

**15** стр. Алгоритм интеллектуальной проводки скважины

**26** стр. Мультисенсорная пассивная акустика для исследования нефтяных и газовых скважин

**64** стр. Безлюдные месторождения: настоящее и будущее

Универсальный подход к оценке и классификации геологических запасов

стр. 42





# «PROнефть» теперь в ВАК!

Отличная новость для тех, кто готовит диссертацию! Научные работы, прошедшие рецензирование, публикуются бесплатно!



ПО ВСЕМ  
ВОПРОСАМ  
ОБРАЩАЙТЕСЬ



**КЕРИМОВА Эльвира Римовна**  
ученый секретарь

✉ Kerimova.ER@gzpromneft-ntc.ru



\* Подробно про стандарты подготовки публикации читайте на последней обложке

## НОВОСТИ КОМПАНИИ

### 4

## ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

### 8

Емченко О.В., Хасанова А.Р., Холоднов Э.Э., Лапицкий Д.Р., Ронжин Р.П., Мухамедьянов Ф.Ф., Грищенко С.Ю.

**Марковские цепи применительно к моделям гетерогенных сред**

Emchenko O.V., Khasanova A.R., Kholodnov E.E., Lapitskiy D.R., Ronzhin R.P.,

Mukhamedyanov F.F., Grishchenko S.Yu.

Markov chains for heterogeneous earth models

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

### 15

Акмадиева Л.И., Ильичев С.Д., Асылгареев А.С.

**Алгоритм интеллектуальной проводки скважины в трехмерной гидродинамической модели**

Akmaдиеva L.I., Ilichev S.D., Asylgareev A.S.

Well trajectories optimization algorithm for the three-dimensional hydrodynamic modeling

### 18

Шварёв Н.Г., Марков Н.С.

**Моделирование возникновения микросейсмических событий при распространении трещины гидроразрыва пласта**

Shvarev N.G., Markov N.S.

Modelling of the occurrence of microseismic events during hydraulic fracture propagation

### 26

Салмин С.А., Олейник И.А., Асланян И.Ю., Минахметова Р.Н., Лазуткин Д.М., Хачатурян М.В.

**Новые перспективы применения технологии мультисенсорной пассивной акустики для исследования нефтяных и газовых скважин**

Salmin S.A., Oleynik I.A., Aslanyan I.Yu., Minakhmetova R.N., Lazutkin D.M., Khachaturian M.V.

New perspectives in applying the multisensor passive acoustic technique for logging oil and gas wells

### 32

Родионов В.В., Торба Д.И., Кашапов Д.В., Продан А.С., Бочкарев А.В., Лисицын А.И., Бухаров Д.Ф., Буков О.В.

**Комплексный подход к планированию операций многостадийного гидроразрыва пласта как инструмент повышения добычи в условиях низкопроницаемых трещиноватых коллекторов**

Rodionov V.V., Torba D.I., Kashapov D.V., Prodan A.S., Bochkarev A.V., Lisitsyn A.I., Bukharov D.F., Bukov O.V.

Integrated approach to multistage hydraulic fracturing design as instrument of oil production increase

in low-permeable, fractured-type reservoirs

### 38

Асмандияров Р.Н., Фатхуллин Т.Ч., Дудзинская А.А., Прохоров А.А., Курманов О.Е.

**Проектный подход к вводу невовлеченных участков месторождения в разработку**

Asmadiyarov R.N., Fatkhullin T.Ch., Dudzinskaya A.A., Prokhorov A.A., Kurmanov O.E.

The project approach for the entry of the promising areas in the development

### 42

Наугольнов М.В., Габитова С.И., Муртазин Р.И., Климов В.Ю., Гришко Ф.В., Эдельман И.Я.

**Оценка и классификация невовлекаемых запасов по критерию сложности разработки (на примере Салымской группы месторождений)**

Naugolnov M.V., Gabitova S.I., Murtazin R.I., Klimov V.Yu. Grishko F.V., Edelman I.Ya.

Evaluation and classification of proved and undeveloped OOIP by reservoir complexity index

(in case of Salym brown oil fields)



Хузин Р.А.

### Оптимизация повторных кислотных обработок на основе совершенствования подходов к моделированию

Khuzin R.A.

Matrix acid re-treatment optimization based on improved simulation model

Сун Д.В., Окунев М.В.

### Потоковое обучение при выборе оптимальной системы разработки

Sun D.V., Okunev M.V.

Using streaming machine learning for development system optimization

### ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

Билалов А.Д., Мохнаткин И.В.

### Применение современных цифровых технологий в вопросах обеспечения безопасности платформы «Приразломная»

Bilalov A.D., Mokhnatkin I.V.

Modern digital technologies application in the questions of safety assurance

at the prirazlomnaya platform

Юрин В.Г., Дубровин А.Н., Кунцман А.Э.

### Технологии предотвращения ситуаций, связанных с «полетом» оборудования при эксплуатации УЭЦН на объектах «Газпром нефти»

### ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Кибирев Е.А., Кузьмин М.И., Зацепин А.Ю., Клинов Е.В.,

### Безлюдные месторождения: настоящее и будущее

Kibirev E.A., Kuzmin M.I., Zatsepin A.Yu., Klinkov E.V.

Unmanned oil field: present and the future

### ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Лобанов А.А., Федоровский С.А., Промзелев И.О., Тихомиров Е.В., Жуков В.В.,

Коваленко В.А., Сергеев Г.Д., Липатникова Е.Н.

### К вопросу обоснования использования технологии отбора глубинных проб с азотной компенсацией давления

Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O., Tikhomirov E.V., Zhukov V.V.,

Kovalenko V.A., Sergeev G.D., Lipatnikova E.N.

On the issue of substantiating the use of nitrogen pressure-compensation downhole sampling technology

### НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Вдовин А.Ю., Пекина А.Э., Минахметова Р.Н., Асланян И.Ю.,

Трусов А.В., Шайдуллин Р.Г.

### Детальная диагностика технического состояния скважин с помощью сканирующей магнитно-импульсной дефектоскопии

Vdovin A.Yu., Pekina A.E., Minakhmetova R.N., Aslanyan I.Yu., Trusov A.V., Shajdullin R.G.

