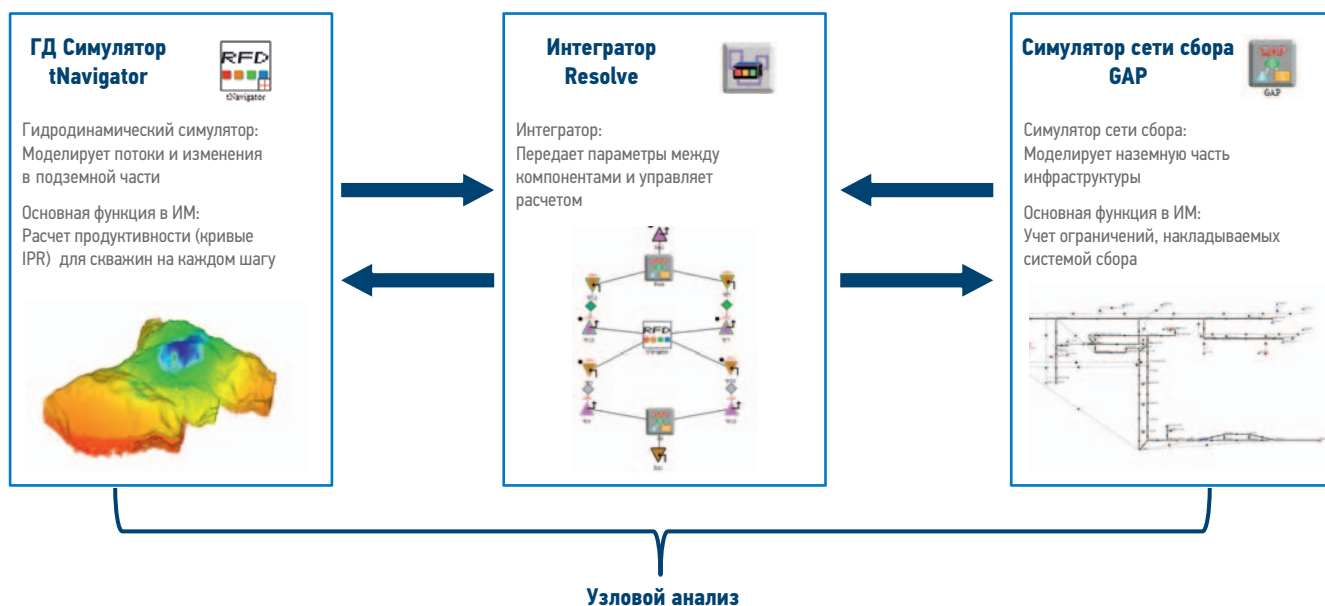


Рис. 1. Принцип работы интегрированной модели. Составил Ходаков И.О.
Fig. 1. The principle of operation of the integrated model. Prepared by Khodakov I.O.

элемента модели и их последующей интеграции друг с другом. Данный процесс требует монотонной, трудоемкой работы от специалиста. Подготовка интегрированной модели к расчету предполагает следующие действия:

- подготовка Schedule-секции ГДМ (секция режимов работы скважин) — устранение управления скважиной в ГДМ модели [1];
- подготовка модели GAP — создание модели сети сбора, создание и настройка актуальных скважин, задание для них режимов работы и VLP-данных (кривые лифта), а также выбор контроля [2];
- подготовка моделей скважин — создание/адаптация моделей скважин для получения VLP.

Работу с интегрированными моделями нужно оптимизировать. Достигнуть этой цели можно с помощью создания программ, позволяющих сократить трудозатраты или оптимизировать работу модели под требуемые цели.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ РАБОТЫ С ИМ

Процесс создания и работы с интегрированной моделью требует максимальной автоматизации и тщательного выбора программных продуктов для достижения результата. Так, широко применяется язык программирования Python с возможностью использования библиотек, значительно упрощающих программирование. Кроме того, в коммерческих

продуктах Petex есть возможность автоматизировать процессы с помощью Open Server [3]. В калькуляторе графиков tNavigator есть возможность использования Python для работы с результатами расчетов ГДМ и применения скриптов в секции Schedule. Связка Python — Open Server — Python в tNavigator дает возможность для управления процессом работы со всеми компонентами интегрированной модели [1]. При подготовке моделей были созданы программы, упрощающие данный процесс.

