

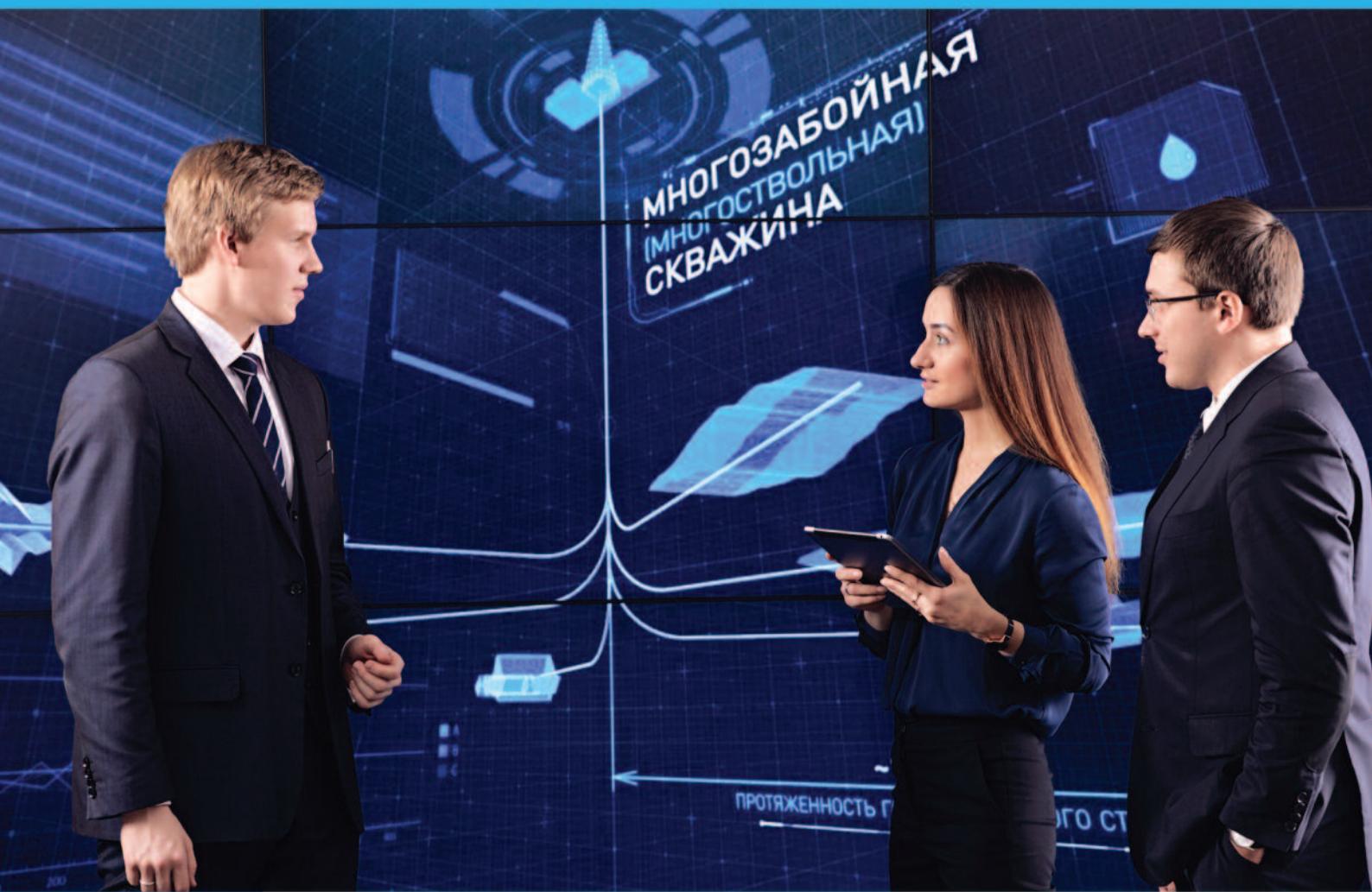
**48**  
стр. Метамодели и перспективы  
их применения в нефтяном  
инжиниринге

**59**  
стр. Электромагнитные  
молоты для морского  
нефтегазопромыслового  
строительства

**76**  
стр. Интернет вещей  
в нефтегазовой сфере

Моделирование гидроразрыва пласта с применением Planar3D

стр. 15



# ЧИТАЙТЕ «PROнефть» В МОБИЛЬНОМ ПРИЛОЖЕНИИ



СКАЧИВАЙТЕ ПРИЛОЖЕНИЕ  
С APP STORE И GOOGLE PLAY

PRO **НЕФТЬ**

Внимание! Приложение устанавливается  
на версии Android 8.0+ и iOS 11.0+



## НОВОСТИ КОМПАНИИ

3

### ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

10

Жигулina Д.И., Исхакова С.Ш., Клинов В.Ю., Наугольнов М.В.

**Опыт кросс-валидации геолого-геофизической и промысловой информации на ранних стадиях построения 3D геолого-гидродинамической модели на примере одного из месторождений Западной Сибири**

Zhigulina D.I., Iskhakova S.Sh., Klimov V.Yu., Naugolnov M.V.

Experience of cross-validation interaction at the construction of 3D geological-hydrodynamic model on the example of the West Siberia deposit

### РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

15

Старобинский Е.Б., Степанов А.Д.

**Использование явной схемы интегрирования по времени при моделировании гидроразрыва пласта с применением модели Planar3D**

Starobinskii E.B., Stepanov A.D.

Use of the explicit time integration scheme within the Planar3D approach for simulating hydraulic fracturing

20

Валиахметова А.Р., Павельева Ю.Н., Григорьев А.С., Котежеков В.С.

**Оптимальное планирование гидродинамических исследований скважин на основе ценности информации**

Valiakhmetova A.R., Paveleva Y.N., Grigoryev A.S., Kotezhekov V.S.

Optimal well tests planning based on the method of value of information

25

Главнов Н.Г., Вершинина М.В., Пенигин А.В., Прокофьев Д.О., Баженов Д.Ю., Шорохов А.Н., Гарипов И.Р., McGuire P.L.

**Закачка жирного газа с целью увеличения нефтеотдачи**

Glavnov N.G., Vershinina M.V., Penigin A.V., Prokofev D.O., Bazhenov D.Y., Shorokhov A.N., Garipov I.R., McGuire P.L.

EOC Miscible gas injection

30

Ябутыров Р.Р., Котежеков В.С., Бабин В.М., Нужин Е.Е.

**Технология оптимизации фонда скважин системы поддержания пластового давления на основе гибридного моделирования**

Yaubatyrov R.R., Kotezhekov V.S., Babin V.M., Nuzhin E.E.

Technology for optimizing reservoir pressure maintenance system based on hybrid modeling

37

Повышев К.И., Речкин М.И., Валиев Р.М., Перец Д.М.

**Результаты применения модели «кустовая насосная станция – водовод-скважина – пласт» в процессе управления заводнением**

Povyishev K.I., Perets D.S., Rechkin M.I., Valiev R.M.

Results of application of model «The sectional pump station – water conduct – layer» in waterflooding management

## 42

Кулаков К.В., Тишкевич С.В., Осташук А.Д., Баркалов С.Ю.  
**«Газпром нефть» – лидер по компетенциям в проведении  
повторных многостадийных гидроразрывов пластов**  
 Kulakov K.V., Tishkevich S.V., Ostashuk A.D., Barkalov S.Y.  
 «Gazprom Neft» - the leader of the competence of a multi-stage refracturing

## 48

Симонов М.В., Пенигин А.В., Маргарит А.С., Пустовских А.А., Смирнов Н.А.,  
 Ситников А.Н.

**Методология построения метамоделей и перспективы их применения  
для решения актуальных задач нефтяного инжиниринга**

Simonov M.V., Penigin A.V., Margarit A.S., Pustovskikh A.A., Smirnov N.A., Sitnikov A.N.  
 Methodology of surrogate models (metamodels) and their prospects for solving petroleum  
 engineering challenges

## 54

Жданов И.А., Алексеева А.М., Маргарит А.С., Халиуллин Ф.Ф., Шарифов А.Р.,  
 Цареградская М.И., Григорьев А.В.

**Результаты апробации прокси-модели пласта для оптимизации  
заполнения на примере пласта X Вынгапурского месторождения**

Zhdanov I.A., Alekseeva A.M., Margarit A.S., Khaliullin F.F., Sharifov A.R.,  
 Tsaregradskaya M.I., Grigoriev A.V.

The results of testing the proxy model of the reservoir for the optimization of waterflooding  
 using the example of the Vygapurskoye field

## ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

## 59

Симонов Б.Ф., Вовк В.С., Погарский Ю.В., Кадышев А.И.

**Электромагнитные молоты для морского нефтегазопромыслового  
строительства**

Simonov B.F., Pogarskii Yu.V., Kadyshov A.I., Vovk V.S.

Electromagnetic hammers for marine construction in petroleum production

## ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

## 66

Посконина Е.А., Курчатова А.Н.

**Определение минимальной длины термокейса при выбранном  
расстоянии между скважинами**

Poskonina E.A., Kurchatova A.N.

Determination of the minimal thermocase length depending on well spacing

## 71

Кожушков И.П., Черных Д.В., Смирнов А.П.

**Перспективные методы блочно-модульного строительства  
нефтегазовых объектов с применением суперблоков**

Kozhushkov I.P., Smirnov A.P., Kolonskikh K.V.

Perspective block-modular methods for the construction of oil and gas facilities using superblocks

## ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

## 76

Марисов Д.А., Зацепин А.Ю., Марин Е.А., Терлеев А.В., Ларionova M.Ю.

**Интернет вещей в нефтегазовой сфере: анализ технологии  
LoRaWAN и возможности прикладного применения**

Marisov D.A., Zatsepin A.Y., Marin E.A., Terleev A.V., Larionov M.Y.

Internet of Things in the oil and gas industry: LoRaWAN technology analysis & use cases

**«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПРИСТУПАЕТ  
К РАЗРАБОТКЕ АЧИМОВСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ  
И НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК НА СЕВЕРЕ ЯНАО**

«Газпромнефть-Заполярье» (дочернее общество «Газпром нефти») заключило долгосрочные рисковые операторские договоры с дочерними обществами «Газпрома», позволяющие компании приступить к освоению ачимовских залежей Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения и нефтяных оторочек Песцовского и Ен-Яхинского месторождений материнской компании.

«Газпром нефть» приступила к реализации этих масштабных проектов. Подготовка к разработке активов началась в 2018 году.

На Ямбургском месторождении переиспытаны две разведочные скважины, из которых получены промышленные притоки нефти. В 2019 году здесь начнется бурение технологических горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). По итогам МГРП будет принято решение о параметрах и скорости реализации проекта.

Промышленную добычу углеводородов из ачимовских залежей Ямбургского месторождения планируется начать в 2024 году после уточнения геологического строения залежей и завершения строительства инфраструктуры для подготовки и транспортировки углеводородов. Ежегодный объем добычи ожидается до 8 млн т н.э.

Начало разработки нефтяных оторочек Песцовского и Ен-Яхинского месторождений запланировано на конец 2021 года. Объем добычи на данных участках ожидается до 2 млн т н.э. в год.

Долгосрочные рисковые операторские договоры позволяют «Газпром нефти» вести деятельность по лицензиям дочерних обществ «Газпрома» на условиях, аналогичных собственному владению лицензией, что предполагает консолидацию запасов, до-

бычи и финансового результата на балансе компании-оператора по стандартам МСФО. «Газпром нефть» будет вкладывать собственные средства в геолого-разведочные работы и строительство объектов инфраструктуры, принимая на себя все геологические и эксплуатационные риски. Новая схема работы также создает правовую основу для привлечения проектного и акционерного финансирования в масштабный и технически сложный проект, связанный с освоением ачимовских залежей и нефтяных оторочек.

В ситуации, когда права на месторождение остаются у недропользователя, а ключевыми компетенциями по освоению запасов жидких углеводородов располагает «Газпром нефть», рисковый операторский договор является наиболее эффективным механизмом вовлечения этих запасов в разработку.

«Освоение ачимовских залежей и нефтяных оторочек входит в перечень стратегических направлений развития ресурсной базы „Газпром нефти“. Ключом к этой категории запасов, разработка которых долгое время считалась нерентабельной, являются современные технологии бурения, в том числе, строительство скважин сложного дизайна. Механизм рисковых операторских договоров и синергия с уже существующей инфраструктурой активов позволит нам эффективно вовлечь в разработку нефтяную часть месторождений материнской компании. Уже к 2020 году в ЯНАО „Газпром нефть“ будет добывать около 50% от всего объема углеводородов, производимого компанией», — отметил первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев.



## РАЗРАБОТАНА ПЕРВАЯ РОССИЙСКАЯ ПРОГРАММА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» в составе российского консорциума, в который вошли МФТИ, Сколтех, Санкт-Петербургский политехнический университет и Институт гидродинамики, при участии Министерства образования и науки Российской Федерации разработал первый отечественный цифровой продукт, способный моделировать процесс формирования трещин гидроразрыва пласта (ГРП) для увеличения добычи нефти.

По предварительным оценкам, технология позволит на 10-20 % точнее воспроизводить характеристики трещин при моделировании подземных операций. Это обеспечит до 5 % прироста добычи углеводородов по каждой скважине.

Цифровой продукт нацелен на повышение эффективности ГРП на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами и будет доступен для всех российских нефтяных компаний.

Гидроразрыв пласта применяется для увеличения притока нефти к скважинам. В результате ГРП в пласте образуются управляемые искусственные трещины. По этим трещинам нефть быстрее попадает в скважины, что позволяет разрабатывать низкопроницаемые коллекторы. Новый цифровой инструмент позволяет специалистам повышать точность методов разработки активов, продлевать период эксплуата-

ции зрелых месторождений, а также увеличивать рентабельность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа.

«Сегодня цифровые разработки – один из способов осваивать сложные запасы и контролировать себестоимость добычи. Вместе с нашими партнерами мы создали первый российский симулятор ГРП, который по многим параметрам опережает доступные на мировом рынке инструменты. Это проект будет служить дальнейшему развитию не только нашей компании, но и всей российской нефтегазовой отрасли», – отметил первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев.

«Цифровые инструменты в современной нефтедобыче – это объективная необходимость. Обработка больших массивов данных, сокращение рутинных операций и моделирование сложных процессов позволяют нам добывать нефть, которая раньше была недоступна. Как технологический лидер российской нефтегазовой отрасли, „Газпром нефть“ разрабатывает и внедряет решения, которые будут востребованы и другими компаниями», – отметил генеральный директор Научно-Технического Центра «Газпром нефти» Марс Хасанов.



## «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ВНЕДРИЛА ПЕРВУЮ В МИРЕ ЦИФРОВУЮ СИСТЕМУ УПРАВЛЕНИЯ ЛОГИСТИКОЙ В АРКТИКЕ

«Газпром нефть» запустила первую в мире цифровую систему управления арктической логистикой. Инновационный проект «Капитан» реализован для обеспечения круглогодичного бесперебойного вывоза всего объема добываемой нефти сортов ARCO и Novy Port и повышения эффективности управления логистикой. Система, разработанная специалистами «Газпром нефти», работает в трех режимах: долгосрочное и оперативное планирование, диспетчеризация арктического флота и аналитика с использованием искусственного интеллекта.

Аналитическая система использует такие потоки информации, как объемы суточной добычи на Новопортовском и Приразломном месторождениях «Газпром нефти» и объемы накопления нефти в нефтехранилищах, местоположение и параметры движения судов, данные о ледовой обстановке на маршрутах, графиках приливов и отливов, погодных условиях, возможность формирования новых стандартных для рынка партий поставок сырья. Внедрение системы позволило значительно сократить сроки планирования и согласования операций по отгрузке нефти и оптимизировать транспортные издержки.

Ежедневно система обрабатывает около 7 тыс. входных параметров и выдает оптимальные логистические решения, просчитывая более 1 млн возможных вариантов и оперативно реагируя на возможные отклонения. Система самостоятельно формирует оптимальный график использования танкерного и ледокольного флота, отгрузок с терминалов и плавучего нефтехранилища и синхронизирует все звенья цепочки поставок.

Задача новой системы – безопасно управлять логистикой в Арктике и обеспечивать вывоз всего объема добываемой нефти с минимальными затратами.

Кроме того, возможности работы системы в предиктивном режиме за счет накопленных исторических данных дают возможность прогнозировать потенциальные ограничения, которые могут возникнуть на пути движения судов, и предлагать более оптимальные и безопасные маршруты.

«Вопрос бесперебойной и эффективной логистики является критически важным для арктических месторождений „Газпром нефти“, которые находятся в удаленном доступе от инфраструктуры: объемы добычи имеют прямую зависимость от своевременного вывоза углеводородов. Применение цифровых технологий позволило нам повысить эффективность работы компании в российской Арктике: уже по результатам опытно-промышленной эксплуатации системы „Газпром нефть“ добилась снижения затрат на 10% в рамках действующей логистической схемы круглогодичного вывоза нефти арктических сортов. По итогам года система комплексно продемонстрирует преимущества нового подхода компании к организации логистики для транспортировки растущих объемов нефти с месторождений, расположенных в арктической зоне. В перспективе „Капитан“ имеет потенциал стать частью комплексного плана по модернизации и расширению магистральной инфраструктуры для увеличения грузопотока по Северному морскому пути», – отметил председатель Правления «Газпром нефти» Александр Дюков.



## «ГАЗПРОМ НЕФТЬ», «ГАЗПРОМБАНК», РВК И «ВЭБ ИННОВАЦИИ» СОЗДАЮТ ВЕНЧУРНЫЙ ФОНД ДЛЯ РАЗВИТИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

«Газпром нефть», Газпромбанк, Российская венчурная компания (РВК) и «ВЭБ Инновации» создали венчурный фонд «Новая индустрия» (New Industry Ventures) для стимулирования продвижения на российском рынке высокотехнологичных продуктов и поддержки инновационных компаний и стартапов, значимых для развития нефтегазодобывающей отрасли, топливно-энергетического комплекса и промышленности России. Приоритетами деятельности Фонда станут развитие технологий разведки, добычи, переработки, транспортировки, дистрибуции, использования углеводородов, передачи и хранения энергии, внедрение инновационных решений при строительстве промышленной инфраструктуры, управлении крупными проектами и др. В инвестиционном фокусе также будут технологии ресурсо- и энергосбережения, цифровые продукты, в том числе технологии индустрии 4.0.

«Сформированный по инициативе „Газпром нефти“ венчурный фонд ориентирован на поддержку инновационных компаний. Мы ждем решений, способных изменить не только нефтегазовую, но и другие отрасли. В рамках проекта мы объединяем с нашими партнерами – Газпромбанком, РВК и „ВЭБ Инновации“ – ресурсы, технологическую, финансовую и управленческую экспертизу. Создаваемые при поддержке Фонда продукты будут задействованы в реализации стратегии технологи-

ческого развития нашей компании, а также станут доступны всем участникам рынка», — отметил первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев.

«Участие таких крупных отраслевых партнеров как „Газпром нефть“ и „Газпромбанк“ обеспечит создаваемому фонду высокий уровень экспертизы в нефтегазовой отрасли. Работа новой структуры будет нацелена на финансирование новых технологий, имеющих коммерческое применение как в области нефтяной промышленности, так и в других отраслях, т.е. по сути являющихся сквозными технологиями, а также цифровизацию в одной из важнейших отраслей. Фонд будет способствовать снижению зависимости от зарубежных технологий, а также поможет экспорту российских разработок, поскольку данная отрасль является глобальной. Мы надеемся, что наше партнерство в рамках „Новой индустрии“ позволит обкатать формат взаимодействия с крупными индустриальными игроками и финансовыми институтами и в дальнейшем успешно использовать этот опыт для развития венчурных инвестиций в других отраслях», — сообщил генеральный директор «ВЭБ Инновации» Олег Теплов.



## «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПРЕДСТАВИЛА ГЛАВЕ МИНПРИРОДЫ РОССИИ ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗОЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Министр природных ресурсов и экологии РФ Дмитрий Кобылкин посетил технологические центры «Газпром нефти» в Санкт-Петербурге. В ходе визита компания представила уникальные проекты для повышения эффективности освоения месторождений с применением интеллектуальных систем анализа больших данных и других инновационных решений. В Научно-Техническом Центре (НТЦ) «Газпром нефти» министр оценил программную разработку компании для комплексного управления ресурсной базой на основе больших данных. Это первый в мире технологический ИТ-инструмент, позволяющий проводить комплексный оперативный анализ активов. Цифровой продукт учитывает информацию о запасах и перспективах их развития: различные классификации углеводородов, программу геолого-разведочных работ, требования нормативно-методических документов и стратегические планы развития. Аналитические алгоритмы программного обеспечения являются уникальными и разработаны специалистами НТЦ совместно с экспертами СПбГУ.

Благодаря применению когнитивных технологий система позволяет оптимизировать до 90 % рутинных операций специалистов, автоматизируя процесс оценки ресурсной базы. Это значительно повышает скорость и качество анализа данных. Программное обеспечение выступает в качестве помощника и гида для пользователя, а в некоторых направлениях и в роли цифрового эксперта. В дальнейшем успешный опыт «Газпром нефти» может быть использован для создания аналогичной национальной платформы. Также министр посетил Центр управления бурением «Геонавигатор», в котором при помощи уникальных цифровых программ круглосуточно контролируется создание всех высокотехнологичных скважин «Газпром нефти». Применяемые в «Геонавигаторе» технологии с использованием искусственного интеллекта обеспечивают высокую точность бурения самых сложных скважин для разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Слева направо – Елена Панова (заместитель министра природных ресурсов и экологии РФ), Дмитрий Кобылкин (министр природных ресурсов и экологии РФ), Александр Дюков (председатель правления «Газпром нефти»), Вадим Яковлев (первый заместитель генерального директора «Газпром нефти»)



## «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И IBM RESEARCH BRAZIL ПОВЫШАЮТ КАЧЕСТВО ОБРАБОТКИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ С ПОМОЩЬЮ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» и IBM Research Brazil подписали договор о сотрудничестве в сфере исследований использования систем машинного обучения и искусственного интеллекта для оптимизации анализа геологических данных и построения моделей на их основе.

Более 30 экспертов-геологов «Газпром нефти» и инженеров-разработчиков систем машинного обучения IBM Research Brazil объединят свои уникальные знания, опыт и компетенции в рамках научно-исследовательского проекта «Когнитивный геолог». Соглашение о сотрудничестве направлено на разработку передовых технологий на базе искусственного интеллекта для повышения качества моделирования и точности геологических решений. Создаваемый партнерами продукт позволит автоматизировать целый ряд рутинных операций и существенно расширит возможности анализа геологических и геофизических данных в процессах разведки и добычи.

Марс Хасанов, глава дирекции по технологиям компании, генеральный директор Научно-Технического Центра «Газпром нефти»: «В рамках технологической стратегии „Газпром нефти“ мы уделяем особое внимание реализации цифровых проектов в сфере разведки и добычи. Вместе с ведущими междуна-

родными компаниями мы разрабатываем инструменты будущего для добычи нефти».

Алексей Вашкевич, глава дирекции по геологоразведочным работам и развитию ресурсной базы «Газпром нефти»: «Данных становится все больше, запасы становятся сложнее, поэтому мы должны совершенствовать процессы извлечения и анализа информации, искать новые возможности для применения методов машинного обучения. С этой целью мы создаем уникальное цифровое решение, способное совершить прорыв в области работы с геологической информацией».

Улисс Мелло, директор IBM Research Brazil: «В рамках направления „Природные ресурсы“ компания IBM Research видит своей миссией сотрудничество с ведущими нефтегазовыми компаниями-партнерами, чтобы отрасль могла использовать самые передовые разработки в сфере искусственного интеллекта, что позволит компаниям справляться с трудностями и в полной мере отвечать вызовам, связанным с постоянно растущими объемами данных, собираемых в ходе работ по разведке и добыче».

Улисс Мелло, директор IBM Research Brazil (слева) и Марс Хасанов, директор дирекции по технологиям «Газпром нефти», генеральный директор Научно-Технического Центра компании подписали договор о сотрудничестве



# Предвидеть и опережать

НТЦ «Газпром нефти» совместно с IBM и «Сколтехом» реализует проект по использованию искусственного интеллекта для увеличения точности бурения.

Анализируя информацию с бурового оборудования, цифровой помощник в режиме реального времени предсказывает геологический состав пласта, давая понять, что долото не вышло за пределы нефтяной залежи. Это оптимизирует расходы, снижает риски и увеличивает эффективность строительства скважин.

Проект успешно опробован на Новопортовском месторождении, тиражирование — 2019 год.

**30%**

оценочное сокращение количества перебуров по геологическим причинам



### Традиционное бурение

Зона неопределенности (до 35 м) может приводить к выходу из продуктивного пласта

**Возможные последствия:** непродуктивное бурение, перебуры

### Траектория бурения

информация о выходе из пласта запоздала, возникло отклонение

### Траектория целевого пласта



### Бурение с iAdvisor

Алгоритмы машинного обучения отслеживают уровень вибрации, нагрузку на долото и скорость бурения. Эти данные анализируются на основе накопленного опыта

Оперативный контроль геологической обстановки повышает эффективность бурения



ЭЛЕКТРОННАЯ РАЗРАБОТКА АКТИВОВ

# ОПЫТ КРОСС-ВАЛИДАЦИИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ И ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ НА РАННИХ СТАДИЯХ ПОСТРОЕНИЯ 3D ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Д.И. Жигулина, С.Ш. Исхакова, В.Ю. Клинов, М.В. Наугольнов

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**Электронные адреса:** Zhigulina.DI@gazpromneft-ntc.ru, Iskhakova.SSh@gazpromneft-ntc.ru

Традиционный подход, заключающийся в последовательном создании петрофизической, геологической, а затем гидродинамической моделей, приводит к росту временных и трудовых затрат и нередко к увеличению сроков выполнения задач из-за итеративности процесса агрегирования геолого-геофизической информации в единую концептуальную трехмерную модель месторождения. С целью сокращения административных ресурсов на создание 3D геолого-гидродинамических моделей предлагается кросс-валидационная схема взаимодействия, заключающаяся в построении упрощенных гидродинамических моделей (бокс-моделей) на этапе петрофизического и раннем этапе геологического моделирования. Применение данного подхода на исследуемом месторождении Западной Сибири позволило не только сократить время создания модели, но и качественно повысить уровень ее прогнозной способности, а также согласованности различных источников геолого-геофизической информации без потери данных между этапами работ. Предлагаемый кросс-валидационный подход может быть тиражирован на любые другие проекты по геолого-гидродинамическому моделированию.

**Ключевые слова:** 3D моделирование, бокс-модели, шельф, анализ неопределенностей, регионы ОФП

EXPERIENCE OF CROSS-VALIDATIONAL INTERACTION AT THE CONSTRUCTION OF 3D  
GEOLOGICAL-HYDRODYNAMIC MODEL ON THE EXAMPLE OF THE WEST SIBERIA DEPOSIT

D.I. Zhigulina, S.Sh. Iskhakova, V.Yu. Klimov, M.V. Naugolnov

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The traditional approach of consistently creating a petrophysical, geological, and then a dynamic model leads to an increase in time and labor costs and, often, the disruption of time due to the iterative process of aggregating geological and geophysical information into a single conceptual three-dimensional model of the field. In order to reduce administrative resources for the creation of 3D geological and dynamic models, a cross-validation interaction scheme is proposed that consists in constructing simplified dynamic models (box models) at the petrophysical stage and early stage of geological modeling. The use of this approach to the field of Western Siberia has made it possible not only to shorten the time of the model creation, but also to improve its level of predictive ability and the consistency of various sources of geological and geophysical information without loss of data between the stages of work. The aim of the work was to improve the quality and level of thoroughness of 3D geological and dynamic models and reduce labor costs. The proposed cross-validation approach can be replicated to any other geological and dynamic modeling projects.

**Keywords:** 3D modeling, box models, shelf, uncertainty analysis, relative phase permeability regions, flow unit

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-2-10-14

## ВВЕДЕНИЕ

Традиционный подход, заключающийся в последовательном создании петрофизической, геологической и гидродинамической моделей [1], приводит к росту временных и трудовых затрат и нередко к увеличению сроков выполнения задач из-за итеративности процесса агрегирования геолого-геофизической информации в единую концептуаль-

ную трехмерную модель месторождения. С целью сокращения административных ресурсов на создание 3D геолого-гидродинамических моделей предлагается кросс-валидационная схема взаимодействия, заключающаяся в построении упрощенных гидродинамических моделей (бокс-моделей) на этапе петрофизического и раннем этапе геологического моделирования. Применение данного подхода на исследуемом месторождении Западной Си-

бири позволило не только сократить время построения модели, но и качественно повысить уровень ее прогнозной способности и согласованности различных источников геолого-геофизической информации без потери данных между этапами работ.

## КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ

Отложения изучаемого объекта сформированы в ахское время в мелководно- и прибрежно-морских условиях [2] и представлены переслаиванием мелководистых и уплотненных песчаников, алевролитов и аргиллитов. Над кровлей пласта залегает сармановская глинистая пачка, которая, являясь региональным репером, позволяет уверенно выделять кровлю пласта по данным геофизических исследований скважин (ГИС) (толщина пласта по скважинам исследуемого участка составляет 10-25 м) [3]. При выделении подошвы пласта возникает большая неопределенность, поэтому подошва была установлена по смене фациальной обстановки осадконакопления на основе керновых данных – ниже данной границы вскрыты турбидиты ачимовской толщи [4].

Всего на объект пробурена 41 скважина, по 25 скважинам имеются данные эксплуатации, из двух скважин отобран керн. На керне были выполнены стандартные исследования, фильтрационные исследования не проводились, поэтому форма кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) является неизученным параметром и используется для адаптации модели.

## ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЗРЕЗА

Согласно результатам анализа керна пласт разделен на две пачки пород, соответствующих петротипам 1 и 2 [5, 6].

– Песчаники петротипа 1 (верхняя пачка) имеют лучшие фильтрационно-емкостные свойства по сравнению с песчаниками петротипа 2: размер зерен преимущественно 0,1–0,2 мм, характеризуются повышенной проницаемостью (средний коэффициент проницаемости  $k_{\text{пр}} = 15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , максимальный  $k_{\text{пр}} = 60 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ) и пониженной остаточной водонасыщенностью.

– Песчаники петротипа 2 (нижняя пачка) имеют размер зерен преимущественно 0,063–0,125 мм, характеризуются меньшей проницаемостью (средний  $k_{\text{пр}} = 0,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , максимальный  $k_{\text{пр}} = 2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ) и более высокой остаточной водонасыщенностью по сравнению с песчаниками петротипа 1. Данная типизация разреза успешно применяется для двух скважин, из которых был ото-

бран керн, но при распространении этого подхода на другие скважины возникает большая неопределенность, так как четкие количественные и качественные критерии выделения петротипов по данным ГИС отсутствуют. В связи с этим положение промежуточной отбивки, разделяющей две пачки, является одной из ключевых неопределенностей геологической модели (ГМ). Для учета указанной неопределенности по каждой скважине были установлены три возможных положения, соответствующих минимальной, средней и максимальной толщинам верхней пачки.

Предыдущая итерация построения геологической и гидродинамической (ГДМ) моделей с использованием традиционного подхода (в частности, выделение неколлектора на этапе построения петрофизической модели) показывала низкий уровень адаптации ГДМ. В связи с этим было принято решение использовать отсечки по песчанистости и пористости для каждого литотипа в качестве инструмента адаптации ГДМ.

ПРОВЕДЕНА АДАПТАЦИЯ ПОЛНОМАСШТАБНЫХ ГДМ ПО СЦЕНАРИЯМ Р10-Р50-Р90, ОСНОВНЫМИ ИНСТРУМЕНТАМИ АДАПТАЦИИ ЯВЛЯЛИСЬ КРИВЫЕ ОФП, ЕДИНЫЕ ДЛЯ КАЖДОГО FLOW UNIT, ГЕОМЕТРИЯ ТРЕЩИН ГРП И АВТОГРП. ТАКОЙ ПОДХОД К АДАПТАЦИИ ГДМ ПОЗВОЛЯЕТ БОЛЕЕ УВЕРЕННО ПРОГНОЗИРОВАТЬ ПОКАЗАТЕЛИ ДОБЫЧИ ПРОЕКТНЫХ СКВАЖИН

Для учета в ГМ слоистой глинистости по разрезу и последующего корректного распространения свойств, а также во избежание резких барьеров в ГДМ при построении ГМ использовалась непрерывная кривая песчанистости, которая рассчитывалась по данным гамма-каротажа. При таком подходе каждый прослой, независимо от того, какой ему соответствует литотип, имеет ненулевые значения свойств пористости, проницаемости и насыщенности. Для корректного распространения литологии и свойств внутри каждого литотипа был применен подход, заключающийся в комбинации петротипа и соответствующей ему литологии, таким образом, было получено восемь литофаций (рис. 1).

Так как площадь моделирования ( $294 \text{ км}^2$ ) характеризуется низким охватом керновыми данными (расстояние между двумя скважинами, из которых отобран керн, составляет 1,3 км), другой важной неопределенностью является насыщенность. Для учета этого параметра были построены две модели насыщенности:

– модель J-функции Леверетта по керновым данным;

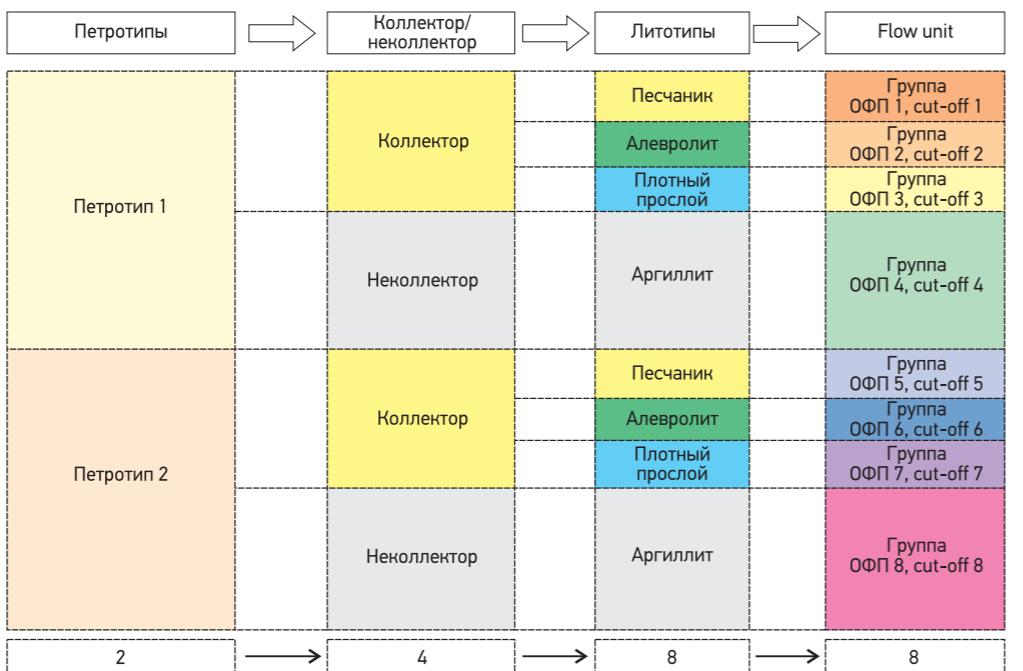


Рис. 1. Моделирование куба литологии и выборе отсечек по бокс-моделям

– модель J-функции Леверетта по данным каротажей насыщенности. Рассчитанные кривые насыщенности, а также распределения по разрезу значений пористости, песчанистости и проницаемости были переданы в гидродинамические бокс-модели с целью настройки петрофизических параметров на величины стартовой обводненности и продуктивность скважин эксплуатационного фонда.

## ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ БОКС-МОДЕЛИ

Значительным отличием предлагаемого метода является использование бокс-моделей на этапе анализа исходной информации. Традиционный подход предполагает расчет одной полномасштабной ГДМ с использованием стандартного программного обеспечения. В процессе адаптации ГДМ, как правило, выявляются ошибки в изучении исходной информации, построении петрофизической и геологической моделей. Использование бокс-моделей позволяет минимизировать риск возникновения неточностей на этапе создания полномасштабной ГДМ, так как петрофизические и геологические данные для построения моделей проверяются для каждой скважины, при этом бокс-модели формируются автоматически, что требует меньше времени, чем создание полномасштабной ГДМ. Время расчета также значительно меньше, что особенно важно для крупных месторождений со сложной структурой и большим числом скважин.

Бокс-модели были построены для каждой скважины при помощи автоматической гене-

рации кубов из las-файлов [7]. Свойства распределялись непрерывно в пределах одного слоя 3D модели без структурных вариаций. Для каждой скважины построены две модели, основанные на двух моделях насыщенности. Внешний вид бокс-модели представлен на рис. 2.

К основным задачам на этапе адаптации бокс-моделей относятся:

- валидация модели насыщенности и FWL (free water level);
- валидация проницаемости и настройка продуктивности и обводненности скважин на стартовые (первые 6 мес) режимы работы;
- первичная оценка концевых точек ОФП для определения стартовой продуктивности скважины;
- оценка величины отсечек по минимальным значениям песчанистости и пористости.

Перед началом адаптации бокс-моделей на

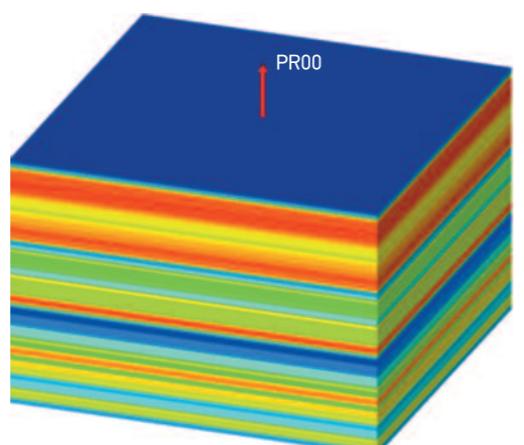


Рис. 2. Куб пористости в бокс-модели на основе результатов интерпретации ГИС

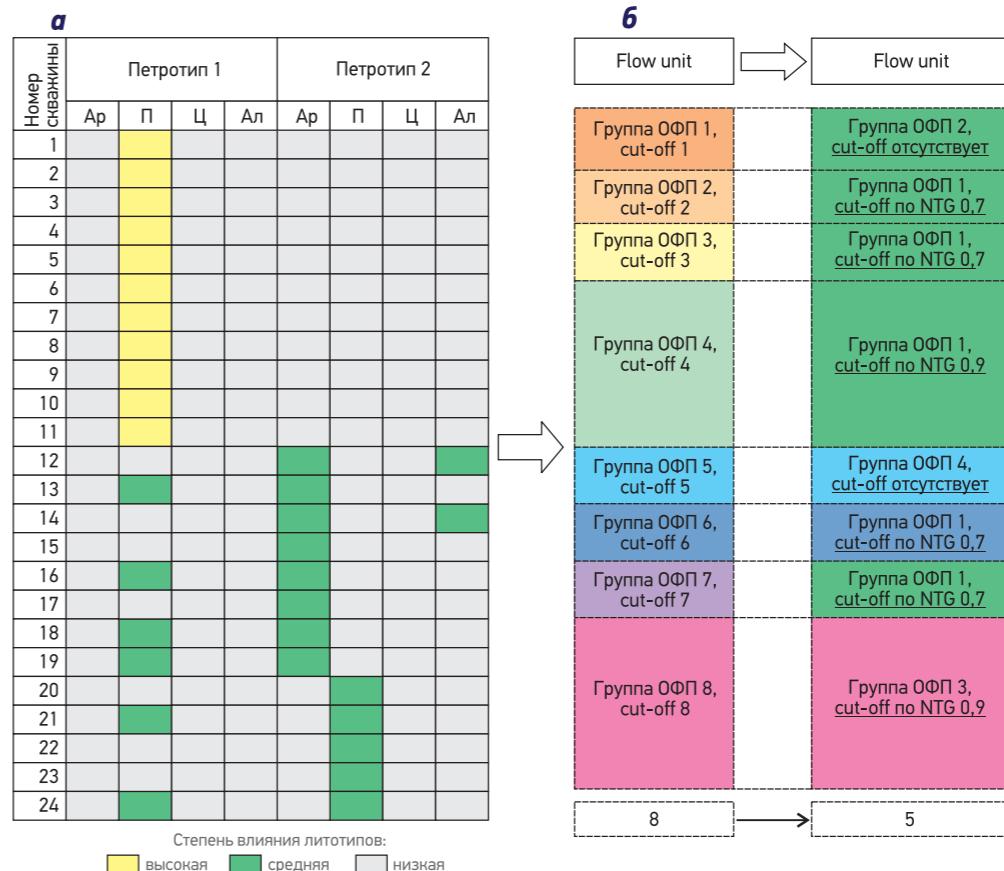


Рис. 3. Сводная таблица по анализу влияния литотипов (Ар – аргиллит, П – песчаник, Ц – цемент, Ал – алевролит) на работу скважин (а) и области ОФП, выделенные на основе результатов анализа влияния литофаций (б)

данные эксплуатации был проведен анализ

влияния литофаций на работу скважин с учетом эффективного коэффициента нефтенасыщенности по разрезу (рис. 3). Таким образом, были выделены пять регионов ОФП, включающие основные литофации, влияющие на работу скважин.

В процессе адаптации были выбраны единые для всех скважин концевые точки региона ОФП, а также проведена оценка параметров трещин гидроразрыва пласта (ГРП). Важно отметить, что результаты адаптации показали хорошую сходимость по обводненности и продуктивности для обеих моделей насыщенности.

## ПОЛНОМАСШТАБНОЕ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Полученные в ходе адаптации бокс-моделей отсечки по песчанистости и пористости были использованы при построении полномасштабной ГМ. Поскольку обе модели насыщенности показали удовлетворительную сходимость по продуктивности и накопленной добыче по скважинам, оба куба насыщенности участвовали в вероятностном моделировании.

Для вероятностной оценки запасов использовались три сценария положения промежуточной отбивки. Для каждого сценария выполня-

лись вероятностные расчеты с учетом всех имеющихся неопределенностей. Выбор реализаций Р10-Р50-Р90 осуществлялся по графику накопленной частоты распределения запасов в пределах области интереса на основе обобщения полученных данных по обеим моделям насыщенности (рис. 4).