Comprehensive well integrity diagnostics using a scanning

electromagnetic pulse technology

### ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ  
ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

Издается с 2016 года

УЧРЕДИТЕЛЬ

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Редакционная коллегия:

**В.В. Яковлев** (председатель редакционной коллегии)

**С.В. Аплонов**, д.г.-м.н

**Р.Н. Бахтизин**, д.ф.-м.н.

**А.С. Бочков**, к.т.н.

**А.В. Бухановский**, д.т.н.

**Р.А. Валиуллин**, д.т.н.

**А.А. Вашкевич**

**С.В. Головин**, д.ф.-м.н.

**А.Б. Золотухин**, д.т.н.

**А.М. Кривцов**, д.ф.-м.н.

**А.А. Осипцов**, д.ф.-м.н.

**А.А. Пустовских**, к.ф.н.

**И.Ф. Рустамов**, к.т.н.

**А.С. Сарваров**, к.т.н.

**К.М. Федоров**, д.ф.-м.н.

**М.М. Хасанов**, д.т.н.

**В.А. Шашель**, к.т.н.

Редакция:

**М.М. Хасанов** – главный редактор

**Э.Р. Керимова** – выпускающий редактор

**Д.А. Ребров**

**Е.И. Старикова**

**К.М. Волков**

Адрес редакции:

**190000, Россия, Санкт-Петербург,**

**наб. реки Мойки, д. 75–79, лит. Д**

Тел.: **+7 (812) 313-69-24**

Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru

ntc\_odo@gazpromneft-ntc.ru

www.ntc.gazprom-neft.ru

Перепечатка без разрешения редакции

запрещена.

При использовании материалов ссылка на журнал

«ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти» обязательна.

Редакция не несет ответственности

за содержание рекламных материалов.

Сдано в набор 29.05.2020

Подписано в печать 29.04.2020

Формат 64х90, 1/8. Бумага мелованная

Печать офсетная.

Подписной индекс: **Роспечать – 81003**

**Отпечатано в типографии «Август Борг»**

107497, Москва, Амурская ул. д. 5, стр. 2

Цена свободная.

© ПАО «Газпром нефть», 2020

© Научное редактирование статей и prepress

**ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2020**

115191, г. Москва, Б. Тульская ул., д. 10, стр. 9

www.oil-industry.ru

© «ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти»

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по

надзору в сфере связи, информационных технологий

и массовых коммуникаций (Роскомнадзоре) РФ

22.09.2017 г. Per N ПИ ФС77-71164

## ПОЗДРАВЛЯЕМ С ЮБИЛЕЕМ ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА «ПРОНЕФТИ» МАРСА ХАСАНОВА!



### 22 мая юбилей отметил Марс Хасанов, директор по науке «Газпром нефти» и главный редактор нашего издания.

Марс Хасанов – крупный ученый и эксперт в нефтегазовой отрасли, автор более 200 научных работ, 5 монографий и более 60 патентов на изобретения, профессор, почетный профессор и доктор ряда ведущих российских университетов. Основные темы его научных исследований – моделирование, контроль и управление процессами движения многофазных сред с нелинейными свойствами; создание компьютерных технологий проектирования и мониторинга процессов разработки нефтяных месторождений.

### С юбилеем Марса Хасанова поздравили руководители регионов России, «Газпром нефти» и крупнейших вузов. Присоединяемся ко всем поздравлениям!

#### Радий Хабиров

Глава Республики Башкортостан:

«Уважаемый Марс Магналиевич!

Сердечно поздравляю Вас со знаменательным юбилеем! За Вашими плечами – многолетний опыт научно-исследовательской, педагогической и управленческой деятельности. Вы вносите весомый вклад в технологическую модернизацию нефтяной промышленности, подготовку востребованных кадров для современного производства, молодых ученых.

Желаю Вам крепкого здоровья, благополучия и новых трудовых успехов».

#### Вадим Яковлев

Заместитель генерального директора по разведке и добыче «Газпром нефти»:

«Уважаемый Марс Магналиевич!

Поздравляю Вас с юбилеем! Всю свою профессиональную жизнь Вы отдали нефтегазовому делу, давно став ученым с мировым именем. Вы человек неисчерпаемой энергии и широчайшего кругозора, много раз доказывавший, что наука и производство могут эффективно развиваться вместе. Ваш опыт, знания, а также умение ставить научные задачи делают Вас ориентиром для всего отраслевого сообщества! И это подкреплено не только государственными и официальными наградами, но и тем авторитетом, который Вы приобрели за годы упорной работы. Своим примером Вы мотивируете многих молодых ученых расти в науке, создавать вокруг себя атмосферу творчества и креатива.

Я и вся команда Блока разведки и добычи «Газпром нефти» от всего сердца желаем Вам здоровья, новых талантливых учеников и интересных проектов!»

#### Андрей Рудской

Ректор Политеха Петра Великого:

«Ваш вклад в развитие научно-исследовательской и образовательной деятельности в сфере нефтегазо-добычи, которая ведется в инициированном Вами Научно-образовательном центре «Газпромнефть-Политех», неоценим. Своим примером Вы побуждаете политехников к открытию новых научных горизонтов и продуктивной работе на благо инновационного и технологического развития российской промышленности».

#### Николай Кропачев

Ректор СПбГУ:

«Выдающийся ученый и талантливый руководитель, Вы добились впечатляющих результатов в научной деятельности и успешно применяете самые передовые разработки, обеспечивая стремительное развитие нефтегазовой отрасли в нашей стране. Вы уделяете большое внимание образованию, подготовке высококвалифицированных кадров в области нефтегазового дела».

## «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» РАЗВИВАЕТ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЕ

«Газпром нефть» успешно протестировала новый метод увеличения нефтеотдачи на баженовской свите с использованием жидкости для гидроразрыва пласта (ГРП) на основе ксантановой камеди. Применение новой технологии обеспечило рост добычи углеводородов на 66 % на скважину. Специалисты Технологического центра «Бажен» (дочернее общество «Газпром нефти») при участии Научно-Технического Центра «Газпром нефти» подтвердили эффективность нового гелеобразователя во время опытно-промышленных испытаний на Пальяновской площади Красноленинского месторождения в ХМАО-Югра. Новая жидкость для ГРП на основе ксантановой камеди позволила за 20 дней добыть 1000 т баженовской нефти. В то же время при использовании других типов жидкостей для ГРП в сопоставимых геологических условиях добыча нефти за аналогичный период не превышала 600 т. Ксантановая камедь является альтернативой традиционным гелеобразователям на основе гуара и имеет ряд преимуществ перед ними. Она хорошо транспортирует проппант, снижает трение о стенки скважины, что позволяет повысить скорость закачки жидкости, а также минимально чувствительна к составу и температуре воды. Ксантан максимально экологичен и через определенное время после ГРП полностью растворяется в воде. Новая смесь продемонстрировала высокую эффек-

тивность при проведении 19-стадийного высокоскоростного гидроразрыва пласта с закачкой 150 т проппанта на стацию с расходом более 12 м<sup>3</sup>/мин. Уникальная для отрасли операция была впервые реализована на баженовской свите. В настоящее время Технологический центр «Бажен» протестировал новую жидкость в двух скважинах и испытывает ее в третьей. Решение о тиражировании технологии будет принято по итогам оценки производственных и экономических показателей стимуляции скважин. «Будущее нефтегазовой отрасли связано с освоением запасов нетрадиционных углеводородов, крупнейшим в мире источником которых является баженовская свита. Одним из ключевых инструментов их разработки является высокотехнологичный гидроразрыв пласта. Его совершенствование приближает нас к созданию рентабельной технологии добычи баженовской нефти. Создаваемые в рамках данной работы инновационные решения также вносят вклад в развитие индустрии и могут быть высоко востребованы при освоении месторождений по всей России», – отметил генеральный директор Технологического центра «Бажен» Кирилл Стрижнев.