СКРИПТ ПОДГОТОВКИ SCHEDULE-ФАЙЛА ГДМ

Работа в текстовых файлах секции Schedule ГДМ занимает много времени. С учетом объема данных и информации в данной секции ручная настройка не представляется возможной и является неэффективной, что требует автоматизации процесса. Целью программы является получение инструмента для автоматизированного изменения имен скважин в соответствии с их аналогами в модели GAP, автоматизированного комментирования задания скважин, а также задания режимов работы скважин, которым необходимо передать управление через GAP.

В качестве исходных данных используется начальный Schedule-файл. Скрипт производит считывание исходной информации, корректирует ее и заново загружает в файл. На выходе получается Schedule-файл, пригодный для использования при интеграции с GAP.

СКРИПТ СОЗДАНИЯ СКВАЖИН В СООТВЕТСТВУЮЩИХ КУСТАХ GAP И ИХ ПОСЛЕДУЮЩАЯ НАСТРОЙКА

При создании новой модели или адаптации старой необходимо добавлять и настраивать новые скважины, а также редактировать скважины переходящего фонда. При наличии большого фонда данный процесс может занимать много времени. Для автоматизации данного процесса была создана программа на языке Python с использованием библиотеки Open Server, которая позволяет:

- создавать скважины в соответствующих кустах;
- задавать расписание включения/выключения;
- закреплять соответствующие готовые VLP-файлы, сформированные в Prosper.

Использование данного скрипта значительно упрощает процесс настройки модели системы сбора и подготовки — автоматизирует расстановку скважин по кустам и работу с ними. Использование такого подхода особенно актуально для месторождений с крупным фондом, как, например, месторождение им. А. Жагрина.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ АДАПТАЦИЯ СКВАЖИН

Эффективное использование всех доступных рабочих инструментов для работы с интегрированными моделями позволяет автоматизировать не только процесс создания новых моделей, но и адаптацию существующих. Так, для целей адаптации скважин был написан программный модуль, способный подбирать коэффициент износа насоса для моделей скважин, оборудованных ЭЦН [4].

Подбор коэффициента износа происходит с помощью применения трех методов: простых итераций, деления пополам, Ньютона. Из трех методов выбирается для каждой скважины тот, который дает наименьшую погрешность рассчитанного давления на приеме насоса с фактически замеренным при данных параметрах работы скважины.

Для данного подхода необходимо, чтобы замеры на скважине были верными и насос соответствовал реальному.

В основном коэффициент износа варьируется в небольшом диапазоне и его высокое значение может свидетельствовать либо о неточности замера, либо о работе насоса вне своего диапазона, либо о его неисправности. Такие результаты необходимо уточнять и обосновывать.

АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ИМ В PROXY-МОДЕЛЬ

Расчет интегрированных моделей может занимать продолжительное время. Время расчета зависит от скорости расчета и количества прогнозных гидродинамических моделей, от объема и сложности модели обустройства. Зачастую расчет одного варианта ИМ занимает более суток.

Не всегда в промышленной практике необходим прогноз на долгий срок, часто нужен расчет прогнозной добычи на неделю, месяц или год для выполнения оперативных задач. Для таких целей время расчета одного варианта ИМ имеет критическое значение. Цель данной программы посвящена решению именно этой проблемы. Работа модуля основана на использовании результатов расчетов только актуализированной исторической ГДМ, а также готовой модели поверхностного обустройства для реструктуризации последней.