Таким образом, были сформированы три реализации полномасштабной ГДМ. Следует отметить, что адаптация каждого сценария ГДМ проводилась без использования локальных модификаций величин абсолютной проницаемости, а также множителей на концевые точки кривых ОФП и множителей на продуктивность трещин ГРП. Единственным инструментом адаптации стали кривые ОФП, установленные по данным эксплуатации для каждого конкретного литотипа / flow unit.

На рис. 5 показаны кросс-плоты расчетных и фактических данных по запускным параметрам для моделей, построенных согласно традиционному алгоритму проведения работ (первые 6 мес работы скважин без адаптации) (см. рис. 5, а) и алгоритму с применением гидродинамики на этапе петрофизического моделирования (данные по бокс-моделям без адаптации) (см. рис. 5, б).

Таким образом, до начала адаптации полномасштабной модели в первом варианте имеется существенное расхождение по 40 % скважин, тогда как этап бокс-моделей пока-

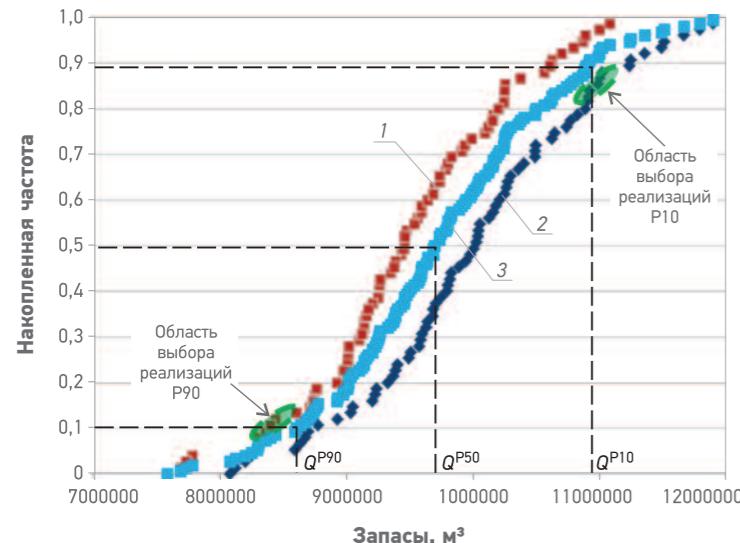


Рис. 4. Накопленная частота распределения запасов в области интереса:  
1, 2 – распределение запасов с учетом насыщенности по J-функции  
соответственно по капиллярной модели и данным ГИС;  
3 – интегральная кривая по всем реализациям

зывает расхождение по 15 % скважин, а отношение расчетной накопленной добычи нефти к фактической значительно снижается (с 50 до 20 %).

Проведена адаптация полномасштабных ГДМ по сценариям P10-P50-P90, основными инструментами адаптации являлись кривые ОФП, единые для каждого flow unit, геометрия трещин ГРП и автоГРП. Такой подход к адаптации ГДМ позволяет более уверенно прогнозировать показатели добычи проектных скважин.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Использование кросс-валидационного взаимодействия позволило добиться более высокой сходимости расчетных и фактических данных до начала работ по адаптации ГДМ.

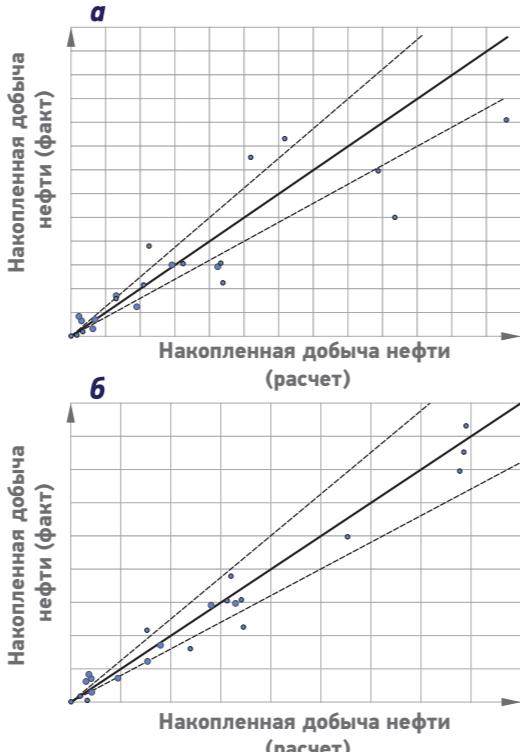


Рис. 5. Сравнение кросс-плотов накопленной добычи нефти:  
а – модель без использования кросс-валидационного подхода;  
б – текущая модель с использованием кросс-валидационного взаимодействия (отклонение составляет  $\pm 10\%$ )

Выделенные с использованием ГДМ отсечки по пористости и песчанистости были перенесены в геологическую модель и качественно повысили ее проработанность. Применение данного подхода также позволило исключить множители на величины проницаемости, концевые точки ОФП, которые сложно спрогнозировать на неразбуренные части залежи. Данный подход может быть тиражирован на любые другие проекты по геолого-гидродинамическому моделированию.

## Список литературы

1. Strategic scope of alternative optimization methods in history matching and prediction workflows / R. Schulze-Riegert, F. Chataigner, N. Kueck [et al] // SPE 16433 – MS. – 2013.
2. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А.Э. Конторович, С.В. Ершов, В.А. Казаненков [и др.] // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 745–776.
3. Корочкина Н.С. Особенности построения сейсмогеологической модели шельфового пласта БС<sub>9</sub> Верхнесалымского месторождения // Геофизика. – 2016. – № 4. – С. 15–21.
4. Инюшкина А.А., Мерзлякова Д.В. Комплексное применение результатов сейсморазведочных работ 3D и данных ГИС при изучении строения и моделирования клиноформных резервуаров Западной Сибири // Геофизика. – 2007. – № 4. – С. 195–200.
5. Уточнение геолого-геофизической концепции строения шельфовых пластов / Ю.Ю. Бушаева, А.С. Прохоршин, С.С. Шевелев, С.Г. Паняк // Успехи современной науки. – 2017. – Т. 2. – № 8. – С. 164–168.
6. Integrated approach to the Correlation Polyfacies Objects Deposits / A.S. Potapova, A.S. Finogenova, K.V. Zverev [et al] // SPE 182013-MS. – 2016.

**Reference**

1. Schulze-Riegert R., Chataigner F., Kueck N. et al, *Strategic scope of alternative optimization methods in history matching and prediction workflows*, SPE 16433-MS, 2013.
2. Konotorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A. et al., *Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin* (In Russ.), Paleogeografiya Zapadno-Sibirskogo osadochnogo basseyna v melovom periode. Geologiya i geofizika, 2014, V. 55, no. 5-6, pp. 745-776.
3. Korochkina N.S., *Specialty of shelf layer b58 seismo-geological subsurface model building of Upper-Salym field* (In Russ.), Geofizika, 2016, no. 4, pp. 15-21.
4. Inyushkina A.A., Merzlyakova D.V., *Integrated use of 3D seismic and well logging data while West Siberia reservoirs studies and modelling* (In Russ.), Geofizika, 2007, no. 4, pp. 195-200.
5. Bushaeva Yu.Yu., Prokoshin A.S., Shevelev S.S., Panyak S.G., *Update of the concept of shelf reservoirs geological-geophysical structure* (In Russ.), Uspekhi sovremennoy nauki, 2017, V. 2, no. 8, pp. 164-168.
6. Potapova A.S., Finogenova A.S., Zverev K.V. et al, *Integrated approach to the correlation polyfacies objects deposits* (In Russ.), SPE 182013-MS, 2016.

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЯВНОЙ СХЕМЫ ИНТЕГРИРОВАНИЯ ПО ВРЕМЕНИ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ МОДЕЛИ PLANAR3D

Е.Б. Старобинский

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

А.Д. Степанов

ООО «АИРТ»

Электронный адрес: st.eb@ailurus.ru

**Ключевые слова:** гидроразрыв пласта, модель Planar3D, явная схема интегрирования по времени, универсальные асимптотики

Работа посвящена модели распространения трещины ГРП в слоистой среде на основе подхода Planar3D. Ключевые особенности предлагаемой модели заключаются в сведении системы дифференциальных уравнений в частных производных к динамической системе, а также применении универсальных асимптотик для определения положения фронта трещины. Приведено сравнение расчётов с опубликованными результатами моделей ILSA и EP3D. Обсуждается возможность учёта дополнительных эффектов (перенос пропанта, слоистость), а также методы ускорения расчётов.

USE OF THE EXPLICIT TIME INTEGRATION SCHEME WITHIN THE PLANAR3D APPROACH FOR SIMULATING HYDRAULIC FRACTURING

Е.В. Starobinskii

Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University

А.Д. Stepanov

AIRT LLC, RF, Saint-Petersburg

This paper focuses on the Planar3D model for a hydraulic fracture in a layered medium. The specificity of the described approach is to use the explicit time integration scheme and reduce the system of partial differential equations to a dynamic system. The position of the crack front is determined using the universal asymptotics of the crack tip written for non-Newtonian fluids. The calculations are compared with the published results of the ILSA and EP3D models, and methods of acceleration and ways to account for additional effects are discussed.

**Keywords:** hydraulic fracturing, Planar3D model, explicit time integration scheme, universal asymptotics

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-2-15-19

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014-2020 годы», Мероприятие 1.2., Соглашение о предоставлении субсидии №14.575.21.0146 от 26.09.2017, уникальный идентификатор ПНИ: RFMEI57517X0146.

## ВВЕДЕНИЕ

В мировой и российской практике для интенсификации притока нефти широко применяется гидроразрыв пласта (ГРП). Недоступность трещины ГРП для прямого наблюдения приводит к необходимости постановки компьютерных экспериментов, учитывающих множество физических эффектов. Для оптимизации ГРП требуется проведение большого числа расчетов с различными параметрами за ограниченное

время [1]. Развитие современных вычислительных систем и новых подходов позволяет использовать более сложные модели ГРП, сохраняя баланс между числом учитываемых эффектов и скоростью вычисления. Потребность в развитии существующих подходов показана в работах [1-7]. В настоящее время в коммерческих симуляторах в качестве основных применяются модели Pseudo3D и Planar3D [7]. В модели Pseudo3D принято, что длина трещины много больше ее высоты. В отличие от Pseudo3D мо-

дель Planar3D не имеет такого ограничения и учитывает двумерное течение жидкости. Она позволяет моделировать трещины сложной формы и точнее решать задачу о переносе пропанта в теле трещины, но при этом существенно повышается вычислительная сложность алгоритмов расчета. Примером численной реализации такого подхода является метод ILSA (Implicit Level Set Algorithm) [8, 9], использующий в решении неявную схему интегрирования по времени. Неявная схема позволяет использовать достаточно большой шаг по времени, однако требует решения системы нелинейных уравнений на каждом шаге. Возможность практического применения явной схемы показана А.М. Линьковым [10]. В данной работе предлагается реализация модели Planar3D, имеющей следующие особенности: явная схема интегрирования по времени, используемые асимптотические решения, а также методика прослеживания фронта без явного вычисления нормали. Описываемый метод может эффективно применяться для ведения параллельных расчетов на многоядерных вычислительных системах. Цель работы – создание программного модуля для прогнозирования роста трещины в слоистой среде в режиме переменной закачки неьютоновской жидкости.

РАЗВИТИЕ СОВРЕМЕННЫХ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ И НОВЫХ ПОДХОДОВ ПОЗВОЛЯЕТ ИСПОЛЬЗОВАТЬ БОЛЕЕ СЛОЖНЫЕ МОДЕЛИ ГРП, СОХРАНЯЯ БАЛАНС МЕЖДУ ЧИСЛОМ УЧИТЫВАЕМЫХ ЭФФЕКТОВ И СКОРОСТЬЮ ВЫЧИСЛЕНИЯ

## ОСНОВНЫЕ ПРЕДПОЛОЖЕНИЯ

При моделировании ГРП в рамках модели Planar3D, как правило, используются следующие допущения:

- пласт представляется в виде набора слоев, каждый из которых однороден и изотропен по механическим свойствам;
- каждый слой характеризуется своими значениями минимального сжимающего напряжения, упругих модулей, трещиностойкости, коэффициента утечек Картера;
- трещина распространяется в плоскости, перпендикулярной направлению минимальных сжимающих напряжений;
- жидкость несжимаемая, обладает степенной реологией;
- перенос жидкости в трещине описывается уравнением теории смазки, сила тяжести не учитывается;

- деформирование пласта описывается линейной теорией упругости;
- нет отставания (лага) фронта жидкости от фронта трещины;
- скважина представляет собой точечный источник.

В настоящей работе предполагается, что упругие свойства пласта однородны и описываются эффективным плоским модулем Юнга, вычисляемым как средневзвешенное арифметическое по всем слоям. Существуют более сложные подходы, в рамках которых контрасты модуля Юнга и коэффициента Пуассона учитываются в явном виде. В работе [11] приведен алгоритм, который может быть применен для решения такой задачи.

## РЕШАЕМЫЕ УРАВНЕНИЯ И ДИСКРЕТИЗАЦИЯ

В случае однородной по упругим модулям среды связь давления с раскрытием трещины описывается гиперсингулярным интегралом теории упругости [12, 13]

$$p(x, y, t) = \sigma(y) +$$

$$+ \frac{E'}{8\pi} \iint \frac{w(\hat{x}, \hat{y}, t)}{\left((x - \hat{x})^2 + (y - \hat{y})^2\right)^{3/2}} d\hat{x} d\hat{y}, \quad (1)$$

где  $p(x, y, t)$  – давление в точке с координатами  $(x, y)$  в момент времени  $t$ ;  $\sigma$  – сжимающие пластовые напряжения в направлении, перпендикулярном плоскости трещины;  $E' = E/(1 - \nu^2)$  – плоский модуль Юнга;  $E$  – модуль Юнга;  $w$  – раскрытие трещины.

С учетом предположений, что течение жидкости может быть описано уравнением типа Пуазейля, а утечки жидкости в пласт – законом Картера, баланс массы для жидкости принимает следующий вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial w(x, y, t)}{\partial t} = & \\ = & \nabla \left( \left( \frac{w(x, y, t)^{2n+1}}{\mu'} \right)^{1/n} |\nabla p(x, y, t)|^{1/n-1} \nabla p(x, y, t) \right) + \\ + & Q(0, 0, t) - \frac{2C_L(y)}{\sqrt{t - t_0(x, y)}}, \end{aligned} \quad (2)$$

где  $\mu' = 2 \left( 4 + \frac{2}{n} \right) \mu$  – обобщенный коэффициент консистенции;  $n$  – показатель степени рео-

логии;  $\mu$  – коэффициент динамической вязкости;  $Q$  – объем закачки жидкости в трещину;  $t_0$  – время активации, соответствующее моменту прохождения фронта трещины через точку  $(x, y)$ ;  $C_L$  – коэффициент утечек в законе Картера.

В качестве начального условия воспользуемся автомодельным решением для раскрытия трещины при ее распространении в однородной среде. Время для формирования решения будем выбирать таким образом, чтобы фронт трещины не достигал границ слоя, в котором трещина инициируется.

Для решения системы уравнений используем пространственную дискретизацию с фиксированным размером ячейки ( $\Delta x, \Delta y = \Delta x$ ). Пронумеруем ячейки от 1 до  $N$  и запишем давление и раскрытие трещины в виде соответственно векторов  $\hat{p}$  и  $\hat{w}$  каждый длиной  $N$ , связанных постоянной матрицей коэффициентов влияния  $A$ . Тогда уравнение (1) примет вид

$$\hat{p}(t) = \hat{\sigma} + \frac{E'}{8\pi} A \hat{w}(t), \quad (3)$$

где  $\hat{\sigma}$  – вектор значений сжимающего напряжения.

Матрицу влияния запишем следующим образом:

$$A = \begin{pmatrix} U(1,1) & \cdots & U(1,N) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ U(N,1) & \cdots & U(N,N) \end{pmatrix} \quad (4)$$

В вершинах каждой ячейки расставим точки, нумеруя их от 1 до  $N$  от нижнего левого угла по часовой стрелке. Обозначим  $c_{kl}^i$  расстояние от центра ячейки  $k$  до  $i$ -й точки коллокации ячейки  $l$ , а  $a_{kl}^i$  и  $b_{kl}^i$  – разницы координат между точкой коллокации и центром ячейки соответственно по абсциссе и ординате. Тогда функция  $U$  вычисляется как сумма четырех слагаемых (5)

$$U(k, l) = \sum_{i=1}^4 (1 - 2(i \% 2)) \frac{c_{kl}^i}{a_{kl}^i b_{kl}^i}, \quad (5)$$

где  $i \% 2$  обозначает остаток от деления  $i$  на 2. Существуют различные математические и компьютерные методы, позволяющие уменьшить число операций при вычислении матрично-векторного произведения, а также достичь высокой эффективности параллелизации. Так, при моделировании ГРП с использованием четырех параллельных потоков уже при прямом методе умножения достигается прирост скорости вычислений примерно в 2,5 раза<sup>1</sup>.

<sup>1</sup>Все расчеты, кроме определения давления, проводились последовательно. Для вычисления значения давления применялась технология OpenMP.

Для отслеживания фронта трещины применим статистический метод, предложенный А.Д. Степановым в работе [14] и не требующий нахождения нормали. Основа метода состоит в построении следящих окружностей вокруг граничных элементов – выделенных ячеек расчетной области, расположенных за распространяющимся фронтом. Радиус окружности, построенной вокруг элемента, равен расстоянию от центра элемента до фронта трещины. Определение новых граничных элементов происходит по геометрическому критерию. Расстояние до фронта может быть связано с раскрытием трещины и скоростью ее распространения с помощью асимптотических формул [15-17]. Общая форма универсального асимптотического зонтика (УАЗ), описанного в работах А.М. Линькова [16, 17], может быть записана в виде

$$w = A_w(v) r^\alpha, \quad (6)$$

где  $v$  – скорость фронта;  $r$  – расстояние до фронта;  $A_w$  и  $\alpha$  – табличные значения, определяемые режимом распространения и приведенные в работе [17].

ПРЕДЛАГАЕМЫЙ ПОДХОД НЕ ТОЛЬКО ПОЗВОЛЯЕТ МОДЕЛИРОВАТЬ ТЕЧЕНИЕ НЕЮТОНОВСКИХ ЖИДКОСТЕЙ, НО И СУЩЕСТВЕННО ОБЛЕГЧАЕТ ДОБАВЛЕНИЕ НОВЫХ ЭФФЕКТОВ: ПЕРЕНОСА ПРОППАНТА, КОНТРАСТА УПРУГИХ МОДУЛЕЙ, ИЗМЕНЕНИЯ РЕОЛОГИИ ЖИДКОСТИ И ДР.

Соотношение (6) позволяет определить скорость фронта по значениям раскрытия и расстояния до фронта на предыдущем шаге.

Новое расстояние до фронта будем пересчитывать из скорости методом Эйлера.

УАЗ применим для ньютоновских и неьютоновских жидкостей, а также разных режимов распространения трещины (доминирующих трещиностойкости, вязкости, утечек). При росте трещины в слоистой среде на разных участках фронта могут реализовываться разные режимы распространения, для учета этой особенности выбор формы УАЗ проводится в каждой ячейке независимо.

## ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ

В работе [18] приведены результаты расчетов с использованием моделей EP3D (улучшенной модели Pseudo3D) и ILSA для трехслойного симметричного пласта, в котором иницииру-

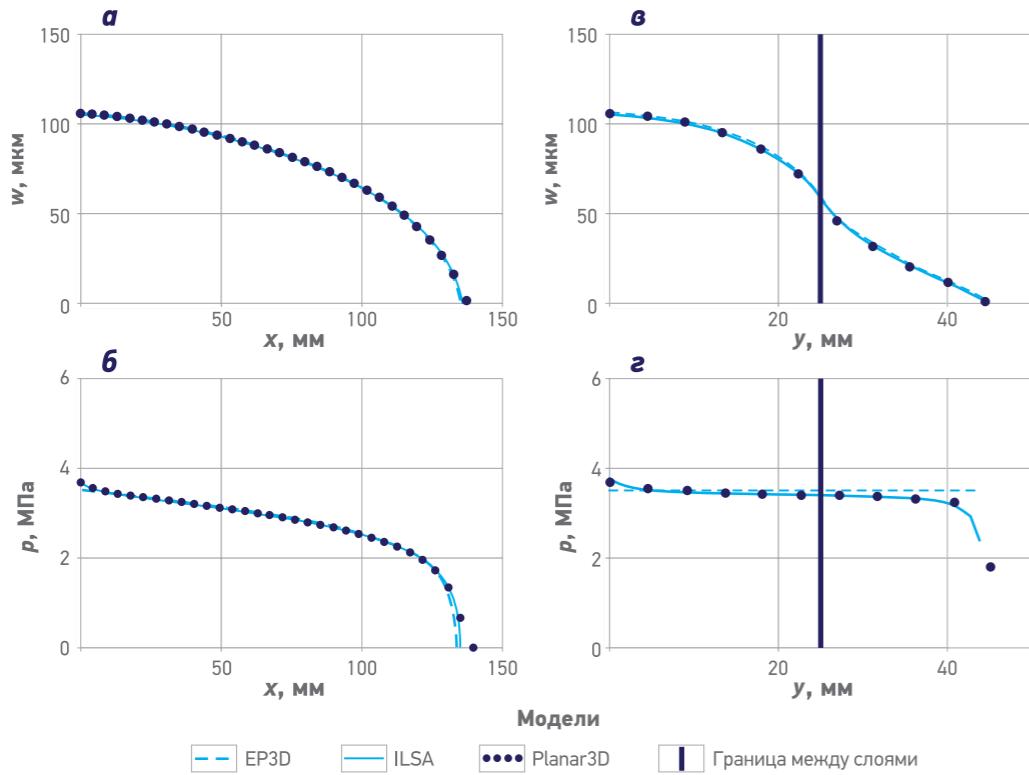


Рис. 1. Профили раскрытия (а, в) и давления (б, г) в горизонтальном (а, б) и вертикальном (в, г) сечениях [18]

ется плоская трещина равномерной закачкой ньютоновской жидкости. Параметры численного эксперимента: толщина центрального слоя – 5 см, контраст напряжений – 4,3 МПа, скорость закачки 1,7  $\text{мм}^3/\text{с}$ ,  $E=3,3 \text{ ГПа}$ ,  $\nu=0,4$ ,  $\mu=30,2 \text{ Па}\cdot\text{с}$ ,  $n=1$ ,  $C_L=0$ , критический коэффициент интенсивности напряжений  $K_c=0$ , время моделирования – 604 с. На рис. 1 приведены профили раскрытия и давления в вертикальном и горизонтальном сечениях трещины, проходящих через источник. За исключением незначительного отклонения давления в области фронта трещины результаты предложенной модели совпадают с полученными на модели ILSA.

В процессе моделирования роста трещины в слоистой среде было показано влияние реологии жидкости на геометрию трещины. На рис. 2 приведены результаты расчетов для трехслойного пласта с заданным контрастом напряжений. Объем жидкости и скорость закачки сохранялись, показатель степени реологии  $n$  для закачиваемой жидкости выбирался в диапазоне от 0,5 до 1 ( $n=1$  соответствует ньютоновской жидкости). По мере увеличения  $n$  отношение длины трещины к ее высоте (aspect ratio) возрастало, раскрытие трещины в слое со скимающими напряжениями уменьшалось. Эта зависимость показывает важность учета реологии жидкости,

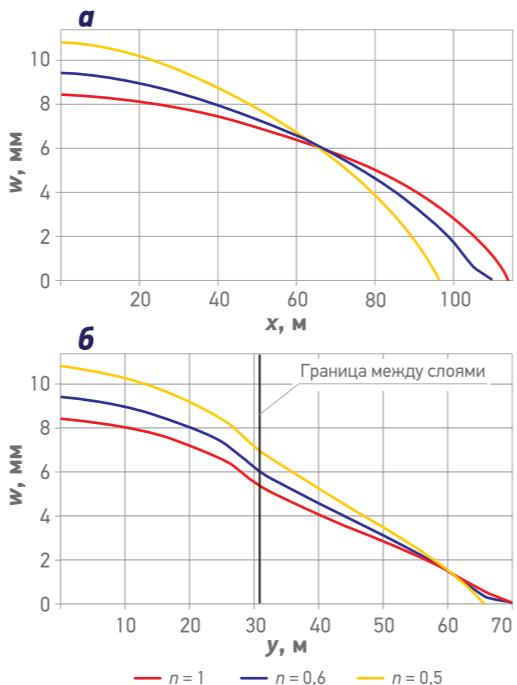


Рис. 2. Влияние реологии жидкости на профили раскрытия в горизонтальном (а) и вертикальном (б) сечениях

так как эффективность добычи после проведения ГРП определяется в том числе формой трещины.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе описано распространение плоской трещины в слоистой среде, полученное с использованием модели Planar3D. Ключевые особенности предлагаемой модели заключаются в сведении системы дифференциальных уравнений в частных производных к динамической системе, а также в применении универсальных асимптотик для определения положения фронта трещины. Предлагаемый под-

ход не только позволяет моделировать течение неニュтоновских жидкостей, но и существенно облегчает добавление новых эффектов: переноса пропанта, контраста упругих модулей, изменения реологии жидкости и др. Предложенная модель была реализована в программе расчета геометрии трещины ГРП в однородной среде с учетом контраста напряжений.

## Список литературы

1. Hydraulic fracture optimization with a p-3D model T. Pitakbunkate [et al.] // SPE 142303-MS. – 2011.
2. Computer simulation of hydraulic fractures J. Adachi [et al.] // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2007. – Т. 44. – №. 5. – С. 739-757.
3. Peirce A. Implicit level set algorithms for modelling hydraulic fracture propagation // Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences. – 2016. – Т. 374. – №. 2078. – С. 20150423.
4. Mack M.G., Warpinski N.R. Mechanics of hydraulic fracturing // Reservoir stimulation. – 2000. – С. 6-1.
5. Modified Formulation,  $\epsilon$ -Regularization and the Efficient Solution of Hydraulic Fracture Problems / A.M. Linkov [et al.] // ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing. – International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering, 2013.
6. Osipov A.A. Fluid mechanics of hydraulic fracturing: a review // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Т. 156. – С. 513-535.
7. Подходы к моделированию гидроразрыва пласта и направления их развития / М.М. Хасанов, Г.В. Падерин, Е.В. Шель [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 12. – С. 37-41.
8. Peirce A. Modeling multi-scale processes in hydraulic fracture propagation using the implicit level set algorithm // Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering. – 2015. – Т. 283. – С. 881-908.
9. Implementing a universal tip asymptotic solution into an implicit level set algorithm (ILSA) for multiple parallel hydraulic fractures / E.V. Dontsov [et al.] // 50th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 26-29 June 2016, Houston, Texas // American Rock Mechanics Association, 2016. – В. 1. – Р. 722-729.
10. Stepanov A. D., Linkov A. M. On increasing efficiency of hydraulic fracture simulation by using dynamic approach of modified theory // Proceedings of Summer School-Conference «Advanced Problems in Mechanics 2016». – 2016. – С. 393-403.
11. Markov N.S., Linkov A.M. An effective method to find Green's functions for layered media // Materials Physics and Mechanics. – 2017. – № 2. – В. 32. – Р. 133-143.
12. Peirce A., Detournay E. An implicit level set method for modeling hydraulically driven fractures // Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering. – 2008. – Т. 197. – № 33-40. – С. 2858-2885.
13. Solution of crack problems: the distributed dislocation technique / D.A. Hills [et al.] // Springer Science & Business Media, 2013. – Т. 44.
14. Stepanov A.D. Statistical Method for Tracing Hydraulic Fracture Front Without Evaluation of the Normal // International Journal of Engineering & Technology. – 2018. – 7(4.26). – Р. 274-278.
15. Garagash D.I., Detournay E., Adachi J.I. Multiscale tip asymptotics in hydraulic fracture with leak-off // Journal of Fluid Mechanics. – 2011. – Т. 669. – С. 260-297.
16. Linkov A. M. Universal asymptotic umbrella for hydraulic fracture modeling // arXiv preprint arXiv:1404.4165. – 2014: <https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/1404/1404.4165.pdf>.
17. Linkov A.M. The particle velocity, speed equation and universal asymptotics for the efficient modelling of hydraulic fractures // Journal of Applied Mathematics and Mechanics. – 2015. – Т. 79. – № 1. – С. 54-63.
18. Dontsov E.V., Peirce A.P. An enhanced pseudo-3D model for hydraulic fracturing accounting for viscous height growth, non-local elasticity, and lateral toughness, Engineering Fracture Mechanics, 2015. DOI: 10.1016/j.engfracmech.2015.05.043.

## Reference

1. Pitakbunkate T. et al., Hydraulic fracture optimization with a p-3D model, SPE 142303-MS, 2011.
2. Adachi J. et al., Computer simulation of hydraulic fractures, International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2007, V. 44, no. 5, pp. 739-757.
3. Peirce A., Implicit level set algorithms for modelling hydraulic fracture propagation, Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences, 2016, V. 374, no. 2078, pp. 20150423.
4. Mack M.G., Warpinski N.R., Mechanics of hydraulic fracturing, Reservoir stimulation, 3rd ed, Chichester: Wiley, 2000, 856 р.
5. Linkov A. M. et al., Modified formulation,  $\epsilon$ -regularization and the efficient solution of hydraulic fracture problems, Proceedings of ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing, 20-22 May 2013, Brisbane, Australia. Publ. of Society for Rock Mechanics and Rock Engineering, 2013.
6. Osipov A.A., Fluid mechanics of hydraulic fracturing: a review, Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, V. 156, pp. 513-535.
7. Khasanov M.M., Paderin G.V., Shel' E.V. et al., Approaches to modeling hydraulic fracturing and their development (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2017, no. 12, pp. 37-41.
8. Peirce A., Modeling multi-scale processes in hydraulic fracture propagation using the implicit level set algorithm, Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 2015, V. 283, pp. 881-908.
9. Dontsov E. V. et al., Implementing a universal tip asymptotic solution into an implicit level set algorithm (ILSA) for multiple parallel hydraulic fractures, Proceedings of 50th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 26-29 June 2016, Houston, Texas, Publ. of American Rock Mechanics Association, 2016, V. 1, pp. 722-729.
10. Stepanov A. D., Linkov A. M., On increasing efficiency of hydraulic fracture simulation by using dynamic approach of modified theory, Proceedings of Summer School-Conference «Advanced Problems in Mechanics 2016», 2016, pp. 393-403.
11. Markov N.S., Linkov A.M., An effective method to find Green's functions for layered media, Materials Physics and Mechanics, 2017, V. 32, no. 2, pp. 133-143.
12. Peirce A., Detournay E., An implicit level set method for modeling hydraulically driven fractures, Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 2008, V. 197, no. 33-40, pp. 2858-2885.
13. Hills D. A. et al., Solution of crack problems: the distributed dislocation technique, Springer Science & Business Media, 2013.
14. Stepanov A.D., Statistical method for tracing hydraulic fracture front without evaluation of the normal, International Journal of Engineering & Technology, 2018, no. 7(4.26), pp. 274-278.
15. Garagash D.I., Detournay E., Adachi J.I., Multiscale tip asymptotics in hydraulic fracture with leak-off, Journal of Fluid Mechanics, 2011, V. 669, pp. 260-297.
16. Linkov A. M., Universal asymptotic umbrella for hydraulic fracture modeling, arXiv preprint arXiv:1404.4165, 2014, URL: <https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/1404/1404.4165.pdf>.
17. Linkov A. M., The particle velocity, speed equation and universal asymptotics for the efficient modelling of hydraulic fractures, Journal of Applied Mathematics and Mechanics, 2015, V. 79, no. 1, pp. 54-63.
18. Dontsov, E.V., Peirce, A.P., An enhanced pseudo-3D model for hydraulic fracturing accounting for viscous height growth, non-local elasticity, and lateral toughness, Engineering Fracture Mechanics, 2015, DOI: 10.1016/j.engfracmech.2015.05.043.

# ОПТИМАЛЬНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ЦЕННОСТИ ИНФОРМАЦИИ

**А.Р. Валиахметова, Ю.Н. Павельева, В.С. Котежеков**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**А.С. Григорьев**

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

**Электронные адреса:** Valiakhmetova.AR@gazpromneft-ntc.ru,  
Paveleva.YuN@gazpromneft-ntc.ru, Kotezhekov.VS@gazpromneft-ntc.ru,  
a.grigoryev@polytechncm.com

Гидродинамические исследования являются источником ключевой информации при планировании и контроле разработки месторождений. В связи с технологическими и экономическими ограничениями на проведение исследований полноценный охват действующего фонда скважин затруднен. В статье рассмотрен подход к определению необходимости проведения гидродинамических исследований на этапе планирования бурения скважин с применением методики оценки ценности информации value of information (VOI).

**Ключевые слова:** гидродинамические исследования скважин, бурение скважин, фильтрационно-емкостные свойства пласта, пластовое давление, кригинг

OPTIMAL WELL TESTS PLANNING BASED ON THE METHOD OF VALUE OF INFORMATION

**A.R. Valiakhmetova, Y.N. Paveleva, V.S. Kotezhekov**

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

**A.S. Grigoryev**

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

Well testing are a source of key information for planning and control of field development. Due to technological limitations and the economic costs of conducting research the full-scale research coverage of existing wells is difficult. This article describes an approach for assessing the need of WTA at the planning stage of well drilling based on the value of information (VOI) methodology.

**Keywords:** well testing, well drilling, filtration and capacitive properties of rocks, formation pressure, kriging

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-2-20-24

## ВВЕДЕНИЕ

Результаты гидродинамических исследований (ГДИ) скважин являются ключевой информацией при планировании и контроле разработки месторождений. Они позволяют определить и уточнить геологическое строение, контролировать и вести мониторинг энергетического состояния пласта и разработки месторождения, определять текущее состояние скважины и пласта, обосновывать и контролировать эффективность геолого-технических мероприятий. Тем не менее полный охват действующего фонда скважин ГДИ в большинстве случаев затруднен в связи с технологическими и экономическими ограничениями на проведение исследований.

При планировании программы ГДИ скважин специалисты часто сталкиваются с проблемой значительных ограничений по лимиту

потерь добычи нефти. В данных условиях для проведения ГДИ выбираются, как правило, малодебитные скважины. Одновременно с этим основной задачей при планировании ГДИ является оценка длительности исследования, обеспечивающая регистрацию данных при радиальном режиме фильтрации. Однако выход на радиальный режим течения, особенно для горизонтальных скважин с трещинами многостадийного гидравлического разрыва пласта (ГРП), вскрывающих низкопроницаемые коллекторы, часто может превышать 10 сут. Результаты исследований с длительностью, не позволяющей регистрировать радиальный режим течения, как правило, являются малоинформационными. В связи с этим при планировании длительности ГДИ необходимо определять баланс между затратами на проведение ис-

следования и ценностью информации, которую оно дает.

Оптимизация процессов планирования ГДИ, включающая выбор скважин-кандидатов для проведения ГДИ и определение длительности исследования, является актуальной задачей при мониторинге разработки месторождения.

В статье рассмотрен метод оптимального планирования ГДИ на основе методики оценки ценности информации VOI (Value of Information) [1]. По этой методике предполагается проводить исследования до начала бурения в скважинах действующего фонда, которые располагаются возле проектной зоны бурения, с целью снижения неопределенностей свойств пласта в зонах проектного бурения. Результатом разработанного подхода является инструмент, позволяющий ранжировать скважины для ГДИ и выбирать оптимальную длительность исследования.

## ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ОЦЕНКИ VOI

Метод оценки VOI используется для оценки необходимости проведения исследования при принятии решения в условиях неопределенности данных. Оценка экономической ценности информации позволяет охарактеризовать экономическую выгоду от выполнения исследования, определить его эффективность и достаточность.

Ценность информации VOI определяется по следующей формуле:

$$VOI = EMV_{wi} - EMV_{woi} \quad (1)$$

где  $EMV_{wi}$  – ожидаемая ценность (денежная стоимость – expected monetary value) проекта соответственно с учетом и без учета полученной информации.

Без дополнительного исследования перед бурением новой скважины добыча и прибыль могут быть недооценены либо переоценены, в то время как проведение такого исследования может дать информацию, которая позволит корректно определить прибыль проекта. Ожидаемая ценность проекта рассчитывается следующим образом:

$$EMV = \sum_{k=1}^M NPV_k \cdot P_k = NPV_1 \cdot P_1 + NPV_2 \cdot P_2 + \dots + NPV_M \cdot P_M, \quad (2)$$

где  $NPV$  – накопленный дисконтированный денежный доход;  $P$  – вероятность наступления варианта исхода.

Затраты на проведение исследования (стоимость спускоподъемных операций и интерпретации) и потери добычи при оста-

новке скважины на исследование учитываются в  $EMV_{wi}$ . Таким образом, экономическим обоснованием для необходимости выполнения исследования является ценность информации, превышающая нулевой порог. В противном случае VOI должна быть больше капитальных вложений в проведение исследования.

Ценность информации будет нулевой, если она не снижает диапазон неопределенности и если снижение неопределенности не вносит никаких изменений в дальнейшие решения по проекту. Оценка VOI позволяет на количественном уровне определить экономическую целесообразность ГДИ и вовремя отказаться от проведения неэффективных исследований.

**РЕЗУЛЬТАТОМ ИНТЕГРАЦИИ МЕТОДОЛОГИИ ОЦЕНКИ VOI И ПЛАНИРОВАНИЯ ГДИ ЯВЛЯЕТСЯ ИНСТРУМЕНТ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ОПРЕДЕЛИТЬ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ В ДЕЙСТВУЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ, НАХОДЯЩЕЙСЯ ВБЛИЗИ ПРОЕКТНОЙ**

## ИНТЕГРАЦИЯ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ VOI И ПЛАНИРОВАНИЯ ГДИ

При расчете показателей добычи запланированных к бурению скважин одними из основных неопределенностей являются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и пластовое давление. Значения ФЕС и пластового давления в точке проектной скважины используются для определения запускных параметров скважины, накопленной добычи и оценки экономических показателей. В связи с этим корректное определение параметров пласта является ключевой задачей при планировании бурения скважин.

Результатом интеграции методологии оценки VOI и планирования ГДИ является инструмент, позволяющий определить необходимость проведения исследования в действующей скважине, находящейся вблизи проектной. С целью оценки VOI инструмент последовательно решает следующие задачи:

- 1) определение исходных распределений проницаемости и пластового давления в действующих скважинах;
- 2) интерполяция исходных распределений в точку проектной скважины;
- 3) моделирование ГДИ в действующих скважинах, расположенных вблизи проектной скважины, и построение распределений проницаемости и пластового давления с учетом результатов исследований;

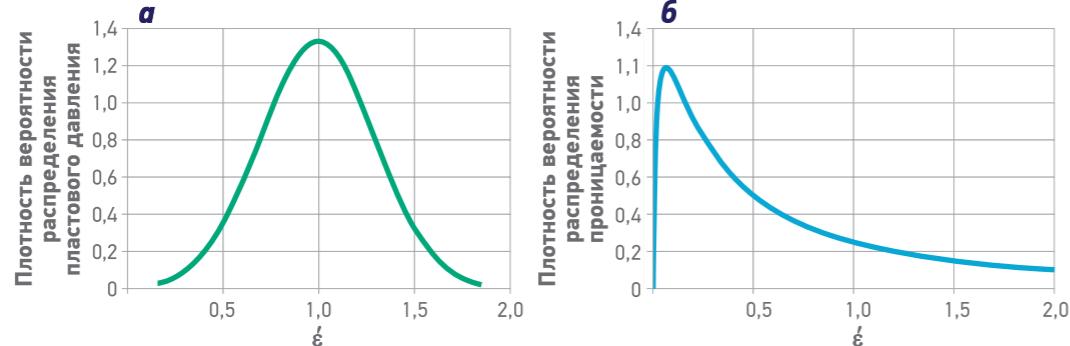


Рис. 1. Распределение отклонений  $\epsilon$  значений давления (а) и проницаемости (б), полученных по результатам ГДИ, от значений, полученных по картам

4) интерполяция измененных распределений в точку проектной скважины;  
 5) расчет ожидаемой прибыли проектной скважины без проведения исследования ГДИ ( $EMV_{woi}$ );  
 6) расчет ожидаемой прибыли от проектной скважины с учетом проведения ГДИ ( $EMV_{wi}$ ).  
 При проектировании скважины значения проницаемости и пластового давления определяются по имеющимся картам распределения свойств. В свою очередь построение карт основывается на результатах проведения ГДИ. Из-за имеющихся погрешностей при построении карт распределения свойств, а также в результатах ГДИ значения проницаемости и пластового давления с карт часто не являются аналогичными результатам ГДИ. На первом этапе инструмент оценивает распределение параметров, основываясь на определении параметра  $\epsilon$  – отношения значений проницаемости и пластового давления, определенных по результатам ГДИ, к значениям, определенным по картам проницаемости и пластового давления (рис. 1). Таким образом параметр  $\epsilon$  описывает неопределенность в параметре. После определения  $\epsilon$  для каждого имеющегося ГДИ оценивается распределение отклонений  $\epsilon$  для каждого параметра. Разработка методологии проводилась на существующем межсторождении, в результате параметр  $\epsilon$  для проницаемости имел логнормальное, а для пластового давления – нормальное распределение (см. рис. 1).

Свойства пласта в точках существующих скважин до проведения ГДИ определяются путем произведения  $\epsilon$  на значение пластового параметра, полученного по карте.

На следующем этапе инструмент интерполирует исходные распределения в точках действующих скважин в точку проектной скважины. Для интерполяции используется метод сплайн-интерполяции, который оценивает значения, используя математические функции. В результате интерполяции для проектной скважины строятся распределения

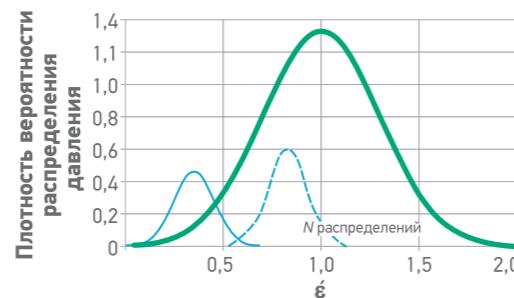


Рис. 2. Разбиение исходного распределения пластового давления на дискретные значения

проницаемости и пластового давления до проведения ГДИ.  
 Возможные реализации проницаемости и пластового давления имеют широкие исходные распределения и являются непрерывными величинами. По этой причине перед моделированием ГДИ исходные распределения в точках существующих скважин разбиваются на  $N$  дискретных исходов (рис. 2). Число исходов  $N$  определяется на основе точности/погрешности результатов ГДИ. Точность результатов ГДИ определяется экспертым путем. Вероятности исходов рассчитываются на основе данных вероятностного моделирования путем деления числа реализаций на  $N$ . При моделировании 100 значений проницаемости, если скважина в 20 реализациях попала в первое распределение, вероятность должна составить 20 %.