## «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПОЛУЧИЛА РЕКОРДНЫЙ ДЕБИТ НА АЧИМОВСКОМ ПЛАСТЕ

«Газпром нефть» впервые в России применила уникальную технологию для увеличения притока нефти на ачимовских залежах – гибридный многостадийный гидроразрыв пласта (ГРП). При гибридном ГРП используются комбинации технологических жидкостей с различными свойствами. Его преимущество перед стандартным гидроразрывом заключается в большем охвате пласта благодаря удлинению трещин ГРП и формированию вокруг них большой сети микротрещин, напоминающей паутину. Этот эффект достигается за счет изменения объемов, состава закачиваемой жидкости и проппанта и увеличения скорости их закачки. На Вынгайхинском месторождении был осуществлен восьмистадийный ГРП, во время которого проведено тестирование новой жидкости гидроразрыва пласта, значительно увеличивающей эффективность ГРП. По результатам выполненных работ запускной дебит одной из скважин составил 300 т/сут, что в 3 раза выше ожидаемого. В дальнейшем технологию планируется применять также на Вынгапуровском, Еты-Пуровском, Карамовском и других месторождениях компании, где есть ачимовские запасы. Это позволит получить дополнительно более 28 млн т нефти, в том числе 7 млн т – до 2025 г. Задача испытаний – проверка гипотезы по формированию сети трещин в пласте и эффективности технологии. В процессе камеральных работ специалисты «Газпромнефть-ГЕО», Научно-Технического Центра, «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» и «ИЦ МФТИ» разработали специальный дизайн ГРП, который в геологических условиях Вынгайхинского месторождения позволит получить при-

рост добычи. По итогам работ подтверждена техническая возможность создания трещин ГРП длиной более 500 м, что в 3–5 раз больше стандартных, и отсутствие образования сети трещин, как на сланцевых проектах. Первые результаты испытаний, по мнению специалистов, могут значительно изменить привычные представления об оптимальных параметрах системы разработки ачимовской толщи и позволят сделать большой шаг в направлении снижения капитальных вложений на тонну добываемой нефти. «Ресурсы ачимовской толщи только в Ноябрьском регионе составляют около 1 млрд т нефти. Это огромные запасы, добыча которых имеющимися методами ограничена сложным геологическим строением пластов. Проницаемость коллекторов на Вынгайхинском месторождении довольно низкая даже для традиционно низкопроницаемых ачимовских отложений – 0,4 мД. «Успешные испытания новой технологии на ачимовских залежах во многом стали возможны благодаря применению российского симулятора «КиберГРП», разработанного «Газпром нефтью» вместе с консорциумом научных партнеров. Этот цифровой инструмент создан специально для работы со сложными запасами и помогает нашей команде инженеров создавать уникальный дизайн ГРП под условия каждого месторождения. Полученные результаты подтверждают эффективность наших технологических решений», – отметил Алексей Вашкевич, директор дирекции по технологическому развитию «Газпром нефти».





## «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» НАРАЩИВАЕТ ЗАПАСЫ ПАЛЕОЗОЙСКОЙ НЕФТИ

«Газпромнефть-Восток» и Технологический центр «Бажен» открыли новую залежь палеозойской нефти на Урманском месторождении в Томской области. Новая залежь выявлена в карбонатных отложениях палеозоя на юго-востоке Урманского месторождения. В ходе бурения поисково-оценочной скважины протяженностью 3660 м были получены фонтанирующие притоки безводной нефти суммарным дебитом 92 т/сут с динамикой роста дебита. В настоящее время на месторождении проводятся работы по комплексному исследованию керна и флюидов, а также изучение ресурсного потенциала новой залежи. По предварительной оценке, прирост извлекаемых запасов углеводородов по залежи палеозоя составит более 1,5 млн т нефтяного эквивалента. Геологические – около 5 млн т. В 2020 г. запланировано бурение четырех горизонтальных эксплуатационных скважин для вовлечения в разработку запасов нефти новой залежи. «Газпромнефть-Восток» имеет успешный опыт освоения углеводородов доюрского комплекса. Однако их полномасштабное вовлечение в разработку затруднено сложным геологическим строением и глубиной залегания, а также отсутствием промышленной технологии поиска нефтеносных горизонтов. Новые залежи были выявлены в ходе масштабной программы геолого-разведочных работ, которая реализуется «Газпромнефть-Востоком», технологическим центром «Бажен» и Научно-Техническим Центром «Газпром

нефти». Она включает бурение пяти разведочных скважин с углублением до отложений палеозоя и проведение 3D сейсморазведки на площади 500 км<sup>2</sup>. «Работа с нетрадиционными запасами – одно из направлений нашей технологической стратегии. В ближайшие годы проекты по подбору технологий для изучения и освоения баженовской свиты, палеозойских и доманиковских отложений будут находиться в фокусе внимания «Газпром нефти», поскольку скрывают в себе гигантский ресурсный потенциал: запасы бажена составляют около 50 млрд т, а палеозойской нефти на территории Западной Сибири – более 25 млрд т нефти и газа. В то же время готовых решений для их разработки зачастую просто не существует. К примеру, палеозой до недавнего времени даже не считался целевым объектом для геологического поиска. Поэтому мы создаем собственные методики и инструменты, чтобы находить эти запасы и готовить к началу добычи нефти», – сказал директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.



# Вдумчивый подход без лишних примесей

Программный продукт и методика для эксплуатации скважин, осложненных высоким содержанием песка в притоке.

### СОЗДАТЕЛИ:

НТЦ «Газпром нефти», Skoltech, СПбПУ и НТЦ NIS.