ДОСТУПНЫЕ СРЕДСТВА ПРОГРАММИРОВАНИЯ (PYTHON, WORKFLOW И ДР.) ПОЗВОЛЯЮТ СОЗДАВАТЬ ПРОГРАММЫ, СКРИПТЫ И МОДУЛИ ДЛЯ УПРОЩЕНИЯ РАБОТЫ НА ВСЕХ ЭТАПАХ НЕФТЯНОГО ИНЖИНИРИНГА

Принцип работы модуля базируется на переформатировании ИМ, работа пласта которой регулируется в гидродинамическом симуляторе в модель, основанную на кривых падения давления (рис. 2).

Особенность работы программы заключается в том, что она написана на языке Python и работает из калькулятора графиков в tNavigator, сообщаясь с моделью системы сбора в GAP с помощью Open Server. В модели сети GAP создаются модели пластов для каждой скважины, работающие на кривых падения давления. В модель GAP переносятся следующие результаты прогнозной модели tNavigator:

- зависимости накопленной добычи нефти от падения пластового давления для моделей пластов в GAP;
- зависимости газового фактора, обводненности от накопленной добычи нефти для каждой скважины;
- коэффициенты продуктивности для каждой скважины.

Преимущества такого подхода заключаются в высокой скорости расчета даже моделей крупных месторождений, высокой точности на короткий срок, учете работы пласта, скважин и инфраструктуры.

В результате сравнения результатов расчетов на один год стандартной ИМ с преобра-



Рис. 2. Принцип работы модуля преобразования в Proxy-модель. Составил Ходаков И.О.
Fig. 2. The principle of operation of the module for converting to a proxy model. Prepared by Khodakov I.O.



Рис. 3. Результаты применения сгенерированной Proxy-модели. Составил Ходаков И.О.
Fig. 3. Results of applying the generated proxy model. Prepared by Khodakov I.O.

зованной в Proxy-модель получена хорошая сходимость результатов при значительном увеличении скорости расчета (рис. 3).

МОДУЛЬ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В RESOLVE

Использование интегрированных моделей предполагает получение результатов по работе фонда с учетом всех ограничений и особенностей работы пласта, скважин и системы сбо-

ра. ИМ используют для проектирования работы месторождений, относящихся к типу Greenfield, а также для определения эффективности внедрения решений по повышению нефтеотдачи, уплотнения сетки скважин, развитию инфраструктуры и многого другого для месторождений типа Brownfield. Для корректной оценки таких решений необходим анализ не только технологических параметров разработки, но и качественная экономическая оценка. Для данных целей был создан дополнительный модуль финансово-экономической модели (ФЭМ) и встроен в интегрированную модель. Данный модуль написан с помощью Workflow — элемента ПО Resolve, позволяющий с помощью логических элементов проводить операции во время расчета ИМ и копировать оттуда данные в режиме реального времени [5].

Модуль работает по следующему принципу: при запуске расчета программа определяет работающие скважины на каждый шаг расчета и копирует дебит каждой из них. Далее по утвержденным экономическим отделом макроданным и соответствующим рассчитанным нетбэкам (нетбэк — цена реализации за вычетом стоимости доставки до покупателя), определяется выручка. Операционные затраты (ОРЕХ), налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) также рассчитываются по нормативам и на выходе получаем значения прибыли до вычета расходов по выплате процентов, налогов, износа и начисленной