Для оценки распределений свойств пласта в точке проектной скважины после проведения ГДИ необходимо создать синтетическое ГДИ. Моделирование запланированного ГДИ проводится путем решения задачи о нестационарном притоке к скважине с постоянным дебитом на основе исходных распределений свойств пласта. Уравнением, описывающим процессы, происходящие при исследованиях ГДИ, является уравнение пьезопроводности  $\chi$ , которое описывает неустановившееся, однофазное, одномерное течение флюида в пористой среде и выражает связь между пластовым

давлением  $p_{pl}$ , временем  $t$  и расстоянием  $r$  от скважины до точки наблюдения

$$\frac{1}{\chi} \frac{\partial \Delta p_{pl}}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial \Delta p_{pl}}{\partial r} \right), \quad (3)$$

Уравнение пьезопроводности для простого случая работы вертикальной скважины в бесконечном пласте имеет вид.

$$\Delta p_{pl}(t, r) = -9,205 \frac{q B \mu}{k h} Ei \left( -\frac{r^2}{0,00036 \chi t} \right), \quad (4)$$

$q$  – дебит скважины,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $B$  – объемный коэффициент;  $\mu$  – вязкость жидкости,  $\text{мPa}\cdot\text{с}$ ;  $k$  – проницаемость,  $10^{-3} \text{ мкм}^2$ ;  $h$  – толщина пласта, м.

Решение уравнения (4) позволяет получить модель, характеризующую распределение давления в пласте.

Инструмент дает возможность моделировать ГДИ для случаев с разным заканчиванием скважин (вертикальная скважина, вертикальная скважина с ГРП, горизонтальная скважина, горизонтальная скважина с многостадийным ГРП). На первом этапе по заданным свойствам пласта и флюида моделируется ГДИ, описывающее изменение забойного давления в скважине. На следующем этапе строится билогарифмический график (рис. 3), по которому определяют свойства пласта. Таким образом, с помощью синтетического ГДИ можно спрогнозировать, как будет выглядеть в билогарифмических координатах кривая восстановления давления (КВД), характеризующего остановку скважины.

Моделирование ГДИ проводится для  $N$  исходов и для разного времени исследования  $t$  (50-100-150...ч) (рис. 4), в результате чего инструмент определяет свойства пласта по результатам исследования, зависящих от длительности ГДИ.

По данным моделирования распределения свойств пласта будут изменяться: дисперсия уменьшается при увеличении длительности исследования (см. рис. 4). Идеальным считается исследование с длительностью, достаточной для достижения производной давле-

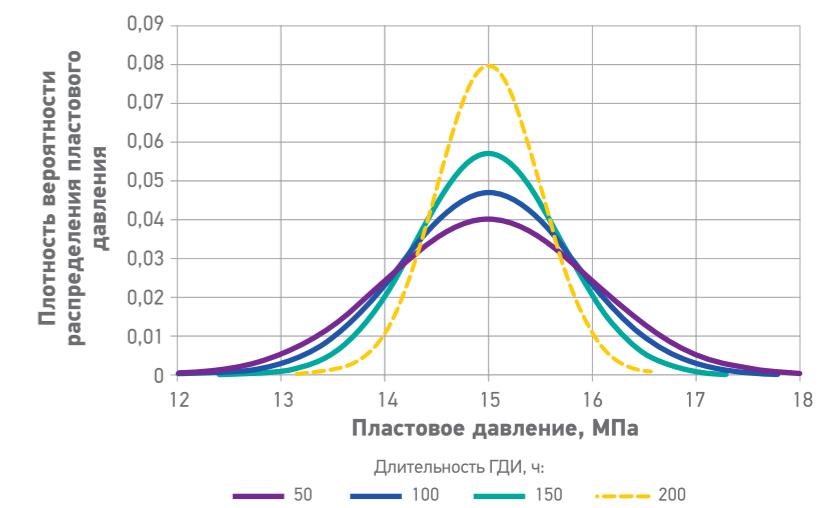


Рис. 4. Изменение распределения пластового давления в зависимости от времени ГДИ

ния на билогарифмическом графике радиального режима течения, что указывает на достоверность значений проницаемости и пластового давления, полученных по результатам ГДИ. Чем ближе длительность исследования к идеальному ГДИ, тем ниже неопределенность в параметрах и тем ближе распределение к идеальному. Моделирование разной длительности ГДИ проводится для  $N$  распределений.

Результаты смоделированного ГДИ позволяют снизить неопределенности свойств пласта в точке проектной скважины.

Ожидаемая прибыль от запланированной к бурению скважины до проведения ГДИ рассчитывается с учетом исходного распределения, после проведения ГДИ – для каждого дискретного варианта исхода из  $N$  возможных и для разной длительности исследования.

На первом этапе расчета прибыли по методу Монте-Карло определяются значения проницаемости и пластового давления с вероятностями распределения P10, P50, P90 и оценивается запускной дебит скважины. По соседним скважинам определяются темпы снижения дебита скважины, усредненный темп падения используется для проектной скважины. Произведение запускного значения дебита и усредненного темпа снижения характеризует профиль добычи проектной скважины. На основе профиля добычи оценивается NPV проектного бурения, который учитывает операционные затраты и капитальные вложения в проект. При оценке NPV после запланированного исследования в капитальных вложениях учитываются расходы на проведение ГДИ: стоимость интерпретации исследования, инструментальных замеров.

Ожидаемая ценность  $EMV_{wi}$  после проведения ГДИ рассчитывается как сумма отдельно

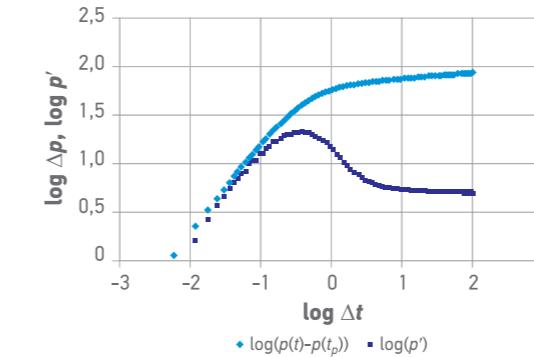


Рис. 3. Результаты моделирования ГДИ

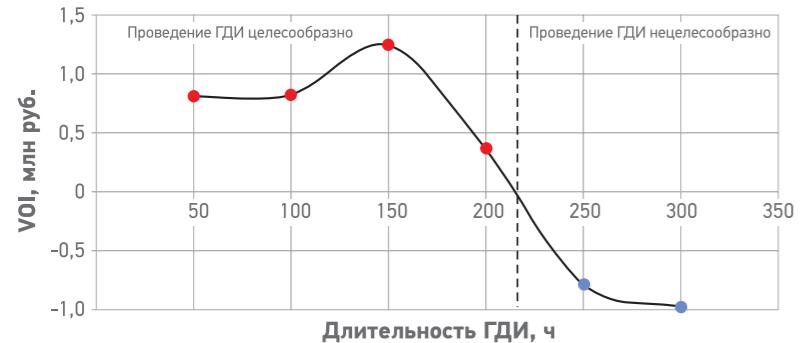


Рис. 5. Зависимость VOI от длительности ГДИ

взятых  $N$  исходов, умноженных на соответствующие вероятности исходов,

$$\text{EMV}_{wi}(t_i) = \text{EMV}_{wi_1}(t_i) \cdot P_1 + \text{EMV}_{wi_2}(t_i) \cdot P_2 + \dots + \text{EMV}_{wi_N}(t_i) \cdot P_n = \sum_{j=1}^N \text{EMV}_{wi_j}(t_i). \quad (5)$$

Апробация и оптимизация инструмента оценки необходимости проведения ГДИ выполняются на одном из активно разбуриваемых месторождений. По результатам моделирования ГДИ в скважине, находящейся вблизи проектной, была проведена оценка VOI, полученной от запланированного исследования. На рис. 5 представлена зависимость VOI от длительности ГДИ. Исследование экономически обосновано при  $VOI > 0$ . По экстремуму функции определяется оптимальная длительность исследования, равная 150 ч.

#### Список литературы

1. Caers J. Modeling Uncertainty in the Earth Sciences, – Wiley, 2011. – 246 p.
2. Grayson C.J. Decision under uncertainty: drilling decisions by oil and gas operators, – Boston: Harvard Business School, 1960.
3. Koninx J.P. Value-of-Information – from Cost-Cutting to Value-Creation//SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (Australia). – 2000.
4. Peskova D.N., Sizykh A.V., Rukavishnikov V.S., IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2015, Oil and Gas Exploration Planning using VOI Technique.
5. Value of Information in the oil and gas industry: past, perfect, and future / R.B. Bratvold [et al.] // SPE 110378-MS. – 2007.
6. Rexilius J.P., Prochnow S.J., Morgan M., Utilizing Fit-For-Purpose Decision Analysis Techniques to Maximize Value From Unconventionals: Case Studies from the Wolfcamp Play, Permian SPE Unconventional Resources Conference (Canada). – 2014.
7. Дем'янов В.В., Савельева Е.А. Геостатистика: теория и практика / под ред. Р.В. Арутюняна. – М.: Наука, 2010. – 327 с.
8. Кременецкий М. И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. – 896 с.

#### Reference

1. Caers J., Modeling uncertainty in the Earth sciences, Wiley, 2011, 246 p.
2. Grayson C.J., Decision under uncertainty: drilling decisions by oil and gas operators, Boston: Harvard Business School, 1960.
3. Koninx J.P., Value-of-information – from cost-cutting to value-creation, SPE 64390-MS, 2000, <https://doi.org/10.2118/64390-MS>.
4. Peskova D.N., Sizykh A.V., Rukavishnikov V.S., Oil and gas exploration planning using VOI technique, IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2016, DOI: 10.1088/1755-1315/33/1/012032.
5. Bratvold R.B. et al., Value of Information in the oil and gas industry: past, perfect, and future, SPE 110378-MS, 2007.
6. Rexilius J.P., Prochnow S.J. et al., Utilizing fit-for-purpose decision analysis techniques to maximize value from unconventional: Case Studies from the Wolfcamp Play, Permian basin, SPE 171665-MS, 2014, <https://doi.org/10.2118/171665-MS>.
7. Dem'yanov V.V., Savel'eva E.A., Geostatistika. Teoriya i praktika (Geostatistics. Theory and practice), Moscow: Nauka Publ., 2010, 327 p.
8. Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N., Informatsionnoe obespechenie i tekhnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya neftyanykh i gazovykh zalezey (Information support and technologies of hydrodynamic modeling of oil and gas deposits), Izhevsk: Publ. of RKhD, 2012, 896 p.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенный в статье метод позволяет определить необходимость проведения ГДИ и рекомендации по продолжительности исследования. После моделирования ГДИ на нескольких соседних скважинах по отношению к проектным инструментом дает возможность ранжировать скважины-кандидаты для ГДИ по величине VOI.

Предложенная методика оценки VOI позволяет:

- провести автоматизированную оценку неопределенностей ФЕС и пластового давления в зоне планируемого бурения;
- дать экономически обоснованные рекомендации по проведению ГДИ в районе бурения скважин исходя из рейтинга скважин по необходимости проведения ГДИ и оценки оптимальной длительности ГДИ;
- установить связь между затратами на проведение ГДИ и последующими экономическими решениями на основе результатов исследования.

В дальнейшем предполагается применение методологии оценки VOI для планирования ГДИ с целью повышения эффективности проводимых геолого-технических мероприятий.

## ЗАКАЧКА ЖИРНОГО ГАЗА С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

**Н.Г. Главнов, М.В. Вершинина, А.В. Пенигин, Д.О. Прокофьев**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**Д.Ю. Баженов, А.Н. Шорохов, И.Р. Гарипов**

ООО «Газпромнефть-Ямал»

**P.L. McGuire**

Subsurface Consultants & Associates, USA, Houston

**Электронные адреса:** Glavnov.NG@gazpromneft-ntc.ru, Vershinina.MV@gazpromneft-ntc.ru

**Ключевые слова:** смешивающееся вытеснение, закачка газа, коэффициент извлечения нефти (КИН), третичные методы

Технология смешивающегося вытеснения нефти газом позволяет увеличить текущую добычу и конечный коэффициент извлечения нефти (КИН), а также максимально эффективно использовать легкие компоненты нефтяного газа. Рассматриваемое нефтяное месторождение включает несколько резервуаров с нефтяной оторочкой. Основная цель стратегии его разработки заключается в максимально эффективном использовании всех имеющихся ресурсов углеводородов. Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) предназначена для выделения стабилизированного конденсата из нефтяного газа и его смешения с нефтью с целью получения дополнительной прибыли. Сухой газ заканчивается в газовые шапки резервуаров с целью поддержания пластового давления. Другим продуктом УКПГ являются фракции  $C_2-C_4$ , которые можно подавать в смеси с сухим газом и/или закачивать их в оторочку для смешения и получения дополнительных добычи и увеличения КИН. Вначале была создана и настроена модель РВТ-флюидов, далее выполнены дизайн и моделирование лабораторного исследования для установления условий смешения (оптимальной жирности газа). Получив результаты лабораторных экспериментов и, используя программное обеспечение для композиционного моделирования, исследованы стратегии закачки и режимы разработки. Потенциальные объекты для закачки были ранжированы и выбраны наиболее перспективные. Для определения оптимального расположения нагнетательных скважин проанализирована работа текущих и планируемых элементов разработки на месторождении. Созданы интегрированные модели для учета составов и объемов закачиваемого и добываемого газов. Такие модели позволили также отследить «узкие» места в добывающей инфраструктуре и оценить их влияние на УКПГ.

#### EOR MISCELLY GAS INJECTION

**N.G. Главнов, M.V. Вершинина, A.V. Пенигин, D.O. Прокофьев**

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

**D.Y. Баженов, A.N. Шорохов, I.R. Гарипов**

Gazpromneft-Yamal LLC, RF, Tyumen

**P.L. McGuire**

Subsurface Consultants & Associates LLC, USA, Houston

Across company's portfolio of technological projects an especial place is reserved for gas technologies and miscible flooding is one of them. It allows to increase current production and overall recovery factor but also helps utilize light gas components which otherwise would be flamed or sold without extra value. The oil field under consideration includes several oil rim reservoirs. The main consideration behind its development strategy was to use all available resources as efficient as possible. The gas plant is designed to produce stabilized NGL from associated gas and mix it with oil to gain extra value from increased volume and lightness. Lean gas is injected into gas caps. The other product is  $C_2-C_4$  which could be sold with lean gas or put to good use and be injected in oil rim to displace oil in a miscible way. At the beginning PVT model was designed and MME was evaluated. Having results from actual lab experiments and compositional simulation software available optimal composition of injection fluids and pressure regimes were investigated. Reservoirs were ranked and most prominent chosen. Current and planned patterns of oilfields were studied for best injector location. Integrated models were built to monitor and predict produced and injected gas compositions and volumes. In addition they allowed watching for bottle-necks in production network, cryogenic plant, gas facilities and calculation of recycling volume.

**Keywords:** miscible, EOR, injection

**DOI: 10.24887/2587-7399-2019-2-25-29**

## ВВЕДЕНИЕ

Рассматриваемое месторождение расположено на п-ве Ямал в регионе с неразвитой транспортной инфраструктурой. Промышленная разработка месторождения ведется с 2016 г.

В его разрезе выделяются 20 объектов разработки, 5 из них содержат 90 % начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти и относятся к основным. Залежи нефти представлены оторочками краевого и подстилающего типов с массивной газовой шапкой.

Общий объем добываемого нефтяного газа складывается из растворенного и прорывного газов газовой шапки. Компонентный состав газа был исследован на девяти пробах, по результатам количественного химического анализа содержание «жирных» компонентов  $C_2$ - $C_4$  варьируется в зависимости от изменения пластового давления и объекта разработки: в прорывном газе газовой шапки оно составляет 5-7 %, в растворенном – 8-21 %. В рамках проектного решения по эффективному использованию газа реализуется стратегия обратной закачки нефтяного газа в газовые шапки пластов, за счет которой достигается поддержание пластового давления и увеличение добычи нефти из скважин, пробуренных в нефтяной оторочке. Подготовленный газ, в основном состоящий из метана (>90 %), после осушки и отведения компрессата поступает в линию для закачки.

В составе подготовленного газа также присутствуют легкие углеводородные компоненты  $C_2$ - $C_4$ , наличие которых влияет на растворение газа в нефти в пластовых условиях. При относительно небольших затратах на модификацию системы комплексной подготовки газа по сравнению с прогнозируемым эффектом эти компоненты могут быть выделены в отдельный поток с целью получения обогащенного газа и возможности организации смещающегося вытеснения.

В процессе разработки месторождения меняется как фактический газовый фактор, так и состав добываемого газа. Принимая во внимание текущую оценку профиля добычи газа при пиковой добыче и накопленном ее объеме добычи, можно сделать вывод, что добываемого количества компонентов  $C_2$ - $C_4$  будет недостаточно для организации закачки в смещающемся режиме во все резервуары или даже для полного обеспечения одного.

Еще одним важным фактором являются технологические ограничения текущего проекта установки комплексной подготовки газа

(УКПГ), позволяющие построить установку с коэффициентом извлечения лишь около 50 % общего объемного содержания компонентов  $C_2$ - $C_4$ .

С целью оптимизации использования ресурса легких компонентов решались две задачи: 1) увеличение объема закачиваемого агента путем смешения потока  $C_2$ - $C_4$  с установки стабилизации конденсата с некоторым объемом сухого газа при сохранении условия смешиваемости; 2) выбор объекта и скважин для закачки с наименьшим удельным расходом газа на единицу дополнительной добычи нефти.

### ВЫБОР ПЛАСТОВ-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ЗАКАЧКИ ГАЗА

При выборе потенциальных пластов для закачки газа рассматривались все пять основных объектов разработки по нескольким критериям: 1) потенциальные геологические объемы запасов для воздействия; 2) эффективность вытеснения; 3) проектная стратегия воздействия на пласт (закачка газа и воды). Первый критерий определяется нефтенасыщенной толщиной нефтяной оторочки, пористостью, остаточной нефтенасыщенностью и плотностью сформированной или проектной сетки скважин. Все эти параметры определяют дренируемый поровый объем, занятый нефтью после стадии истощения или заводнения.

Второй критерий связан с неоднородностью порового пространства и выдержанности коллектора в разрезе. Высокая однородность пласта-коллектора позволяет добиться равномерного фронта вытеснения нефти газом, что увеличивает коэффициент охвата и коэффициент извлечения нефти (КИН). Для описания и оцифровки параметров неоднородности использовались коэффициент Дикстра-Парсонса и расчлененность.

Утвержденная проектная стратегия воздействия определяет возможность реализации на объекте водогазового воздействия (ВГВ), что позволяет увеличить площадь воздействия технологией при фиксированных ресурсах газа и потенциально повысить удельную эффективность технологии.

Рассмотренные параметры представлены в табл. 1. По результатам анализа оптимальными кандидатами для закачки газа являются пласти II, IV, которые характеризуются максимальной однородностью по проницаемости среди объектов и низкой расчлененностью. Пласт V также был выделен для дальнейшей детальной проработки, поскольку существует возможность реализации ВГВ и значительных геологических запасов.

Таблица 1

Параметры	Пласт				
	I	II	III	IV	V
Нефтенасыщенная толщина, м	14	19	12	15	16
Пористость	0,21	0,21	0,21	0,21	0,17
Остаточная нефтенасыщенность	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Доля геологических запасов	0,18	0,23	0,07	0,07	0,44
Отношение порового объема газовой шапки к объему нефтяной оторочки	1,80	1,39	0,69	0,34	0,77
Расчлененность	7	5	6	5	36
Коэффициент Дикстра-Парсонса	0,55	0,36	0,62	0,45	0,82
Проектный закачиваемый агент	Газ	Газ	Газ	Вода	Вода

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА ЗАКАЧИВАЕМОГО АГЕНТА

Закачка вытесняющего агента происходит продолжительное время до момента, когда по данным добывающей скважины можно однозначно определить достигнуто ли смещающееся вытеснение, поскольку после начала закачки в случае ошибки уже невозможно изменить состав закачиваемого агента. Это связано с тем, что поровое пространство, заполненное фильтрующимся несмешивающимся газом, представляет собой высокопроницаемый канал, по которому будет фильтроваться следующая уже смешивающаяся пачка агента, не контактирующая с основными запасами нефти. Следовательно, в объеме пласта остается «потерянная» для этой технологии нефть. В связи с указанным для достижения смешения важно обеспечить корректный состав агента, который подбирается с учетом пластового давления  $p_{пл}$  в районе закачки. С целью определения условий смешения проведен эксперимент на тонкой трубке (slim-tube MME [1]) на образце нефти объекта II при постоянном давлении 18 МПа и разных составах закачиваемого газа путем прокачки 1,2 порового объема. С учетом технологии подготовки закачиваемого агента на месторождении составы газа выбраны с мольным содержанием метана, отличающимся на 5 % (рис. 1). После проведения четырех экспериментов и получения точки смешения принято решение о выполнении пятого эксперимента при давлении выше на 4 МПа и с более сухим агентом для получения результата с целью более точной настройки PVT-модели.

Из рис. 1 видно, что при пластовом давлении 18 МПа и 65%-ном содержании метана в вытесняющем агенте (остальные компоненты – это  $C_2$ - $C_4$ , а также десятые доли более тяжелых веществ) достигнутый коэффициент вытеснения находится на границе зоны смешения, следовательно, это содержание метана является максимальным. Из-за ограниченности ресурса  $C_2$ - $C_4$  при уменьшении доли метана будет сокращаться общий доступный объем закачиваемого агента, однако дополнительного эффекта (с точки зрения смешения) от этого не ожидается, так как газ и нефть уже находятся в зоне смешения, а значит, снизится дополнительная добыча нефти.

### РАСЧЕТЫ НА ПОЛНОМАСШТАБНОЙ КОМПОЗИЦИОННОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Для достижения максимальной эффективности проекта необходимо добиться эффективного распределения газа по объектам и скважинам.

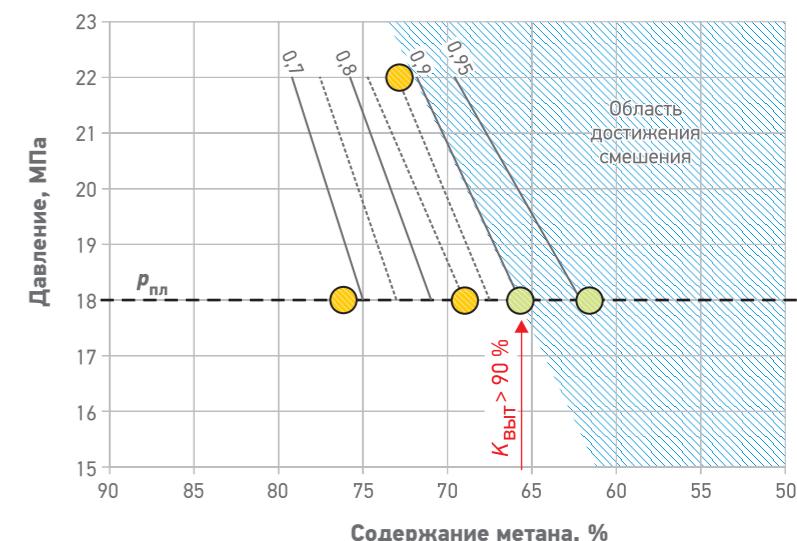


Рис. 1. Результаты slim-tube MME (шифр кривых  $K_{Выт}$  – коэффициент вытеснения)

Для этого по трем рассматриваемым объектам месторождения построены композиционные 3D гидродинамические модели (ГДМ), проведена настройка на фактические показатели разработки по нефти и газу. Далее была проведена оценка зон месторождения по геологическим и петрофизическим параметрам и из самых перспективных выбрано несколько представительных секторов. Оцененные по расчетам на этих участках уровни эффективности, рассчитанные как отношение количества закачанного газа к количеству добытой дополнительной нефти, средние значения приемистости нагнетательных скважин и показатели эффективности по выполненным в мире проектам приведены в табл. 2.

Результаты моделирования подтверждаются мировым опытом проектов по закачке газа в смещающемся режиме [2]. Для выбора резервуара под закачку агента учтена эффективность в пластах II и IV, превышающая показа-

Таблица 2

Объект	Базовый сценарий	Эффективность закачки агента, $\text{м}^3/\text{т}$	Средняя приемистость, тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$
Пласт II	Закачка газа в газовую шапку	2 800	> 1 000
Пласт IV	Заводнение	2 300	350
Пласт V	Заводнение	4 500	80
Prudhoe Bay	Заводнение	2 200	7 000
Kuparuk	Несмешивающееся ВГВ	1 700	
Alpine	ВГВ	2 200	> 200
Orion	ВГВ	1 900	
Snorre	Заводнение	2 400	
Ula	Заводнение	2 200	
Statfjord	Заводнение	1 800	> 1 000
Thistle	Не указан	1 800	

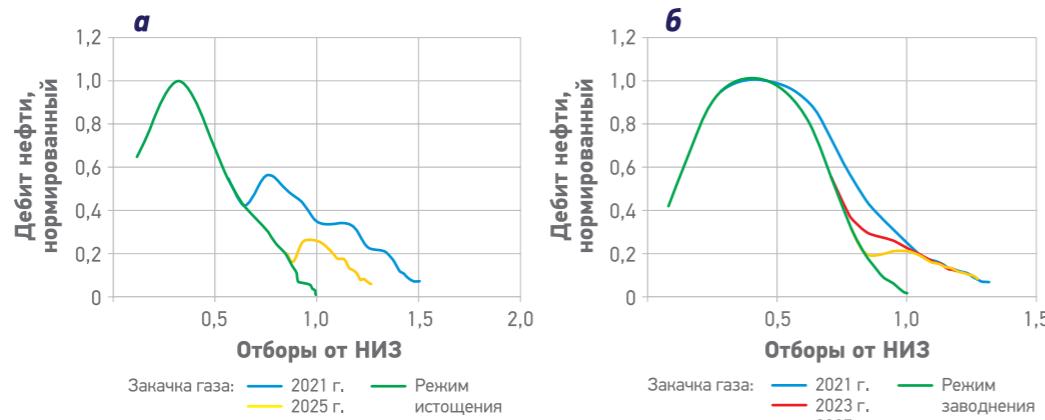


Рис. 2. Добыча нефти в зависимости от года начала закачки в пласт II (а) и IV (б) (НИЗ – начальные извлекаемые запасы)

тель эффективности в пласте V, кроме того, более высокая приемистость скважин этих резервуаров дает возможность снизить число газонагнетательных скважин.

Для дальнейшего сужения выбора до одного объекта закачки смоделированы варианты с разной датой начала закачки. В настоящее время начало закачки планируется на 2021 г., при этом существенные дополнительные объемы газа, а следовательно, и ресурса компонентов  $C_2-C_4$ , с соседних месторождений ожидаются между 2023 и 2025 г. При переносе даты начала закачки на более поздний срок для пласта II (рис. 2) дополнительная добыча (по сравнению с базовым случаем истощения) и дебит снижаются существенно относительно 2021 г. Газ газовой шапки распространяется в оторочке вследствие отборов добывающих скважин, приводя к появлению высокогранициаемых для газа каналов и отключению скважин из-за высокого газового фактора. Это приводит к исключению рядов скважин из зоны воздействия агентом смешивающегося вытеснения и уменьшению дополнительной добычи, а значит, и снижению КИН. В то же время для пласта IV также наблюдается падение дебита, но практически не наблюдается уменьшение дополнительной добычи, что объясняется отсутствием распространенной газовой шапки в резервуаре, а также введением системы поддержания пластового давления водой в начале разработки. Таким образом, к закачке агента в пласт IV можно вернуться позже.

Анализ процесса закачки агента в разные скважины паттерна показал, что в 90 % случаев закачка под газонефтяной контакт дала лучшие результаты, однако результат зависит от локальной проводки скважины и интенсивности продвижения газовой шапки к скважинам. По итогам многовариантного композиционного моделирования для пласта II составлена карта эффективности закачки (рис. 3). Согласно этой карте лучшим для закачки является

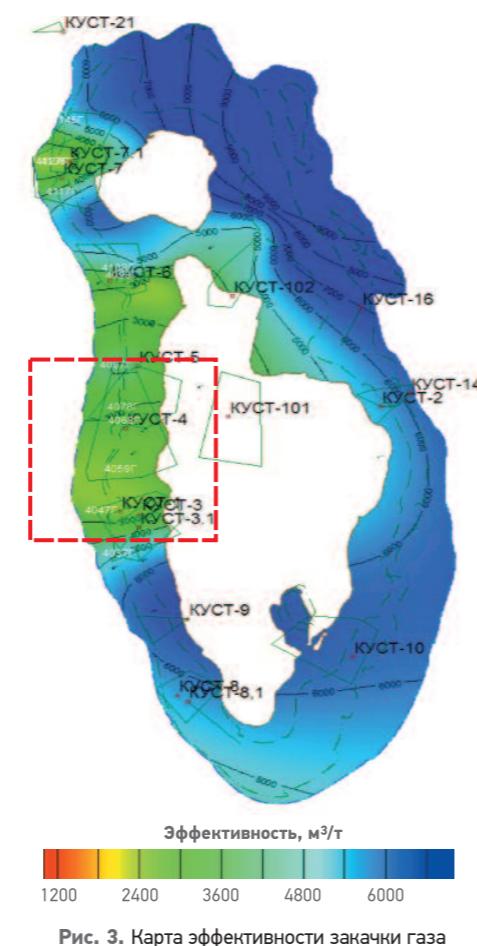


Рис. 3. Карта эффективности закачки газа

куст № 4, сочетающий максимальную эффективность, наибольшие запасы нефти и наиболее близкое расположение к УКПГ, что уменьшает капитальные вложения в прокладку трубопровода. Для расчета стратегии разработки использовалась интегрированная с системой сбора продукции ГДМ, в которой был учтен рецикл газа закачки и его процессинг на УКПГ. По результатам расчетов потенциальный прирост добычи относительно базовой может достигать от 2,5 до 6,5 млн т нефти по многовариантному моделированию, КИН в зоне воз-

действия увеличивается от 32 до 41-53 %, при этом даже минимальная граница соответствует РИ проекта в несколько единиц.

## ИНФРАСТРУКТУРА

Основными объектами инфраструктуры закачки станут УКПГ, трубопровод для транспортировки вытесняющего агента до куста, скважинная обвязка. На УКПГ происходит компримирование нефтяного газа, дальнейшее снижение давления на турбодетандерном агрегате (ТДА) со снижением температуры до -55 °C, стабилизация конденсата, который затем смешивается с нефтью, и получение фракций  $C_2-C_4$ . С целью повышения коэффициента извлечения  $C_2-C_4$  из нефтяного газа проработаны три варианта модификации УКПГ: перераспределение газа на смешение с потоком  $C_2-C_4$  с первой ступени сепарации вместо смешения с сухим отбензиненным газом, с последней вакуумной ступени сепарации; уменьшение температуры на ТДА. Первые две опции обеспечивают прирост соответственно 6 и 1 % к объему закачиваемого агента, последняя опция – на 35 % при снижении температуры после ТДА ниже -55 °C, что является рентабельным при текущей оценке экономики проекта. Установку с данной температурой решено рассмотреть для возможного использования после 2021 г. для объемов газа, поступающего с других месторождений.

В настоящее время выполняется проектирование надземного теплоизолированного трубопровода для транспортировки агента от УКПГ до выбранного куста длиной несколько километров. Кроме того, рассматривается переоборудование обвязки трех добывающих скважин с целью их перевода под нагнетание.

## ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для качественного моделирования процессов взаимодействия газа с нефтью необходимо проведение эксперимента по набухаемости нефти (swelling-test). Результаты данного эксперимента имеют первостепенное значение для качественной настройки уравнения состояния. В ходе исследования фиксируется объемное расширение нефти при растворении в ней закачиваемого газа, изменение давления насыщения,

снижение плотности и вязкости нефти. Контрольной точкой эксперимента является определение констант равновесия двухфазной околоводородной смеси.

Программа экспериментов также включает исследования содержания асфальтосмолопарфиновых соединений в нефти и динамики их выпадения при взаимодействии нефти с газом, позволяющие оценить риски кольматации зоны воздействия закачиваемого агента.

## ПОТЕНЦИАЛ ДЛЯ РОСТА

В базовом варианте предусматривается подготовка вытесняющего агента из нефтяного и природного газов исследуемого месторождения. Однако по мере увеличения ресурсной базы в регионе технически возможно использование газа новых месторождений для извлечения фракций  $C_2-C_4$  с последующим применением в рамках технологии смешивающегося вытеснения на рассматриваемом месторождении. Следующая фаза проекта предполагает привлечение объема компонентов  $C_2-C_4$  составляющего 60 % от имеющегося в первой фазе. Этого количества достаточно для получения дополнительной добычи нефти от 2 до 3,9 млн т для следующего с точки зрения потенциала пласта IV.

## ВЫВОДЫ

1. На изучаемом месторождении возможно достижение условий смешения нефти и газа. Данная технология является экономически рентабельной.
2. На основе проведенных лабораторных исследований подобраны составы закачиваемых агентов для выполнения условий смешения и эффективного использования ограниченного ресурса  $C_2-C_4$ .
3. Выбраны инфраструктурные решения; для дальнейшего увеличения объемов закачки газа запланирована модернизация.
4. Прирост КИН и эффективность закачки агента находятся на уровне показателей мировых проектов.

## Список литературы

1. Физическое моделирование режимов газового воздействия на нефтегазоконденсатных месторождениях Восточной Сибири / И.В. Сабанчин, Р.В. Титов, А.М. Петраков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 6. – С. 92-96.
2. Review of BP's Global Gas Injection Projects / Bh. Jhaveri, J. Brodie [et al.] // SPE-171780-MS. – 2014.

**Reference**

1. Sabanchin I.V., Titov R.V., Petrakov A.M. et al, *Physical simulation of gas injection at oil-gas-condensate fields of Eastern Siberia* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2017, no. 6, pp. 92-96.
2. Jhaveri B., Brodie J. et al, *Review of BP's global gas injection projects*, SPE 171780-MS, 2014.

# ТЕХНОЛОГИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ФОНДА СКВАЖИН СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ ГИБРИДНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

**Р.Р. Яубатыров, В.С. Котежеков, В.М. Бабин,**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**Е.Е. Нужин**

Сколковский институт науки и технологий

**Электронные адреса:** Yaubatyrov.RR@gazpromneft-ntc.ru,  
Kotezhekov.VS@gazpromneft-ntc.ru, Babin.VM@gazpromneft-ntc.ru, e.e.nuzhin@gmail.com

Приведен сравнительный анализ современных численных алгоритмов гибридной оптимизации применительно к решению задачи повышения эффективности системы поддержания пластового давления (ППД) на разрабатываемом месторождении. При помощи анализируемых оптимизационных алгоритмов на основе гидродинамической модели месторождения многовариантными итерационными расчетами проводится поиск оптимальной стратегии заводнения (оптимальное сочетание режимов работы скважин системы ППД), которая максимизирует экономику разрабатываемого месторождения, выраженную величиной чистого дисконтируемого дохода NPV. Сравнение гибридных оптимизационных алгоритмов было проведено на основе решения задачи по оптимизации системы ППД для реально существующего месторождения на поздней стадии разработки с действующим фондом более 100 скважин. Кроме того, данные оптимизационные алгоритмы сравнивались с алгоритмами, в которых не используется гибридное моделирование. Сопоставление оптимизационных алгоритмов проводилось при решении задачи оптимизации фонда ППД на основе гидродинамической модели. Исследовалось улучшение целевой функции NPV по отношению к числу проведенных расчетов на гидродинамической модели. В результате проанализирована эффективность гибридных подходов применительно к конкретной задаче оптимизации, а также получен набор рекомендаций по выбору наиболее эффективного алгоритма в зависимости от доступного проектного времени.

**Ключевые слова:** оптимизация системы поддержания пластового давления (ППД), методы оптимизации, гидродинамическое моделирование, гибридное моделирование

TECHNOLOGY FOR OPTIMIZING RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM BASED ON HYBRID MODELING

**R.R. Yaubatyrov, V.S. Kotezhekov, V.M. Babin**

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

**Е.Е. Нужин**

Skolkovo Institute of Science and Technology

The paper presents a comparative analysis of advanced numerical hybrid optimization algorithms for solving a specific problem of increasing the efficiency of the waterflooding in a mature field (Brownfield). Via multivariate iterative calculations produced by the optimization algorithm, on the basis of the reservoir simulation model the optimal waterflooding strategy (optimal combination of well modes) is determined. This strategy maximizes the economics of the field which is expressed in the value of net present value (NPV). The optimization process in most practically significant cases is complicated by the following factors: large dimension of the solution space, high complexity of the optimized function and high computational cost of each reservoir simulation. As a result, for the allocated project time the final solution can strongly depend on the chosen optimization algorithm. Comparison of the hybrid algorithms was based on the solution of the real Brownfield waterflooding optimization problem with more than 100 active wells. In addition, these optimization algorithms were compared with algorithms that do not use hybrid modeling. Relative improvements of the objective function, NPV, were compared with respect to the number of required reservoir simulations. As a result, the set of recommendations for choosing the most effective algorithm depending on the available project time was obtained. As a result, an analysis was made of the effectiveness of hybrid optimization methods as applied to a specific optimization problem, and a set of recommendations was obtained for choosing the most efficient algorithm depending on the available project time.

**Keywords:** waterflooding optimization, optimization methods, hydrodynamic simulation, hybrid modeling

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-2-30-36

## ВВЕДЕНИЕ

Поиск оптимальной стратегии заводнения является ключевой задачей для увеличения экономических и добывочных показателей объектов разработки. Оптимальная стратегия заводнения, как правило, определяется на основе множественных итераций расчета прогнозных показателей на гидродинамической модели (ГДМ) месторождения с целью получения такого сочетания управляемых пара-

метров, которое в конечном счете может привести к максимизации выбранной целевой функции (NPV, накопленной добычи и др.) за указанный период времени. Таким образом, задача оптимизации фонда скважин системы поддержания пластового давления (ППД) может быть решена путем максимизации целевой функции  $f(u)$  через подбор управляемого вектора  $u$ :  $\max_u f(u)$ . Решение данной задачи на практике имеет ряд сложностей:

- 1) ограниченность времени на решение задачи, связанная с вычислительной ресурсоемкостью полноразмерного сеточного гидродинамического симулятора;
- 2) большая размерность управляемого вектора  $u$ , так как им могут быть параметры, которые характеризуют каждую действующую скважину всего фонда (например, дебит/приемистость);
- 3) сложность оптимизации целевой функции  $f(u)$ , поскольку она может иметь разрывности, множество локальных максимумов и др.

Задача выбора оптимального режима работы скважин при помощи численных алгоритмов оптимизации широко представлена в современной научной литературе. Тем не менее во многих работах внимание акцентируется на общей методике оптимизации заводнения, а не на конкретных оптимизационных алгоритмах. Например, в работе [1] рассмотрена задача максимизации чистой приведенной прибыли в долгосрочной перспективе разработки (long-term, около 15–20 лет). В работе [2] предлагается несколько различных геологических реализаций, отражающих неопределенность знаний о распределении свойств в пласте и соответственно степень неопределенности прогноза добычи. В работе [3] проводится обзор возможных методов оптимизации, обсуждаются их преимущества и недостатки. Утверждается, что для данной проблемы наиболее эффективны градиентные методы оптимизации, но только при условии возможности получения дополнительной информации о производных с помощью сопряженных уравнений непосредственно из симулятора.

Для решения задач в описанных выше осложняющих условиях хорошо себя зарекомендовали гибридные методы оптимизации, которые после каждой расчетной итерации проводят обучение так называемых метамоделей или суррогатных моделей, используемых для поиска наиболее оптимального решения. В данной работе проведен анализ ряда оптимизационных алгоритмов, использующих метамодели: радиально базисные функции, гауссовские процессы, случайный лес. Данные оптимизационные алгоритмы сравнивались с алгоритмами, которые основаны не на метамоделях. Сопоставление алгоритмов проводилось на решении задачи оптимизации фонда скважин системы ППД на основе ГДМ.

## ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ АЛГОРИТМЫ НА ОСНОВЕ ГИБРИДНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

**Высокоразмерный SO-I (high-dimensional SO-I).** В качестве базиса для первого алгоритма, используемого для решения задачи оптими-

зации фонда скважин, был выбран основанный на суррогатной модели алгоритм SO-I (Surrogate Optimization – Integer) [4].

Суррогатная модель – это аппроксимация функции черного ящика (в рассматриваемом случае симуляции). В то время как цель симуляции – точно представить поведение некоторого сложного процесса, цель суррогатной модели – аппроксимировать целевую функцию, используя минимум вычислительных ресурсов. Целевая функция  $f(u)$  может быть представлена как  $f(u) = s(u) + \epsilon(u)$  ( $s(u)$  – суррогатная модель в точке  $u$ ;  $\epsilon(u)$  – разница между суррогатной моделью и целевой функцией).

В качестве суррогатной модели алгоритма SO-I используется кубическая радиально базисная функция RBF (radial basis function model):

$$\begin{aligned} s(u) &= \sum_{i=1}^n \lambda_i \phi(\|u - u_i\|_2) + \rho(u), \\ \phi(r) &= r^3, \\ \rho(u) &= b^T u + a, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $\lambda$ ,  $b$  и  $a$  определяются из следующей системы уравнений:

$$\begin{bmatrix} \Phi & P \\ P^T & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (2)$$

где  $\Phi_{ij} = \|u_i - u_j\|_2$ :

$$P = \begin{bmatrix} u_1^T \\ u_2^T \\ \vdots \\ u_n^T \end{bmatrix}, \quad \lambda = \begin{bmatrix} \lambda_1^T \\ \lambda_2^T \\ \vdots \\ \lambda_n^T \end{bmatrix}, \quad c = \begin{bmatrix} b_1^T \\ b_2^T \\ \vdots \\ b_n^T \end{bmatrix}, \quad F = \begin{bmatrix} f(u_1^T) \\ f(u_2^T) \\ \vdots \\ f(u_n^T) \end{bmatrix}.$$

При оценке параметров модели, чтобы избежать чрезмерных осцилляций, все значения целевой функции  $f(u)$ , большие медианного, заменяются значением медианы.