### ЗАДАЧИ:

- » Выделять пропластки с наибольшим риском выноса песка
- » Подбирать конструкцию фильтров индивидуально
- » Оптимизировать режимы работы скважин

### ИДЕТ ТЕСТИРОВАНИЕ!




Вид компоновки с фильтром в скважине



Фильтрация песка фильтром с гравийным наполнителем (разрез)

# 25%

снижение затрат на ремонты скважин

 ЭЛЕКТРОННАЯ РАЗРАБОТКА АКТИВОВ





УДК 550.8.072

© Коллектив  
авторов, 2020

# МАРКОВСКИЕ ЦЕПИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К МОДЕЛЯМ ГЕТЕРОГЕННЫХ СРЕД

**О.В. Емченко, к.ф.-м.н., А.Р. Хасанова, Э.Э. Холоднов,  
Д.Р. Лапицкий, Р.П. Ронжин, Ф.Ф. Мухамедьянов, С.Ю. Грищенко**  
ООО «Уфимский НТЦ»

**Электронные адреса:** emchenkoov@ufntc.ru, emchenkoov@gmail.com

Проблемы корректности распространения свойств в геологических моделях в современных пакетах геологического моделирования общеизвестны и определяются математическими подходами, связанными со случайным гауссовым процессом. Иных математических подходов на текущий момент не существует. При этом в современном геологическом моделировании на уровне работы любого геологического симулятора невооруженным глазом остается огромный пласт давно и хорошо структурированной информации о порядке и правилах взаимосочетания фаций при определенных условиях осадконакопления. Марковский процесс, так же, как и гауссов, случайный, но с учетом истории состояний на предыдущем шаге процесса. Идея использования марковских цепей – частного случая марковского процесса, когда пространство его состояний дискретно, в геологическом моделировании, не нова. Суть предлагаемой и уже успешно отработанной на ряде месторождений методики сводится к заданию правил перехода между фациями с вероятностью, определяемой при статистической обработке данных геофизических исследований скважин (ГИС). Большое число работ, связанных с выделением фаций для определенных условий осадконакопления, позволяет задать строго ограниченные рамки выбора соседних фаций. Таким образом, идея марковской цепи, в которой «будущее» процесса зависит от «прошлого» лишь через «настоящее», хорошо вписывается в логику фациального моделирования, что, с учетом рассчитанной для конкретных условий осадконакопления на фактических данных ГИС матрицы перехода, наилучшим образом соответствует концепции фациального моделирования, причем не в режиме ручного выделения фаций и дальнейших попыток распространения свойств в этих фациях стохастическим гауссовым процессом, а прямым распространением свойств на основе рассчитанной матрицы перехода.

**Ключевые слова:** стохастическое моделирование, марковская цепь, фация, геологическое моделирование, осадконакопление

MARKOV CHAINS FOR HETEROGENEOUS EARTH MODELS

**O.V. Emchenko, A.R. Khasanova, E.E. Kholodnov, D.R. Lapitskiy, R.P. Ronzhin,  
F.F. Mukhamedyanov, S.Yu. Grishchenko**  
NGT-IT LLC, RF, Ufa

The problems of accurate prediction of geological properties in earth models created with modern software tools are well-known. These problems are predetermined by the mathematics of Gaussian random processes. No other mathematical approach currently exists for such applications. Regardless of the method used, be it kriging, sequential Gaussian stochastic modeling or spectral modeling, the problem of homogeneity when distributing properties can be resolved only with some tricks played by a geologist. At the same time today in earth models at the level of any reservoir simulation software the previously accumulated, abundant and well-structured data on patterns and rules of facies combinations in certain depositional environments remain unused. Markov process as well as Gaussian describes random processes, however it takes into account the state history at the previous step of the process. The idea to use Markov chains as a special case of Markov process where the state space is discrete, i.e. at most countable, is not all new in reservoir modeling. The efforts to apply this approach (at the level of data analysis and processing) date back to the 70s of the previous century. However this method presumably failed to gain any widespread acceptance due to increasing popularity of Georges Matheron's publications on applied geostatistics. The key point of the proposed approach which has already been successfully tested on a number of fields implies setting rules for facies changes with probability defined by statistical analysis of well logs. Abundant research aimed at studying the facies and depositional settings allows to set strict boundaries for selecting neighboring facies. Thus the idea of a Markov chain in which the future of a process depends on its past only through its present\* for a countable set of states (facies) strictly follows the logic of facies modeling. This feature with the transition matrix calculated from actual well logs for a particular depositional environment is the best solution for facies modeling where the facies are not manually selected and then attempts are made to distribute their properties using stochastic Gaussian simulations but instead they are directly interpolated or extrapolated using the calculated transition matrix.

**Keywords:** emchenkoov@gmail.com, emchenkoov@ufntc.ru

**DOI:** 10.24887/2587-7399-2020-1-8-14

## ВВЕДЕНИЕ

Принятая в настоящее время концепция геологического моделирования определяет следующие основные этапы построения модели: 1) петрофизическое моделирование с поточечной(редко) /поинтервальной (преимущественно) интерпретацией; 2) определение литологии на уровне 0-неколлектор/1- коллектор без выделения фаций; 3) ручная (крайне редко автоматическая) внутривысотная корреляция; 4) принятие конформного залегания прослоев относительно кровли и подошвы пласта; 5) распространение свойств в активных ячейках без учета фаций на уровне понимания концептуальной модели с некоторыми допущениями. В этом формате моделирования в явном виде выделяются две существенные проблемы, влияющие на корректность построенной геологической модели:

1) выделение маркеров в скважинах и их соединение при корреляции пластов по данным геофизических исследований скважин (ГИС), что является нетривиальной задачей и часто существенно зависит от опыта интерпретатора; 2) корректное отражение условий осадконакопления с привязкой к данным ГИС, т.е. создание 3D модели, соответствующей концептуальной модели месторождения. Очевидно, что для существования геологической границы необходимо наличие пространственных неоднородностей, различных геологических тел. «Граница всегда есть граница между чем-то: ... понятие геологического тела первично по отношению к понятию геологической границы. ... придя к такому естественному выводу, мы оказались в противоречии с традицией приписывания приоритета геологическим границам. Здесь важно отметить, что речь идет не о том, как геологи выделяют на картах, в разрезах и других ситуациях геологические тела, а о том, как теоретики пытались описать этот процесс.» [1]. Имея объекты, можно с большей долей уверенности затем строить их границы и при желании проверить их методами стандартной корреляции с выделением маркеров для зон с одинаковым типом осадконакопления. Отметим, что корреляция в сложнопостроенных коллекторах является условной и отражает не столько связность, расчлененность пласта, сколько попытку соединить маркеры в соседних скважинах.

Основной предпосылкой для подхода, связанного с выделением тел, а затем ограничением этих тел, является понятие фации. Подавляющее большинство исследователей в это понятие включают признаки, отражающие:

- вещественный состав осадка (литологию) и содержащуюся в нем фауну;
- принадлежность фации к одному стратиграфическому горизонту;
- физико-географическую обстановку осадконакопления.