Экономика ИМА. Тестовое месторождение

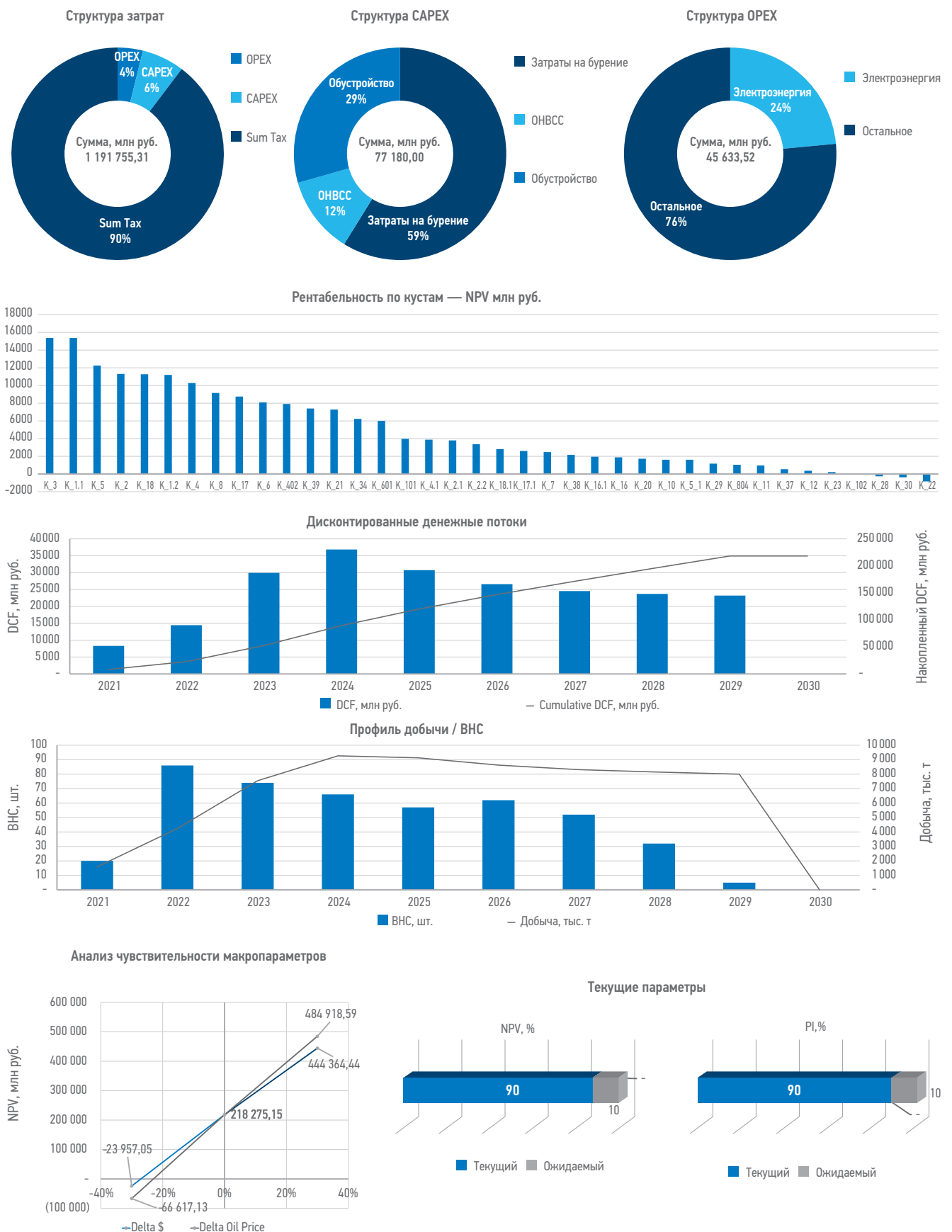


Рис. 4. Дашборд экономической модели тестового месторождения А. Составлено авторами
Fig. 4. Economic model dashboard of the test field A. Prepared by the authors

амортизации (EBITDA) для каждой скважины на каждый шаг расчета. Вся информация заносится в Excel, где происходит более углубленный расчет экономики:

- задаются капитальные затраты (CAPEX) для образования нового фонда и развития текущего;
- определяется структура OPEX и CAPEX;
- рассчитываются денежные потоки;
- отдельно рассчитываются макропараметры для разных сценариев;
- для каждой скважины определяется рентабельность;
- определяются итоговые параметры экономической эффективности (чистый дисконтированный доход и индекс доходности) NPV и PI.