Инициализация суррогатной оптимизации начинается с построения первоначального дизайна эксперимента, в качестве которого используется латинский гиперкуб с  $n_0 = 2(k+1)$  точками. Нецелочисленные значения округляются в сторону ближайшего целочисленного.

Далее проводится оптимизация суррогатной модели. Для этого выполняется поиск минимума суррогатной модели  $u_{\min}$  методом BFGS. Полученное оптимальное значение округляется до ближайшего целочисленного и затем используется для генерации кандидатов. Каждая переменная  $u_{\min}$  случайно изменяется с вероятностью  $p=1/k$ . Если переменная изменяется, то к ее значению с равной вероятностью прибавляется или из него вычитается 1 или 2. Если по-

лученное значение превышает граничное, то оно заменяется значением на границе области определения. Кандидаты, уже используемые для оценки значения целевой функции, а также повторяющиеся, удаляются.

Полученная выборка кандидатов используется с целью определения наилучшей точки для проведения дорогостоящей симуляции. В качестве критериев отбора применяются критерий отклика поверхности (response surface criterion)  $V_R$  и критерий расстояния (distance criterion)  $V_D$  [5]. На основе данных критериев определяется взвешенный счет:

$$V = \omega_R V_R + \omega_D V_D \quad (3)$$

$$\omega_R + \omega_D = 1,$$

$$\omega_R, \omega_D \geq 0.$$

Кандидат, соответствующий максимальному значению взвешенного счета, используется при оценке следующего значения целевой функции. В рассматриваемом эксперименте  $\omega_R = 0.9$ ,  $\omega_D = 0.1$ . После оценки целевой функции в новой точке суррогатная модель обновляется и повторяется поиск наилучшего кандидата, как описано выше.

**RBF Opt** Алгоритм RBF Opt [6] аналогично SO-I основан на оптимизации суррогатной RBF модели. Применяется для решения задач смешано-целочисленной оптимизации вычислительно затратных функций – черных ящиков. Данный алгоритм имеет реализацию с открытым исходным кодом на языке Python как часть проекта COIN-OR (<https://www.coin-or.org>). Основными методическими особенностями алгоритма являются реализация автоматического подбора модели в процессе оптимизации и применение в качестве критерия качества следующей точки, в которой будет проводиться оценка целевой функции-метрики, описывающей степень осцилляции модели – RBF алгоритм Гутмана.

Радиальная базисная функция может быть различного вида: линейная (linear)  $r$ ; кубическая (cubic)  $r^3$ ; мультиквадратная (multi-quadratic)  $\sqrt{r^2 + \gamma}$  ( $\gamma > 0$ ); тонкий пластинчатый сплайн (thin plate spline)  $r^2 \log r$ . Данные функции применяются в алгоритме RBF Opt в процессе подбора наиболее оптимальной модели.

Для определения RBF модели, наиболее подходящей для решаемой задачи, алгоритм использует широко распространенный подход кросс-валидации. На имеющихся данных часть выборки используется для построения модели, оставшиеся данные – для тестирования ее качества. Этот процесс повторяется несколько

раз. Результаты тестирования усредняются для каждой модели. В алгоритме RBF Opt используется подход leave-one-out кросс-валидации. Для оценки качества прогноза применяется основанная на положении в упорядоченном списке метрика  $q$

$$q_{k,j} = |\text{order}_{k,j}(s_{k,j}(u_j)) - j|, \quad (4)$$

где  $j$  – позиция экземпляра  $u_j$  в упорядоченном по возрастанию значения целевой функции списке;  $s_{k,j}(u_j)$  – оценка значения целевой функции в точке  $u_j$ , полученной суррогатной моделью и построенной на выборке известных значений функции за исключением значения в точке  $u_j$  на итерации оптимизации  $k$ ;  $\text{order}_{k,j}(f)$  – позиция, в которой значение  $f$  должно быть помещено в упорядоченный список.

*Оптимизация на основе байесовского подхода.* В общем случае этот подход заключается в итеративном построении апостериорного распределения по формуле Байеса

$$P(\theta|x,y) = \frac{P((x,y)|\theta)P(\theta)}{P((x,y))}, \quad (5)$$

где  $\theta$  – неизвестные параметры суррогатной модели;  $x$  – вектор исходных данных (управляющий вектор);  $y$  – результат расчета целевой функции;  $P(\theta|x, y)$  – апостериорная плотность распределения параметра  $\theta$  при заданных значениях  $x$  и  $y$ ;  $P(\theta)$  – априорная плотность распределения параметров модели;  $P(x, y|\theta)$  – плотность распределения целевой функции, которая оценивается на основе построенной суррогатной модели. При анализе качества суррогатных моделей использовались модель гауссовских процессов [8, 9], а также ансамбль решающих деревьев – случайный лес [10].

## ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ АЛГОРИТМЫ БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИБРИДНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

**NOMAD.** Одним из наиболее известных программных решений для оптимизации смешано-целочисленных вычислительно затратных функций – черных ящиков является алгоритм NOMAD (Nonlinear Optimization by Mesh Adaptive Direct Search, <https://www.gerad.ca/nomad/>). Распространяется с открытым исходным кодом. Данное программное решение является C++ реализацией алгоритма прямого поиска с адаптивной сеткой (Mesh Adaptive Direct Search (MADS)). NOMAD включает алгоритм смешано-целочисленного программирования MVP (Mixed Variable Programming) для оптимизации целочисленных, непрерывных

и категориальных переменных, а также алгоритм поиска в переменной окрестности VNS (Variable Neighborhood Search), позволяющий избежать локального минимума.

**GPS.** Безградиентный оптимизационный алгоритм GPS (Generalized Pattern Search) описан в частности в работе [11]. В настоящей статье предложена его модификация, позволяющая значительно ускорить сходимость алгоритма. Алгоритм GPS итеративно исследует область поиска с помощью шаблона и включает следующие шаги.

1. Задаются начальное положение (центр шаблона)  $u_0 \in \mathbb{C}^{n \times 1}$  и начальная величина шага  $h_0$ . В качестве начального положения может использоваться базовое состояние управления.

2. В области поиска  $V$  выбирается  $2n$  точек следующим образом: все кроме одной координаты центра шаблона  $u_0$  фиксируются, а по оставшейся координате происходит сдвиг на  $\pm h_0$ . Если найденная точка вышла за границы области поиска  $V$  по какой-то из координат, то происходит ее проекция на соответствующую границу области. Полученная конфигурация точек в пространстве параметров является шаблоном (stencil) алгоритма GPS.

3. В каждой из выбранных  $2n$  точек вычисляется значение целевой функции  $J(u)$ .

4. Из рассчитанных на предыдущем шаге точек выбирается точка с наименьшим значением функционала  $J(u)$ . Если значение функционала в данной точке меньше, чем в центре шаблона, то она полагается новой центральной точкой шаблона для следующей итерации, иначе центральная точка не меняется, а величина шага уменьшается.

5. При достижении минимальной величины шага  $h$  происходит остановка алгоритма, центральная точка последней итерации является локальным минимумом с точностью до величины шага.

В данной работе предлагается модификация алгоритма GPS, далее именуемая GPSe (enhanced). Шаги 1–3, 5 совпадают с исходным алгоритмом, в шаг 4 внесены следующие изменения.

– Рассчитанные на шаге 3 точки ранжируются в порядке увеличения функционала  $J(u)$ , т.е. первыми идут наиболее оптимальные значения.

– Из ранжированного списка удаляются значения с функционалом, который больше, чем в центральной точке шаблона.

– Из ранжированного списка выбираются первые  $m$  точек (все точки, если их число меньше  $m$ ). Здесь  $m$  – заданное перед началом оптимизации число,  $1 \leq m \leq n$ , выбирается так, что  $2^m - m \approx n$ . Например,  $m = \ln(n)$ .

– Управление в каждой из  $m$  выбранных точек отличается от управления для центра шаблона по одной переменной. Обозначим это отличие для  $j$ -й переменной  $\Delta u_j$ . Обозначим  $C_m^k$  все возможные векторы, получаемые из управления центра шаблона сочетаниями  $k$  отличий  $\Delta u_j$ ,  $2 \leq k \leq m$ , их число:  $2^m - m$ .

– В каждой из выбранных  $2^m - m$  точек вычисляется значение целевой функции  $J(u)$ .

– Из точек, рассчитанных на шагах 3 и 4, выбирается точка с наименьшим значением функционала  $J(u)$ . Если значение функционала в данной точке меньше, чем в центре шаблона, то она полагается новой центральной точкой шаблона для следующей итерации, иначе центральная точка не меняется, а величина шага уменьшается.

Таким образом, алгоритм GPSe позволяет после оценки целевой функции сдвинуть центр шаблона сразу по нескольким переменным, а не только по одной, как в оригинальном алгоритме.

**PSO.** Алгоритм PSO (Particle Swarm Optimization, метод роя частиц) – метод оптимизации, не требующий градиента и использующий в качестве возможных решений так называемые частицы [12]. Данные частицы перемещаются в пространстве решений согласно определенному закону. При этом положение каждой частицы зависит от найденного решения самой частицей и лучшего решения, найденного всеми частицами.

В начальный момент времени всем частицам задаются случайное положение  $x_i$  и случайная скорость  $v_i$ . Определяется наилучшее известное значение целевой функции  $g$  и задается лучшее известное состояние частицы  $p_i = x_i$ . Затем на каждой итерации алгоритма:

– для каждой частицы задается случайная скорость

$$v_i = \omega v_i + r_p(r_p - x_i) + \Phi_g r_g(g - x_i), \quad (6)$$

где  $r_p, r_g \sim \mathcal{U}(0, 1)$  – случайные векторы;

– обновляется позиция каждой частицы

$$x_i = x_i + v_i;$$

– обновляется лучшее известное значение каждой частицы  $p_i$  и роя в целом  $g$ .

Отметим, что процесс оптимизации может быть ускорен в случае использования параллельных вычислений. В частности, алгоритмы PSO, GPSe, SO-I допускают расчет целевой функции в нескольких точках одновременно. Параллельный расчет нескольких сценариев разработки на гидродинамической модели можно осуществить, например, при помощи grid-клUSTERа [13].

## ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

**Модель месторождения.** Рассматриваемые оптимизационные алгоритмы были протестированы на нефтяном месторождении X в Западной Сибири. Период оптимизации составлял 10 лет, начиная с 01.05.2018 г. В начале оптимизации в разработке месторождения участвуют 150 скважин: 49 нагнетательных, 77 добывающих и 24 бездействующих.

**Процесс оптимизации.** При решении задачи по повышению эффективности системы ППД каждая переменная оптимизации ассоциируется с режимом работы одной из скважин. Таким образом, рассматривается оптимизационная задача в 150-мерном пространстве. Каждая скважина имеет два или три возможных состояния (этим объясняется рассмотрение в работе алгоритмов, подходящих для целочисленных или категориальных переменных). Если скважина на момент начала оптимизации является нагнетательной, то ее возможным состоянием будет остановка или продолжение закачки; если добывающей – остановка, продолжение добычи или перевод по закачке; если бездействующей – бездействие или перевод по закачке.

В качестве целевой функции используется величина NPV (т.е. цель – максимизировать NPV), рассчитанная на основе экономической модели с учетом добычи жидкости и нефти, закачки воды и операционных расходов.

**Сравнение алгоритмов.** В данной части проведен сравнительный анализ алгоритмов, описанных в статье. Алгоритмы тестились в равных условиях на месторождении X. Критерием остановки была субъективная сходимость алгоритма к некоторому предельному для алгоритма значе-

нию. В качестве метрики оптимизации применялся нормированный NPV –  $NPV_{norm} = \frac{NPV - NPV_0}{|NPV_0|}$ . Данное значение представляет собой разницу чистой приведенной стоимости накопленной прибыли, полученной в процессе оптимизации, и прибыли до оптимизации, нормированной на значение прибыли до оптимизации

$$NPV_{norm} = \frac{NPV - NPV_0}{|NPV_0|} \quad (7)$$

С целью сопоставления в пределах недельного цикла оптимизации приведен график нормированного NPV для рассматриваемых алгоритмов (рис. 1).

Процесс оптимизации для каждого алгоритма в отдельности, описывающий порядок отбора тестовых точек, и максимальное достигнутое значение нормированного NPV в зависимости от числа проведенных симуляций, приведены на рис. 2.

Из рис. 1 видно, что алгоритм NOMAD наиболее эффективен при небольшом числе итераций (менее 100), что связано с отсутствием фазы инициализации, однако при большем числе итераций алгоритм переходит в режим VNS, что существенно влияет на его эффективность в данной задаче.

Алгоритм RBF наиболее эффективен для числа итераций 150–700. Низкие значения целевой функции для первых 150 итераций обусловлены фазой инициализации алгоритма. При числе итераций более 700 наибольшую эффективность показывает высокоразмерный SO-I. Данный алгоритм имеет в 2 раза более длительную инициализацию, чем RBFOpt, что обуславливает его более низкую эффективность в случае меньшего числа итераций.

Преимущество данного алгоритма относительно RBFOpt при числе итераций более 700 связано с меньшим разбросом тестовых точек относительно минимума суррогатной модели. Небольшой разброс достигается за счет нормировки вероятности изменения переменной на размерность пространства решений  $p=1/k$ . Таким образом, в пространствах с высокой размерностью и небольшим числом допустимых значений каждой переменной достигается большая локальность поиска. Следует также отметить высокую эффективность высокоразмерного алгоритма SO-I при параллельных вычислениях. Применение одновременно 20 тестовых точек, предложенных для оценки алгоритмом целевой функции и соответствующих наибольшему значению взвешенного счета, не снизило эффективности алгоритма по сравнению с его базовой версией.

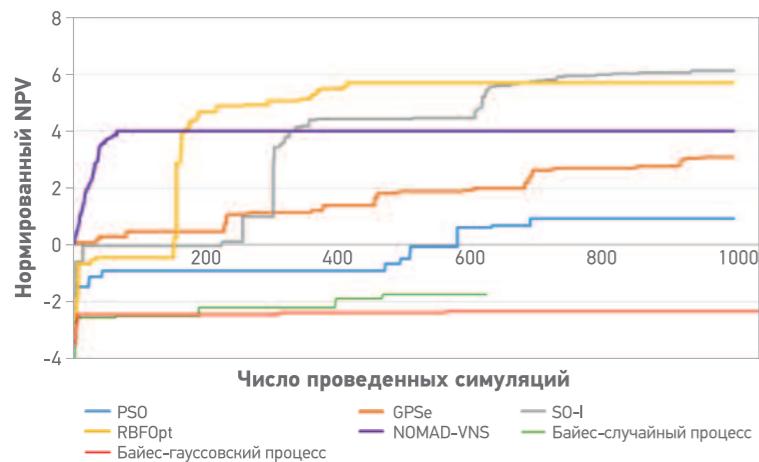


Рис. 1. Сравнение оптимизационных алгоритмов

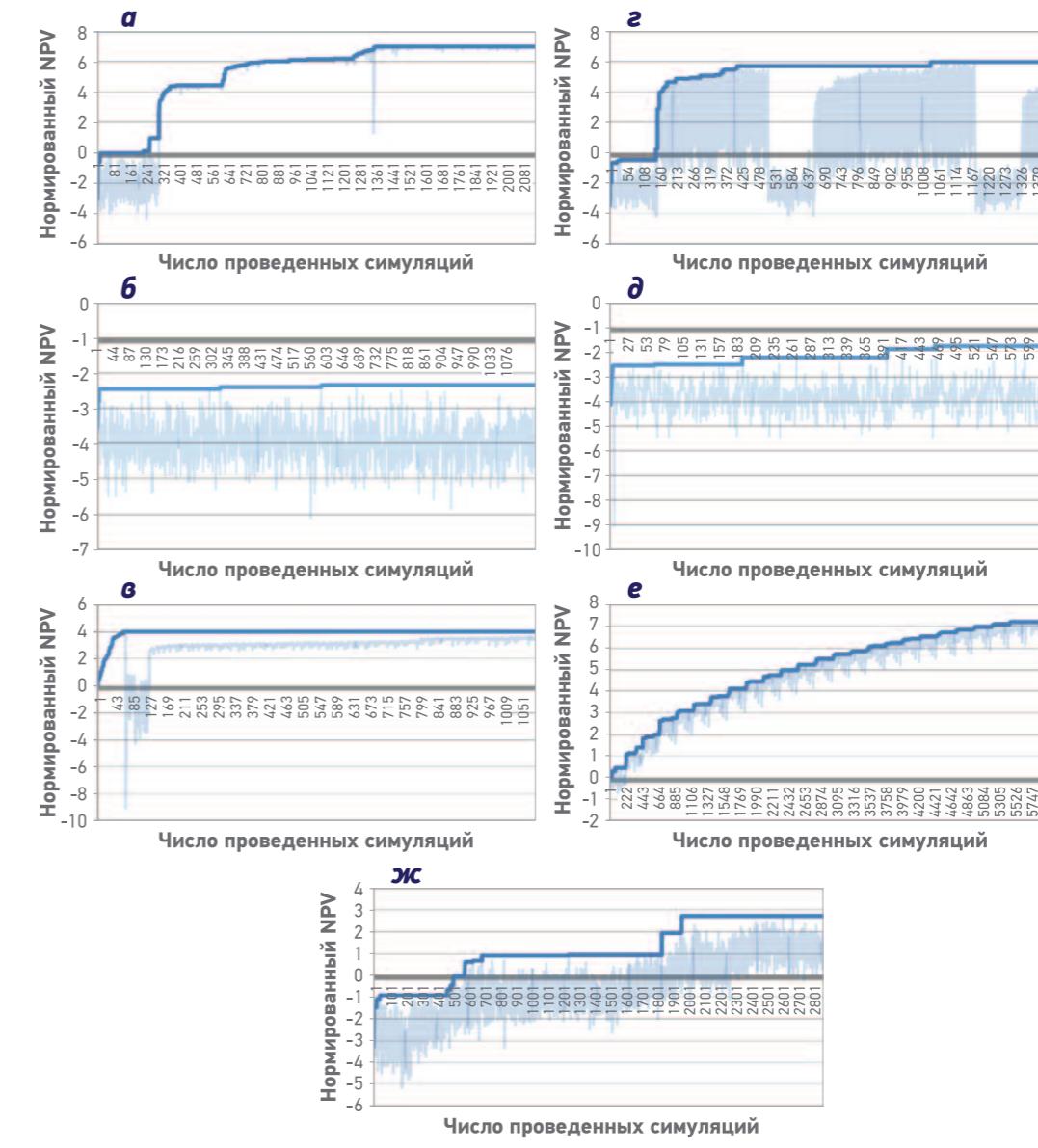


Рис. 2. Анализ эффективности оптимизационных алгоритмов: SO-I (a), Байес-гауссовского процесса (b), NOMAD (c), RBFs (d), байес-случайного леса (e), GPSe (e), PSO (ж).  
1 – наилучший результат, достигнутый к данной итерации; 2 – результат каждой итерации

Алгоритм GPSe показывает хорошую стабильность, однако при малом числе итераций значительно менее эффективен, чем суррогатные алгоритмы RBFOpt и SO-I. В то же время данный алгоритм обладает следующими важными преимуществами при применении на зрелых месторождениях: на первом шаге определяется эффективность каждого мероприятия в отдельности; добавление мероприятий к базовому варианту происходит постепенно, первыми применяются наиболее эффективные. Таким образом, все мероприятия оптимизированного сценария разработки оказываются ранжированными по ожидаемому эффекту, что сразу определяет план внедрения на активе и позволяет проверить прогнозную точность модели в ходе реализации.

Базовый алгоритм PSO проявил себя менее эффективным для решения поставленной задачи оптимизации, чем анализируемые выше алгоритмы. Поскольку полноразмерные исследования применения модификаций данного алгоритма для оптимизации вычислительно затратных функций – черных ящиков не проводились, не исключена возможность более эффективного применения данного алгоритма. Методы оптимизации, использующие в качестве суррогатной функции гауссовские процессы или случайный лес, показали наименьшую эффективность (см. рис. 1). По-видимому, это обусловлено двумя факторами: неудачной инициализацией первых 50 итераций алгоритма, что не позволило найти удовлетворительного решения, которое при последую-

ших итерациях было бы улучшено; сложность аппроксимации высокоразмерных задач посредством гауссовских процессов или ансамблями решающих деревьев.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье проведен анализ ряда оптимизационных алгоритмов, которые основаны на гибридном моделировании. Выполнено их сопоставление с другими безградиентными оптимизационными алгоритмами.

Для малого бюджета оптимизации, сравнимого с размерностью задачи (150 итераций), наибольшую эффективность показал алгоритм NOMAD (относительное увеличение NPV при этом примерно в 4 раза). При отношении числа возможных итераций к размерности задачи, приблизительно состав-

ляющем от 2 до 5, наиболее эффективен алгоритм RBFOpt, при приблизительно равном 10 – алгоритм SO-I, который показал наибольшую эффективность для рассматриваемой задачи.

В целом алгоритмы оптимизации на основе суррогатных моделей в виде радиально-базисных функций демонстрируют существенный прирост эффективности спустя некоторое число итераций инициализирующих расчетов, что связано с необходимостью обучения суррогатных моделей. Таким образом, технология гибридного моделирования может быть использована в условиях высокой размерности задачи и ограниченного бюджета оптимизации.

## Список литературы

1. *Waterflood management using two-stage optimization with streamline simulation* / W. Tailai, R.T. Marco, D.T. Ciaurri [et al.] // *Computers & Geosciences*. – 2014. – V. 18. – № 3-4. – P. 483–504.
2. *Robust Waterflooding Optimization of Multiple Geological Scenarios* / G.M. Van Essen, M.J. Zandvliet, P.M.J. Van den Hof [et al.] // *SPE 102913-MS*. – 2006.
3. *Echeverria C.D., Mukerji T., Durlofsky L.J. Derivative free optimization for oil field operations* / edited by X.S. Yang, S. Koziel // *Computational Optimization and Applications in Engineering and Industry, Studies in Computational Intelligence*, New York: Springer, 2011. – P. 19–55.
4. Müller J., Shoemaker C.A., Piché R. SO-I: A Surrogate Model Algorithm for Expensive Nonlinear Integer Programming Problems Including Global Optimization Applications // *Journal of Global Optimization*. – 2014. – V. 59. – № 4. – P. 865–889.
5. Regis R.G., Shoemaker C.A. A stochastic radial basis function method for the global optimization of expensive functions // *INFORMS Journal on Computing*. – 2007. – V. 19. – № 4. – P. 497–509.
6. Costa A., Nannicini G. RBFOpt: an open-source library for black-box optimization with costly function evaluations // *Mathematical Programming Computation*. – 2018. – V. 10. – № 4. – P. 597–629.
7. Mockus J. *Bayesian approach to global optimization: theory and applications*. – Springer Netherlands, 1989. – 270 p.
8. Dudley R.M. *Real Analysis and Probability*. – Cambridge: Cambridge University Press, 2004. – 555 p.
9. *Information-Theoretic Regret Bounds for Gaussian Process Optimization in the Bandit Setting* / N. Srinivas, A. Krause, Sh.M. Kakade, M.W. Seeger // *IEEE Transactions on Information Theory*. – 2012. – V. 58. № 5. – P. 3250–3265.
10. Ho Tin Ka. *Random Decision Forests* // *Proceedings of the 3rd International Conference on Document Analysis and Recognition*, Montreal, QC, 14–16 August, 1995 // IEEE Computer Society Washington, DC, USA. – 1995. – V. 1. – P. 278.
11. Isebor O.J., Durlofsky L.J., Ciaurri D.E. A derivative-free methodology with local and global search for the constrained joint optimization of well locations and controls // *Computational Geosciences*. – 2014. – V. 18(3-4). – P. 463–482.
12. Kennedy J., Eberhart R.C. Particle swarm optimization // *Proceedings of IEEE International Joint Conference on Neural Networks*. – 1995. – P. 1942–1948.
13. Yaubatyrov R.R., Babin V.M., Akmadieva L.I. Grid Cluster in the Office: High-Performance Computing for Reservoir Management // *SPE 191519-MS*. – 2018.

## Reference

1. Tailai W., Marco R.T., Ciaurri D.T., Khalid A., Yinyu Y., *Waterflood management using two-stage optimization with streamline simulation*, *Computational Geosciences*, 2014, V. 18, no. 3-4, pp. 483–504.
2. Van Essen G.M., Zandvliet M.J., Van den Hof P.M.J., Bosgra O.H., Delft U., *Robust waterflooding optimization of multiple geological scenarios*, *SPE 102913-MS*, 2006.
3. Echeverria C.D., Mukerji T., Durlofsky L.J., *Derivative free optimization for oil field operations*: edited by Yang X.S., Koziel S., *Computational Optimization and Applications in Engineering and Industry, Studies in Computational Intelligence*, New York: Springer, 2011, pp. 19–55.
4. Müller J., Shoemaker C.A., Piché R., *SO-I: a surrogate model algorithm for expensive nonlinear integer programming problems including global optimization applications*, *Journal of Global Optimization*, 2014, V. 59, no. 4, pp. 865–889.
5. Regis R.G., Shoemaker C.A., *A stochastic radial basis function method for the global optimization of expensive functions*, *INFORMS Journal on Computing*, 2007, V. 19, no. 4, pp. 497–509, DOI:10.1287/ijoc.1060.0182
6. Costa A., Nannicini G., *RBFOpt: an open-source library for black-box optimization with costly function evaluations*, *Mathematical Programming Computation*, 2018, V. 10, no. 4, pp. 597–629.
7. Mockus J., *Bayesian approach to global optimization: theory and applications*, Springer Netherlands, 1989, 270 p., DOI: 10.1007/978-94-009-0909-0.
8. Dudley R.M., *Real analysis and probability*, Cambridge University Press, 2004, 555 p.
9. Srinivas N., Krause A., Kakade Sh.M., Seeger M.W., *Information-theoretic regret bounds for Gaussian process optimization in the bandit setting*, *IEEE Transactions on Information Theory*, 2012, V. 58, no. 5, pp. 3250–3265.
10. Ho Tin Ka, *Random decision forests*, *Proceedings of the 3rd International Conference on Document Analysis and Recognition*, Montreal, QC, 14–16 August 1995, IEEE Computer Society Washington, DC, USA, V. 1, p. 278.
11. Isebor O.J., Durlofsky L.J., Ciaurri D.E., *A derivative-free methodology with local and global search for the constrained joint optimization of well locations and controls*, *Computational Geosciences*, 2014, V. 18(3-4), pp. 463–482.
12. Kennedy J., Eberhart R.C., *Particle swarm optimization*, *Proceedings of IEEE International Joint Conference on Neural Networks*, 1995, pp. 1942–1948.
13. Yaubatyrov R.R., Babin V.M., Akmadieva L.I., *Grid cluster in the office: high-performance computing for reservoir management*, *SPE 191519-MS*, 2018.

# РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МОДЕЛИ «КУСТОВАЯ НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ – ВОДОВОД-СКВАЖИНА – ПЛАСТ» В ПРОЦЕССЕ УПРАВЛЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЕМ

**К.И. Повышев, Д.С. Перец**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**М.Г. Речкин**

ООО «Газпромнефть-Ямал»

**Р.М. Валиев**

ООО «Газпромнефть-ГЕО»

**Электронные адреса:** Povyshev.KI@gazpromneft-ntc.ru,  
Perets.ds@gazpromneft-ntc.ru

В данной статье рассмотрен возможный подход к организации интегрированной модели при управлении заводнением и основные элементы цифровой модели системы поддержания пластового давления. Предложена также схема выявления оптимальной зоны взаимной работы частей системы скважин и мероприятия для перемещения скважин из отклоняющихся зон в оптимальную зону. Представлены результаты апробирования описанного подхода.

**Ключевые слова:** заводнение, оптимизация разработки, интегрированное моделирование, цифровая модель системы поддержания пластового давления (ППД)

RESULTS OF APPLICATION OF MODEL «THE SECTIONAL PUMP STATION – WATER CONDUCT – LAYER» IN WATERFLOODING MANAGEMENT

**K.I. Povyshev, D.S. Perets**

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

**M.I. Rechkin**

Gazpromneft-Yamal LLC, RF, Tyumen

**R.M. Valiev**

Gazpromneft-GEO LLC, RF, Saint-Petersburg

In this article described possible approach to the organization of the integrated model at waterflooding management and basic elements of the digital model of the FPM. Offered the scheme of identification of an optimum zone of mutual work of parts of a system of wells and an action for relocation of wells from the deviating zones in an optimum zone is also. Presented the results of approbation of the described approach.

**Keywords:** waterflooding, oilfield optimization, integrated modeling, digital model of the FPM system

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-2-37-41

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в компании «Газпром нефть» на большинстве месторождений реализована система поддержания пластового давления (ППД), которая имеет ключевое значение при разработке нефтяного месторождения. Состояние и работа системы ППД напрямую влияют на обеспечение необходимых параметров работы пласта,

режимов вытеснения и, следовательно, на добычу нефти.

Анализ и интерпретация промысловой информации представляет собой длительный и трудоемкий процесс. При этом полученные результаты не всегда очевидны, т.е. не всегда понятно, в какой части системы имеется проблема: в пласте, скважине или инфраструктуре.

## ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И УПРАВЛЕНИИ ЗАВОДНЕНИЕМ

Обратимся к известной формуле, используемой для определения коэффициента извлечения нефти (КИН):

$$\text{КИН} = K_{\text{окв}} K_{\text{выт}} \quad (1)$$

где  $K_{\text{окв}}$ ,  $K_{\text{выт}}$  – коэффициент соответственно охвата и вытеснения.

Коэффициент  $K_{\text{окв}}$  рассчитывается как отношение объема части залежи, охваченной дренированием пластовыми флюидами, к ее общему объему и характеризует влияние прерывистости (чередования проницаемых и непроницаемых тел) на показатели фильтрации, т.е. степень уменьшения дренируемого объема пласта по сравнению со случаем отсутствия в нем непроницаемых тел.

## ЦИФРОВАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ППД ОБЪЕДИНЯЕТ ПЛАСТ, СКВАЖИНУ И ИНФРАСТРУКТУРУ В ЕДИНОУ СИСТЕМУ. ПРИ ИЗМЕНЕНИИ РЕЖИМА РАБОТЫ ОДНОЙ ЧАСТИ СИСТЕМЫ МОЖНО ВЫЯВИТЬ ИЗМЕНЕНИЯ В РЕЖИМАХ РАБОТЫ ОСТАЛЬНЫХ ЧАСТЕЙ

Главной задачей при разработке месторождения является полное вовлечение объемов залежи в процесс дренирования. Однако при высокой степени неоднородности или существенном различии подвижностей нефти и вытесняющего агента эффективность заводнения снижается, что выражается в снижении коэффициента охвата. Основная причина заключается в неравномерности продвижения фронта закачиваемой воды по площади и разрезу пласта.

Коэффициент  $K_{\text{выт}}$  определяется отношением объема нефти, вытесненной водой из образца породы (модели пласта) до полного обводнения получаемой продукции, к начальному объему нефти, содержащемуся в образце породы (модели пласта).

Величина коэффициента вытеснения связана со многими факторами и не является постоянной в процессе разработки коллектора. Исследования механизма вытеснения нефти водой из пород-коллекторов показывают, что  $K_{\text{выт}}$  зависит от таких петрофизических характеристик коллектора, как неоднородность структуры порового пространства, размеры пор, удельная поверхность, вещественный состав и смачиваемость коллектора, а также от свойств пластовых жидкостей: вязкости и состава нефти, межфазного напряжения нефти на границе с вытесняющим агентом и температуры.

Снижение вышеуказанных коэффициентов вследствие возникающих проблем приводит к сокращению базовой добычи опережающими темпами и недостижению проектного КИН.

К основным проблемам разработки и управления заводнением нефтяного месторождения относятся:

- неравномерная компенсация (различие пластового давления в ячейках заводнения, влияющее на  $K_{\text{выт}}$ );
- обводнение добывающего фонда опережающими темпами;
- непроизводительная закачка [1, 2].

Возникает вопрос: как сохранить и увеличить добычу, оптимизируя систему заводнения?

## ПРЕИМУЩЕСТВА ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ УПРАВЛЕНИИ ЗАВОДНЕНИЕМ

Нефтяное месторождение представляет собой сложную равновесную гидродинамическую систему, включающую подземную часть, скважины и наземную инфраструктуру. Каждая часть системы на текущих активах компании «Газпром нефть» моделируется отдельно, в связи с чем не учитывается взаимовлияние систем, что может привести в конечном счете к принятию неправильных решений при разработке и необратимым последствиям для месторождения. Нет возможности управлять в режиме реального времени всеми системами одновременно. При решении данной задачи необходимо использовать программное обеспечение для интегрированного моделирования. Цифровая модель системы ППД объединяет пласт, скважину и инфраструктуру в единую систему. При изменении режима работы одной части системы можно выявить изменения в режимах работы остальных частей. Модель позволяет учесть взаимовлияние систем, интерфейс скважин. С ее помощью можно управлять заводнением по скважинам и контролировать каждую часть системы «кустовая насосная станция (КНС) – водоводы-скважина – пласт» от входной гребенки КНС до забоя каждой скважины, выявлять проблемы и искать оптимальные решения. Модель поможет определить необходимый расход закачки и подобрать устьевое и глубинное оборудование для каждой скважины.

При интегрированном моделировании необходимо кросс-функциональное взаимодействие геолога-разработчика и технолога. Геолог-разработчик решает задачи моделирования пласта, выделения первоочередных ячеек заводнения, планирует геолого-технические мероприятия на нагнетательном фонде, передает планируемые мероприятия в качестве исход-

ных данных технологу. Технолог на цифровой модели проверяет возможность реализации данных мероприятий, выполняет подбор оборудования (штуцеров, НКТ), экономическую оценку предлагаемых мероприятий и возвращает обработанные результаты геологу. Несколько итераций, проведенных в таком взаимодействии, позволяют:

- подобрать мероприятия по оптимизации режимов работы системы ППД;
- получить дополнительную добычу углеводородов;
- уменьшить холостую прокачку;
- подобрать режимы работы инфраструктуры для нестационарного заводнения [3];
- обеспечить комплексное сопровождение управлению заводнением.

## РЕЗУЛЬТАТЫ АППРОБИРОВАНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Апробирование данного подхода было выполнено на пилотном участке системы КНС № 2 Сугмутского месторождения [4]. По результатам пилотного проекта было принято решение о тиражировании подхода на Сугмутской группе месторождений, включаящей Сугмутское и Романовское нефтяные месторождения. Сугмутское месторождение представлено одним объектом разработки –  $\text{БС}_9^1$  (меловые отложения). Закачка рабочего агента в системе ППД Сугмутского месторождения осуществляется через четыре КНС: в северной части месторождения насосными агрегатами КНС 1, 2, в южной – КНС 3А, 3Б. Последние объединены единой системой высоконапорных водоводов. На КНС используются насосные агрегаты типа ЦНС 180...260/1900. Регулирование режимов работы осуществляется посредством дросселирования [5]. Действующий нагнетательный фонд составляет 249 скважин.

На Романовском месторождении выделены два объекта разработки – пласти  $\text{БС}_9^2$  и  $\text{БС}_{10}^2$ . ППД осуществляется за счет централизованной закачки от КНС и локальной закачки от двух водозаборных скважин (сеноманский горизонт), нагнетающих воду в систему водоводов на удаленных кустовых площадках. На КНС используются насосные агрегаты типа ЦНС 180...240/1900. Регулирование режимов работы осуществляется посредством дросселирования. На водозаборных скважинах применяются насосы типа ЭЦН 700/2100. Действующий нагнетательный фонд включает 74 скважины.

Для анализа системы ППД была разработана модель «КНС – водоводы – скважина – пласт» для Сугмутского и Романовского месторождений.

Моделирование призабойной зоны скважины выполняется методом задания значения коэффициента приемистости  $P1'$ , который определяется по формуле

$$P1' = \frac{Q_{\text{зак}}}{p_{\text{заб}} - p_{\text{пл}}}, \quad (2)$$

где  $Q_{\text{зак}}$  – приемистость скважины,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $p_{\text{заб}}$  – давление соответственно забойное и пластовое, 0,1 МПа.

При моделировании и первичном анализе данных отмечены отклонения рассчитанных результатов работы скважин и сети водоводов от фактических параметров.

Для того, чтобы понять, в какой части системы имеется проблема, была разработана методология анализа результатов моделирования.

## РАССЧИТАН ПРИРОСТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВЫРАВНИВАНИЮ КОМПЕНСАЦИИ И ПЕРЕВОДУ СКВАЖИН В ЗОНУ «ЦЕЛЬ» НА СУГМУТСКОЙ ГРУППЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, КОТОРЫЙ СОСТАВИТ 274,8 ТЫС. Т НЕФТИ ЗА 10 ЛЕТ

Рассмотрим несколько случаев.

1. В процессе адаптации скважин к фактическим показателям работы при текущих значениях пластового давления выявлены скважины с аномально высоким коэффициентом приемистости для рассматриваемой ячейки заводнения. При этом в процессе расчета гидравлической системы получены отклонения расчетных линейных давлений от фактических для данных скважин. Исходя из этого можно сделать вывод о наличии непроизводительной закачки в скважинах. Фактический расход по данным скважинам составляет более 500  $\text{м}^3/\text{сут}$ , т.е. возникает явление «поглощения». Для дальнейшей настройки необходимо провести анализ истории работы скважины.

2. В ходе адаптации скважин к фактическим показателям работы получены аномальные значения  $P1'$  для рассматриваемой ячейки заводнения. Однако при расчете гидравлической системы отклонений по линейным давлениям не выявлено. Расчетные линейные давления соответствуют фактическим. Следовательно, с момента последнего исследования в скважинах произошло изменение пластового давления. Для дальнейшей настройки необходимо провести анализ истории работы скважины.

3. При проведении адаптации скважин к фактическим показателям работы рассчитанные значения  $P1'$  для рассматриваемой ячейки заводнения соответствуют полученным при гидродинамических исследованиях в пределах

допустимой погрешности. Тем не менее при расчете гидравлической системы получены отклонения расчетных линейных давлений от фактических. Это означает, что на участке трубопровода имеется «узкое» место. Возможными причинами могут быть: снижение проходного сечения из-за наличия отложений солей на стенках трубопровода, неисправности запорно-регулирующей арматуры, местные со- противления системы водоводов.

К основным проблемам можно отнести снижение проходного сечения трубопроводов и негерметичность эксплуатационной колонны в скважинах. Они оказывают взаимное негативное влияние на все части системы ППД. В результате анализа, проведенного по разработанной методологии на Сугмутском месторождении, были выявлены:

- несколько направлений и групп кустов скважин с линейными давлениями ниже расчетного из-за наличия отложений солей на стенках трубопроводов, в основном на участках трубопроводов с большим сроком эксплуатации (более 15 лет); аварийный узел запорной арматуры;
- 33 скважины со сниженным пластовым давлением из-за проведения мероприятий по снижению закачки и выравниванию профиля приемистости;
- 11 скважин с непроизводительной закачкой из-за негерметичности эксплуатационной колонны, что впоследствии было подтверждено геофизическими исследованиями;
- 62 скважины с различной степенью перекрытия осадком интервала перфорации;
- 9 скважин с возможным солеотложением на стенках НКТ.

В процессе исследования системы ППД Рома-

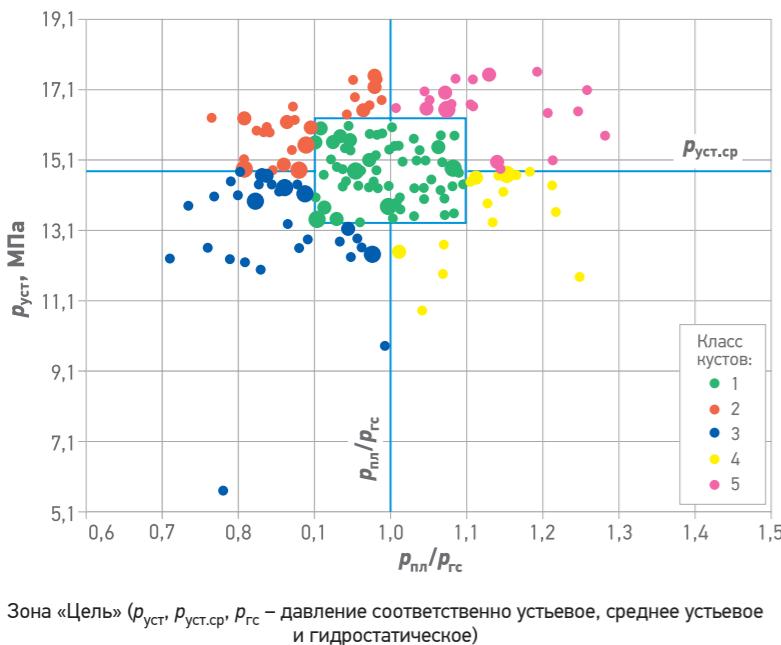
новского месторождения также выявлены отклонения:

- 2 краевых направления и группы кустов скважин с линейным давлением ниже расчетного вследствие отложения солей на стенках трубопроводов; участки трубопроводов эксплуатируются с 2002 г.; на данных направлениях используются водозаборные скважины высокого давления, нагнетающие воду в систему водоводов, что целесообразно для поддержания линейного давления закачки и необходимой компенсации;
- 2 скважины со сниженным пластовым давлением по причине проведения мероприятий по снижению закачки и выравниванию профиля приемистости;
- 2 скважины с непроизводительной закачкой из-за негерметичности эксплуатационной колонны;
- 13 скважин с различной степенью перекрытия осадком интервала перфорации;
- 5 скважин с ошибкой замера линейного давления; линейное давление в скважинах превышает линейное давление на гребенке КНС. Таким образом, при анализе промысловых данных с помощью цифровой модели можно на удалении от месторождения выявлять несоответствия в работе системы ППД. Устранение данных несоответствий необходимо и рекомендовано проводить в первую очередь.