При предварительном выделении фаций хотя бы на уровне электрофациального анализа известные коммерческие пакеты позволяют каким-то образом моделировать распространение свойств внутри каждой выделенной фации. Однако проблема заключается не столько в ограниченной функциональности пакетов геологического моделирования, обусловленной именно математической постановкой задачи распространения геологических параметров в ячейках сетки, сколько в предварительной подготовке данных для фациального моделирования. Рассмотрим подробнее разрабатываемый авторами подход.

**ДЛЯ МНОГИХ ПРИРОДНЫХ ПРОЦЕССОВ, РАССМАТРИВАЕМЫХ КАК СЛУЧАЙНЫЕ, НАБЛЮДАЕТСЯ ВЛИЯНИЕ ПРЕДШЕСТВУЮЩИХ СОБЫТИЙ НА ПОСЛЕДУЮЩИЕ. ЭТИ ПРОЦЕССЫ НАЗЫВАЮТСЯ МАРКОВСКИМИ ПО ИМЕНИ ВПЕРВЫЕ ОПИСАВШЕГО ИХ МАТЕМАТИКА МАРКОВА**

## МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Существующие методы моделирования геологических параметров в современных пакетах геологического моделирования сводятся к постулату: в выбранном временном слое распределение параметров в среднем мало изменяется по латерали. Это позволяет использовать статистический подход к моделированию в предположении о стационарности и гауссовости исходных данных. Эти предположения существенно ограничивают диапазон применимости предложенного математического аппарата в рамках реально существующей геологии и требуют выделения геологического кластера со стационарным распределением свойств. При любой нестационарности при подготовке данных для распространения параметров необходимо предварительное применение нелинейных квантиль-квантильных преобразований или иных методов приведения данных к стационарности.

Соответственно для модели в рамках этого постулата вводятся характеристики, которые должны быть учтены в теории пространственных переменных:

1) пространственная переменная всегда определена в геометрическом поле, знание пара-



метров поля позволяет предсказать «характеристики переменной на базе  $v$  в поле  $V$  по известным характеристикам точечной переменной в поле  $v'$ , отличным от поля  $V$ » [2];

2) разрешены следующие степени непрерывности изменения характеристики в пространстве: строгая, в среднем, нерегулярная непрерывность – эффект «самородка»;

3) возможно наличие анизотропии свойств для пространственной переменной;

4) разрешены «явления перехода» как структуры, связанные с наличием разрывов в геометрическом поле.

С учетом этих характеристик строится математический аппарат теории пространственных переменных, основанный на теории случайных процессов. Однако и Ж. Матерон [2], и многие его последователи неоднократно отмечали, что такое упрощение ведет к серьезным осложнениям, связанным в первую очередь с невозможностью чисто статистического подхода при моделировании больших объектов с изменяющимися типами осадконакопления. Рассмотрим одну из немногих локальных проблем, обусловленную ограничением существующего статистического подхода. Указанные в теории стационарного подхода требования стационарности и гауссовости накладывают строгие ограничения на область моделирования, скважинные данные должны быть распределены по нормальному закону. Как правило, в данных выделяется несколько фаций, каждая из которых имеет свое близкое к нормальному распределение, и в результате общего нормального распределения по всем фациям в совокупности для скважинных данных не получается. Поэтому различными методами приводят полученный набор данных к стационарному гауссову распределению. На рис. 1 приведен пример использования преобразования для перехода от негауссова распределения пористости к гауссову. Очевидно, что такое преобразование существенно нели-

нейно. После распространения свойств в заданном кубе необходимо выполнить операцию, обратную приведению к стационарности, т.е. построить обратную функцию для преобразования, приведшего к стационарности. В настоящее время почти не существует иных математических подходов к геологическому моделированию. Фактически любой предложенный метод распространения свойств в пласте сводится к моделированию гауссовых полей, т.е. любая попытка создать адекватный аппарат для геологического моделирования свойств так или иначе приводит к необходимости использовать предложенный подход с моделированием случайного гауссова поля. С математической точки зрения одному временному осадконакоплению соответствует одна гауссова случайная величина со своими характеристиками: средним значением, дисперсией и ковариационной функцией. Распространение свойств с использованием одной гауссовой случайной величины может быть при определенных условиях приемлемым для построения секторной модели (модели небольшого участка месторождения), но не всего месторождения с изменяющимися фациальными зонами. «Проблема в том, что выполнить названное условие (стационарности) на практике очень сложно. Те же детерминированные особенности, которые не будут выделены, будут в реализациях стерты. Иначе и быть не может – геостатистика исходит из того, что детерминированных особенностей в среде нет» [3]. Попытки изменить устоявшиеся взгляды на моделирование предпринимались неоднократно. В частности IFP (French Institute of Petroleum) была предпринята попытка создания мультигауссовой модели или модели с использованием одновременно в одной области определения нескольких гауссовых полей. Коротко опишем предложенный подход в сравнении с усеченным гауссовым моделированием.

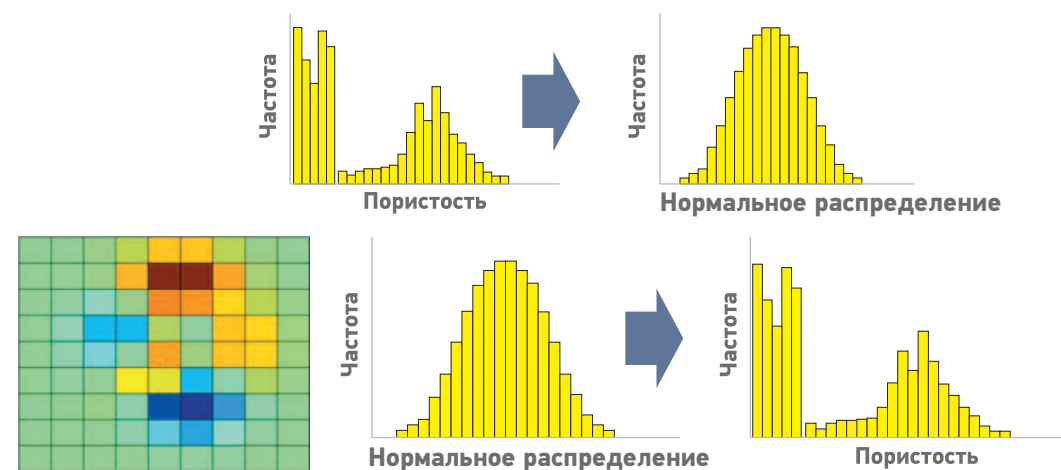


Рис. 1. Пример использования преобразования для перехода от негауссова распределения пористости к гауссову

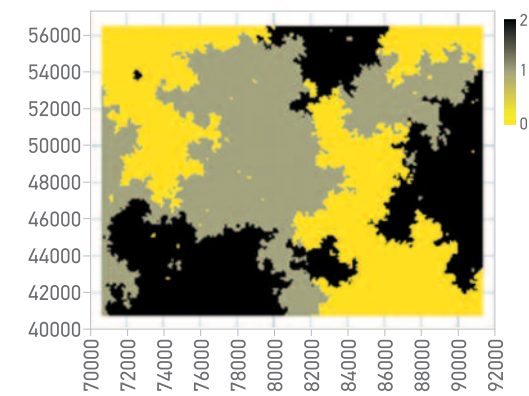


Рис. 2. Моделирование свойств методом УГМ с порогами значений 0,3 и 0,6.