Все результаты удобно отслеживать в процессе расчета с помощью, созданного в ПО Excel Дашборда (интерактивная панель). На представленном дашборде приведен пример расчета тестового месторождения А, все нормативы затрат были взяты средними по России с учетом бенчмаркинга (рис. 4).

ВЫВОДЫ

В результате использования доступных средств программирования (Python, Workflow, калькулятор графиков в tNavigator, Open Server в ПО Petex) удастся значительно повысить качество и эффективность работы с интегрированными моделями, настроить работу под конкретные задачи, сделать работу с ИМ умной, понятной и более быстрой.

Мы получаем значительную маневренность в рабочих процессах при использовании программирования и создании модулей автоматизации.

Данный подход, заключающийся в создании рабочих программ, скриптов, модулей уже используется во многих сферах деятельности, и его активное применение необходимо внедрять в построение интегрированных моделей.

В данной статье были показаны лишь некоторые примеры использования подхода разработки программных решений, которые позволили значительно упростить работу с моделями и добиться выполнения поставленных задач с максимальной эффективностью.

Таким образом, были представлены следующие программные решения:

- скрипт подготовки Schedule-файла ГДМ;
- скрипт создания скважин в соответствующих кустах GAP и их последующая настройка;
- скрипт автоматизированной адаптации скважин, оборудованных ЭЦН;
- программа автоматизированного преобразования ИМ в проху-модель;
- модуль финансово-экономической модели в Resolve.

Подход в написании программных решений в области интегрированного моделирования необходимо развивать и расширять. Прекрасной возможностью будет создание общих библиотек с различными разработками для более эффективной работы с интегрированными моделями.

Список литературы

1. Rock Flow Dynamics. Техническое руководство tNavigator. — 2020.
2. Petroleum Experts. Техническое руководство Gap. — 2020.
3. Petroleum Experts. Техническое руководство Open Server. — 2020.
4. Petroleum Experts. Техническое руководство Prosper. — 2020.
5. Petroleum Experts. Техническое руководство Resolve. — 2020.

References

1. Rock Flow Dynamics. tNavigator Guide. — 2020.
2. Petroleum Experts. Gap Guide. — 2020.
3. Petroleum Experts. Open Server Guide. — 2020.
4. Petroleum Experts. Prosper Guide. — 2020.
5. Petroleum Experts. Resolve Guide. — 2020.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

И.О. Ходаков — разработка концепции статьи, подготовка текст статьи, создание программы для преобразования полной ИМ в проху-модель, создание и доработка программы автоадаптора скважин, создание ФЭМ для работы в ИМ, создание Дашборда ФЭМ, создание средств автоматизации сборки ИМА.

Ilya O. Khodakov — developing the concept of the article, preparing the text of the article, creating a program for converting a complete IM into a proxy model, creating and finalizing the program. wells autoadapter, creation of FEM for work in IM, creation of the Dashboard of FEM, creation of IMA assembly automation tools.

Т.Р. Ахмедшин — методология разработки проху-модели, консультационная и экспертная поддержка в области ИМА.

Е.В. Белоногов — консультационная и экспертная поддержка в создании средств автоматизации ИМА, экономической модели и автоадаптере скважин.

Д.Н. Платон — идеи по доработке ФЭМ и дизайну Дашборда.

И.А. Картавцева — идеи по доработке ФЭМ и дизайну Дашборда.

С.В. Боярский — экспертная поддержка в области ИМА, создание и доработка автоадаптера скважин, средств автоматизации сборки ИМ.

А.А. Афанасьев — создание и доработка автоадаптера скважин, средств автоматизации сборки ИМ.

Timur R. Akhmedshin — methodology for developing a proxy model, consulting and expert support in the field of IMA.

Evgeny V. Belonogov — consulting and expert support in the creation of IMA automation tools, an economic model and a well autoadapter.