Для выполнения дальнейших расчетов по регулированию компенсации модели адаптированы к фактическим показателям режима работы скважин в пределах допустимой погрешности. Следующим этапом работы было проведение совместно со специалистами рабочей группы функции Геология и Разработка (ГиР) анализа фонда скважин Сугмутской группы месторождений. Для выравнивания компенсации по месторождениям выделена оптимальная зона взаимной работы частей системы, так называемая зона «Цель» (см. [рисунок](#)). Кроме того, выявлены скважины, отклоняющиеся от данной зоны. Исходя из того, в какую часть графика отклоняются скважины, можно предположить, в какой части системы проблема: в КНС, водоводах, скважине или пласте.

Анализ ячеек заводнения выполнен при помощи инструмента, разработанного специалистами группы ГиР. Размер пузырьков на рисунке пропорционален добыче кустов скважин за последний месяц. Путем расчетов проведено разделение кустов на пять классов (см. [рисунок](#)).

- Класс 1. Область идеального соответствия устьевого давления закачки и пластового давления. Зона «Цель».
- Класс 2. Устьевое давление выше среднего, пластовое давление низкое. Для устранения



отклонения подбираются скважины-кандидаты для перевода в систему ППД. Выбираются нагнетательные скважины для проведения обработки призабойной зоны. Задаются условия определения скважин-кандидатов по текущему дебиту нефти и обводненности.

– Класс 3. Устьевое давление ниже среднего, пластовое давление низкое. Для устранения отклонения определяются кусты скважин, по которым необходимо увеличение  $\rho_{уст}$  оценивается дополнительная добыча нефти.

– Класс 4. Устьевое давление ниже среднего, пластовое – выше гидростатического. Для устранения отклонения подбираются скважины-кандидаты для оптимизации насоса, оценивается дополнительная добыча нефти за счет достижения целевого и минимального забойного давления.

– Класс 5. Высокое устьевое давление при пластовом давлении выше гидростатического. Для устранения отклонения определяются кусты скважин, по которым необходимо сокращение закачки.

Данная классификация указывает направления для оптимизации. При помощи данного инструмента сформированы мероприятия по ограничению закачки и переводу скважин в систему ППД по Сугмутской группе месторождений. В дальнейшем мероприятия проанализированы на интегрированной модели системы ППД.

Рассчитан прирост дополнительной добычи от реализации мероприятий по выравниванию компенсации и переводу скважин в зону «Цель» на Сугмутской группе месторождений, который составляет 274,8 тыс. т нефти за 10 лет. Следует отметить, что при прогнозируемом уровне дополнительной добычи капитоемкие мероприятия оказались нерентабельными. Поэтому основное внимание было уделено мероприятиям, которые можно осуществить в рамках плановой операционной деятельности предприятия, таким как:

– подбор штуцеров для выделенного участка системы ППД;

– перевод скважин в систему ППД;

– проведение интенсификации добычи нефти;

– вывод из эксплуатации скважин с непроизводительной закачкой;

– регулирование режимов работы насосных агрегатов КНС.

Положительные результаты экономических расчетов подтверждают целесообразность предлагаемых мероприятий.

## ВЫВОДЫ

1. Построены модели Сугмутского и Романовского месторождений.

2. На основе моделей разработаны мероприятия, направленные на оптимизацию работы оборудования и перераспределение компенсации по ячейкам заводнения и вытеснение ранее недренируемой нефти, такие как:

- подбор устьевого оборудования единовременно для системы в целом;
- изменение пластового давления в гидродинамической модели пласта;
- очистка призабойной зоны пласта в 75 скважинах;
- увеличение приемистости скважин вследствие обработки призабойной зоны;
- регулирование режима насосных агрегатов с разными напорными характеристиками.

3. При реализации мероприятий имеется потенциал получить дополнительно 274,8 тыс. т нефти на Сугмутской группе месторождений, обеспечив прирост добычи на 5 %.

4. Разработанная методика по управлению заводнением может тиражироваться на другие месторождения компании «Газпром нефть».

## Список литературы

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
2. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. – М.: Недра, 1996. – 367 с.
3. Обобщение результатов применения циклического заводнения на примере месторождения Западной Сибири / М.Б. Шевелев, А.В. Онегов, А.Р. Мамлеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 65-67.
4. Повышеев К.И. Валиев Р.М., Речкин М.Г. Цифровое интегрированное моделирование в процессе управления заводнением // PROнефть – 2017. – № 4(6) – С. 44-47.
5. Критерии выбора насосного оборудования для повышения энергoeffективности системы поддержания пластового давления / В.В. Чинин, Р.В. Нилов, И.И. Исламов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 12. – С. 71-73.

## Reference

1. Surguchev M.L., *Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov* (Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery), Moscow: Nedra Publ., 1985, 308 p.
2. Lysenko V.D., *Razrabotka neftyanых mestorozhdeniy. Teoriya i praktika* (Development of oil fields. Theory and practice), Moscow: Nedra Publ., 1996, 367 p.
3. Shevelev M.B., Onegov A.V., Mamleev A.R. et al. *The generalization of pressure-pulsing waterflooding experience on the example of one of oilfields in Western Siberia (In Russ.)*, Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2013, no. 1, pp. 65-67.
4. Povyshev K.I. Valiev R.M., Rechkin M.G., *Digital integrated modeling for waterflooding management* (In Russ.), PROneft', 2017, no. 4(6), pp. 44-47.
5. Chikin V.V., Nilov R.V., Islamov I.I. et al. *Criteria of a choice of the optimum pump equipment for increase of energy efficiency of system of maintenance of reservoir pressure* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2015, no. 12, pp. 71-73.

# «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» – ЛИДЕР ПО КОМПЕТЕНЦИЯМ В ПРОВЕДЕНИИ ПОВТОРНЫХ МНОГОСТАДИЙНЫХ ГИДРОРАЗРЫВОВ ПЛАСТОВ

**К.В. Кулаков, С.В. Тишкевич, А.Д. Осташук, С.Ю. Баркалов**  
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**Электронные адреса:** Barkalov.SYU@gazpromneft-ntc.ru

Многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП) – наиболее эффективный метод увеличения площади контакта скважины с пластом. Он позволяет максимально приобщить ранее не вовлеченные в разработку интервалы пласта и повысить нефтеотдачу. Развитию данной технологии способствуют истощение ресурсной базы запасов нефти и необходимость вовлечения трудноизвлекаемых запасов и краевых зон месторождений. Суть технологии МГРП заключается в селективной стимуляции вскрываемого горизонтальной скважиной пласта, последовательном создании трещин закрепленных расклинивающим агентом (проппантом), либо в обработке кислотными составами. Селективность стимуляции и деление горизонтальной секции на зоны осуществляется посредством применения специальных компоновок-хвостовиков. В процессе эксплуатации продуктивность таких скважин начинает снижаться и в настоящее время вопрос повторной стимуляции (рефраков) горизонтальных скважин с МГРП – один из наиболее актуальных для компании «Газпром нефть». Накопленный опыт работы с наклонно направленными скважинами показывает, что наиболее эффективным методом восстановления продуктивности скважин с ГРП спустя 3-5 лет эксплуатации является повторный ГРП.

**Ключевые слова:** гидоразрыв пласта (ГРП), многостадийный ГРП (МГРП), рефрак, компоновка хвостовика, муфта, повторный МГРП

«GAZPROM NEFT» – THE LEADER OF THE COMPETENCE OF A MULTI-STAGE REFRACTURING

**K.V. Kulakov, S.V. Tishkevich, A.D. Ostashuk, S.Y. Barkalov**  
Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Multi-stage hydraulic fracturing (MSF) in horizontal wells is an effective method of increasing well productivity. The increase in the area of contact of the well with the reservoir allows to maximize the previously not involved in the development of the reservoir intervals, to increase its oil recovery. The development of this technology is facilitated by the depletion of the resource base of high and medium-sized oil reserves and the need to involve hard-to-recover reserves, the boundary zones of the fields. The technology MSF is selective stimulation in horizontal open hole reservoir, sequential creation of fractures fixed by the wedging agent (propellant), or treatment with acid compositions. The selectivity of stimulation and division of the horizontal section into zones is carried out through the use of special configuration a liners. During operation, the productivity of such wells begins to decrease over time. And today the issue of re-fracturing of horizontal wells with MSF is one of the most urgent problems for our Company. The accumulated experience with directional wells shows that the most effective method of recovery of productivity of wells with hydraulic fracturing after 3-5 years of operation is to conduct operations of repeated hydraulic fracturing.

**Keywords:** hydraulic fracturing, multi-stage hydraulic fracturing, assemblies/liners, sleeves, re-fracturing, repeated fracture

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-2-42-47

## ВВЕДЕНИЕ

В «Газпром нефти» начиная с 2011 г. большинство вводимых в эксплуатацию скважин являются горизонтальными (ГС) с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) (рис. 1). В настоящее время на месторождениях компании пробурено около 1300 ГС с МГРП, оборудованных пакерно-портовыми (некементируемых) компоновками хвостовиков, которые активируются путемброса шаров-отсекателей (Методический документ



Рис. 1. Динамика ввода горизонтальных скважин с МГРП в «Газпром нефти»

«Газпром нефти»: Методические указания на проведение работ по многостадийному(многозонному) ГРП на месторождениях Компании. М-01.05.07-03). Примерно 800 скважин оборудованы муфтами ГРП однократного действия.

Со временем под действием различных геологических и технологических факторов (вынос механических примесей, пересыпание горной породой интервалов перфорации, колматация проппантной набивкой, образование асфальтосмолопарафиновых отложений, соли и др.) происходит постепенное снижение продуктивности таких скважин. На сегодняшний день проблема выработки запасов и увеличения коэффициента извлечения нефти за счет повторной стимуляции ГС с МГРП – одна из актуальных задач для специалистов компании «Газпром нефть». Проведение повторных ГРП (рефраков) рекомендуется в следующих ситуациях:

- снижение продуктивности скважин в процессе эксплуатации;
- преждевременные остановки закачки сигналы «СТОП», преждевременное завершение работ (с отклонением от программы);
- необходимость стимуляции портов, пропущенных при первичном подходе.

Схематичное изображение повторного МГРП показано на рис. 2.

При подборе скважины-кандидата для проведения повторного МГРП должны соблюдаться следующие условия:

- 1) пластовое давление не ниже 0,6 начального; обводненность продукции не более 80 %;
- 3) остаточные запасы более 5 тыс т;
- 4) текущий скрин-фактор более -3;
- 5) толщина глинистых перемычек не менее 15 м до газо- и водонасыщенных прослоев;
- 6) удаленность от фронта нагнетания воды;
- 7) наличие нестимулированного интервала при первичном ГРП.

Технологическая проблема заключается в том, что типовая конструкция скважин, получивших широкое распространение (шаровые компоновки хвостовиков с муфтами МГРП однократного

действия), не предусматривает проведения повторных стимуляций, что создает трудности при подборе их технологий:

- невозможность управления портами;
- отсутствие возможности селективной обработки интервала без применения дополнительных технологий;
- невозможность прогноза точки инициации и направления развития вторичной трещины;
- наличие интервалов сужения диаметра компоновки хвостовика.

Существуют два пути дальнейшего развития: подбор технологий повторных ГРП с применением имеющихся компоновок и подбор альтернативных методов заканчивания скважин.

В настоящее время рынок нефтесервисных услуг в области ГРП предлагает достаточно большое число технологий и подходов к проведению повторных МГРП. Все они заслуживают должного внимания, но возникает вопрос все ли они работоспособны и универсальны.

Для ответа на этот вопрос и подбора оптимальной технологии проведения рефраков в условиях месторождений «Газпром нефти» работы начали проводиться еще в 2014 г.<sup>1</sup> Работы в данном направлении ведутся и в настоящее время с учетом нового опыта, технологий и решений для проведения повторных стимуляций ГС с МГРП. Осуществляются опытно-промышленные испытания с целью выявления оптимальной технологии проведения рефраков. В результате подобраны решения для скважин как действующего фонда, так и вновь вводимых.

## ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВТОРНЫХ МГРП НА СПУЩЕННЫХ (ШАРОВЫХ) КОМПОНОВКАХ

Одним из важнейших этапов для реализации повторных ГРП является подготовка скважины (рис. 3), включающая:

- фрезерование седел и шаров (если данные работы не были проведены перед запуском скважины в работу);
- райбирование ствола скважины;

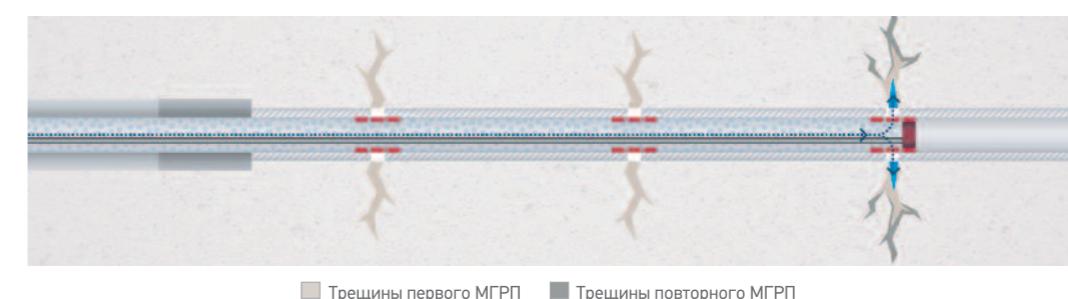


Рис. 2. Схематичное изображение повторного МГРП

<sup>1</sup> Оптимизация технологии повторных многостадийных гидоразрывов пласта / П.И. Крюков, Р.А. Гиматдинов, С.А. Доктор [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 12. – С. 64–67.



Рис. 3. Оборудование для проработки ствола скважины (СБТ – стальная бурильная труба; ФКК – фрезэр колонный конусный)

- очистку ствола скважины шламоуловителем;
- промывку скважины до выхода на поверхность раствора требуемого качества;
- дополнительно очистку ствола скважины с использованием гидромониторной промывки: удаление песка, твердых отложений из НКТ (парафинов, асфальтенов, растворимых твердых отложений и цемента);
- в случае спуска в скважину дополнительного инструмента для проведения ГРП – шаблонирование хвостовика скважины имитатором компоновки (с целью приведения в соответствие диаметра и длины во избежание аварий при спускоподъемных операциях (СПО) двухпакерной компоновки).

#### Технология с динамическим отклонением.

Опробована технология повторного ГРП с применением динамического отклонения, которая позволяет проводить повторную интенсификацию ГС с МГРП действующего фонда (нецементируемые хвостовики). Суть технологии заключается в блокировании существующих ранее простимулированных трещин разлагаемым материалом и последовательной селективной закачке жидкости ГРП в имеющиеся интервалы. В случае принятия решения о стимуляции новых зон вдоль горизон-

тального ствола проводится гидропескоструйная перфорация (ГПП).

Работа состава динамического отклонителя происходит следующим образом: крупные частицы блокируются при входе в трещину, мелкие уменьшают проницаемость пачки для временной изоляции трещины, волокна консолидируют пачку, время разложения блок-пачки зависит от ее объема и пластовой температуры. Типовой порядок выполнения работ:

- проведение термометрии для выявления выработанных зон – принимающих интервалов (исследование температурного профиля горизонтального ствола скважины);
- закачка отклонителя и блокирование существующих трещин (принимающих интервалов) (рис. 4);
- ГПП (оциально);
- ГРП;
- проведение термометрии для установления месторасположения новой трещины ГРП за счет выявления температурных аномалий (исследование температурного профиля горизонтального ствола скважины);
- повторение циклов требуемое число раз;
- освоение скважины;
- демонтаж и демобилизация флотов ГРП и гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ). Описанная технология была реализована:
- в трех скважинах Вынгапурского месторождения ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (5, 4 и 4 стадии) – фаза 1;
- в двух скважинах Южно-Приобского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос» (по 4 стадии) – фаза 2;
- в трех скважинах ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (3, 2 и 3 стадии) – наиболее успешный опыт.

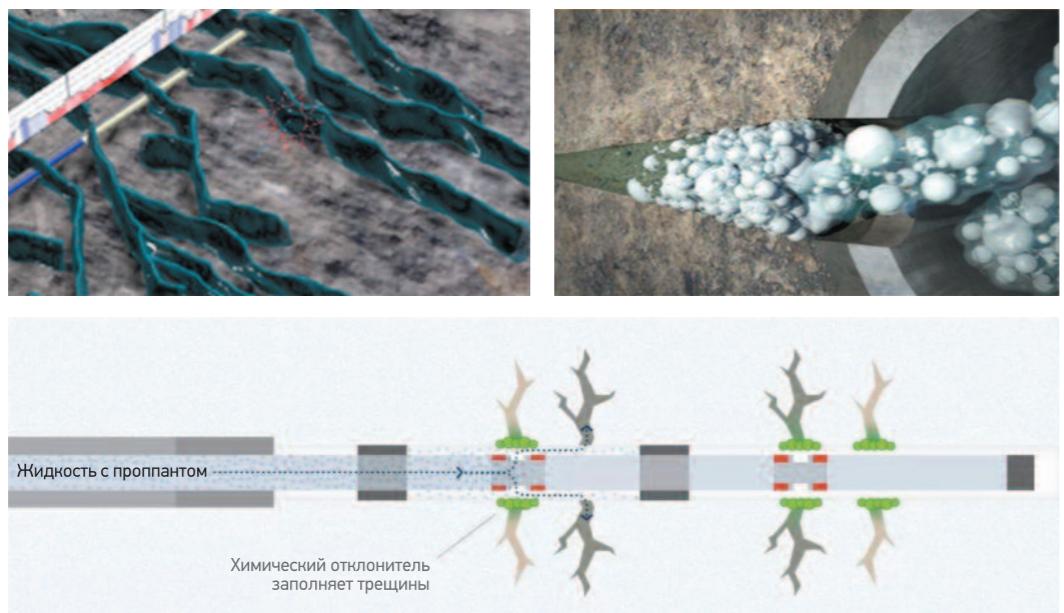


Рис. 4. Проведение повторного ГРП с применением химического отклонителя (условные обозначения те же, что и на рис. 2)

Данная технология подтвердила свою работоспособность, однако были выявлены следующие недостатки:

- риск развития трещины в интервале размещения блок-пачки;
- риск развития трещины в выработанные зоны пласта;
- высокая стоимость проведения работ в связи с необходимостью привлечения комплекса ГНКТ для выполнения термометрии;
- необходимость пересмотра критериев выбора скважин-кандидатов в связи с неоднозначностью результатов по добыче.

**Технология с применением малогабаритного пакера на НКТ и отсыпки проппантом.** При проведении повторных стимуляций при помощи малогабаритного пакера на НКТ и отсыпки проппантом (рис. 5) устанавливается следующий типовой порядок проведения работ:

- качественная подготовка скважины, выполнение шаблонирования во избежание аварий при СПО малогабаритного пакера;
- посадка малогабаритного пакера для отсечения открытых фрак-портов, расположенных выше;
- выполнение операции «замещение», определение приемистости;
- проведение мини-ГРП;
- выполнение основного ГРП с недопрордавкой проппанта (последние стадии с высокой концентрацией – 2000 кг/м<sup>3</sup>);
- ожидание закрытия трещины и уплотнение проппантной отсыпки;
- перепосадка пакера бригадой капитального ремонта скважин (КРС) в следующий интервал;
- повторение цикла требуемое число раз.

Несмотря на кажущуюся простоту и использование «стандартного» оборудования, данная технология имеет ряд существенных ограничений:

- высокие требования к качеству подготовки ствола скважины (фрезерование седел и шаров);

- риск прихвата и повреждения малогабаритного пакера, износ эластомера при проведении СПО;
- дополнительные затраты на работу ГНКТ и СПО при КРС.

При этом отсутствует гарантированная изоляция стадий (возможны утечки в ранее простимулированные интервалы, риск получения «СТОПа»).

**Технология проведения ГРП с применением двухпакерной компоновки.** Инструмент представляет собой компоновку многоразового действия, верхний пакер чашечного типа оснащен форсунками для ГПП (опция) и осуществления неограниченного числа стадий (рис. 6).

Предусмотрен следующий типовой порядок проведения работ:

- подготовка ствола скважины;
- спуск инструмента в требуемый интервал, позиционирование;
- пакеровка инструмента;
- выполнение ГПП;
- активация чашечного пакера;
- тестирование на приемистость;
- проведение основного ГРП;
- распакеровка, перевод инструмента в транспортное положение;
- подъем к следующему интервалу;
- посадка пакера;
- повторение цикла требуемое число раз.

Благодаря наличию двухпакерной системы, позволяющей изолировать нужный интервал, данный инструмент можно использовать для проведения рефраков на имеющихся шаровых компоновках. Такие работы были успешно реализованы в трех скважинах месторождений «Славнефть – Мегионнефтегаз»:

- в первой скважине – три стадии ГРП после ГПП, на каждой стадии закачано по 25 т проппанта (114-мм равнопроходной цементированный хвостовик);

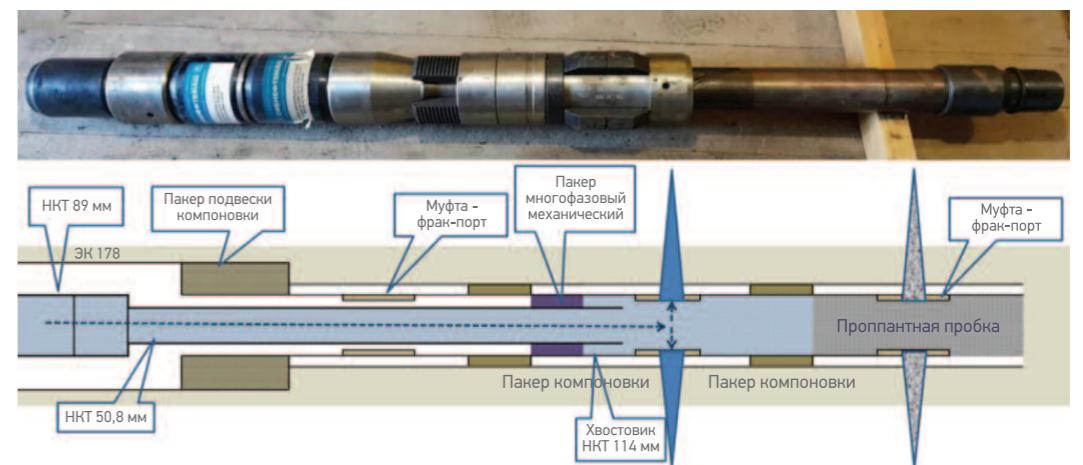


Рис. 5. Проведение повторного ГРП с использованием малогабаритного пакера на НКТ и отсыпки проппантом (ЭК – эксплуатационная колонна)



Рис. 6. Схема двухпакерной компоновки компании Halliburton

– во второй скважине – три стадии ГРП в существующие порты, на каждой стадии закачано по 25 т проппанта (114-мм, нецементированный хвостовик, потребовалось разбуривание шаровых муфт);

– в третьей скважине – три стадии ГРП в существующие порты, на каждой стадии закачано по 15 т проппанта (скважина с боковым стволов диаметром 102 мм, нецементированный хвостовик, потребовалось разбуривание шаровых муфт).

В «Славнефть – Мегионнефтегазе» аналогичная компоновка была успешно использована при проведении первичного ГРП в равнопроходных хвостовиках, оборудованных муфтами ГРП разрывного типа (срабатывание муфты и открытие перфорационных отверстий происходит при создании определенного давления), в трех скважинах (выполнено 8 стадий, закачано 5-7 т проппанта на каждой стадии). Кроме того, имеется опыт повторной стимуляции двухпакерной компоновкой в двух скважинах ОАО «Газпромнефть-Ямал», конструкция хвостовика в которых представлена секциями заколонных пакеров и фильтров. Спуско-подъем инструмента осуществлялся силами бригады КРС: скважина предварительно подготавливалась (райбированием с проработкой интервалов позиционирования чаши и посадкой самой компоновки, шаблонирование горизонтальной части ствола скважины, промывка гидромониторной насадкой противопесочных фильтров и удаление кольматационного экрана в призабойной зоне пласта). Далее перед началом работ компоновка располагается выше всех фильтров в части «глухой трубы» (для исключения возможности перетока по заколонным пакерам) и проводится опрессовка чашек – «кап».

В случае успешной опрессовки спускается компоновка в требуемый интервал, затем проводится локализация «кап» в промежутках между фильтровыми секциями и выполняется ГРП. Уникальность данных опытно-промышленных работ заключалась в сборке компоновки таким образом, что расстояние между «капами» было равно длине фильтровой части и в данном случае являлось интер-

валом перфорации для ГРП – 140 и 170 м. СПО с двухпакерной компоновкой возможны как на НКТ, так и на ГНКТ. Применение данной технологии сопряжено с высоким риском при хвата и повреждения компоновки, износом эластомера при проведении СПО. В случае преждевременной остановки возможны высокие риски, связанные с распакеровкой двухпакерной системы и вымыванием проппанта.

*Технология проведения повторных стимуляций в шаровых компоновках с муфтами МГРП многоразового действия.* При полномасштабном тиражировании технологии проведения МГРП с шаровыми компоновками часть производителей оперативно отреагировала и сработала на опережение. Около 30 % поставленных в компанию после 2015 г. компоновок имели возможность повторного закрытия/открытия.

В ОАО «Газпромнефть-Хантос» повторные ГРП в ГС с МГРП начали проводить в 2018 г. Была подготовлена скважина с семистадийным ГРП (один гидропорт (1) и шесть (2-7) фрак-портов), отфрезерованы посадочные седла (для шаров), очищен и отшаблонирован ствол. Изначально планировались закрытие всех муфт, проверка герметичности, далее поочередное открытие, проведение повторного ГРП и закрытие 1, 3, 5 и 7 муфт.

Первая попытка закрытия муфт осуществлялась специальной однопакерной компоновкой на ГНКТ. Несмотря на качественную подготовку скважины, в ходе проведения работ неоднократно были получены затяжки и прихваты, кроме того, в компоновке наблюдалась негерметичность пакера многоразового действия. Из шести фрак-портов удалось закрыть только 7 и 6.

Далее была предпринята попытка смены компоновки на специальный ключ с гидромолотом, позволяющий передавать на порт большие нагрузки и создавать ударное воздействие. Однако и эти попытки не увенчались успехом.

По заявлению производителя, вероятной причиной неудач при работе ключей с фрак-портами является их высокая чувствитель-

ность к наличию в стволе скважины проппанта и посторонних предметов (различные фрагменты от фрезерования компоновки и эксплуатации скважины). К возможным причинам можно также отнести недоработку самих многоразовых муфт (заклинивание цилиндра муфты).

Было принято решение продолжить повторные стимуляции скважины с использованием мостовых пробок для отсечения открытых нижних интервалов. В настоящее время работы в скважине продолжаются и это только первый опыт проведения подобных работ, т.е. делать выводы о работоспособности шаровых многоразовых фрак-портов еще рано.

## ТЕХНОЛОГИИ МГРП ПРИ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МЕТОДАХ ЗАКАНЧИВАНИЯ

Накопленный опыт работ по рефракам в скважинах действующего фонда позволил сделать вывод, что необходимо изменить сам подход к строительству скважин, а именно: следует переходить на равнопроходные цементированные хвостовики с муфтами ГРП многократного действия.

Практически одновременно с первыми попытками проведения рефраков на шаровых компоновках в 2014 г. в «Газпром нефти» началось строительство ГС нового поколения, которые могут снять основные существующие ограничения при проведении рефраков.

Одним из примеров нового подхода является строительство ГС, оборудованных равнопроходными цементированными хвостовиками с муфтами МГРП многоразового действия.

Управление муфтами осуществляется специальным ключом на ГНКТ.

Типовой порядок проведения работ следующий:

- закрытие всех портов за одну СПО;
- открытие требуемой муфты ГРП;
- подъем ГНКТ или спуск ниже стимулируемого интервала;
- проведение ГРП;
- закрытие муфты;
- переход к следующей муфте и повтор цикла работ.

Основные преимущества данного подхода:

- условно неограниченное число стадий (в случае риска прорыва в близко расположенные газо- или водоносные горизонты существует возможность снижения массы проппанта и увеличения числа стадий для достижения запланированных добывных параметров);

- наличие равнопроходного ствола (снижение риска аварий, прихватов, возможность проведения исследований работы фрак-

портов);

- благодаря цементированному хвостовику инициация трещины ГРП происходит напротив муфты ГРП в заданном интервале (отсутствуют заклонные перетоки);
- возможность селективной стимуляции определенного интервала;
- возможность управления скважиной (закрытие многоразовых муфт) в случае прорыва воды или газа;
- отсутствие ограничений по дизайну ГРП (концентрация, расход, масса проппанта и др.).

Недостатками данной технологии являются возможный прихват при выполнении операций на ГНКТ и высокие затраты на работу ГНКТ.

Технология была реализована в ОАО «Газпромнефть-Ямал» в четырех скважинах: в первых двух проведено по 27 и 30 стадий МГРП и во вторых двух – по 8 стадий МГРП. В восьми скважинах ожидается проведение ГРП (стадий 8, 12 и 21). В ближайшее время запланировано проведение повторных ГРП по данной технологии.

Несмотря на то, что в компании отсутствуют результаты успешного рефрака на многоразовых портах, в настоящее время – это один из самых перспективных подходов к строительству скважин и проведению ГРП, что подтверждается как технологической, так и экономической эффективностью.

## ВЫВОДЫ

- Сравнение экономического эффекта от реализации повторных МГРП показало преимущество бесшаровых технологий за счет исключения необходимости выполнения высоковысоких работ по разбуриванию оснастки хвостовика и нормализации забоя с применением комплекса ГНКТ.

- Для ГС с МГРП действующего фонда из представленных технологий лучшей является технология МГРП с использованием двухпакерной компоновки на НКТ.

- Для новых ГС с МГРП наиболее перспективным направлением реализации повторных МГРП является строительство равнопроходных цементированных хвостовиков, оборудованных многоразовыми сдвиговыми муфтами, переход на бесшаровые технологии, компоновки с растворимыми элементами, что предполагает пересмотр подходов к заканчиванию скважин.

# МЕТОДОЛОГИЯ ПОСТРОЕНИЯ МЕТАМОДЕЛЕЙ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ РЕШЕНИЯ АКТУАЛЬНЫХ ЗАДАЧ НЕФТЯНОГО ИНЖИНИРИНГА

**М.В. Симонов, А.В. Пенигин, А.С. Маргарит, А.А. Пустовских**, к.ф.-м.н.  
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**Н.А. Смирнов**  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

**А.Н. Ситников**  
ПАО «Газпром нефть»

**Электронные адреса:** Simonov.MV@gazpromneft-ntc.ru

При традиционном математическом моделировании исследователь, как правило, ограничен в объеме вычислительных экспериментов, которые он может провести на математических моделях в целях оптимизации решения. Для ускорения решения оптимизационных задач в последние годы стало активно развиваться новое, альтернативное направление математического моделирования – метамоделирование. Построение таких моделей основано на идеях машинного обучения, где модели «обучаются» по множеству прототипов входных и выходных данных (результатов натурных и/или вычислительных экспериментов, проведенных с различными объектами рассматриваемого класса). Построенные модели фактически имитируют сами математические модели, созданные на основе изучения физики процессов, и при этом позволяют существенно сократить время на расчет и принятие решений. В работе представлены подходы к созданию метамоделей различного уровня сложности, который определяется в зависимости от особенностей решаемых задач. Доказано, что применение метамоделей позволяет значительно сокращать временные и вычислительные ресурсы, необходимые для решения широкого спектра задач нефтяного инжиниринга, в частности, для выбора, мониторинга и оптимизации разработки месторождений, при этом качество получаемых метамоделей будет соответствовать качеству традиционных физических моделей.

**Ключевые слова:** метамоделирование, математическое моделирование, гидродинамическое моделирование, машинное обучение, разработка месторождений, закачка газа в пласт, третичные методы

METHODOLOGY OF SURROGATE MODELS (METAMODELS) AND THEIR PROSPECTS  
FOR SOLVING PETROLEUM ENGINEERING CHALLENGES

**M.V. Simonov, A.V. Penigin, A.S. Margarit, A.A. Pustovskikh**

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

**N.A. Smirnov**

Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University

**A.N. Sitnikov**

Gazprom Neft PJSC, RF, Saint-Petersburg

Traditional mathematical modeling tends to set limits to the amount of computational experiments to be conducted with mathematical models in order to optimize solutions. Over recent years, metamodeling – a new, alternative approach – has been rapidly developing with a view to facilitate the solution of optimization challenges. Such models are built upon the ideas of machine learning, when the models' training set is derived from numerous prototypes of input and output data (results of field and computational runs with varied data types). The models are built to imitate (replace) the physics-based mathematical models and reduce computational time and decision-making period. In this paper, we offer approaches for metamodeling (data models) of various levels of complexity depending on actual tasks. We show that application of metamodels significantly reduces the amount of time and computational resources required for solving a wide range of petroleum engineering challenges, e.g. selection, monitoring and optimization of field development. Metamodels returns results without any loss of quality compared to traditional «physical» models.

**Keywords:** surrogate modeling, mathematical modeling, reservoir modeling, machine learning, reservoir management, gas injection, IOR, EOR

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-2-48-53

## ВВЕДЕНИЕ

При традиционном математическом моделировании исследователь, как правило, ограничен в объеме вычислительных экспериментов, которые он может провести на математических моделях в целях оптимизации решения. Результат таких вычислительных экспериментов можно представить, например, в виде многомерного массива, в котором соотносятся многомерные входные данные, а также в общем случае многомерные выходные данные математической модели. Когда сформированный массив результатов расчетов имеет небольшой размер, решение о выборе входных параметров для проведения следующего вычислительного эксперимента или выбор самих оптимальных параметров модели может быть принято на основе знаний исследователя. Однако с появлением высокопроизводительных вычислительных систем, кластеров и суперкомпьютеров исследователь имеет возможность проведения массовых математических экспериментов, вследствие чего поиск оптимума требует отдельного специализированного алгоритма оптимизации. В то же время чем точнее необходимо найти оптимум, тем больше требуется новых вычислительных экспериментов. Несмотря на рост вычислительных возможностей, растет сложность моделей и решаемых оптимизационных задач. В результате этого возникает потребность в постоянном в увеличении вычислительных ресурсов.

Для ускорения решения оптимизационных задач в последние годы стало активно развиваться новое, альтернативное направление математического моделирования – метамоделирование. Построение метамоделей основано на идеях машинного обучения, где модели «обучаются» по множеству прототипов входных и выходных данных (результатов натурных и/или вычислительных экспериментов). Построенные модели фактически имитируют (заменяют) сами математические модели, созданные на основе изучения физики процессов, и при этом позволяют существенно сократить время моделирования [1, 2]. Как правило, метамодели имеют существенно более высокую вычислительную эффективность по сравнению с исходными моделями. Например, метамодели для расчета аэродинамических характеристик, построенные по результатам экспериментов с помощью исходной CFD-модели, основанной на численном решении систем дифференциальных уравнений аэродинамики,

увеличили скорость вычислений более чем в сотни тысяч раз при относительной погрешности не более 1 % [3]. Следует отметить, что для метамоделей важно также иметь возможность определить градиент целевой функции. Это означает, что кроме аппроксимации самой функции необходима аппроксимация ее градиента, что может существенно усложнить постановку задачи, а также накладывает определенные ограничения на используемую модель машинного обучения.

ДЛЯ УСКОРЕНИЯ РЕШЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ЗАДАЧ В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ СТАЛО АКТИВНО РАЗВИВАТЬСЯ НОВОЕ, АЛЬТЕРНАТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ – МЕТАМОДЕЛИРОВАНИЕ

Подобные примеры имеются и в нефтегазовой отрасли, где возникают дополнительные трудности, вызванные в первую очередь сложностью моделируемых процессов, необходимостью принятия решений в режиме реального времени, низким качеством исходных данных. Основными задачами, для решения которых применяются метамодели в нефтегазовой сфере, являются: повышение оперативности и эффективности принятия капиталоемких решений в условиях большой неопределенности исходной информации; необходимость расширения возможностей и снятия ограничений базовых (исходных) физических моделей, определение наиболее значимых факторов для исследуемой целевой функции, в частности оптимального представления данных в сжатом пространстве.

## ПРИМЕРЫ ПОСТРОЕНИЯ МЕТАМОДЕЛЕЙ

Метамоделирование с целью увеличения вычислительной эффективности моделирования, в том числе и для нефтегазовой отрасли, уже было исследовано ранее [1-9]. В основе большинства подходов лежит применение нейронных сетей, нечеткой логики и генетических алгоритмов, однако в большинстве работ не приводятся подробности имплементации предложенных методов. В работе [10] была разработана метамодель для аппроксимации различных характеристик скважины в зависимости от параметров пласта (толщины, проницаемости, пористости, коэффициента анизотропии проницаемости и др.). Данные для по-

строения метамодели были получены с помощью компьютерной модели пласта. Рассмотрены следующие алгоритмы формирования обучающей выборки: Бокс-Бенкен (ББ), семплирование с помощью латинских гиперкубов (ЛГ), Augmented Pairs (AP) и метод, основанный на максимальной энтропии (МЭ). Далее для каждого полученного набора данных создавалась метамодель. Для ББ и AP строились квадратичные модели с использованием LASSO, для ЛГ и МЭ использовалась регрессия на основе гауссовых процессов. Проведен сравнительный анализ качества полученных метамоделей.

В работе [11] решается задача оптимального расположения скважин и их траекторий для максимизации чистого дисконтированного дохода. В качестве параметров, влияющих на целевую функцию, учитывались следующие: объемы флюидов, со-общаемость пластов, петрофизические свойства породы, затраты на бурение и др. Основой для формирования данных для обучения метамодели являлась гидродинамическая модель пласта. В связи с не-обходиностью использования больших вычислительных ресурсов для расчета базовой модели методы оптимизации должны использовать как можно меньшее число обращений к целевой функции.

Для решения задачи использовались генетические алгоритмы оптимизации и метамоделирование. Суть метода состоит в следующем: по начальной выборке строится метамодель, которая аппроксимирует целевую функцию. Далее по построенной модели алгоритм оптимизации выбирает новую точку. Значение в этой точке вычисляется с некоторой вероятностью  $P$  с ис-

пользованием метамодели либо с вероятностью  $(1 - P)$  с помощью целевой функции. После этого, если значение было вычислено точно (т.е. целевой функцией), то метамодель перестраивается. Вероятность  $P$  выбирается пропорционально ошибке аппроксимации в выбранной точке, которая оценивается другой метамоделью. Для метамодели оценки качества набор входных параметров совпадает с набором параметров для исходной модели, а целевая функция - оценка ошибки аппроксимации в точке. Для построения метамоделей используются искусственные нейронные сети. Далее рассмотрим один из примеров построения и использования метамоделей в периметре Блока разведки и добычи «Газпром нефти». Модели были реализованы с помощью разработанного в Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» программного обеспечения (ПО) «Мастер-алгоритм» [12]. Исследовалась возможность построения метамодели для оценки влияния режимов работы нагнетательных и добывающих скважин на величину накопленной добычи нефти и ее зависимость от времени при разработке месторождений с использованием закачки смещающегося газа. В качестве базовой для обучения метамодели использовалась гидродинамическая модель участка реальной нефтяной залежи с газовой шапкой, находящейся на первой стадии разработки (рис. 1). Из скважин, пробуренных ниже газонефтяного контакта, были выбраны три для перевода под нагнетание газа. Суммарный расход за-качиваемого газа был ограничен производительностью системы комплексной подготовки газа, его состав и расход определялись соответственно составом газа и добычей (меняющейся по мере разработки месторождения) из данного резервуара, а также составом и объемом газа, транспортируемого из других пластов (оставались постоянными в течение всего периода разработки залежи).

В качестве вектора входных переменных были использованы: максимально допустимое значение газового фактора для добывающих скважин (от 3000 до 10000 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>); доля от общего расхода доступного смещающегося газа для данной нагнетательной скважины (диапазон изменения от 0 до 1); доля общего расхода газа для данной нагнетательной скважины в случае, если одна из нагнетательных скважин была отключена в процессе разработки (диапазон изменения от 0 до 1; если ни

одна из нагнетательных скважин не была отключена, то для каждой нагнетательной скважины данный параметр принимал нулевое значение; если отключалась одна из нагнетательных скважин, то данный параметр для нее принимал нулевое значение, для оставшихся – от 0 до 1). Отключение нагнетательных скважин контролировалось следующим образом: из всего фонда добывающих скважин были выделены 12 скважин, распределенные по трем группам, в соответствии с положением каждой скважины ниже по структуре относительно определенной нагнетательной скважины. В первую группу вошли пять скважин, во вторую – четыре, в третью – три. Каждая нагнетательная скважина контролировалась своей группой добывающих скважин: как только все добывающие скважины данной группы отключались (в случае превышения для каждой скважины значения максимально допустимого газового фактора), отключалась соответствующая нагнетательная скважина. Таким образом, вектор входных переменных состоял из семи параметров. Генерация входных переменных проводилась с помощью латинского гиперкуба с многомерной однородностью LHS-MDU [13].