Допустим, что существуют месторождения, где выделенные фации (литотипы) образуются в последовательном порядке, например, когда песчаник сменяется тонкослоистым песчанником, а затем сланцем. Имеются два подхода для моделирования таких залежей: Truncated Gaussian Simulations – усеченное гауссово моделирование (УГМ) [4] и Plurigaussian Simulations – мультигауссово моделирование [5]. Основная идея состоит в том, чтобы моделировать одну или несколько гауссовых случайных величин, т.е. с распределением  $N(0,1)$  в каждой точке области исследования, а затем использовать правила перехода для преобразования этих значений в литотипы. Проиллюстрируем работу метода УГМ, основанного на моделировании одной гауссовой случайной величины. Пусть задано гауссово поле  $N(0,1)$  со значениями в каждой точке пространства (рис. 2). После применения отсечки 0,3 получим выделенные фации: при значениях меньше 0,3 – «желтая фация» – флаг «0», при значениях выше 0,6 – «черная фация» – флаг «2», а фации для промежуточных значений окрашены в светло-серый цвет – флаг «1» (см. рис. 2). Эти интервальные значения (пороги) составляют правило перехода литотипов.

Во многих случаях метод УГМ показывает приемлемые результаты: геолог-модельер сам определяет число фаций и находит отсечку, по которой отделяет одну фацию от другой. Данный метод очень прост в реализации – результирующий куб можно вычислить в калькуляторе кубов. Однако метод оказывается абсолютно неэффективным, если известна последовательность чередования фаций и есть правила, по которым одни фации могут контактировать с другими. Такие случаи требуют расширения метода УГМ до двух или более гауссиан – мультигауссового моделирования. Проиллюстрируем работу метода мультигауссового моделирования в программном комплексе (ПК) PluriDemoSimu [6] на примере

двух случайных полей. Пусть  $Y1$  – случайная величина с экспоненциальной вариограммой,  $Y2$  – случайная величина с гауссовой вариограммой (рис. 3). Правила перехода литотипов могут быть выбраны из меню, в частности для рассматриваемого примера правила заданы для трех фаций: квадрат разделен на три области, соответствующие различным литотипам. Если  $Y2 < 0$ , то литотип кодируется как зеленый, если  $Y2 > 0$ , а  $Y1 < 0$ , кодировка литотипа оранжевая, если  $Y2 < 0$ , а  $Y1 > 0$  – желтая. Из рис. 3 видно, что в случае моделирования одной гауссовой величины выделение литофаций эффективно определяется значениями пороговых значений. Когда используются две или более гауссиан, ситуация усложняется заданием правила перехода, что существенно затрудняет вычисление вариограмм, оценку параметров и процесс моделирования. В сущности процесс мультигауссового моделирования сводится к следующему. Результат определяют два ключевых фактора: пороговые значения, при которых происходит «усечение» гауссовых переменных, и вариограмма модели, лежащая в основе гауссовой переменной. Соотношения фаций, правило перехода и корреляция между базовыми гауссовыми случайными функциями определяют пороговые значения. Зная математическую связь между индикаторными вариограммами и вариограммами базовой гауссовой переменной, можно найти подходящую модель вариограммы и оценить значения ее параметров. В скважинах известны литотипы (ремасштабированные на сетку короткотажные кривые), но эти дискретные значения не являются гауссовыми случайными величинами. Математиче-

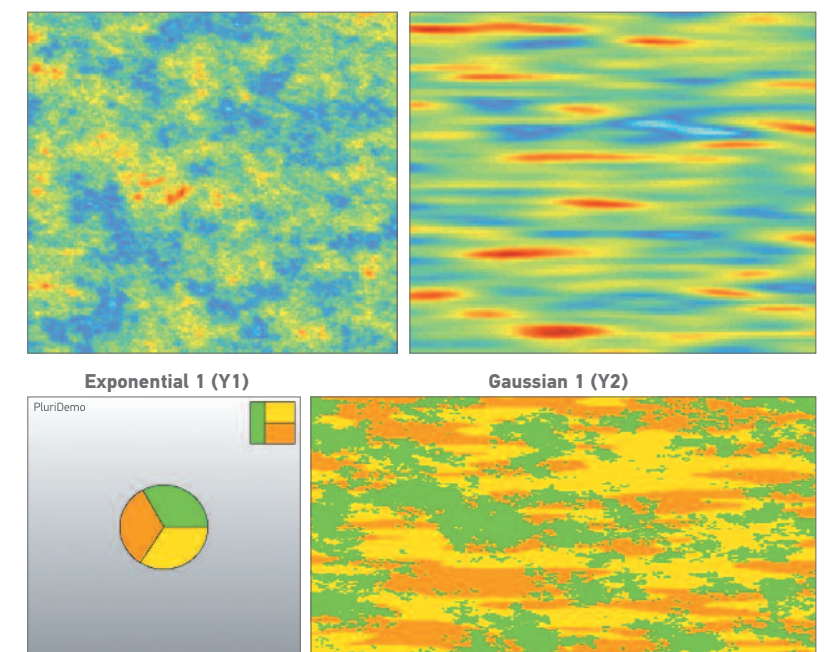


Рис. 3. Реализация поля с помощью двух гауссовых величин в ПК PluriSimu



ские модели работают только с гауссовыми переменными, следовательно, необходимо использовать преобразование, приводящее литотипы в соответствующие гауссовы величины, которые, попадая в определенные интервалы, отвечают определенной фации. Таким образом, возникает необходимость генерации в соответствующие интервалы гауссовых значений с определенными свойствами (например, для оценки модели вариограммы). Для генерации этих значений используется специальный статистический метод, называемый моделью Гиббса (Gibbs sampler) [7]. Последний шаг в процессе рассматриваемого моделирования – преобразование гауссовых значений в узлах сетки обратно в фации с использованием правила перехода.