Denis N. Platon — ideas for finalizing the FEM and the design of the Dashboard

Irina A. Kartavtseva — ideas for finalizing the FEM and the design of the Dashboard.

Sergey V. Boyarskiy — expert support in the field of IMA, creation and refinement of the auto-adapter of wells, automation tools for the assembly of IMA.

Alexander A. Afanasiev — creation and refinement of the auto-adapter of wells, automation tools for the assembly of IM.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Илья Олегович Ходаков* — ведущий специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Khodakov.IO@gazpromneft-ntc.ru

Тимур Рашидович Ахмедшин — главный инженер, ООО «Газпромнефть-ННГФ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Малая Морская ул., д. 18, стр. 1.
e-mail: Akhmedshin.TR@gazprom-neft.ru

Евгений Валерьевич Белоногов — руководитель центра компетенций по развитию интегрированного моделирования активов, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Belonogov.EV@gazpromneft-ntc.ru

Денис Николаевич Платон — руководитель направления по моделированию инфраструктуры, ООО «Газпромнефть-Хантос» 628011, Россия, г. Ханты-Мансийск, ул. Ленина, д. 56.
e-mail: Platon.DN@hantos.gazprom-neft.ru

Ирина Александровна Картавцева — руководитель направления по моделированию пласта, ООО «Газпромнефть-Хантос» 628011, Россия, г. Ханты-Мансийск, ул. Ленина, д. 56.
e-mail: Kartavtseva.IA@hantos.gazprom-neft.ru

Сергей Владимирович Боярский — главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Boyarskiy.SV@gazpromneft-ntc.ru

Александр Андриянович Афанасьев — ведущий специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ» 190000, Россия, г. Санкт-Петербург, Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Afanasev.AAnd@gazpromneft-ntc.ru

Ilya O. Khodakov* — Leading Specialist, Gazpromneft NTC LLC 75–79 liter D Moika river embankment, 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Khodakov.IO@gazpromneft-ntc.ru

Timur R. Akhmedshin — Chief Engineer, Gazpromneft-NNGGF LLC 18 bldg 1 Malaya Morskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Akhmedshin.TR@gazprom-neft.ru

Evgeny V. Belonogov — Head of the Competence Center for the Development of Integrated Asset Modeling, Gazpromneft NTC LLC 75–79 liter D Moika river embankment, 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Belonogov.EV@gazpromneft-ntc.ru

Denis N. Platon — Head of Infrastructure Modeling Department, Gazpromneft-Khantos LLC 56 Lenina str., 628011, Khanty-Mansiysk, Russia.
e-mail: Platon.DN@hantos.gazprom-neft.ru

Irina A. Kartavtseva — Head of Reservoir Modeling Department, Gazpromneft-Khantos LLC 56 Lenina str., 628011, Khanty-Mansiysk, Russia.
e-mail: Kartavtseva.IA@hantos.gazprom-neft.ru

Sergey V. Boyarskiy — Chief Specialist, Gazpromneft NTC LLC 75–79 liter D Moika river embankment, 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Boyarskiy.SV@gazpromneft-ntc.ru

Alexander A. Afanasiev — Leading Specialist, Gazpromneft NTC LLC 75–79 liter D Moika river embankment, 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Afanasev.AAnd@gazpromneft-ntc.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

«PROнефть» теперь в ВАК!

Отличная новость для тех, кто готовит диссертацию! Научные работы, прошедшие рецензирование, публикуются бесплатно!



**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

Каждую вахту я чувствую себя покорителем Арктики. Но покорение — это не только преодоление экстремальных погодных условий, но и колоссальная ответственность за сохранение уникального животного мира региона. И я горжусь тем, что мы ведем добычу нефти в Арктике в полной гармонии с природой.



Реклама



*СТРЕМИМСЯ
К БОЛЬШЕМУ!*

GAZPROM-NEFT.RU