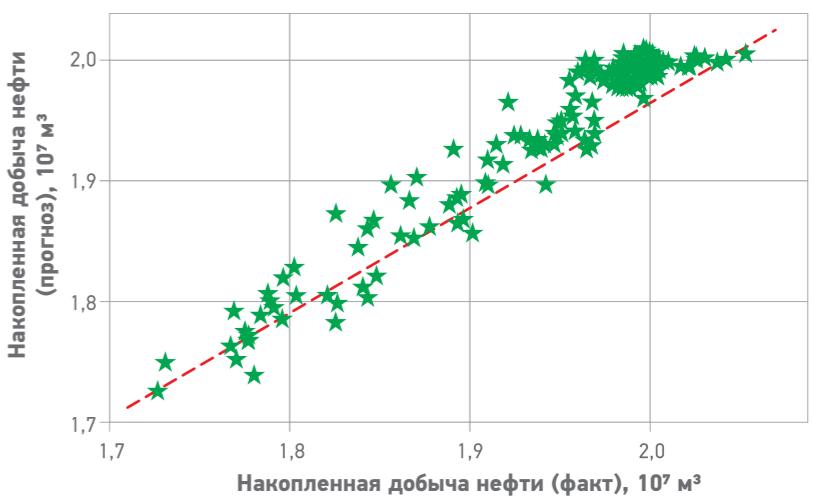
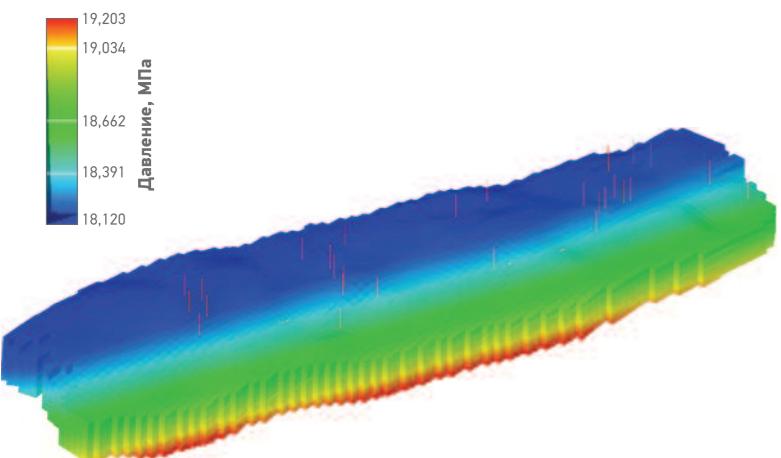
В первую очередь определялась возможность прогнозирования накопленной добычи нефти на момент окончания разработки месторождения. Для этого с помощью ЛГ было сгенерировано 800 вариантов значений входных переменных, для каждого из них величина накопленной добычи нефти рассчитывалась с использованием гидродинамического моделирования в коммерческом симуляторе. В результате был получен набор данных из 800 рассчитанных кейсов, в которых вектор входных переменных  $X$  включал: максимально допустимый газовый фактор; долю закачки от общего расхода газа для каждой нагнетательной скважины (три параметра); долю закачки от общего расхода газа для каждой нагнетательной скважины в случае отключения одной из нагнетательных скважин в процессе разработки (три параметра). Значение накопленной добычи нефти к концу периода разработки было использовано в качестве выходного параметра  $Y$ . Обучение проводилось с помощью ПО «Мастер-Алгоритм», который предложил в качестве оптимального алгоритма машинного обучения для данной задачи метод Extremely randomized trees [14]. Подобраны следующие оптимальные параметры модели:

max_features (часть признаков, по которым ищется разбиение), %	95
min_samples_leaf (минимальное число объектов в листе дерева)	16
min_samples_split (минимальное число объектов, необходимое для разделения внутреннего узла)	20
n_estimators (число деревьев)	100

Полученная метамодель прогнозирует величину накопленной добычи нефти с относительной точностью 93,6 %, а наиболее значимым признаком для нее оказалась доля распределения закачки газа после отключения одной из нагнетательных скважин (рис. 2). Данный результат является вполне закономерным, поскольку ненулевое значение этого параметра свидетельствует о прекращении добычи из группы нефтяных скважин, что в свою очередь сильнее всего влияет на накопленную добычу нефти.

Кроме того, исследовалась возможность прогнозирования зависимости накопленной добычи нефти от времени разработки. Для решения поставленной задачи для каждого из 800 примеров по результатам гидродинамического моделирования была получена накопленная добыча нефти по годам, после чего она была аппроксимирована логарифмической функцией вида:  $y = a \log x + b$ , что фактически свело задачу к определению двух констант: коэффициента при логарифме  $a$  и свободного члена  $b$ .

Для обучения метамодели с помощью ПО «Мастер-Алгоритм» были выбраны оптимальные алгоритмы Random Forest [15] и



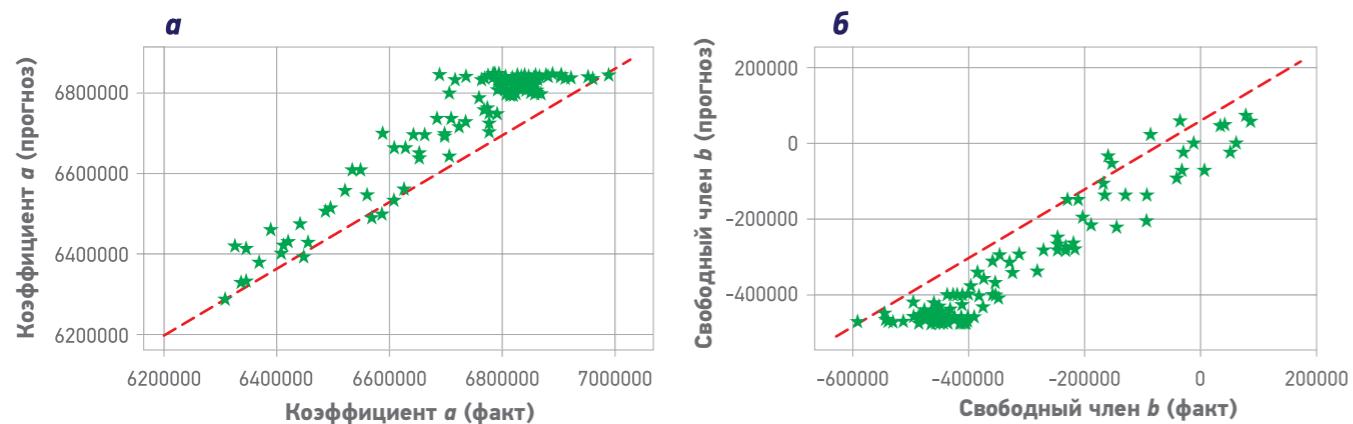


Рис. 3. Кросссплоты для прогнозирования коэффициента  $a$  (а) свободного члена  $b$  (б) в логарифмической аппроксимации

Gradient boosting [16] для прогноза соответственно коэффициента  $a$  и свободного члена  $b$ . Подобранные оптимальные параметры алгоритмов представлены ниже.

Параметры алгоритма Random Forest:  
`max_features` (часть признаков, по которым ищется разбиение), % ..... 95  
`min_samples_leaf` (минимальное число объектов в листе дерева) ..... 18  
`min_samples_split` (минимальное число объектов, необходимое для разделения внутреннего узла) ..... 12  
`n_estimators` (число деревьев) ..... 100

Параметры алгоритма Gradient boosting:  
`Learning_rate` (количественная мера вариации параметров при обучении) ..... 0,5  
`max_features` (часть признаков, по которым ищется разбиение), % ..... 90  
`min_samples_leaf` (минимальное число объектов в листе дерева) ..... 18  
`min_samples_split` (минимальное число объектов, необходимое для разделения внутреннего узла) ..... 12  
`n_estimators` (число деревьев) ..... 100

Относительные точности для углового коэффициента и свободного члена составили соответственно 91,1 и 92,6 % (рис. 3). По результатам данного исследования разработана метамодель для прогнозирования динамики накопленной добычи нефти участка месторождения при различных режимах закачки газа с учетом внешних ограничений. Точность прогнозирования полученной метамодели позволяет опре-

делять оптимальный режим работы нагнетательных скважин для максимизации накопленной добычи нефти.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Метамоделирование становится новым инструментом, позволяющим решать широкий спектр прикладных задач нефтяного инжиниринга в сжатые сроки, а также находить неявные оптимальные решения для сложных моделей. Метамодели могут применяться не только для решения задач по оптимизации разработки действующего месторождения, но и на более ранних этапах жизненного цикла актива для учета всех возможных геологических неопределенностей с целью последующего выбора оптимальной программы разработки месторождения.

Следует отдельно отметить, что сложность создаваемых метамоделей может существенно варьироваться в зависимости от специфики и необходимой детализации моделируемого процесса, о чем свидетельствуют рассмотренные в статье примеры метамоделей. Результаты данной работы свидетельствуют о возможности использования метамоделирования для решения задач нефтяного инжиниринга, однако построение и применение метамоделей требует серьезного понимания физики моделируемого процесса. Метамоделирование не должно сводиться к построению «черного ящика», обучающегося на основе сложных моделей, а должно быть процессом, в котором инженер (создатель метамодели)

должен провести декомпозицию исходной проблемы до проблемы, описываемой достаточным объемом непротиворечивых данных, выбор которых должен согласовываться с физической картиной аппроксимируемого процесса. В связи с вышеизложенным можно сделать вывод, что создание универсального алгоритма построения метамодели в ближайшем перспективе не-

возможно, для построения качественной метамодели всегда будет требоваться привнесение, пусть и в неявном виде, априорных знаний об исследуемом процессе.

## Список литературы

1. Cao Fei, Luo Haishan, Lake L.W. Oil-Rate forecast by inferring fractional-flow models from field data with koval method combined with the capacitance/resistance model // SPE 173315-PA. – 2015.
2. Artun E. Characterizing reservoir connectivity and forecasting waterflood performance using data-driven and reduced-physics models // SPE 180488-MS. – 2016.
3. Surrogate modeling of buckling analysis in support of composite structure optimization / S. Grihon, S. Alestra, E. Burnae, P. Prikhodko // Proceedings of DYNACOMP 2012 1st International Conference on Composite Dynamics May 22-24 2012, Arcachon, France.
4. Development of surrogate reservoir model (srm) for fast track analysis of a complex reservoir / S. Mohaghegh [et al.] // SPE 99667-MS. – 2006.
5. Mohaghegh Sh. Full field reservoir modeling of shale assets using advanced data-driven analytics // Geoscience Frontiers. – 2015. – V. 49 (1). – DOI: 10.1016/j.gsf.2014.12.006.
6. Mohaghegh Sh. Virtual intelligence applications in petroleum engineering. Part 1. Artificial neural networks // Journal of Petroleum Technology. – 2000. – V. 52. – № 9. – P. 64-73.
7. Mohaghegh Sh. Virtual intelligence applications in petroleum engineering. Part 2. Evolutionary computing // Journal of Petroleum Technology. – 2000. – V. 52. – № 10. – P. 40-46.
8. Mohaghegh Sh. Virtual intelligence applications in petroleum engineering. Part 3. Fuzzy Logic // Journal of Petroleum Technology. – 2000. – № 11. – P. 82-87.
9. Application of machine learning technologies for rapid 3d modelling of inflow to the well in the development system / M. Simonov, A. Akhmetov, P. Temirchev [et al.] // SPE 191593-18RPTC-MS. – 2018.
10. Schuettner J., Mishra S. Experimental design or monte carlo simulation? strategies for building robust surrogate models // SPE 174905-MS. – 2015.
11. Sayyafzadeh M. A Self-adaptive surrogate-assisted evolutionary algorithm for well placement optimization problems // SPE 176468-MS. – 2015.
12. Simonov M.V., Perets D.S., Kotezhkov V.S. Adaptive tool for solving applied problems of oil engineering // Proceedings of Conference: Geomodel 2018. – DOI: 10.3997/2214-4609.201802418.
13. Jared L., Clayton V. Latin hypercube sampling with multidimensional uniformit // Journal of Statistical Planning and Inference. – 2012. – V. 142. – № 3. – P. 763-772. – <https://doi.org/10.1016/j.jspi.2011.09.016>.
14. Geurts P., Ernst D., Wehenkel L. Extremely randomized trees // Machine Learning. – 2006. – V. 63. – № 1. – P. 3-42. – <https://doi.org/10.1007/s10994-006-6226-1>.
15. Friedman J.H. Greedy function approximation: a gradient boosting machine // The Annals of Statistics. – 2001. – V. 29. – № 5. – P. 1189-1232. – DOI: 10.1214/aos/1013203451.
16. Breiman L. Random Forests // Machine Learning. – 2001. – V. 45 (1). – P. 5-32. – DOI: 10.1023/A:1010933404324.

## Reference

1. Cao Fei, Luo Haishan, Lake L.W. Oil-rate forecast by inferring fractional-flow models from field data with Koval method combined with the capacitance/resistance model, SPE 173315-PA, 2015.
2. Artun E., Characterizing reservoir connectivity and forecasting waterflood performance using data-driven and reduced-physics models, SPE 180488-MS, 2016.
3. Grihon S. et al., Surrogate modeling of buckling analysis in support of composite structure optimization, Proceedings of DYNACOMP 2012 1st International Conference on Composite Dynamics May 22-24 2012, Arcachon, France.
4. Mohaghegh Sh. et al., Development of surrogate reservoir model (SRM) for fast track analysis of a complex reservoir, SPE 99667-MS, 2006.
5. Mohaghegh Sh. Full field reservoir modeling of shale assets using advanced data-driven analytics, Geoscience Frontiers, 2015, V. 49(1), DOI: 10.1016/j.gsf.2014.12.006.
6. Mohaghegh Sh. Virtual-intelligence applications in petroleum engineering. Part 1. Artificial neural networks, Journal of Petroleum Technology, 2000, V. 52, no. 9.
7. Mohaghegh Sh. Virtual-intelligence applications in petroleum engineering. Part 2. Evolutionary computing, Journal of Petroleum Technology, 2000, V. 52, no. 10.
8. Mohaghegh Sh. Virtual-intelligence applications in petroleum engineering. Part 3. Fuzzy logic, Journal of Petroleum Technology, 2000, V. 52, no. 11.
9. Simonov M., Akhmetov A., Temirchev P. et al. Application of machine learning technologies for rapid 3D modelling of inflow to the well in the development system (In Russ.), SPE 191593-18RPTC-MS, 2018.
10. Schuettner J., Mishra S. Experimental design or Monte Carlo simulation? Strategies for building robust surrogate models, SPE 174905-MS, 2015.
11. Sayyafzadeh M. A self-adaptive surrogate-assisted evolutionary algorithm for well placement optimization problems, SPE 176468-MS, 2015.
12. Simonov M.V., Perets D.S., Kotezhkov V.S. Adaptive tool for solving applied problems of oil engineering, Proceedings of Conference: Geomodel 2018, DOI: 10.3997/2214-4609.201802418.
13. Jared L., Clayton V. Latin hypercube sampling with multidimensional uniformit, Journal of Statistical Planning and Inference, 2012, V. 142, no. 3, pp. 763-772, DOI: 10.1016/j.jspi.2011.09.016.
14. Geurts P., Ernst D., Wehenkel L. Extremely randomized trees, Machine Learning, 2006, V. 63, no. 1, pp. 3-42. DOI: 10.1007/s10994-006-6226-1.
15. Friedman J.H. Greedy function approximation: A gradient boosting machine, The Annals of Statistics, 2001, V. 29, no. 5, pp. 1189-1232, DOI: 10.1214/aos/1013203451.
16. Breiman L. Random forests, Machine Learning, 2001, V. 45 (1), DOI: 10.1023/A:1010933404324.

# РЕЗУЛЬТАТЫ АПРОБАЦИИ ПРОКСИ- МОДЕЛИ ПЛАСТА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ЗАВОДНЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА X ВЫНГАПУРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**И.А. Жданов**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)  
Санкт-Петербургский горный университет

**А.М. Алексеева, А.С. Маргарит, Ф.Ф. Халиуллин**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**А.Р. Шарифов**

Санкт-Петербургский горный университет

**М.И. Цареградская**

ООО «ИТСК»

**А.В. Григорьев**

АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

**Электронный адрес:** Zhdanov.IA@gazpromneft-ntc.ru

Оптимизация процесса заводнения – потенциальный способ повышения коэффициента извлечения нефти и снижения неэффективных затрат, не требующий проведения геолого-технических мероприятий. Для месторождений со значительным фондом скважин в компании «Газпром нефть» используются различные подходы к сокращению неэффективной закачки воды и поддержанию заданных темпов отбора нефти.

В статье представлены результаты тестирования разработанного инструмента для достижения потенциала базовой добычи, основным преимуществом которого по отношению к коммерческим симуляторам является возможность оперативного анализа большого фонда скважин с дальнейшим автоматизированным подбором оптимальных технологических параметров. Функционал инструментов также включает подбор скважин-кандидатов для проведения обработки призабойной зоны, ремонтно-изоляционных работ, промыслового-геофизических и гидродинамических исследований скважин. С целью тестирования инструментов были проведены опытно-промышленные работы (ОПР) на одном из участков пласта X Вынгапуровского месторождения. По результатам ОПР выделены скважины с рекомендацией сокращения объемов закачки из-за высокой компенсации (9 %); с неэффективной закачкой рабочего агента (40 %); с эффективной закачкой рабочего агента, но требующие сокращения ее объемов из-за возможного влияния водоносного горизонта (6 %); рекомендованные к увеличению объемов закачки из-за низкой компенсации (21 %); с оптимальным режимом работы (24 %).

**Ключевые слова:** прокси-модель пласта, материальный баланс, поддержание пластового давления (ППД), оптимизация разработки

THE RESULTS OF TESTING THE PROXY MODEL OF THE RESERVOIR FOR THE OPTIMIZATION OF WATERFLOODING USING THE EXAMPLE OF THE VYNGAPURSKOYE FIELD

**I.A. Zhdanov**

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg, Saint-Petersburg Mining University

**A.M. Alekseeva, A.S. Margarit, F.F. Khaliullin**

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

**A.R. Sharifov**

Saint-Petersburg Mining University

**M.I. Tsaregradskaya**

ITSC LLC, RF, Saint-Petersburg

**A.V. Grigoriev**

Gazpromneft-Noyabrskneftgaz JSC, RF, Noyabrsk

The waterflooding process optimization is a possibility to increase oil recovery and reduce inefficient costs, which does not require workover activities. Various approaches have been used in the Company to reduce inefficient water injection and maintain of oil recovery rates for fields with a great number of wells. Results of testing developed tool for achieve the potential of basic production are presented in this paper. The main advantage of this tools compared with commercial simulators is possibility of rapid analysis of a large number of wells with further automated selection of optimal technological parameters. The functional of tools also include the selection of candidates for the bottom-hole treatment, isolation squeeze, geophysical study in well and well hydrodynamic studies. In order to test the instruments, experimental program had been carried at one of the sections of the BV81 formation at the Vyngapurovskoye field. Results of experimental program presented in the work. According to the results of the pilot survey, a large number of wells were analyzed, according to the results of which wells were allocated: with a recommendation for reducing injection due to high compensation (9 %); with inefficient injection of the working agent (40 %); with effective injection of the working agent, but requiring its reduction due to the possible influence of the aquifer (6 %); with a recommendation for increase injection due to low compensation (9 %); with an optimal mode of operation (24 %).

**Keywords:** tank proxy model, material balance, reservoir pressure maintenance, development optimization

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-2-54-58

## ВВЕДЕНИЕ

Для компаний, которые широко применяют метод заводнения с целью извлечения запасов углеводородов, неизменно важным представляется решение следующих задач: повышение эффективности закачки воды в пласт; сокращение объемов попутно добываемой воды; снижение операционных затрат и себестоимости нефтедобычи; наращивание объемов добычи нефти.

Мероприятия, направленные на повышение эффективности работы системы поддержания пластового давления (ППД), играют особую роль в процессе добычи нефти. Для контроля заводнения существует множество инструментов: от простых метрик для получения первичной информации о состоянии изучаемого объекта, до полномасштабных геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ) для анализа и прогноза показателей разработки. Существенным недостатком ГГДМ является длительность расчетов, отражающаяся на скорости принятия решений. Для активов с длительной историей разработки и значительным фондом скважин создание и поддержание постоянно действующей ГГДМ – очень трудоемкий процесс.

Для таких объектов необходимо построение прокси-моделей с высокой валидностью полученных данных. Прокси-модели должны решать следующие задачи: определение нагнетательных скважин с неэффективной закачкой; расчет целевых режимов работы нагнетательных скважин для минимизации потерь пластового давления; подбор скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). В статье представлены результаты тестирования разработанной прокси-модели пласта, основанной на методе по скважинного дифференциального материального баланса, который адаптирован к истории разработки. Модель позволяет оперативно получать результаты прогноза «что, если». С развитием численных имитационных методов моделирования интерес к методу материального баланса постепенно пропадает. Однако нельзя забывать, что при численном моделировании на этапе адаптации модели к фактическим данным часто проявляется элемент субъективности [1].

Для успешной работы методов материального баланса обязательна высокая достоверность входных параметров: дебитов скважин, исследований PVT-свойств, забойных давлений [1]. С увеличением времени работы скважин и их числа проблема достоверности входных параметров усугубляется. Для отсеивания ошибочных значений необходим мощный инструмент, позволяющий проводить анализ входных данных.

## ОПИСАНИЕ ПРОКСИ-МОДЕЛИ ПЛАСТА

Идеология иерархии геолого-гидродинамического моделирования предполагает, что инструменты для решения задач выбираются в соответствии с их сложностью и требованиями к оперативности принятия решений [2]. Кроме того, инструменты для контроля и управления добычей разделяются в соответствии с масштабом анализа на уровне месторождения, блоков, скважин [3–6]. Разработанная прокси-модель пласта решает задачи в псевдо-двухмерной (по пространству) постановке на уровне скважин.

В тестируемом инструменте весь объект разработки разбивается на элементы, привязанные к добывающим скважинам. При построении элемента разработки влияние окружающих нагнетательных скважин учитывается путем расчета долей влияния на каждую добывающую скважину. Для каждого элемента путем автоадаптации на исторические данные (результаты нормальной эксплуатации, интерпретации гидродинамических и промыслового-геофизических исследований скважин) находится общее решение численно-аналитических моделей: дифференциального материального баланса, фильтрации, вытеснения и PVT-корреляций [7].

В качестве метода оптимизации используется безусловная оптимизация вещественной функции от нескольких переменных (алгоритм Нелдера-Мида) [8].

## РАЗРАБОТАННАЯ ПРОКСИ-МОДЕЛЬ ПЛАСТА УСПЕШНО ПРОШЛА ТЕСТИРОВАНИЕ НА УЧАСТКЕ ВЫНГАПУРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КНС-1 ПЛАСТА X

В модели материального баланса на каждый месяц пересчитываются PVT-параметры (согласно PVT-корреляциям), объем порового пространства, насыщенность пласта, остаточные запасы нефти в пластовых условиях и пластовое давление.

Адаптация модели материального баланса выполняется путем изменения коэффициента эффективной закачки и текущей эффективной сжимаемости с целью минимизации функционала невязки. Функционалом невязки является следующая функция:

$$nev = \sum_{i=1}^6 (Q_{jk} - Q_{calc})^2,$$

где  $Q_{jk}$  – фактический дебит жидкости,  $m^3/\text{сут}$ ;  $Q_{calc}$  – расчетный дебит жидкости,  $m^3/\text{сут}$ ;  $i$  – число месяцев в периоде адаптации.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕСТИРОВАНИЯ ИНСТРУМЕНТА

В качестве пилотного объекта для апробации прокси-модели пласта был выбран участок Вынгапуровского месторождения КНС-1 пласта X со сформированной системой заводнения и высокообводненным фондом скважин.

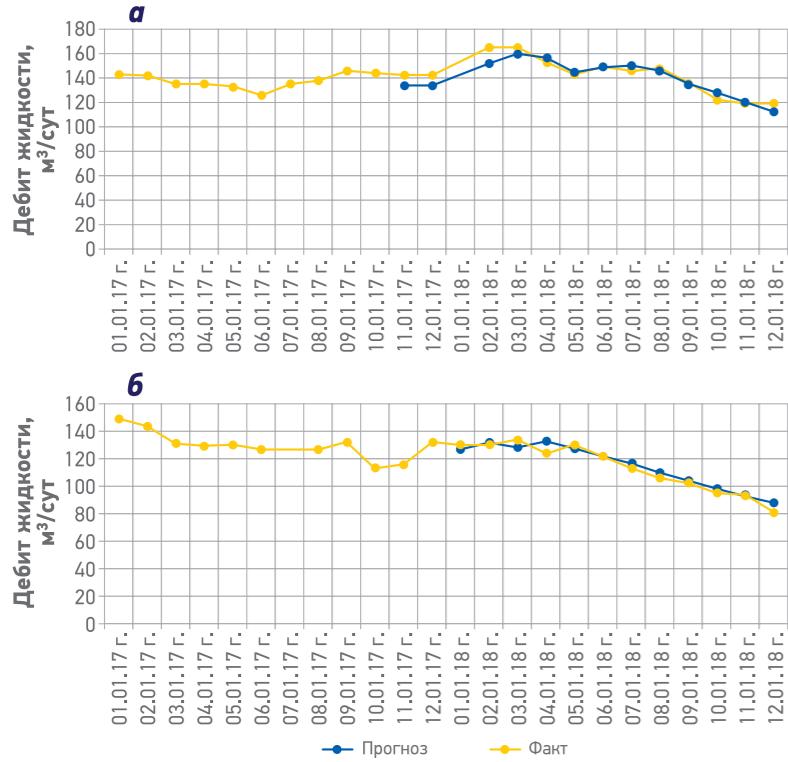


Рис. 1. Пример сравнения результатов ретропрогноза и фактических дебитов жидкости по скв. А (а) и С (б)

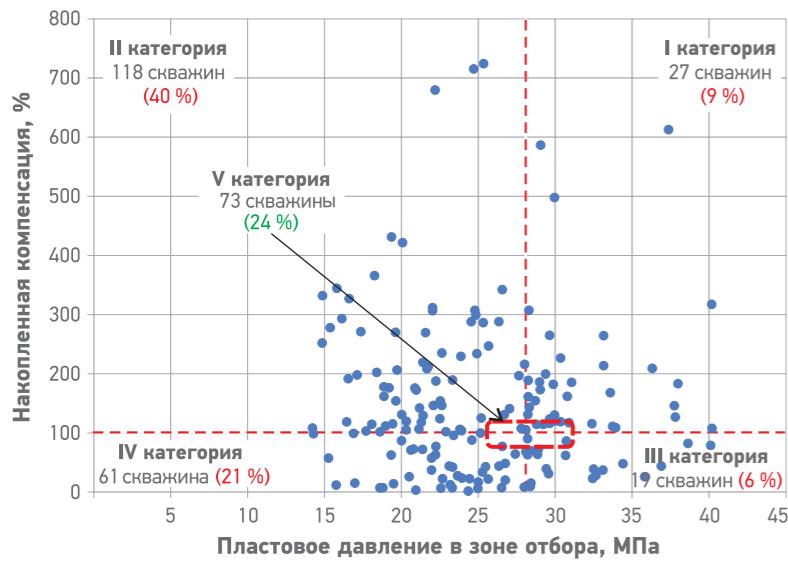


Рис. 2. Классификация добывающих скважин пилотного участка по категориям

Используя полученные результаты адаптации модели, для 25 добывающих скважин был выполнен ретроспективный тест с периодом прогноза 6 мес (рис. 1). К качеству прогнозной способности модели предъявлялись следующие требования:

- 1) расхождение между фактической и прогнозной накопленной добычей жидкости за 6 прогнозных месяцев не выше 10 %;
- 2) условие 1 выполняется в 80 % добывающих скважин рассматриваемого объекта.

Тестирование на пилотном объекте было завершено успешно: прогнозная способность модели удовлетворила указанные требования.

С помощью метрик первичного анализа разработки была выполнена классификация 299 добывающих скважин пилотного участка по категориям, каждая из которых характеризуется своими сложностями с точки зрения поддержания пластового давления (ППД). Полученное распределение скважин по категориям приведено на рис. 2.

В результате добывающие скважины по накопленной компенсации и пластовому давлению в зоне отбора были разделены на пять категорий.

- **I категория.** Накопленная компенсация больше 120 %,  $p_{\text{пл}} > 1,1 p_{\text{нач}}$  ( $p_{\text{пл}}, p_{\text{нач}}$  – соответственно текущее и начальное пластовое давление). Закачка от нагнетательных скважин эффективна. Для нагнетательных скважин рекомендуется сокращение закачки.
- **II категория.** Накопленная компенсация больше 120 %,  $p_{\text{пл}} < 0,9 p_{\text{нач}}$ . Закачка от нагнетательных скважин неэффективна. Для нагнетательных скважин рекомендуется проведение промыслового-геофизических исследований, сокращение закачки, остановка скважин.
- **III категория.** Накопленная компенсация меньше 90 %,  $p_{\text{пл}} < 1,1 p_{\text{нач}}$ . Закачка от нагнетательных скважин эффективна, возможно влияние водоносного горизонта. Для нагнетательных скважин рекомендуется сокращение закачки.
- **IV категория.** Накопленная компенсация меньше 90 %,  $p_{\text{пл}} < 0,9 p_{\text{нач}}$ . Закачка от нагнетательных скважин эффективна. Для нагнетательных скважин рекомендуется увеличение закачки.
- **V категория.** Накопленная компенсация составляет от 90 до 110 %,  $0,9 p_{\text{нач}} < p_{\text{пл}} < 1,1 p_{\text{нач}}$ . Закачка от нагнетательных скважин эффективна. Данный технологический режим

работы нагнетательных скважин является оптимальным.

В рамках первого этапа полевого тестирования качества полученного прогноза были выбраны скважины категории I: добывающие скважины с высокой обводненностью и нагнетательные скважины, слабо влияющие на ППД. Рекомендованные мероприятия для нагнетательных скважин данной категории не требуют модернизации наземной инфраструктуры и никаких-либо вложений. По результатам расчета целевой приемистости было выполнено сокращение закачки на 907 м<sup>3</sup>/сут путем снижения приемистости по четырем скважинам и остановки двух скважин. На основе данных постмониторинга, который продолжался 6 мес, оценена экономическая эффективность выполненных мероприятий. За счет сокращения затрат на закачку жидкости экономический эффект составил 1,1 млн руб.

В рамках второго этапа полевого тестирования были выбраны скважины категории II: добывающие скважины с низкой обводненностью и снижающимся пластовым давлением, полученным в результате адаптации по скважинной модели дифференциального материального баланса. По результатам расчета целевой приемистости была увеличена закачка. В настоящее время проводится постмониторинг выполненных мероприятий.

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИНСТРУМЕНТЫ

Удобными инструментами для оценки режимов работы нагнетательных скважин являются графики Холла и Хорна [9]. Они позволяют отслеживать приемистость и изменение пластового давления. График Холла представляет собой зависимость интеграла изменения давления от накопленной закачки. По тангенсу угла наклона этой зависимости можно оценить скрин-фактор и предположить, что происходит со скважиной: образовалась ли трещина автоГРП или произошло загрязнение призабойной зоны.

Для тестирования инструмента на пилотном объекте были выделены добывающие скв. D и E, на которые слабо влияют соседние нагнетательные скважины. С целью проверки, не увеличилась ли полудлина трещины автоГРП в нагнетательных окружающих скважинах так, что нагнетаемая вода уходит в нецелевой пропласток, были построены графики Холла (рис. 3).

Для добывающей скв. D соседней нагнетательной является скв. F, для добывающей скв. Е – нагнетательные скв. G и H.

Из рис. 3 видно, что для каждой нагнетательной скважины тангенс угла наклона начинает снижаться в определенный момент времени, что свидетельствует об уменьшении скрин-фактора. Таким образом, данное наблюдение согласуется с гипотезой о том, что с увеличением полудлины трещины автоГРП закачиваемая вода может уходить в нецелевой прослой, что приводит к снижению эффективности закачки.

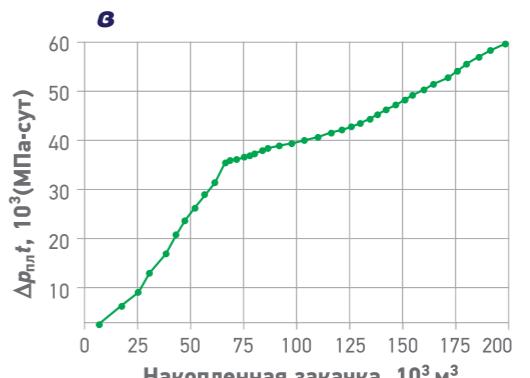


Рис. 3. Графики Холла для скв. F (а), G (б) и H (в)

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Разработанная прокси-модель пласта успешно прошла тестирование на участке Вынгапурского месторождения КНС-1 пласта X. К качеству прогнозной способности модели предъявлялись два требования, оба из которых были выполнены.

В рамках первого этапа полевого тестирования были проведены мероприятия по сокращению закачки на 907 м<sup>3</sup>/сут. По результатам постмониторинга в течение 6 мес экономический эффект составил 1,1 млн руб.

В ходе работ были также протестированы графики Холла, которые показали перспективность их применения для решения задач оптимизации заводнения.

Данный алгоритм с учетом допущений, заложенных в исходные модели, позволяет описывать физические процессы в пласте и скважине с достоверностью, приемлемой для принятия производственных решений, а также выполнять расчеты в условиях высокой неопределенности и неполноты входных данных. Он обладает широкими возможностями автоматизации при сохранении высокой скорости расчетов. Рассматриваемую в данной статье прокси-модель пласта планируется использовать в качестве одного из компонентов постоянно действующей интегрированной модели объекта разработки.

# ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ МОЛОТЫ ДЛЯ МОРСКОГО НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

**Б.Ф. Симонов, д.т.н., Ю.В. Погарский, А.И. Кадышев**

Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН

**В.С. Вовк, к.т.н., д.г.-м.н.**

ООО «Газпром нефть шельф»

**Электронные адреса:** Simonov\_bf@mail.ru, vovk.vs@gazprom-neft.ru

При современном непрерывном росте потребления углеводородов для увеличения объемов их добычи необходимо освоение новых месторождений. В связи с этим в последнее время становятся актуальными вопросы разведки и разработки ресурсов нефти и газа на континентальном шельфе. Для России это прежде всего зона Арктического шельфа Северного ледовитого океана. Ее освоение связано со строительством в морских и континентальных условиях различных инженерных сооружений, которые укрепляются с помощью свай, забиваемых молотами. В статье проанализированы параметры и проведена сравнительная оценка зарубежных паровоздушных и гидравлических молотов с электромагнитными молотами отечественной разработки. Показаны преимущества и перспективность использования отечественных электромагнитных молотов в морском строительстве в зоне пониженных температур.

**Ключевые слова:** морские платформы, шельф, свая, электромагнитные молоты, масса бойка, мощность

ELECTROMAGNETIC HAMMERS FOR MARINE CONSTRUCTION IN PETROLEUM PRODUCTION

**B.F. Simonov, Yu.V. Pogarskii, A.I. Kadyshev**

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences

**V.S. Vovk**

Gazprom Neft Shelf LLC, RF, Saint-Petersburg

In the conditions of persistently increasing consumption of hydrocarbons, it is urgently required to find and develop new reservoirs. In this context, exploration and development of oil and gas reserves on the continental shelf is of high concern. For Russia this is the shelf of the Arctic Ocean. Development of the Arctic shelf is connected with construction of various marine and surface structures supported by piles driven by hammers. The article analyzes and compares performance of foreign-manufacture steam-air and hydraulic hammers and home-produced electromagnetic hammers. Advantages and prospects for application of electromagnetic hammers in marine construction under sub-zero temperatures are demonstrated.

**Keywords:** offshore platforms, shelf, pile, electromagnetic moments, impact energy, striking weight, capacity

**DOI: 10.24887/2587-7399-2019-2-59-65**

**ВВЕДЕНИЕ**

Динамичное развитие и индустриализация современного общества неизбежно приводят к интенсивному росту потребления углеводородного сырья во всех сферах жизнедеятельности человека. Между тем в большинстве материковых нефтегазоносных районов ресурсы нефти истощены, возможность их дальнейшей выработки требует применения дорогостоящих методов интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи, что является целесообразным лишь при достаточно высокой рыночной стоимости углеводородов. В связи с этим во всем мире повысился интерес к разработке нефтегазовых месторождений на континентальном шельфе.

Согласно результатам геолого-разведочных работ и прогнозных оценок начальные извлекаемые запасы углеводородов на континентальном шельфе Российской Федерации составляют около 136 млрд. т.н.э. (тонн нефтяного эквивалента). Выявлено более 800 локальных структур, из них более 130 подготовлены к глубокому бурению.

Освоение морских ресурсов углеводородов, со средоточенными главным образом на шельфе Арктических и Восточных морей РФ, требует решения комплекса инженерных, технологических и технических задач морского строительства, таких как строительство морских стационарных платформ (МСП), плавучих платформ и плавучих промыслов, эстакад, причальных стеконок, внутрипромысловых коммуникаций в подводном и надводном обустройстве, магист-

ральных трубопроводов, кабелей энергообеспечения и управления, мостов, переходов, надводных и подводных сооружений, погружения водоотделяющих колонн для бурения разведочных и эксплуатационных скважин и др. В статье в основном будет рассматриваться строительство МСП.

Главная проблема морского строительства – это укрепление морских сооружений. Она решается за счет погружения трубчатых металлических свай в морское дно. В связи с этим создание технических средств для погружения свай в морское дно является актуальной задачей. Для проведения работ акватории условно разделены на глубины 0–15, 15–60, 60–300 м и более.

Цель статьи – анализ существующих средств погружения свай в морское дно на большие глубины и выбор наиболее перспективных.

### ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ МОЛОТОВ В МОРСКОМ НЕФТЕ-ГАЗОПРОМЫСЛОВОМ СТРОИТЕЛЬСТВЕ

**Выбор привода для молотов.** Укрепление МСП обеспечивается с помощью свай, забиваемых в морское дно через конструкцию МСП, а также элементов конструкции, связанных с МСП жестко или через развитую опорную часть блока [1]. При этом используются трубчатые металлические сваи, которые при диаметрах менее 478 мм могут выполняться как с открытым, так и закрытым конусообразным забиваемым концом, при диаметрах более 478 мм – с открытым кон-

цом. Для погружения свай используются различные технические средства [2–9], построенные на способах вибропогружения, вибровдавливания, ударного погружения (табл. 1). В табл. 1 указаны максимально возможные размеры свай, погружаемых приведенными техническими способами.

Установки для вибровдавливания и вибропогружения применяются в редких случаях, обеспечивая погружение сравнительно небольших свай, труб, шпунта и электродов в слабые пылеватые песчаные грунты, а также в связные грунты текучей и текучепластичной консистенции. Вибропогружатели, разрабатываемые ВНИИстройдормашем и ЦНИИС Минтрансстроя, нашли очень широкое применение, обеспечивая погружение свай, труб, шпунта, оболочек диаметром до 2000 мм на глубину до 20–30 м. Однако погружение таким способом возможно только в слабые водонасыщенные песчаные грунты и связные грунты текучей и текучепластичной консистенции.

В табл. 2 приведены характерные инженерно-геологические разрезы грунтов морского дна различных морских акваторий (Азовского, Черного, Каспийского, Баренцева морей), на которых в России осуществляется или планируется в ближайшее время морская добыча углеводородов. Из табл. 2 видно, что практически во всех акваториях начиная с глубины 20 м залегают глинистые грунты, не позволяющие использовать вибропогружатели для ведения морского гидротехнического строительства. Импульсное (ударное) погружение с помощью молотов проводится во все скимаемые грунты,

Таблица 1

Параметры	Технические средства для погружения свай										
	вибропогружением		вибропогружением			импульсным ударным погружением					
	ВВПС 20/11	ВВПС 32/19	ВП-1	Ву-3	ВРП 30/120	ВРП 60/200	Малые дизель-молоты С330	Средние дизель-молоты СП77А	Тяжелые дизель-молоты СП79	Супертяжелые дизель-молоты	Паровоздушные молоты фирмы MINSK
Энергия удара, кДж							до 50	до 100-160	до 400-1600		До 1700
Масса ударника, кг						до 600	до 2000	до 5000	16-50		
Размер свай железобетонной, см×см	30×30	30×30	35×35	40×40	40×40	40×40	40×4	50×50	50×50	-	-
Диаметр стальной трубчатой сваи, мм			426	1000	600-1200	600-1600	426	530	426-680	426-1600	426-2020
Масса свай, т	2	2,8	3	20	20	25	3-5	5-8	10	200	280-300
Глубина погружения, м	6	7	12-14	12-14	15-20	15-30	15	20-25	80	80-100	100-120
Масса установки, т	23	28,7	4,5	27,6	7,2	13	4,2	10		33-105	400
Характеристика грунта	Слабые пылевые песчаные грунты и связные грунты текучей и текучепластичной консистенции	Слабые водонасыщенные песчаные грунты и связные грунты текучей и текучепластичной консистенции	Все виды скимаемых грунтов								

Таблица 2

Номер слоя	Глубина от отметки морского дна, м	Толщина слоя, м	Описание грунта
Азовское море (глубина 10,2 м)			
1	3,0	3,0	Ракушка с суглинистым заполнением
2	7,8	4,8	Ил суглинистый
3	9,4	1,6	Суглинок текуче-пластичный
4	17,5	8,1	Суспесь пластичная
5	18,8	1,3	Суглинок полуторвый
6	20,9	2,1	Суспесь пластичная
7	22,7	1,8	Глина полуторвная
8	25	2,3	Суспесь пластичная
9	29,5	4,5	Глина полуторвная
10	34,8	5,3	Суглинок полуторвый
11	39,5	4,7	Песок мелкий однородный водонасыщенный
12	45,7	6,2	Глина тугопластичная
13	51,1	5,4	Глина полуторвная
14	63,5	12,4	Суглинок полуторвый
Каспийское море (глубина до 150 м)			
1	3	3	Суглинок текучий
2	20	17	Суглинок текуче-пластичный
3	40	20	Суглинок мягко-пластичный
4	90	50	Суглинок тугопластичный
5	120	30	Суглинок полуторвый
Черное море (глубина 30-60 м)			
5	6	7	8
1	7,2	7,2	Песок гравелистый голубовато-серый с включением раковин
2	11,9	4,7	Глина голубовато-серая средней плотности
3	19	7,1	Глина темно-серая, плотная тугопластичная
4	25,3	6,3	Суспесь темно-серая слабосцементированная
5	29,5	4,2	Песок гравелистый с включением раковин
6	34,9	5,4	Суспесь голубовато-серая мелкозернистая
7	47	12,1	Суглинок голубовато-серый с включением обломков раковин
8	57,2	10,2	Глина темно-серая плотная
9	67,6	10,4	
10	86	18,4	
11	98,7	12,7	
Баренцево море (глубина 280-390 м)			
1	10	10	Глинистый ил
2	60	50	Мореноподобные суглинки, замещающие в подошве глинями
3	80	20	Суглинки мягкопластичные
4			Глины
-	-	-	-

включая крупнообломочные. Учитывая характер грунтов в районах строительства (см. табл. 2), можно сделать вывод, что данный способ погружения свай при ведении морско-

го гидротехнического строительства является наиболее целесообразным и универсальным. Именно этим объясняется его широкое применение в мировой практике при строительстве МСП.

В зависимости от типа и конструкции прокладываемых МСП, размеров свай, требуемой глубины погружения в морское дно и грунтовых условий в районе строительства применяются молоты с различными энергиями удара в диапазоне 100–1700 кДж, характеристики которых приведены в табл. 3 [3–5]. Основными параметрами молотов являются: энергия удара  $A_{уд}$ ; частота ударов  $n_{уд}$ ; общая масса  $M_{общ}$ ; средняя потребляемая мощность  $P_{ср}$ ; диаметр корпуса  $D_{корп}$ ; к.п.д.  $\eta$ ; скорость бойка в момент удара  $V_{уд}$ ; продолжительность включения.