**СУЩЕСТВЕННОЕ ОТЛИЧИЕ ПРЕДЛАГАЕМОЙ АВТОРАМИ МЕТОДИКИ ОТ СТАНДАРТНОГО ГАУССОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СОСТОИТ В ТОМ, ЧТОБЫ ЛОКАЛЬНЫЕ ЗОНЫ, СВЯЗАННЫЕ С ВЫДЕЛЕННЫМИ ГЕОЛОГИЧЕСКИ ОДНОРОДНЫМИ КЛАСТЕРАМИ, СЧИТАТЬ ЗОНАМИ СО СТАЦИОНАРНЫМИ СЛУЧАЙНЫМИ ПРОЦЕССАМИ, НО ПЕРЕХОДЫ МЕЖДУ ЭТИМИ ЗОНАМИ РАССМАТРИВАТЬ КАК МАРКОВСКУЮ ЦЕПЬ**

#### ПРИМЕНЕНИЕ МАРКОВСКИХ ЦЕПЕЙ ПРИ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ

Подобные предложения в изменении подхода к геологическому моделированию достаточно известны. При создании моделей на уровне работы широко применяемых геологических пакетов невостребованными остается огромный пласт давно и хорошо структурированной информации о порядке и правилах взаимодействия фаций в определенных условиях осадконакопления. Для многих природных процессов, рассматриваемых как случайные, наблюдается влияние предшествующих событий на последующие. Эти процессы называются марковскими по имени впервые описавшего их математика Маркова. Особенность марковских процессов заключается в том, что вероятность перехода в какое-либо состояние можно вывести из данных о непосредственно предшествующем состоянии. Частным случаем марковского процесса является цепь Маркова – ее можно рассматривать как последовательность дискретных состояний во времени или пространстве, для которых вероятность перехода из одного состояния в заданное зависит от предшествующего состояния. Таким образом, марковский процесс, так же как и гауссов, является случайным процессом, но учитывает историю состояний на

предыдущем шаге процесса. Преимущество данного подхода состоит в том, что для него может быть рассчитана теоретическая модель вероятностей перехода в заданном направлении, зависящая от долей каждой фации, их характерного масштаба корреляции (характерной протяженности) и закономерности чередования. Параметры модели рассчитываются при анализе данных скважин. Идея использования марковских цепей – частного случая марковского процесса, когда пространство его состояний дискретно, не нова. В 1949 г. марковская модель чередования слоев тел внутри толщи осадочных пород была предложена А.Н. Колмогоровым при решении задачи межслоевого размыва [8]. В 70-х годах XX века, когда стала усиленно развиваться математическая геология, вновь появился интерес к марковским процессам. В известной работе Дж. Харбуха [9] рассматривается марковская цепь чередования литотипов плоскослойистой среды, фациальных зон, динамики роста соляных куполов. В советской литературе можно привести в пример труды С.И. Романовского, который в своей работе по седиментологии [10] рассматривал в качестве важных составляющих элементы вероятностной теории слоенакопления на основе работ А.Н. Колмогорова. Основное отличие марковских моделей от моделей другого типа заключается в явно постулируемой дискретности объектов и четко выраженной взаимосвязи детерминистского (обусловленный переход) и случайного подходов к распространению свойств. Понятие цепи Маркова выделяет из совокупности всех возможных динамических систем (в том числе процесса осадконакопления) так называемые системы без последствия, или системы с отсутствием памяти. В детерминированном случае это те системы, для которых состояние в момент времени  $t$  однозначно определяется состоянием этой системы в момент времени  $(t - 1)$  независимо от того, каким было изменение до этого момента. В отличие от детерминированных стохастические системы без последствия обладают тем свойством, что по состоянию системы в момент времени  $(t - 1)$  однозначно определяется не состояние системы в момент времени  $t$ , а лишь вероятность, с какой она в этот момент времени находится в данном состоянии. В модели цепей Маркова предполагается, что рассматриваемая система обладает следующими свойствами:

- в каждый период времени система может находиться в одном из конечного набора состояний;
- система случайно переходит из одного состояния в другое (в том числе и в то же самое), и вероятность перехода зависит только от того состояния, в котором она находилась;

• в каждый момент времени система выдает одно значение наблюдаемой характеристики – случайную величину, зависящую только от текущего состояния системы. Рассмотрим упрощенный пример. Пусть в зонах 1 и 3 (рис. 4) пробурены скважины. Электрофациальный (или любой другой) анализ четко регистрирует в зоне 1 наличие типовых форм, характерных для фации морского глубоководья, а в зоне 3 – фаций пляжа. Очевидно, что между этими зонами существует некая переходная зона, связанная с фациями морского мелководья. Между любыми фациями возможны переходы строго в соответствии с правилами осадконакопления, описанными многими поколениями геологов с точки зрения систематизации данных. Следовательно, эти правила и будут являться правилами перехода в рассматриваемой математической модели. В качестве основы для разработки правил перехода между фациями приведем широко известную работу В.С. Муромцева по выделению электрофаций [11]. В этой работе выделены так называемые диагностические признаки фаций, кроме типовых форм каротажа для  $\alpha_{TC}$  также отмечена возможная принадлежность определенной данной формы к определенному типу осадконакопления (фации) и возможные переходы к другим типам. Аналогичных работ по выделению фаций на основе каротажных данных в настоящее время достаточно много, следовательно, уже имеется минимальный набор правил перехода, которые могут быть определены по форме фаций. Существенное отличие предлагаемой авторами методики от стандартного гауссового моделирования состоит в том, чтобы локальные зоны, связанные с выделенными геологическими кластерами, считать зонами со стационарными случайными процессами, но

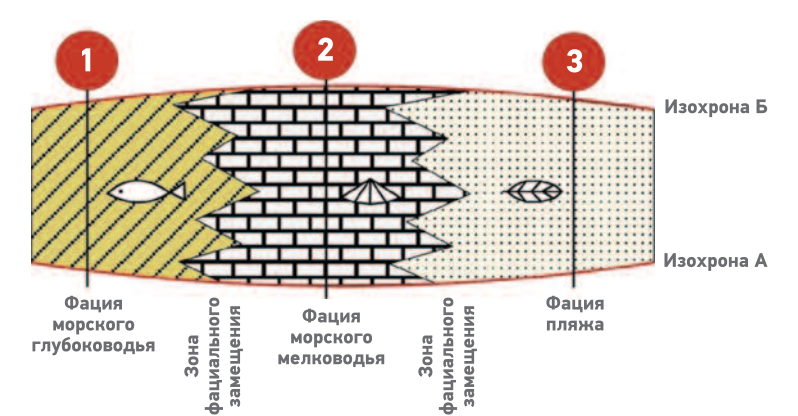


Рис. 4. Пример детерминированного перехода между фациями

переходы между этими зонами рассматривать как марковскую цепь. На основе библиотек образов с помощью статистической обработки можно анализировать формы для фаций, выделяемых по данным каротажа, следовательно, давать некие подсказки геологу о статистическом наборе этих фаций, а значит, и о возможном типе осадконакопления. Верификация приведенных предположений по керновым данным еще более сузит возможные пути перехода от одного кластера к другому. В этом подходе есть существенное преимущество – возможность прогнозирования. Если скважины расположены на месторождении в разных фациальных зонах, то, зная правила перехода между ними, можно определить статистические (гауссовы) параметры в переходной зоне с отсутствующими данными. Таким образом, с использованием предложенной логики марковского процесса в ходе работы была выработана следующая схема распространения свойств в модели, которая была протестирована на ряде месторождений (рис. 5):