Практика проведения строительных работ [1, 10–12] и опыт, накопленный сотрудниками ИГД СО РАН и СКБ ПГ СО АН СССР в процессе создания морских молотов совместно со специалистами ПО «Черноморнефтегазпром» и ВПО «Каспморнефтегазпром» позволяют сформулировать следующие требования к молотам для погружения свай в морское дно при строительстве МСП и объектов обустройства:

- бесколовое исполнение, обеспечивающее удобство монтажа при эксплуатации в условиях ограниченной площади строящейся МСП;
- высокий к.п.д. (не ниже 30–35 %), позволяющий при заданных  $A_{уд}$ ,  $n_{уд}$  работать от энергетической установки плавучего крана без его перевозки;
- продолжительность включения не менее 65–70 %;
- возможность регулирования энергии удара со степенью регулирования  $A_{уд} / A_{уд \min} \geq 3$  ( $A_{уд \min}$  – минимальная энергия удара);
- минимально возможный наружный диаметр  $D_{корп}$  (минимально возможный радиус бойка) для обеспечения возможности погружения свай внутри конструкции платформы или элементов конструкции опорного блока;
- работа в надводном и подводном положениях;
- работа в широком диапазоне температур: от -40 до 40 °C;
- экологичность, соблюдение санитарных норм и техники безопасности при ведении работ;
- удобство стыковки с энергетической установкой плавучего крана, простота обслуживания.

В настоящее время в России не выпускаются молоты с энергией удара более 150 кДж, т.е. практически отсутствует отечественная техника для забивки крупноразмерных свай при ведении морских строительных работ.

Дизель-молоты с большой энергией удара (до 800 кДж) производятся в Германии, Голландии, Корее и Китае. Однако они обладают очень низкими энергетическими характеристиками, при

Таблица 3

Параметры	Гидравлические молоты производства фирмы																	
	MENSC (Германия)						HIDROHAMMER (Нидерланды)						BRUCE (Корея)					
	MHU 220	MHU 300	MHU 400	MHU 600	MHU 900	MHU 1700	S-90	S-250	S-400	S-800	S-1600	SGH-1815	SGH-2512	SGH-3012	SGH-4515	SGH-5715		
$A_{уд}$ , кДж	220	300	400	600	900	1700	90	250	400	800	265	294	353	662	839	265		
Масса бойка $m_b$ , кг	11400	16500	23000	35000	50000	94000	4500	12500	20000	40000	18000	25000	30000	45000	57000	18000		
Частота ударов $n_{уд}$ , мин <sup>-1</sup>	36	42	42	42	42	30	50	45	45	45	28	26	26	26	26	28		
Общая масса $M_{общ}$ , кг	39000	45000	59000	88000	134000	250000	14200	40000	67000	120000	34000	48000	56000	82000	100000	34000		
Масса молота без бойка $M$ , кг	26700	28500	36000	53000	84000	156000	9700	27500	47000	80000	16000	23000	26500	37000	43000	16000		
Механическая мощность $P_{мех}$ , кВт	132	210	280	420	630	1190	40	108	160	320	640	124	128	153,5	287,8	364		
Общая потребляемая мощность $P_{общ}$ , кВт	388	617	823	1235	1852	3500	250	450	700	1400	2200	-	-	-	-	-		
$M/m_b$	2,34	1,72	1,56	1,51	1,68	1,65	2,15	2,2	2,35	2,01	0,88	0,92	0,88	0,82	0,75	0,88		
$M_{общ}/m_b$	3,42	2,72	2,56	2,51	2,68	2,66	3,13	3,2	3,35	3,0	1,9	1,94	1,88	1,82	1,75	1,9		
$M_{общ}/A_{уд}$ , кг/кДж	0,177	0,150	0,147	0,146	0,148	0,147	0,157	0,16	0,165	0,15	0,128	0,163	0,16	0,124	0,12	0,128		
Диаметр забиваемых свай-оболочек, мм	426-630	426-820	630-1020	820-1220	1020-1830	1525-2130	426-630	630-820	820-1220	1020-1830	426-630	429-820	630-1020	820-1220	1020-1830	426-630		
Цена*, тыс. долл. США	412,5	562,5	750	1125	1697	3187	168,8	468,7	750	1500	3000	496,8	551,2	661,87	1241,2	1573,12		

\*Цена определялась приближенно методом пропорционального пересчета исходя из того, что стоимость гидравлического молота с энергией удара 800 кДж составляет 1500 тыс. долл. США

работе загрязняют морскую акваторию выхлопами масла и дизельного топлива, имеют преимущественно копровое исполнение, затрудняющее их использование на ограниченной площади морской платформы, не имеют возможности регулировать энергию удара в процессе работы. В связи с этим дизель-молоты не находят широкого применения при строительстве морских гидротехнических сооружений. То же самое относится и к паровоздушным молотам фирмы MENSC (Германия), которые не могут работать при низких отрицательных температурах и проводить подводную забивку свай, существенно сокращающую процесс монтажа МСП. В настоящее время такие молоты практически не используются.

Наиболее совершенными являются импортные гидравлические молоты. Они могут обеспечивать подводную забивку свай, поэтому наиболее широко применяются при строительстве МСП. Из табл. 3, видно, что гидравлические молоты образуют параметрические ряды по энергии удара в диапазонах 100–1700 кДж, что позволяет с их помощью вести весь комплекс морских строительных работ, осуществляя погружение сваи диаметром 300–2000 мм на глубину до 100–150 м. Однако работа этих молотов возможна при давлении масла в системе менее 28–35 МПа, расходе масла более 1–1,2 м<sup>3</sup>/мин и объеме масляного резервуара до 4 м<sup>3</sup>, что приводит к утечкам масла из гид-

росистемы в море, а при разрыве шланга дает молот экологически опасным. Высокая точность изготовления деталей молота обуславливает их высокую стоимость и дорогостоящее обслуживание. Использование масла как энергоносителя затрудняет работу молотов при низких температурах, что существенно ограничивает их применение в Арктике. Альтернативой дизельных, паровоздушных и гидравлических молотов, применяемых в морском гидротехническом строительстве, являются электрические, в частности электромагнитные молоты, разрабатываемые ИГД СО РАН совместно с ООО «Шельф-Молот». Характеристики ранее созданных и существующих в настоящее время электромагнитных молотов приведены в табл. 4.

Сравнительный анализ двух типов молотов (с гидравлическим и электромагнитным приводами), наиболее перспективных для применения в рассматриваемой области, приведены в работе [10].

**Сравнение к.п.д. гидравлических и электромагнитных молотов по к.п.д.** Источником энергии при использовании гидромолота может являться либо электрическая сеть (палубная автономная электростанция или силовая энергетическая установка плавучего крана, содержащие дизель-электрический генератор), либо автономный дизельный двигатель. Схема преобразования энергии в системе, содержащей

Таблица 4

Параметры	Тип электромагнитного молота							
	МЭМ 2	МЭМ 10	МЭМ 30	МЭМ100	МЭМ260	МЭМ400	МЭМ 800	МЭМ 1600
$A_{уд}$ , кДж	2	10	30	100	260	400	800	1600
$m_b$ , кг	230	840	2000	6000	15000	25000	45000	90000
$n$ , мин <sup>-1</sup>	120	90	50	24	24	24	24	24
$M_{общ}$ , кг	700	2650	6500	18600	48000	66500	125000	230000
$M$ , кг	470	1810	4500	12600	33000	41500	80000	140000
$P_{мех}$ , кВт	4	15	25	40	108	160	320	640
$P_{общ}$ , кВт	13	50	80	250	450	750	1400	2200
$M/m_b$	2,04	2,15	2,25	2,1	2,2	1,66	1,78	1,56
$M_{общ}/m_b$	3,04	3,15	3,25	3,1	3,2	2,66	2,78	2,58
$M_{общ}/A_{уд}$ , кг/кДж	0,35	0,265	0,216	0,186	0,166	0,156	0,143	
Диаметр забиваемых трубных свай, мм	200	300	426-630	426-730	630-820	820-1220	1020-1830	1525-2130

гидромолот, в зависимости от первоначально-го источника энергии приведена на рис. 1.

Общий к.п.д. системы с дизель-электрическим генератором (см. рис. 1, а)  $\eta_{oэ}^M$  и с дизельным двигателем (см. рис. 1, б)  $\eta_{одиз}^M$  определяют по следующим формулам:

$$\eta_{oэ}^M = \eta_{диз} \eta_{ген} \eta_{эд} \eta_{ред} \eta_{гид} \eta_{труб} \eta_{ГМ}; \quad (1)$$

$$\eta_{одиз}^M = \eta_{диз} \eta_{ред} \eta_{гид} \eta_{труб} \eta_{ГМ}, \quad (2)$$

$\eta_{диз}$  – к.п.д. дизельного двигателя

( $\eta_{диз} \approx 0,4$  [13]);  $\eta_{ред}$  – к.п.д. редуктора (для применяемых двухступенчатых редукторов

$\eta_{ред} \approx 0,94$  [13]);  $\eta_{гид}$  – к.п.д. гидронасоса (используемые плунжерные гидронасосы с давлением более 25 МПа имеют  $\eta_{гид} \approx 0,76$  (Насосы и агрегаты трехплунжерные ТУ26-06-1554-89; насосы и агрегаты трехплунжерные кривошипные ГОСТ 19028-73М));  $\eta_{труб}$  – к.п.д. трубопровода (для двухпроводной системы с двумя изгибами, давлением 25 МПа, диаметром проходного сечения 50–75 мм  $\eta_{труб} \approx 0,85$  (Насосы и агрегаты трехплунжерные кривошипные ГОСТ 19028-73 М));  $\eta_{ГМ}$  – к.п.д. гидромолота (для молотов двойного действия без пневматической камеры  $\eta_{ГМ} \approx 0,6$  [14]);  $\eta_{эд}$ ,  $\eta_{ген}$  – к.п.д. соответственно электродвигателя и электрического генератора (для двигателей и генераторов переменного тока  $\eta_{эд} \approx \eta_{ген} \approx 0,93$  [15]).

Подставляя значения параметров в формулы (1)–(2), получаем  $\eta_{oэ}^M = 0,126$ ,  $\eta_{одиз}^M = 0,14$ . Таким образом, при достаточно высоком к.п.д. самого гидромолота общий к.п.д. системы, со-

держащей гидромолот, равен 0,12–0,14 вследствие многократного преобразования энергии из одного вида в другой.

Общий к.п.д. системы с электрическим молотом  $\eta_{оэ}^M$  и дизель-электрическим генератором (см. рис. 1, в) вычисляют по следующей формуле (3)

$$\eta_{оэ}^M = \eta_{диз} \eta_{ген} \eta_{СПУ} \eta_{ЭМ}. \quad (3)$$

где  $\eta_{СПУ}$  – к.п.д. системы питания и управления молотом (для применяемых тиристорных преобразователей  $\eta_{СПУ} = 0,98$  [10, 16]);  $\eta_{ЭМ}$  – к.п.д. электрического молота (для известных электрических молотов  $\eta_{ЭМ} = 0,33$ –0,35 [16]). Подставляя значения перечисленных параметров в формулу (3), получим  $\eta_{оэ}^M = 0,120$ –0,127. Таким образом, общий к.п.д. системы, содержащей электромагнитный молот, практически равен к.п.д. системы с гидромолотом, поскольку в системе, содержащей электрический молот, преобразование энергии происходит непосредственно из электрической в механическую. При этом электрические молоты отличаются простотой конструкции, отсутствием деталей с высоким классом точности, а следовательно, низкой себестоимостью изготовления по сравнению с гидромолотами. При эксплуатации достигается высокая надежность канализации электрической энергии по кабелю по сравнению с канализацией по гидравлическому шлангу высокого давления, что позволяет молоту работать практически на любой глубине, отсутствует дополнительное палубное

ние в виде электродвигателя, насоса, редуктора, масляного ресивера. Отсутствие масла делает молот экологически чистым. Преимущество электрических молотов по сравнению с гидравлическими особенно ярко проявляется при освоении шельфа северных морей, где работы проводятся при низких отрицательных температурах.

### ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ МОЛОТЫ ДЛЯ МОРСКОГО ГИДРОТЕХНИЧЕСКОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

Электрические молоты, рассчитанные на большую энергию удара, могут выполняться по конструкции либо с линейным асинхронным, либо с электромагнитным приводом. В возвратно-поступательных двигателях с линейным асинхронным приводом используется короткозамкнутая обмотка, расположенная на бойке, что существенно снижает надежность электрической машины, работающей в ударном режиме. Сравнительная оценка этих двух типов приводов, применяемых в молотах, приведенная в работе [10], показала, что по удельному расходу обмоточного провода, начиная с энергии удара 70–80 кДж, преимущество имеет электромагнитный привод. Поэтому в дальнейшем рассмотрим только электромагнитные молоты.

Схема электромагнитного молота представлена на рис. 2. Электромагнитный двигатель содержит набор катушек, включаемых по определенному алгоритму системой управления. Электромагнитный молот работает в режиме молота простого действия. При включении катушек

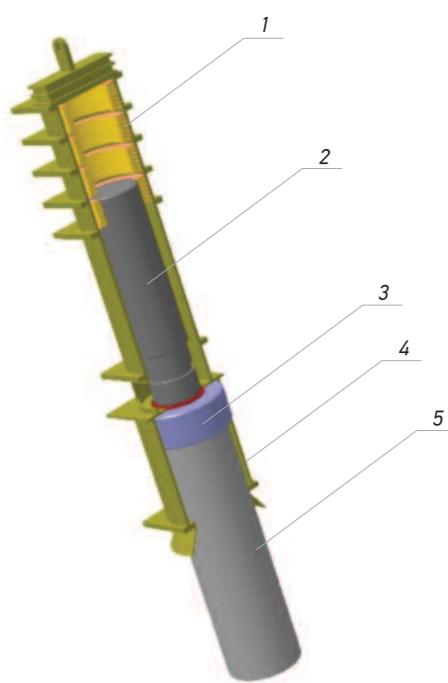


Рис. 2. Конструкция электромагнитного молота:  
1 – двигатель; 2 – боек; 3 – наголовник; 4 – шабот;  
5 – свая

боек 2 под действием электромагнитных сил движется вверх, доходя до верхнего полюса, после чего катушки отключаются и боек падает, нанося удар по свае 5 через шабот 4. Затем цикл повторяется. Изменяя высоту подъема бойка, можно менять энергию удара молота. В табл. 4 приведены параметры разработанных, изготовленных и испытанных в ИГД СО РАН электромагнитных молотов МЭМ2, МЭМ10, МЭМ30, МЭМ100 и МЭМ400, а также расчетные параметры молотов МЭМ260, МЭМ800 и МЭМ1600 (см. рис. 2) [10–16]. Фотографии изготовленных и прошедших испытания электромагнитных молотов приведены на рис. 3–5.



Рис. 3. Электромагнитный молот МЭМ30 на строительстве морской платформы в Черном море на газовом месторождении Галицино-4 ПО «Черноморнефтегаз», 1982 г.



Рис. 4. Электромагнитный молот МЭМ100 на строительстве морской эстакады ПО «Черноморнефтегаз», 1988 г.

Сравнение электромагнитных молотов с энергией удара 100 кДж и более с аналогичными гидравлическими молотами HIDROHAMMER (см. табл. 3) показывает, что у них близкие значения удельной массы  $M_{\text{общ}}/A_{\text{уд}}$ . При этом общая потребляемая мощность  $P_{\text{общ}}$  при одинаковой энергии удара у электромагнитных молотов ниже, чем у гидравлических за счет более низкой частоты ударов при близких значениях общих к.п.д. системы. Это очень важное преимущество, поскольку энергопитание молотов осуществляется от энергетиче-



Рис. 5. Электромагнитный молот МЭМ-400 на испытаниях ПО «Черноморнефтегаз», 1992 г.

ских систем ограниченной мощности, которыми являются энергетические установки плавучего крана или автономные передвижные электростанции.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, электромагнитные молоты, совпадая с гидравлическими молотами по удельным массовым характеристикам и общему к.п.д., потребляют меньшую мощность по сравнению с гидравлическими молотами. Предлагаемые электромагнитные молоты являются экологически чистыми и в большей степени удовлетворяют ряд эксплуатационных требований, таких как работа при низких температурах и возможность работы под водой. Простота конструкции, отсутствие деталей, выполненных по высокому классу точности, обеспечивают невысокие себестоимость изготовления и стоимость эксплуатации электромагнитных молотов.

В связи с отмеченным электромагнитные молоты являются более перспективными для забивки свай при строительстве гидротехнических сооружений, особенно на шельфе Арктических морей.

### Список литературы

1. <https://globes.com>
2. <https://svaeboy.ru>
3. <https://DizMotol.ru>
4. <https://gidromolot/tradicia-k.ru>
5. <https://koper.pro>
6. <https://stroy-technics.ru>
7. <https://bibliotekar.ru>
8. <https://refdb.ru>
9. Белецкий Б.Ф., Булгакова И.Г., Строительные машины и оборудование. – СПб: Лан, 2012. – 606 с.
10. Симонов Б.Ф. Создание электромагнитных молотов для строительства морских стационарных платформ: автореф. дис... д-ра. техн. наук. – Новосибирск, 1990. – 31 с.
11. Ряшенцев Н.П., Симонов Б.Ф., Ильинский Н.К. Электромагнитный молот для монтажа свай // Газовая промышленность. – 1984. – № 11. – С. 21–26.
12. Прогнозы развития сваебойной техники для континентального шельфа / Ряшенцев Н.П., Симонов Б.Ф., Кадышев А.И. [и др.] // Сибирская научно-практическая конференция по надежности научно-технических прогнозов. – Новосибирск: ИГД СО РАН СССР, 1990.
13. Подъемно-транспортное оборудование: Каталог-справочник // Редукторы двухступенчатые / М.: НИИИНФОРМТЯЖМАШ, 1965. – 430 с.
14. Федулов А.И., Архипенко А.П. Анализ показателей гидропневмоударных устройств // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1986. – № 4. – С. 58–69.
15. Вольдек А.И. Электрические машины. – М.: Энергия, 1981. – 832 с.
16. Электромагнитные молоты/А.Т. Малов, Н.П. Ряшенцев, А.В. Носовец [и др.]. – Новосибирск: Наука, 1979. – 268 с.

### Reference

1. URL: <https://globes.com>
2. URL: <https://svaeboy.ru>
3. URL: <https://DizMotol.ru>
4. URL: <https://gidromolot/tradicia-k.ru>
5. URL: <https://koper.pro>
6. URL: <https://stroy-technics.ru>
7. URL: <https://bibliotekar.ru>
8. URL: <https://refdb.ru>
9. Beletskiy B.F., Bulgakova I.G., Stroiel'nye mashiny i oborudovaniye (Construction machines and equipment), St. Peterburg: Lan Publ., 2012, 606 p.
10. Simonov B.F., Sozdanie elektromagnitnykh molotov dlya stroitel'stva morskikh statsionarnykh platform (The creation of electromagnetic hammers for the construction of fixed offshore platforms): thesis of doctor of technical science, Novosibirsk, 1990.
11. Ryashentsev N.P., Simonov B.F., Il'ntsikii N.K., Electromagnetic pile hammer (In Russ.), Gazovaya promyshlennost', 1984, no. 11, pp. 21–26.
12. Ryashentsev N.P., Simonov B.F., Kadyshhev A.I., Britkov N.A., Kravchenko Yu.P., Prognozy razvitiya svaeboynoy tekhniki dlya kontinental'nogo shel'fa (Forecasts of development of pile engineering for the continental shelf), Proceedings of Siberian scientific and practical conference on the reliability of scientific and technical forecasts, Novosibirsk: IGD SO RAN SSSR, 1990.
13. Pod'emonno-transportnoe oborudovaniye (Hoisting-and-conveying equipment): edited by Skvortsov B.M., Moscow: Publ. of NIIINFORMTyaZhMASh, 1965, 430 p.
14. Fedulov A.I., Arkhipenko A.P., Analysis of indicators of hydropneumatic impact devices (In Russ.), Fiziko-tehnicheskie problemy razrabotki poleznykh iskopayemykh, 1986, no. 4, pp. 58–69.
15. Vol'dek A.I., Elektricheskie mashiny (Electrical machinery), Leningrad: Energiya Publ., 1978, 832 p.
16. Malov A.T., Ryashentsev N.P., Nosovets A.V. et al., Elektromagnitnye moloty (Electromagnetic hammers), Novosibirsk: Nauka Publ., 1979, 268 p.

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНОЙ ДЛИНЫ ТЕРМОКЕЙСА ПРИ ВЫБРАННОМ РАССТОЯНИИ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ

**Е.А. Посконина, А.Н. Курчатова, к.г.-м.н.**  
АО «Мессояханефтегаз»

**Электронные адреса:** Poskonina.EA@tmn.gazprom-neft.ru,  
Kurchatova.AN@tmn.gazprom-neft.ru

При эксплуатации скважин происходит растепление пород в пределах мерзлой толщи, их просадка и формирование приустьевой воронки вблизи земной поверхности, что впоследствии может привести к нарушению устойчивости колонны скважины при ее возможных горизонтальных перемещениях. Эффективным решением данной проблемы, позволяющим сократить зону растепления многолетнемерзлых грунтов вокруг скважины, является применение термокейса. На примере кустовых площадок Восточно-Мессояхского месторождения были установлены критерии для определения минимальной длины термокейса, определена минимальная длина термокейса при выбранном расстоянии между скважинами. Для решения поставленных задач выполнены прогнозные расчеты температурного режима грунтов.

**Ключевые слова:** многолетнемерзлые грунты, скважина, термокейс, прогнозные расчеты, температурный режим грунтов основания

## DETERMINATION OF THE MINIMAL THERMOCASE LENGTH DEPENDING ON WELL SPACING

**Е.А. Poskonina, А.Н. Kurchatova**

Messoyakhaneftegaz JSC, RF, Tyumen

Thawing of frozen ground, surface subsidence and formation of funnels in wellhead area during operation can lead to stability disturbance of wellbore and its lateral displacement. Effective solution of this problem which helps to minimize thawing area around well is use of insulated tubing (thermocase). The article presents the results of forecast modeling of soil bases temperature regime. The minimal length of thermocase depending on well spacing and criteria for its determination were set for multiple well pads of Vostochno-Messoyakhskoe field.

**Keywords:** permafrost, well, thermocase, forecast modeling, soil base temperature regime

**DOI: 10.24887/2587-7399-2019-2-66-70**

## ВВЕДЕНИЕ

Тепловое воздействие, возникающее при эксплуатации добывающих скважин, является серьезной проблемой при разработке месторождений в условиях Крайнего Севера. В данном случае происходят вытаивание льда, содержащегося в мерзлом грунте, проседание грунта и формирование приустьевой воронки вблизи земной поверхности, что может привести к нарушению устойчивости колонны скважины при ее возможных горизонтальных перемещениях. Это обусловлено тем, что прочностные и деформационные характеристики грунта в мерзлом и талом состояниях существенно отличаются друг от друга. Анализ результатов мониторинга, проводимого на газоконденсатных месторождениях в Арктике, показывает, что при регулярной подсыпке песчаного грунта формирование приустьевых воронок прекращается в первые 3-

5 лет, но для кустовых площадок с высокой льдистостью мерзлой толщи ситуация не стабилизируется: происходит ежегодное образование воронок. Диаметр воронок составляет, как правило, 1,5-2,5 м, глубина – от 0,5 до 1,0 м, иногда больше [1]. В отдельных случаях при слиянии ореолов протаивания соседних скважин мульдообразные просадки охватывают значительную часть площадки, вызывая деформации не только фонтанной арматуры, но и технологического трубопровода. Увеличение расстояния между устьями скважин с целью предотвращения подобных осложнений приводит к возрастанию объемов отсыпки под кустовую площадку, что может значительно увеличить трудозатраты и стоимость строительства. Эффективным решением данной проблемы, позволяющим уменьшить зону растепления мерзлых грунтов вокруг скважин, является применение теплоизолирующих направлений

(термокейсов). При этом были поставлены следующие задачи:

- установление критериев для определения минимальной длины термокейса;
- определение минимальной длины термокейса при выбранном расстоянии между скважинами;
- экономическое сравнение полученных вариантов.

Для решения данных задач проведены прогнозные расчеты температурного режима грунтов оснований скважин.

## ПРОГНОЗНЫЕ РАСЧЕТЫ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА ГРУНТОВ ОСНОВАНИЙ

Минимальное расстояние между устьями соседних скважин определяется Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 101 от 12.03.2013 г.). В нормативно-методических документах, регламентирующих строительство и эксплуатацию скважин в мерзлых грунтах, предусматривается, что радиусы их оттаивания вокруг устьев соседних скважин не должны сливаться в течение всего периода эксплуатации. Однако требования к выполнению прогнозных расчетов теплового взаимодействия скважин с мерзлыми грунтами отсутствуют. Единственный документ по составлению прогноза изменений температурного режима многолетнемерзлых грунтов численными методами РСН 67-87 введен в действие в 1988 г., и в настоящее время представленные в нем требования частично устарели.

Отсутствие единой методики часто приводит к ошибкам при выборе алгоритма выполнения прогнозных расчетов. Причины некорректных расчетов заключаются в следующем. 1. Не учитывается взаимное влияние скважин. Радиусы растепления, определенные для одной скважины и для кустового расположения, существенно различаются. При кустовом расположении скважин слияние зон оттаивания между соседними скважинами происходит тем раньше, чем меньше расстояние между устьями скважин.

2. При определении коэффициента теплопередачи от скважины не учитывается конвекция газа в пространстве между НКТ и эксплуатационной колонной.

3. Не учитывается влияние климатических параметров (температуры воздуха, снежного покрова, скорости ветра), которые определяют

сезонное изменение температурного режима грунтов в слое годовых колебаний толщиной до 15 м.

4. Неправильный выбор инженерно-геологических условий и начальной температуры грунта.

Следует отметить, что при проектировании конструкции эксплуатационных скважин в мерзлых толщах прогнозные расчеты температурного режима грунтов часто выполняются на основе результатов инженерных изысканий только до глубины 15 м без учета фактической толщины льдистых грунтов по разрезу.

**НАЛИЧИЕ ДАННЫХ ПАРАМЕТРИЧЕСКОГО МЕРЗЛОТНОГО БУРЕНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, А ТАКЖЕ ВЫПОЛНЕННЫЕ ПРОГНОЗНЫЕ РАСЧЕТЫ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА ГРУНТОВ ПОЗВОЛИЛИ СДЕЛАТЬ ВЫВОД О ВОЗМОЖНОСТИ УМЕНЬШЕНИЯ ДЛИНЫ ТЕРМОКЕЙСА ДЛЯ РЯДА КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК. СОКРАЩЕНИЕ ДЛИНЫ ТЕРМОКЕЙСОВ НА 12 М (ДЛИНА ОДНОЙ СЕКЦИИ) СНИЖАЕТ КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ В ИХ ЗАКУПКУ И МОНТАЖ НА 20 %**

Для повышения надежности конструкции скважин в центральной части Восточно-Мессояхского месторождения было пробурено пять параметрических скважин до глубины 100 м с отбором ненарушенного кернового материала с целью оценки физико-механических свойств мерзлых грунтов. По результатам бурения и лабораторных исследований на территории месторождения определены типовые разрезы мерзлых толщ. На останце V морской равнины в пределах южной части лицензионного участка разрез представлен глинистыми слабольдистыми малосжимаемыми грунтами с практически однородными физико-механическими свойствами. Напротив, в пределах озерно-аллювиальной равнины в центральной части месторождения установлена значительная изменчивость строения мерзлой толщи песчаного состава, что обусловлено блоковым строением территории и, как следствие, различным положением глинистого цоколя в разрезе.

Максимальная толщина песчаных грунтов, преимущественно льдистых и сильнольдистых в верхней части разреза, по результатам бурения составила 60 м. Прогнозные расчеты температурного режима грунтов оснований выполнены для глинистого и песчаного типов разрезов до глубины 70 м. Начальное распределение температуры грунтов в области моделирования принято по результатам геотермических наблюдений в параметрических мерзлотных скважинах.

На Восточно-Мессояхском месторождении конструкция скважин для пласта БУ состоит из эксплуатационной колонны, технической колонны и кондуктора. Межтрубное пространство заполняется цементом. Для теплоизоляции скважины применен термокейс, представляющий собой конструкцию из двух стальных труб с заполнением межтрубного пространства теплоизолирующим материалом – пенополиуретаном (рис. 1). Температура флюида для добывающих скважин принята равной 30 °C, для нагнетательных – 40 °C.

Прогнозные расчеты температурного режима грунтов оснований скважин для пласта БУ на

территории Восточно-Мессояхского месторождения выполнены в программном комплексе Frost 3D Universal [2–4]. Рассматриваемая область моделирования (рис. 2) является трехмерной. На нижней и боковых гранях расчетной области задается нулевой тепловой поток, что соответствует условию симметрии (граничные условия (ГУ) второго рода). На верхней грани расчетной области задается динамическое изменение ГУ с течением времени, позволяющее учесть все виды теплообмена и термическое сопротивление снежного покрова. Скважины моделируются ГУ третьего рода: задаются температура флюида и коэффициент теплопередачи. Учитывается взаимное тепловое влияние скважин при их кустовом расположении.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНОЙ ДЛИНЫ ТЕРМОКЕЙСА

В качестве типового решения на кустовых площадках Восточно-Мессояхского месторождения принято расстояние между скважинами 14 м. Для скважин, пробуренных на пласт БУ, применяются термокейсы длиной 60 м. Чтобы оценить возможность уменьшения длины термокейса или расстояния между скважинами, были выполнены расчеты температурного режима грунтов в приусадебной зоне скважин на 25 лет эксплуатации при расстоянии между скважинами 14 и 12 м и различной длине термокейса (60, 48, 36 и 24 м).

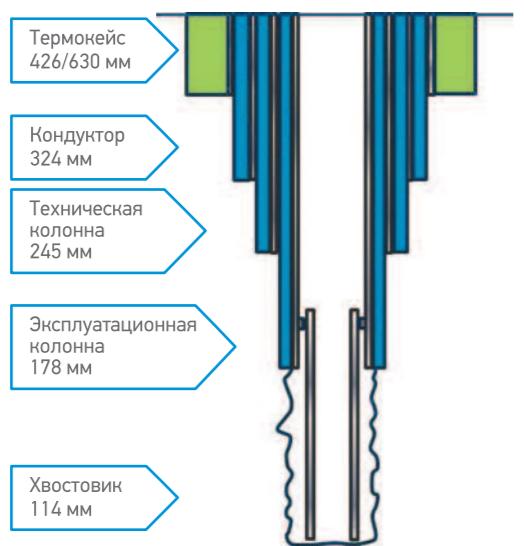


Рис. 1. Конструкция скважины

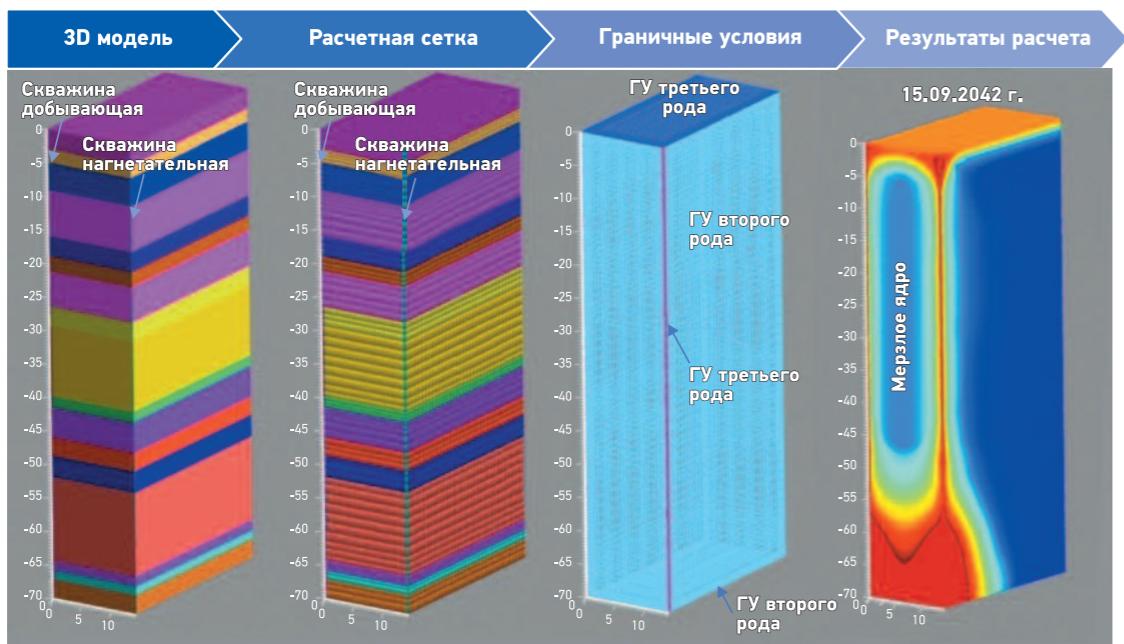


Рис. 2. Этапы расчета

Результаты расчетов приведены на рис. 3, 4. Из рис. 3 видно, что радиус оттаивания увеличивается при повышении температуры флюида и уменьшении расстояния между скважинами. Глубина смыкания радиусов оттаивания уменьшается при сокращении расстояния между скважинами, увеличении температуры флюида и уменьшении длины термокейса (см. рис. 4). Сокращение расстояния между скважинами с 14 до 12 м приводит к уменьшению мерзлого ядра. При длине термокейса 24 м наблюдается слияние радиусов растепления.

Результаты выполненных расчетов оценки теплового влияния скважин на мерзлые грунты в случае отсутствия термокейсов показали, что при расстоянии между скважинами 14 м слияние радиусов растепления происходит на шестой год эксплуатации, при расстоянии 12 м – на четвертый.

Выбор расстояния между скважинами и длины термокейса обычно обусловливается только мерзлотным критерием, т.е. условием, что радиусы оттаивания пород вокруг устьев соседних скважин не должны сливаться в течение всего периода эксплуатации. Однако в процессе эксплуатации скважин в сложных геокриологических условиях протаивание часто сопровождается разрушением мерзлых пород в околосвольном пространстве, обвалами грунта на устье, смытием обсадных колонн и перекосом фонтанной арматуры (фактические данные по деформациям крепи скважин для Ямбургского и Ванкорского месторождений приведены в работе [5]). В связи с этим необходимо также учитывать региональный критерий, представляющий собой инженерно-геокриологические условия района (строение разреза мерзлой толщи, физико-механические свойства и льдистость грунтов).

Допустимая длина термокейса была определена исходя из следующих условий:

- радиусы оттаивания не сливаются в пределах глубины залегания льдистых грунтов (30 м для данного района);
- длина термокейса больше глубины залегания льдистых грунтов;
- основание термокейса находится в глинистых малосжимаемых грунтах, сохраняющих свою прочность при оттаивании.

Таким образом, по приведенным данным можно сделать заключение, что при расстоянии между скважинами 12 м нельзя обеспечить эксплуатационную надежность скважин, пробуренных на пласт БУ. При расстоянии между скважинами 14 м возможно применение термокейсов длиной 48 м, если основание термокейсов будет находиться в глинистых малосжимаемых грунтах.

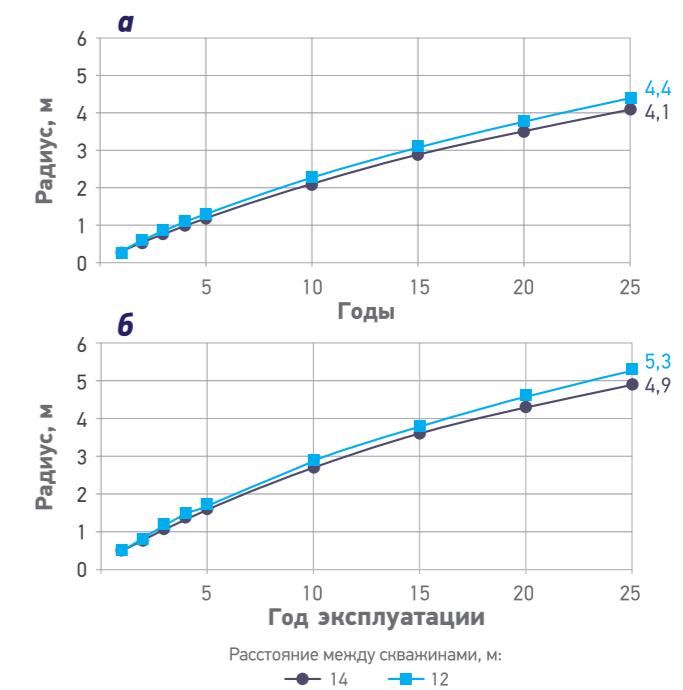


Рис. 3. Изменение радиуса оттаивания на глубине 15 м для добывающей (а) и нагнетательной (б) скважин при длине термокейса 60 м

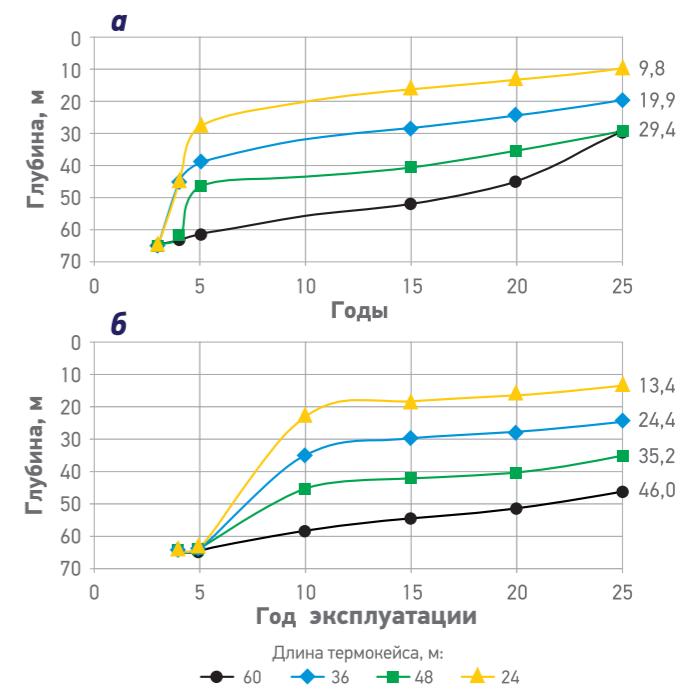


Рис. 4. Изменение глубины смыкания радиусов оттаивания при расстоянии между скважинами 12 м (а) и 14 м (б)

## ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРЕДЛОЖЕНИЯ

Согласно результатам расчета экономического эффекта уменьшение длины термокейса стоимостью 49 тыс. руб./м с 60 до 48 м приводит к сокращению капитальных вложений в среднем на 4,7 млн руб. (с 23,520 до 18,816 млн руб.) на одну кустовую площадку, включающую восемь скважин, т.е. затраты на закупку и монтаж термокейсов снижаются на 20 %.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для обоснования конструкции и расположения добывающих и нагнетательных скважин в мерзлых толщах обязательным является выполнение прогнозных расчетов температурного режима грунтов. При создании расчетной модели особое внимание должно уделяться выбору исходных данных:

- параметры теплообмена должны учитывать сезонное изменение температурного

режима грунтов на поверхности, взаимное влияние скважин при кустовом размещении, а также конвекцию газа в межколонном пространстве;

– физико-механические свойства и льдистость грунтов должны выбираться по данным бурения параметрических скважин в мерзлой толще территории месторождения, а не по результатам инженерных изысканий, выполненных до глубины 15 м.

Наличие данных параметрического мерзлотного бурения на территории Восточно-Мессояхского месторождения, а также выполненные прогнозные расчеты температурного режима грунтов позволили сделать вывод о возможности уменьшения длины термокейса для ряда кустовых площадок. Сокращение длины термокейсов на 12 м (длина одной секции) снижает капитальные вложения в их закупку и монтаж на 20 %.

## Список литературы

1. Горелик Я.Б., Солдатов П.В., Селезнев А.А. Инженерно-геокриологические условия Ямбургского газоконденсатного месторождения и динамика состояния кустовых площадок эксплуатационных скважин // Криосфера Земли, 2015, т. XIX, № 1, с. 58–69.
2. СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 20.02.04-88 (с Изменением N1).
3. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99\* (с Изменением N2).
4. СТО Газпром 2-2.3-435-2010 Проектирование оснований, фундаментов, инженерной защиты и мониторинга объектов ОАО «Газпром» в условиях Крайнего Севера.
5. Горелик Я.Б., Солдатов П.В. Метод расчета вертикальной нагрузки на крепь скважины при оттаивании вмещающих мерзлых пород // Криосфера Земли, 2018, т. XXII, № 2, с. 50–60.

## Reference

1. Gorelik Ya.B., Soldatov P.V., Seleznev A.A., *Engineering and geocriological conditions of the Yamburg gas and condensate reservoir and dynamics of the ground state of boreholes* (In Russ.), Kriosfera Zemli, 2015, V. XIX, no. 1, pp. 58–69.
2. SP 25.13330.2012. *Osnovaniya i fundamenti na vechnomerzlykh gruntakh* (Foundations and foundations on permafrost soils).
3. SP 131.13330.2012. *Stroitel'naya klimatologiya* (Construction climatology).
4. СТО Газпром 2-2.3-435-2010. *Proektirovaniye osnovaniy, fundamentov, inzhenernoy zashchity i monitoringa ob'ektov OAO "Gazprom" v usloviyakh Kraynego Severa* (Design of foundations, foundations, engineering protection and monitoring of objects of Gazprom in the conditions of the Far North).
5. Gorelik Ya.B., Soldatov P.V., *Method of calculation of axial load on the well's casing during thawing of frozen host sediments* (In Russ.), Kriosfera Zemli, 2018, V. XXII, no. 2, pp. 50–60.

# ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ БЛОЧНО-МОДУЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ СУПЕРБЛОКОВ

И.П. Кожушков, А.П. Смирнов

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

К.В. Колонских

ООО «Газпромнефть-Развитие»

**Электронные адреса:** Kozhushkov.IP@gazpromneft-ntc.ru, Smirnov.AnP@gazpromneft-ntc.ru, Kolonskikh.KV@tmn.gazprom-neft.ru

В статье описан опыт применения блочно-модульного метода строительства нефтегазовых объектов на севере России с использованием больших объемных блоков (суперблоков). Описана технология их доставки и монтажа. Определены преимущества применения данной технологии и изучены основные проблемы ее внедрения в «Газпром нефть». Рассмотрены ключевые этапы развития технологического проекта «Поиск и внедрение объектов блочного строительства», основной задачей которого в настоящее время является оценка потенциальной возможности применения суперблоков в компании «Газпром нефть», а также ожидаемого экономического эффекта.

**Ключевые слова:** суперблок, комплектно-блочный метод, блок-бокс, блок-контейнер, блочно-комплектное устройство, блочно-модульное оборудование, нефтегазовые объекты, блок-понтон, индустриализация строительства, транспортировка суперблоков

PERSPECTIVE BLOCK-MODULAR METHODS FOR THE CONSTRUCTION OF OIL AND GAS FACILITIES USING SUPERBLOCKS

И.П. Кожушков, А.П. Смирнов

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

К.В. Колонских

Gazprom Neft Development LLC, RF, Tyumen

The article describes the experience of using the block-modular method of building oil and gas facilities in the north of Russia using large blocks (super blocks). The technology of their delivery and installation is described. The advantages of using this technology are determined and the main problems of its introduction in Gazprom Neft are studied. The key stages of the development of the technological project "Search and Implementation of block construction objects" are considered, at present the main task of which is to assess the possibility of using superblocks in Gazprom Neft and the economic effect.

**Keywords:** superblock, complete block method, block box, container block, block-complete device, block-modular equipment, oilfield facilities, block pontoon, industrialization of construction, transportation of superblocks

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-2-71-75

## ВВЕДЕНИЕ

В успешном освоении Тюменского нефтегазодобывающего региона немаловажное значение имеют индустриальные методы строительства. «Гипротюменнефтегаз» одним из первых применил, а затем и развил прогрессивные методы обустройства нефтяных месторождений с использованием блоков и блочно-модульного оборудования.

«Гипротюменнефтегаз», «Сибкомплектмонтаж» и другие организации за десятки лет накопили значительный опыт проектирования и строительства крупноблочных объектов. Этот опыт позволяет проанализировать возможность более рациональной компоновки объектов по сравнению с компоновкой блоками в транспортных габаритах [1]. Отдаленные месторождения Сибири и различные нефтегазовые объекты в условиях севера

наиболее эффективно обустраивались суперблоками. При этом самым эффективным вариантом были блок-понтоны, поскольку плавуче-переменное исполнение решает главные проблемы применения суперблоков, связанные с необходимостью строительства специальных дорог и мостов для провоза тяжеловесов, потребностью в уникальных чрезвычайно дорогостоящих тяжеловозах, большими сложностями погрузки, выгрузки и установки на фундамент, потребностью в самих фундаментах и сложных свайных основаниях. Блок-понтоны перевозятся по простым зимникам с бескрановыми погрузкой, выгрузкой и установкой на месте эксплуатации с собственными продуваемыми фундаментами, свайные основания упрощаются в несколько раз [2].

В 1971–1975 гг. с применением более 500 блок-понтонов, имеющих относительно небольшую массу (до 65 т), тюменские нефтяники построили

УДК

622.276.012:69.057.124

© И.П. Кожушков,

А.П. Смирнов,

К.В. Колонских, 2019

в Среднем Приобье необходимое число мощных насосных станций и получили в 1974 г. экономический эффект 564 тыс. руб., в сжатые сроки решили проблему создания системы поддержания пластового давления. С 1978 г. блок-понтонны успешно стали использовать газовики, увеличив их массу до 300 и даже до 450 т. Миннефтегазстрой, Мингазпром, Миннефтепром сначала оперативно создали временные предприятия по строительству блок-понтонов, а затем построили крупную судоверфь с большим крытым эллингом в деревне Копытово под Тюменью [2].

В блок-понтонном исполнении были построены мощные котельные, насосные станции, газопропыльевые установки в Среднем Приобье и Томской области, на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) и других объектах. Особенно впечатляет Ямбургское месторождение, где таким методом были построены все сложные и крупные объекты установок комплексной подготовки газа. На месторождении более 30 лет эксплуатируются 230 блок-понтонов средней массой 233 т, максимальной – 433 т (рис. 1). Суперблоки позволили доставить за Полярный круг объекты готовностью около 90–95 %, что обеспечило снижение в несколько раз численности работников, при этом многократно сократились значительные затраты на их снабжение, обеспечение жильем, транспортными средствами, строительной техникой, материалами, электроэнергией, горючим и др. В результате, не считая досрочного ввода объектов в эксплуатацию, было сэкономлено около 60 млн руб. по ценам 1984 г. (по существующим ценам – миллиарды рублей). Продолжительность строительства УКПГ была сокращена до 7–9 мес вместо 38 мес по нормам СНиП [2].

Высокая производительность, экономия времени и трудовых ресурсов, хорошее качество возводимых объектов – это лишь малая часть преимуществ блочно-комплектного метода организации строительства [3]. В настоящее время метод достаточно распространен, предприятия, занимающиеся производством блочно-ком-

плектных устройств, осваивают востребованную продукцию и поставляют ее на рынок. Суть метода заключается в изготовлении в заводских условиях блочно-комплектных устройств (БКУ), укрупненных монтажных узлов и заготовок инженерных коммуникаций. Изделия поставляются на строительные площадки как практически готовые объекты или их части [4, 5]. Проверка БКУ осуществляется непосредственно на предприятиях [5].

### ОСНОВНЫЕ ВИДЫ БЛОЧНО-КОМПЛЕКТНЫХ УСТРОЙСТВ

**Блок-контейнер** – блок, в котором созданы условия только для длительной работы оборудования и приборов, нахождение обслуживающего персонала продолжительное время не предусмотрено. Для обслуживания и ремонта доступ к оборудованию осуществляется снаружи.

**Блок-бокс** – блок с установленным в нем оборудованием и инженерными системами, в котором созданы условия как для работы оборудования, так и для длительного нахождения обслуживающего персонала.

**Суперблок** – крупногабаритный блок, размеры которого значительно больше габаритов погрузки традиционными видами транспорта [6, 7]. Масса суперблока составляет от 200 до 1000 т. В настоящее время на российском рынке имеется оборудование в блочно-комплектном (блочно-модульном) исполнении всех типов: насосные станции; установки пожаротушения; канализационные насосные станции; объекты теплоснабжения, электроснабжения; установки редуктирования и подготовки газа; узлы учета нефти и газа; установки подготовки нефти, установки предварительного сброса воды, дожимные насосные станции (ДНС), газотурбинные электростанции; служебно-эксплуатационные ремонтные и складские блоки; операторные; блоки водоподготовки газа; сепарационное оборудование в СКИД-исполнении и др.

Однако в последние годы применение столь эффективного способа строительства объектов с помощью суперблоков почти прекратилось, вероятно, по причинам в основном психологического характера. Необоснованное отторжение вызывает принцип транспортировки волоком по зимнику. Заказчики склоняются к «чудо-технике», примененной для суперблоков американцами и канадцами на Аляске и Сахалине. Однако там иные условия. Например, на Аляске имеются богатейшие залежи гравия, который позволяет строить хорошие дороги, существуют выгодные условия для сооружения морских причалов, кроме того, они находятся недалеко от месторождений. Помимо этого, американские и канадские компании распола-

гают мощными финансовыми и технологическими средствами [2].

### ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СУПЕРБЛОКОВ

Говоря о причинах возрождения блочно-модульного метода строительства с помощью суперблоков, необходимо отметить его преимущества:

- существенное сокращение сроков возведения объектов, отсутствие сдвигов сроков строительства из-за неблагоприятных условий (см. таблицу);
- снижение сметной стоимости строительства;
- повышение качества продукции, отсутствие дефектов работ;
- снижение затрат на проектирование за счет серийного выпуска;
- минимизация ручных, сварочных, «мокрых» работ, что особенно важно в условиях Крайнего Севера;
- сокращение общего числа работников;
- уменьшение времени нахождения рабочих в экстремальных условиях;
- минимизация числа подрядных, субподрядных организаций;
- не требуется большого пространства в отличие от традиционного строительства; это важно в случае перегруженности или небольшой площади территории [8].

Необходимо также отметить значение транспортных работ в комплектно-блочном строительстве, так как эффективность применения данного метода во многом зависит от организации способа доставки блоков. В настоящее время более 90 % природного газа добывается на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. По сравнению с месторождениями, расположенными в центральной и южной частях России, северные районы нефтегазового строительства являются труднодоступными. Так, в северных районах Тюменской области продолжительность транспортировки БКУ составляет до 20–25 % баланса времени строительства наземных объектов, а затраты на доставку – от 30 до 50 % стоимости строительно-монтажных работ [9, 10]. Расстояние от промышленных районов до транспортных узлов может составлять несколько сотен и даже тысяч километров. Решением проблемы перевозки на столь значительные расстояния может стать создание специальных видов и способов транспортировки, обладающих высокой эффективностью, не требующих строительства дорог, обслуживания маршрутов, а также имеющих высокую степень надежности движения по длительным маршрутам [11].

В 1986–1990 гг. в рамках целевой комплексной программы «Ямал» проводилась разработка

Объект	Продолжительность строительства, мес	
	Традиционный вариант (по СНиП 1.04.03-85*)	Блочно-комплектный вариант
Установка комплексной подготовки газа на газоконденсатном месторождении мощностью 20 млрд м <sup>3</sup> /сут	22	7-8
Газовая компрессорная станция мощностью 12 к тыс. м <sup>3</sup> /ч	21	8-10
Кустовая насосная станция на объектах нефтедобычи производительностью до 20 тыс. м <sup>3</sup> /сут	10	5-6
Нефтеперекачивающая станция мощностью до 12 тыс. м <sup>3</sup> /ч	22	9-10
Очистные сооружения канализации производительностью 15 тыс. м <sup>3</sup> /сут	17	9-12
Дожимная насосная станция по нефти мощностью 30 тыс. м <sup>3</sup> /сут	9	3-4
Котельная водогрейная производительностью 15,1 ГДж	4	0,2-0,3
Котельная ДЕ 24/14 ГМ паропроизводительностью 75т/ч	12	3-4



Рис. 1. Ямбургское НГКМ, июль 1986 г. (до пуска УКПГ-2 остается 47 дней)

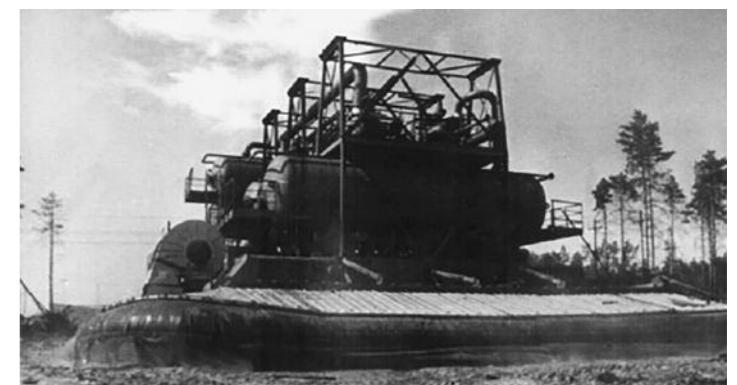


Рис. 2. Транспортировка суперблока ДНС на воздушной подушке

го осуществления транспортировки блоков в летнее время является освоение Мыльджинского газоконденсатного месторождения (ГКМ) в Томской области (рис. 3). На расстоянии 29 км от причала до монтажной площадки была подготовлена для перемещения суперблоков: гравийно-песчаная дорога, отсыпаны карманы для встречного разъезда техники, требуемые радиусы примыкания. В результате транспортной операции доставлено 19 суперблоков. Для наземной доставки блок-понтонов ЗАО «СКБ «Газстроймашин» был разработан и изготовлен опытный образец гусеничного транспортного средства ТС-270 грузоподъемностью 270 т. После самопогрузки и транспортировки по автодороге с проезжей частью шириной 6 м блок-понтон устанавливался на заранее подготовленный фундамент. На термосанях в пределах 57 км были доставлены два суперблока массой по 220 т на Ямбургское ГКМ (рис. 4). Данная модификация позволила сократить число тягачей в 2 раза. Для высокоеффективного применения комплектно-блочного метода строительства с помощью суперблоков в обустройстве нефтегазовых месторождений имеются все предпосылки. Прежде всего, это богатый опыт, накопленный в проектно-конструкторских работах, строительстве, транспортировке и эксплуатации нескольких сотен суперблоков. Разработана техническая документация, в стране существуют современные, хорошо оснащенные и мощные предприятия. Многолетняя успешная практика обустройства месторождений Крайнего Севера Западной Сибири раскрывает все достоинства данного метода и подтверждает его преимущества.

Для реализации стратегии развития «Газпром нефти» приоритетным является вхождение компании в проекты разработки в новых поисковых зонах на Ямале, Таймыре и в Восточной Сибири. Месторождения в данных регионах характеризуются отсутствием дорог, сложной логистической схемой, крайне суровыми климатическими условиями. В связи с этим в компании уделяется серьезное внимание использованию новых технологий, которые позволяют повысить качество строительства, скорость окупаемости проектов и, следовательно, максимально сократить сроки выполнения работ.

Комплектно-блочный метод строительства включает различные технологии, такие как применение модулей укрупненной сборки (СКИДы), и суперблоков, строительство быстровозводимых зданий. С помощью таких технологий можно достичь значительного снижения затрат на строительство и совокупное владение объектами, сокращения продолжительности инвестиционного процесса реализации проекта, снижения сроков проектирования и строительства, а также повышения надежности, безопасности и экологичности инфраструктуры.

С этой целью в компании запущен технологический проект «Поиск и внедрение объектов блочного строительства», основной задачей которого являются оптимизация технологий и снижение материалоемкости строительства объектов.

В рамках реализации технологического проекта ведется разработка интегрированной технологии проектирования, комплектации и доставки оборудования на строительную площадку. Данная технология обеспечит повышение уровня модульности оборудования, снизит время на проведение строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, а также повысит уровень качества оборудования и безопасность. По результатам выполнения технологического проекта будут разработаны внутренние нормативно-методические документы компании, определяющие порядок взаимодействия всех участников процесса с учетом этапов реализации проекта, типа проекта и логистических ограничений. Кроме того, в перспективе будет разработан программный комплекс по подбору оптимального блочно-модульного оборудования и его компоновки на основе классификаторов оборудования, 3D моделей и конструкторской документации.

Планируется также реализовать проект с применением суперблоков, обеспечив тон-

кую настройку взаимодействия всех подразделений компании в части организации процесса работ по данной технологии. По полученным данным будут оценены потенциальная возможность и граничные условия применения суперблоков в рамках реализации крупных проектов компании, а также ожидаемый экономический эффект.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время в России существуют достаточный опыт и достижения в развитии комплектно-блочного метода строительства. Особое внимание к данной технологии обусловлено необходимостью достижения глобальных целей в стране, таких как: скоростное строительство; создание полноценно функционирующих временных мобильных зданий и сооружений; упрощение строительства путем унификации и стандартизации монтажных работ при реконструкции зданий и сооружений, возведении особо опасных и промышленных объектов; пе-

ренос строительных работ, а также специализированных процессов по сборке оборудования тепло-, водо-, газоснабжения, сварочных работ и «мокрых» процессов в заводские условия, исключающие влияние погодных факторов; упрощение проектирования вследствие создания типовых серий объектов и внедрения заводами-изготовителями баз данных и каталогов продукции унифицированных модулей (или модульных единиц).

Учитывая ситуацию в нефтегазовой промышленности, когда эпоха легкоизвлекаемых углеводородов заканчивается и появляется необходимость реализации сложнейших проектов в кратчайшие сроки, все большую актуальность приобретает отработанный на практике инструмент инфраструктуризации месторождений – технология комплектно-блочного метода строительства с применением модульных блоков полной заводской готовности, включая суперблоки.

## Список литературы

1. Соколов С.М., Стрекопытов С.К., Тукаев Ш.Г. Особенности компоновки объектов с применением крупных строительных блоков // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 3. – С. 16-18.
2. Соколов С.М., Стрекопытов С.К., Тукаев Ш.Г. Проблемы строительства нефтегазовых объектов крупными блоками // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 94-95.
3. Огудов А.Г., Андрианова Л.И., Пнева А.П. Внедрение индустриального метода строительства с использованием узлов максимальной заводской готовности // Нефть и газ Западной Сибири. – 2013. – С. 121-123.
4. Титов В.А. Монтаж оборудования насосных и компрессорных станций. – М.: Недра, 1979. – 154 с.
5. Дмитриева А.А., Овчинникова Н.А. Современные методы организации строительства // Новая наука: теоретический и практический взгляд. – 2016. – № 3 -1(69). – С. 5-8.
6. Растрогуев Г.А., Кулаков П.В. Основные направления унификации инженерных решений в технологической подготовке производства комплектно-блочных нефтегазовых объектов // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1998. – №4. – С. 102-109.
7. Березин В.Л., Бобрицкий Н.В. Сооружение насосных и компрессорных станций. – М.: Недра, 1985. – 288 с.
8. Аронов В.А. Блочно-комплектная технология и организация строительства объектов нефтегазового комплекса Западной Сибири: концепция и производственный опыт // Журнал нефтегазового строительства. – 2014. – №3. – С. 61-68.
9. Бобрицкий Н.В., Юфин В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1988. – 200 с.
10. Минкин М.А., Потапова О.А. Особенности обустройства северных нефтяных и газовых месторождений России и основания и фундаменты зданий и сооружений объектов обустройства // Вестник МГСУ. – 2006. – №1. – С. 180-187.
11. Данилов А.К., Привалкин Р.С., Соловьев Е.А. Актуальные проблемы в машиностроении // Разработка специальных транспортных систем для организации круглогодичных перевозок по северным территориям России. – 2015. – №2. – С. 299-303.
12. URL: [www.derrick.ru/?f=n&id=7461](http://www.derrick.ru/?f=n&id=7461) (дата обращения: 30.11.2016).
13. Сысоев Ю.Г. Прочность несущих конструкций наземных транспортных средств на воздушной подушке // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – №1. – С. 91-98.

## Reference

1. Sokolov S.M., Strekoplytov S.K., Tukaev Sh.G., *Features of layout of objects with application of large building blocks* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2004, no. 3, pp. 16-18.
2. Sokolov S.M., Strekoplytov S.K., Tukaev Sh.G., *The problems of large blocks construction of oil-and-gas facilities* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2008, no. 3, pp. 94-95.
3. Ogudov A.G., Andrianova L.I., Pneva A.P., *Vnedrenie industrial'nogo metoda stroitel'stva s ispol'zovaniem uzlov maksimal'noy zavodskoy gotovnosti* (Implementation of the industrial construction method using nodes of maximum factory readiness), Proceedings of International Scientific and Technical Conference dedicated to the 50th anniversary of the Tyumen Industrial Institute "Neft' i gaz Zapadnoy Sibiri" (Oil and gas of Western Siberia), 2013, Part 1, pp. 121-123.
4. Titov V.A., *Montazh oborudovaniya nasosnykh i kompressornykh stantsiy* (Installation of equipment for pump and compressor stations), Moscow: Nedra Publ., 1979, 154 p.
5. Dmitrieva A.A., Ovchinnikova N.A., *Modern methods of construction organization* (In Russ.), Novaya nauka: teoreticheskiy i prakticheskiy vzglyad, 2016, no. 3-1(69), pp. 5-8.
6. Rastorguev G.A., Kulakov P.V., *The main directions of the unification of engineering solutions in the technological preparation of the production of complete block oil and gas facilities* (In Russ.), Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, 1998, no. 4, pp. 102-109.
7. Berezin V.L., Bobritskiy N.V., *Sooruzhenie nasosnykh i kompressornykh stantsiy* (Construction of pumping and compressor stations), Moscow: Nedra Publ., 1985, 288 p.
8. Aronov V.A., *Packaged technology and organization of construction of oil and gas complex in Western Siberia: the concept and production experience* (In Russ.), Zhurnal neftegazovogo stroitel'stva, 2014, no. 3, pp. 61-68.
9. Bobritskiy N.V., Yufin V.A., *Osnovy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti* (Basics of the oil and gas industry), Moscow: Nedra Publ., 1988, 200 p.
10. Minkin M.A., Potapova O.A., *Features of the arrangement of the northern oil and gas fields of Russia and the foundations of buildings and structures of the facilities* (In Russ.), Vestnik MGSU, 2006, no. 1, pp. 180-187.
11. Danilov A.K., Privalikhin R.S., Solov'ev E.A., *Development of transport systems for year-round transportation in the northern territories in Russia* (In Russ.), Aktual'nye problemy v mashinostroenii, 2015, no. 2, pp. 299-303.
12. URL: [www.derrick.ru/?f=n&id=7461](http://www.derrick.ru/?f=n&id=7461) (data обращения: 30.11.2016).
13. Sysoev Yu.G., *The strength of the supporting structures of air cushion vehicles* (In Russ.), Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, 2003, no. 1, pp. 91-98.



Рис. 3. Транспортировка суперблока на Мыльджинское ГКМ

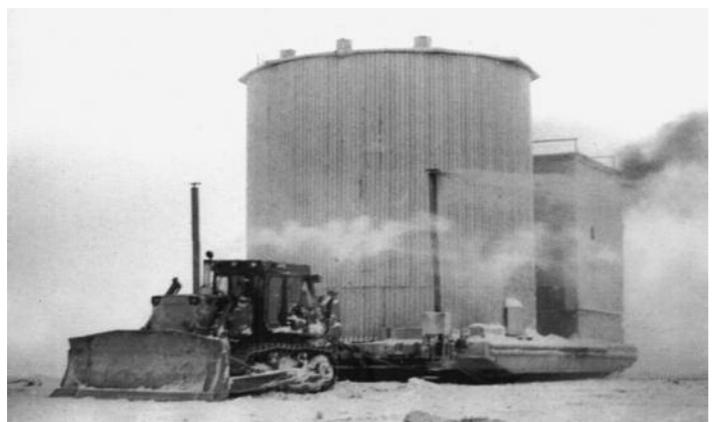


Рис. 4. Транспортировка суперблока на термосанах

# ИНТЕРНЕТ ВЕЩЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ: АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ LORAWAN И ВОЗМОЖНОСТИ ПРИКЛАДНОГО ПРИМЕНЕНИЯ

УДК 681.518

© Коллектив  
авторов, 2019

**Д.А. Марисов, А.Ю. Зацепин, Е.А. Марин, А.В. Терлеев, М.Ю. Ларионова**

Санкт-Петербургский горный университет

**Электронные адреса:** marisovdmitry@gmail.com

В течение многих лет огромный потенциал Интернета вещей ограничивался техническими барьерами, такими как небольшой срок службы устройств с батарейным питанием, связь на коротких расстояниях, высокая стоимость и отсутствие единых стандартов. В данной статье описаны варианты применения технологии LoRaWAN (LongRange, глобальные сети), которая позволила преодолеть все эти препятствия. Основанная на новой спецификации и новом протоколе для LPWAN технологии LoRaWAN позволила подключать датчики на большие расстояния, предлагая оптимальное время автономной работы датчика и минимальные требования к инфраструктуре. Технология LoRaWAN обладает значительным потенциалом для использования на объектах нефтедобычи с целью сокращения непроизводительных затрат времени и ускорения технологических процессов.

**Ключевые слова:** цифровизация, автоматизация, Интернет вещей (IoT), LoRaWAN

INTERNET OF THINGS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY: LORAWAN TECHNOLOGY ANALYSIS & USE CASES

**D.A. Marisov, A.Y. Zatsepin, E.A. Marin, A.V. Terleev, M.Y. Larionov**

St. Petersburg Mining University

For many years, the enormous potential of the Internet of Things has been constrained by technical constraints, such as the short life span of battery-powered devices, short-range communications, high cost, and the lack of uniform standards. This article describes the technology, called LoRaWAN (Long Range wide-area networks), which allowed to overcome all these obstacles. Based on the new specification and new protocol for LPWAN, LoRaWAN technology allowed connecting sensors over long distances, while offering optimal sensor battery life and minimum infrastructure requirements. The LoRaWAN technology has a significant potential for use for oil production facilities in order to reduce unproductive time and speed up technological processes.

**Keywords:** digitalization, automation, internet of things (IoT), LoRaWAN

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-2-76-80

## ВВЕДЕНИЕ

Цифровая экономика меняет привычные модели отраслевых рынков, повышает конкурентоспособность их участников. Таким образом цифровизация определяет перспективы роста компаний, отраслей и национальных экономик в целом. Появление цифровых игроков уже изменило облик целых отраслей – туристической, телекоммуникационной, полиграфической, пассажирских перевозок. В последние годы возникли новые термины и концепции, описывающие происходящую цифровую трансформацию. Структуру мира, в том числе промышленного, меняет концепция intelligent enterprise (IE) – набор технологических инноваций, включающий искусственный интеллект (artificial intelligence (AI)),

интеллектуальную автоматизацию (intelligent automation (IA)), Интернет вещей (Internet of things (IoT)), предиктивную аналитику и когнитивные вычисления. Согласно оценке MGI (McKinsey Global Institute) [1] в ближайшие несколько десятилетий до 50 % рабочих операций в мире будут автоматизированы главным образом посредством повсеместного внедрения технологии Интернета вещей IoT. Интернет вещей представляет собой экосистему устройств, подключенных к единой сетевой инфраструктуре и способных взаимодействовать друг с другом [2]. Число подключенных устройств стремительно растет, оно уже превысило число людей, имеющих доступ к глобальной сети (рис. 1).

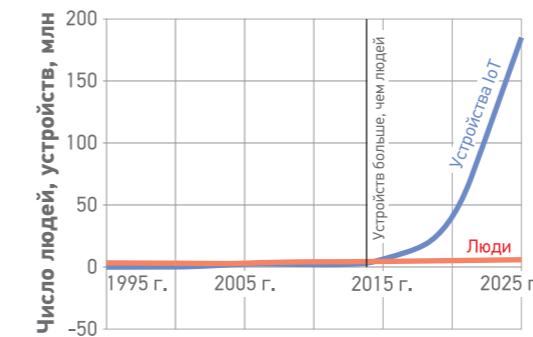


Рис. 1. Динамика подключения к интернету IoT устройств (по данным [www.brookings.edu](http://www.brookings.edu))

Технологии беспроводных сетей обладают значительным потенциалом для внедрения на объектах с высокой автономностью, где энергоэффективность оборудования и стабильность передачи данных имеют важнейшее значение. Таким образом, вопрос интеграции решений на основе беспроводных технологий актуален на объектах нефтегазодобычи.

## БЕСПРОВОДНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ ИОТ

Наступающая технологическая революция требует наличия инфраструктуры, способной обеспечить эффективное взаимодействие миллионов «умных» устройств. При этом основным отличием Интернета вещей от привычного нам «Интернета людей» является формат коммуникации. К M2M (Machine to Machine) взаимодействию предъявляется ряд специфических требований:

- передача небольших по объему данных;
- энергоэффективность;
- возможность подключения устройств в удаленных районах;
- высокая степень защиты данных;
- интероперабельность;
- непроприетарность (открытость).

На сегодняшний день существует множество беспроводных технологий, применяемых для IoT [3]:

- сети сотовой связи: GSM и 3GPP (CDMA, 3G, 4G); в силу своих особенностей они составляют не более 15 % всех IoT-соединений в мире;
- технологии для передачи данных на короткие расстояния: PLC, Bluetooth Low Energy (BLE), ZigBee, NFC, RFID, Wi-Fi, которые обеспечивают огромную долю подключений IoT устройств; на эту группу технологий приходится не менее 75 % общего числа подключенных приборов и до 95 % в таких сферах, как потребительская электроника, безопасность и автоматизация зданий.

Существующие протоколы связи (GSM, Wi-Fi и

др.) были разработаны для иных целей (передача большой по объему информации на высокой скорости в ущерб дальности и энергоэффективности) и не соответствуют требованиям Интернета вещей.

С развитием IoT технологий в отдельный сегмент выделились сети семейства LPWAN (Low Power Wide Area Networks) – энергоэффективные сети большого радиуса действия. Однако на протяжении нескольких лет основной проблемой оставалось отсутствие унифицированного протокола, имеющего поддержку главных игроков рынка. Другими словами, появились десятки схожих по характеристикам, но не совместимых друг с другом протоколов связи. Другая немаловажная проблема – проприетарность каждого протокола, т.е. закрытость технологии (принадлежность только одной компании). В марте 2015 г. исследовательский центр IBM Research и компания Semtech представили новую технологию энергоэффективных сетей дальнего радиуса действия – LoRaWAN (Long Range Wide Area Network), которая имеет ряд преимуществ по сравнению с привычными технологиями для обеспечения M2M-коммуникаций. Сравнение беспроводных технологий приведено на рис. 2.

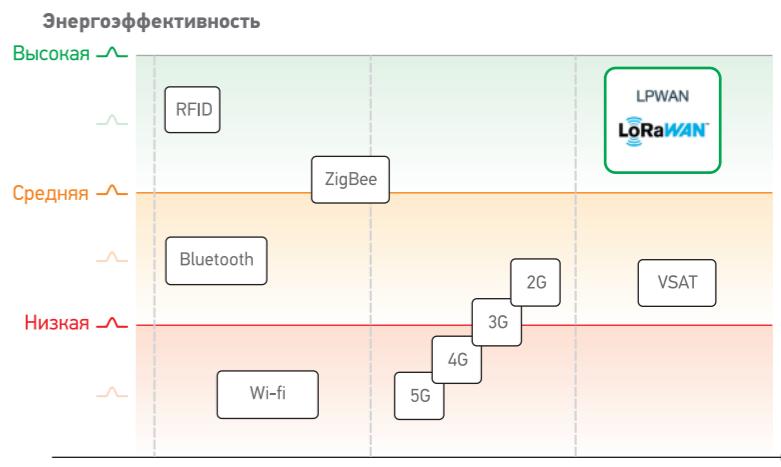


Рис. 2. Сравнение беспроводных технологий

В течение многих лет огромный потенциал IoT сдерживался техническими проблемами, такими как небольшой срок службы устройств, работающих от батареи, малая дальность связи, высокая стоимость и отсутствие единых стандартов.

Технология LoRaWAN позволила преодолеть все эти препятствия. На основе новых спецификаций и протокола для LPWAN, использующего нелицензионный диапазон частот, технология LoRaWAN позволила подключать

датчики на большие расстояния, предлагая при этом оптимальное время автономной работы датчиков и минимальные требования к инфраструктуре.

К преимуществам LoRaWAN относятся [4]:

- использование нелегализуемого диапазона частот 868 МГц, не требующего разрешения и платы за использование;
- дальность передачи данных до 10 км;
- высокая энергоэффективность конечных устройств, обеспечивающая срок службы до 10 лет от одной батарейки;
- архитектура сети, позволяющая легко масштабироваться на различные территории;
- возможность дистанционного управления и настройка расписания передачи данных от устройств.

Основной недостаток всех беспроводных технологий LPWAN связан с ограниченным размером пакета передаваемых данных и периодичным характером их отправки. В результате технологии невозможно применять для мониторинга параметров в режиме реального времени.

### АРХИТЕКТУРА СЕТЕЙ LORAWAN

Типовую сеть LoRaWAN можно представить в виде конечных устройств - узлов или точек, данные с которых передаются в зашифрованном виде на шлюзы, далее - на сетевой сервер сети, откуда вся необходимая информация поступает к пользователю (рис. 3).

### МОНИТОРИНГ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ С ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИИ LORAWAN

Организация мониторинга технологических параметров и состояния оборудования на базе беспроводных сетей приобретает все большую популярность в автоматизации нефтегазовой индустрии. В первую очередь подобный подход направлен на повышение эффективности и безопасности производственного процесса, а также на снижение капитальных вложений и операционных затрат.

Опыт зарубежных компаний показал, что беспроводной подход к организации беспроводных сетей может быть вполне эффективным. Так, компания BP Bitumnet снизила ежедневные производственные потери на заводах по производству битума более чем на 15000 долл. США за счет внедрения системы автоматизированного мониторинга целостности трубопроводов [5]. Кроме того, при применении систем обнаружения утечек в трубопроводах на месторождениях на базе беспроводных технологий компания BP снизила относительную стоимость таких систем на 50 % и сократила время их внедрения более чем на 90 % по сравнению с аналогичным проводным решением.

Компания General Electric реализовала кейс по удаленному мониторингу и анализу данных газотурбинных установок, при-

меняемых в том числе для транспорта углеводородов [6]. При эксплуатации таких сложных и дорогостоящих агрегатов необходимо минимизировать число внеплановых остановок и обеспечить своевременное получение данных о техническом состоянии установок.

Система GE собирает данные о работе турбин, дальше информация поступает в центр обработки, затем специалисты компании принимают решения о целесообразности дальнейшей эксплуатации турбин. Преимуществом является оперативное реагирование на возникающие неполадки. Центр осуществляет мониторинг около 1600 турбин и установок.

Реализация проекта позволила получить следующие результаты:

- снижение трудозатрат на сбор и анализ данных;
- уменьшение емкости серверов для хранения данных в 10 раз;
- повышение гибкости и эффективности использования трудовых ресурсов; совокупная экономия средств на оплату труда персонала – 9 млн долл. США в год;
- снижение затрат на разработку программного обеспечения сторонними разработчиками на 3 млн долл. США;
- совокупный доход для эксплуатирующих турбины предприятий – 100 млн долл. США в год.

В российском секторе upstream на данном этапе перспективным направлением использования технологии является комплексное обеспечение наземной инфраструктуры устройствами с датчиками LoRaWAN, т.е. организация локальной IoT-сети на базе данного протокола M2M-взаимодействия (рис. 4).

Технология позволяет осуществлять дистанционный мониторинг буферного и затрубного давлений, телеметрию забойного давления и температуры, а также передачу данных с блока местной автоматики, АГЗУ и станции управления. Объекты с датчиками могут находиться на расстоянии до 10 км от базовой станции LoRaWAN.

Показатели с объектов передаются на телекоммуникационную платформу, далее – на платформу приложения и к пользователю в личный онлайн-кабинет. Полученные данные поступают в зашифрованном виде и могут выгружаться в файл требуемого формата на компьютер пользователя. Следует также отметить возможность мониторинга замеров через мобильное приложение на смартфонах.

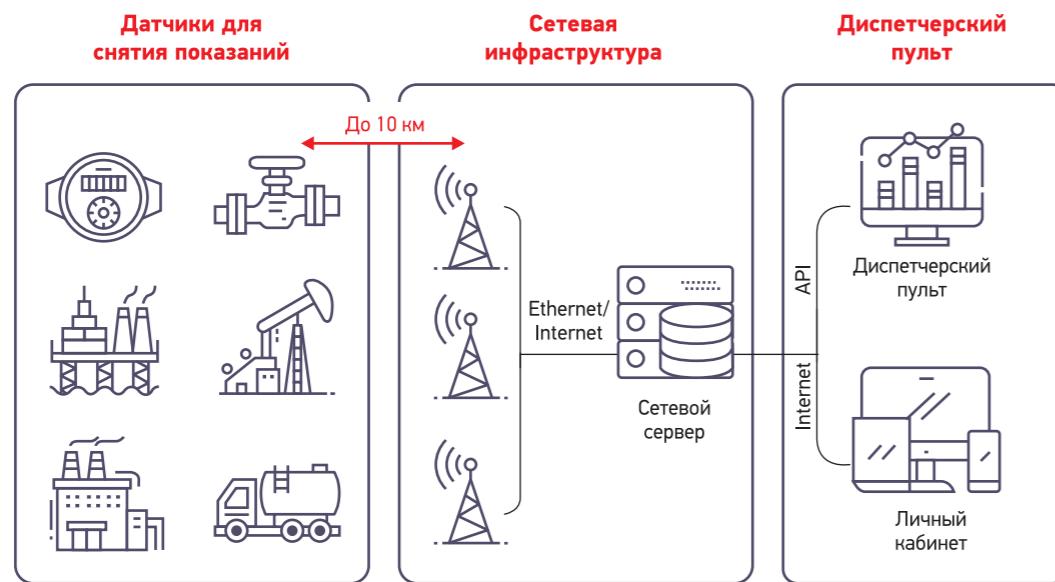


Рис. 3. Архитектура сети LoRaWAN на нефтепромысле

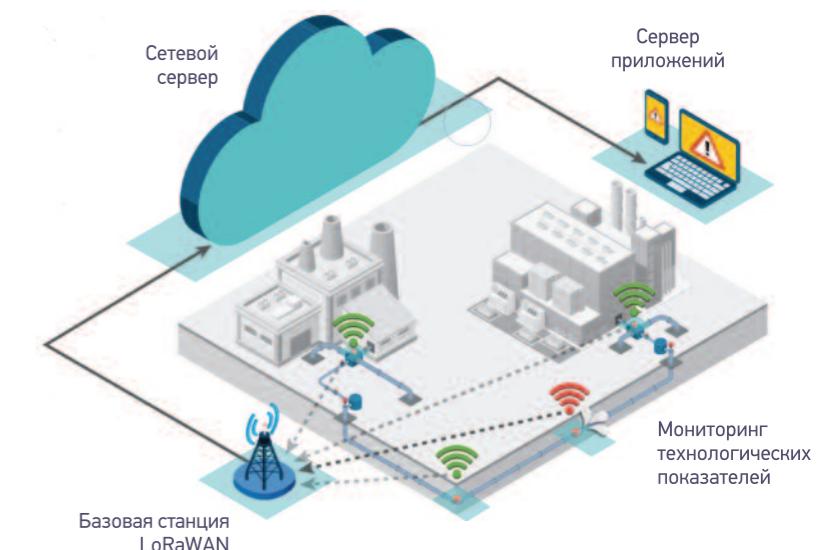


Рис. 4. Мониторинг технологических показателей с использованием сети на базе LoRaWAN

Потребность в проведении опытно-промышленных испытаний и дальнейшем использовании технологии LoRaWAN на промыслах обусловлена следующими производственными факторами, снижающими эффективность работы добывающих компаний:

- управлением: лишние перемещения операторов между кустами и скважинами; на новых месторождениях оперативный персонал вынужден работать сразу на нескольких объектах и быть крайне мобильным;
- экономическими: невозможность дистанционного контроля износа замеряющих устройств для их своевременной замены, что может вызвать непредвиденные аварии оборудования и простой;
- технологическими: неточность замеров «на глаз», малая частота замеров, возможность аварий, связанных с человеческим фактором.

В дальнейшем при использовании технологии перспективно создание алгоритмов, в которых выгруженные данные возможно обрабатывать методами машинного обучения с целью:

- выбора оптимальной частоты замеров технологических показателей для гидродинамических исследований скважин исходя из параметров конкретных скважин (газосодержание, обводненность, содержание серы и др.);
- прогнозирования аварий и износа оборудования (превышение устьевого давления относительно предельно допустимого уровня);

– более своевременного изменения режима работы скважин и проведения необходимых геолого-технических мероприятий и иных скважино-операций.

Результаты обработки данных позволяют минимизировать использование проводной связи на объектах подземной и наземной инфраструктуры, повысить эффективность работы персонала, проведения гидродинамических исследований, геолого-технических мероприятий, а также стратегического планирования в средне- и долгосрочной перспективах.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В течение многих лет огромный потенциал Интернета вещей IoT сдерживался техническими проблемами, такими как короткий срок службы устройств, работающих от батарей, малой дальностью связи, высокой стоимостью и отсутствием единых стандартов. Технология LoRaWAN позволила преодолеть все эти препятствия. На основе новой спецификации и нового протокола для LPWAN, использующего нелицензируемый диапазон

частот, технология LoRaWAN дала возможность подключать датчики на большие расстояния, при оптимальном времени автономной работы датчиков и минимальных требованиях к инфраструктуре.

В российском секторе upstream перспективным направлением использования технологии является комплексное обеспечение наземного оборудования и инфраструктуры устройствами с датчиками LoRaWAN, т.е. организация локальной IoT-сети на базе данного протокола M2M-взаимодействия.

Реализация решения позволит снизить затраты и повысить эффективность и безопасность производственного процесса. Рассмотренную технологию можно использовать как основу для создания алгоритмов обработки данных методами машинного обучения и сопутствующего повышения эффективности стратегического планирования в средне- и долгосрочной перспективах.

# ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

## ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

**Эльвира Римовна КЕРИМОВА**, ученый секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти» (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»)

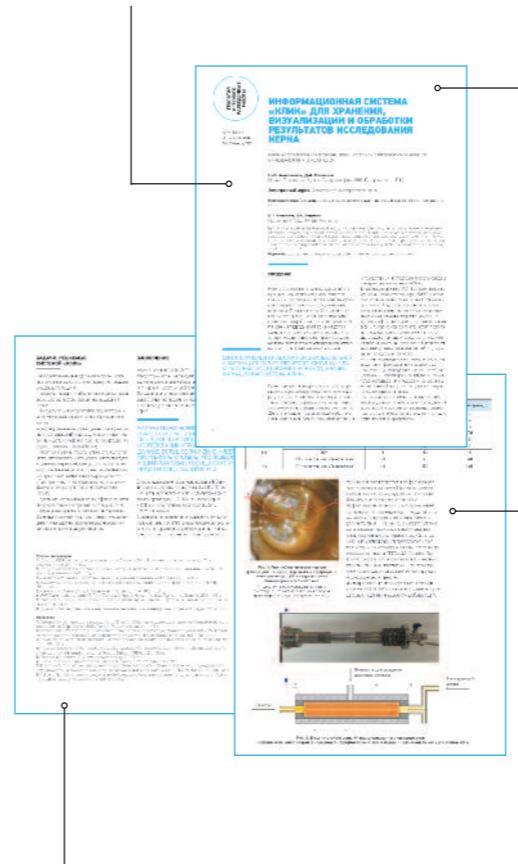
Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru, тел.: +7 (812) 313 6924, доб. 3657

**АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ** должен быть не более шести человек. В сведениях об авторах необходимо указать фамилию, имя, отчество полностью, место работы, занимаемую должность, учченую 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 и 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)



**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 и тезисы на русском и английском языках.

**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 лучше выполнять в Word.

# ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Стихия северных морей проверяет первопроходцев на прочность, но мы успешно справляемся! Новейшие техника и технологии помогают мне проводить танкер сквозь льды арктических морей к северным портам Европы круглый год.



Реклама



Стремимся  
к большему!

GAZPROM-NEFT.RU