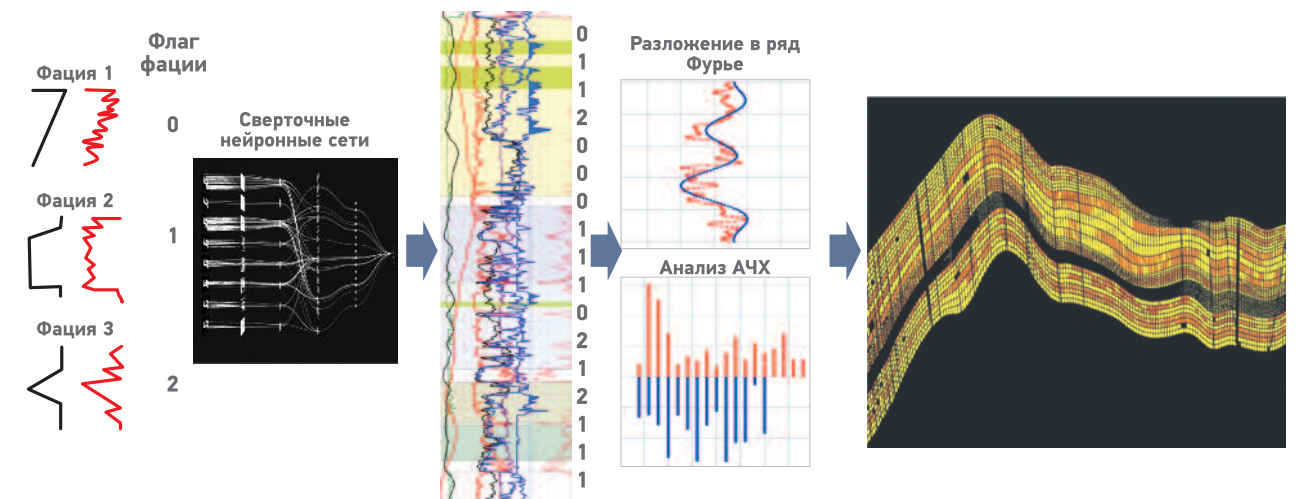


Рис. 5. Разбиение данных ГИС по флагам фаций, статистический анализ с последующей кластеризацией модели, один из возможных вариантов распределения фаций на основе марковской модели (АЧХ – амплитудно-частотная характеристика)



# АЛГОРИТМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ПРОВОДКИ СКВАЖИНЫ В ТРЕХМЕРНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

**Л.И. Акмадиева**

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

**С.Д. Ильичев, А.С. Асылгареев**

ООО «Центр технологий моделирования»

**Электронный адрес:** Akmadieva.LI@gazpromneft-ntc.ru

Ценность актива зависит от выбора оптимальной системы разработки. В условиях разработки трудноизвлекаемых запасов трехмерное гидродинамическое моделирование является неотъемлемой частью оценки проекта. Траектория горизонтальной скважины является критическим параметром при оценке потенциала добычи в процессе выбора оптимальной системы разработки. Необходимо разработать инструмент, позволяющий автоматически создавать реалистичные траектории скважин и генерировать прогнозные параметры для расчетов, которые исключают намеренно неоптимальные траектории скважин в пласте. Предложенный алгоритм выбирает технологически достижимые оптимальные траектории скважин с учетом ограничений на угол, установленный при бурении.

**Ключевые слова:** трехмерное гидродинамическое моделирование, траектория скважины, выбор оптимальной системы разработки, алгоритм оптимизации

WELL TRAJECTORIES OPTIMIZATION ALGORITHM FOR THE THREE-DIMENSIONAL HYDRODYNAMIC MODELING

**L.I. Akmadieva**

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

**S.D. Ilichev, A.S. Asylgareev**

Modeltech LLC, RF, Moscow

Asset value depends on the choice of the optimal development system. In conditions of hard-to-recover reserves, three-dimensional hydrodynamic modeling is an integral part of the development design. Trajectory of a horizontal well is a critical parameter in assessing production potential. The high labor costs often lead to the fact that developers neglect to perform a detailed assessment of the development systems. This can lead to incorrect design decisions. It is required to develop a tool that allows you to automatically create realistic well trajectories and generate predictive options for calculation that exclude deliberately non-optimal well trajectories in the reservoir. Our tool chooses the technologically achievable optimal well trajectories, taking into account the restrictions on the angle set during drilling.

**Keywords:** three-dimensional hydrodynamic modeling, well trajectory, optimal development system, optimization algorithm

**DOI:** 10.24887/2587-7399-2020-1-15-17

## ВВЕДЕНИЕ

Траектория ствола горизонтальной скважины при моделировании систем разработки низкопроницаемых и высокорасчлененных нефтенасыщенных пластов является критически важным параметром при оценке эффективности разработки нового участка и потенциальной добычи. При выборе системы разработки в условиях ограниченности временного ресурса и вычислительных мощностей требуется разработать инструмент, позволяющий автоматически создавать реалистичные траектории скважин и формировать прогнозные варианты, исключающие заведомо неоптимальную проводку скважин в пласте. При этом, учитывая ограничения на набор угла

при бурении, создаваемые траектории должны быть технологически достижимыми. Наличие качественной 3D гидродинамической модели, отражающей геологические и фильтрационно-емкостные особенности месторождения, позволяет оптимизировать траекторию скважины в пласте по выбранному свойству и в соответствии с формой прослоев.

## АЛГОРИТМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ПРОВОДКИ СКВАЖИНЫ

Для решения задач оптимизации траектории скважин был создан алгоритм интеллектуальной проводки скважин, позволяющий автоматизировать процесс их расстановки в 3D

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проблемы корректности распространения свойств в геологических моделях в современных пакетах геологического моделирования общеизвестны и определяются математическими подходами, связанными со случайным гауссовым процессом. Иных математических подходов на текущий момент просто не существует. При этом в современном геологическом моделировании на уровне работы любого геологического симулятора остается неустраиваемым огромный пласт давно и хорошо структурированной информации о порядке и правилах взаимосочетания фаций при определенных условиях осадконакопления. Применение марковских цепей позволяет внести больше геологических данных в существующую математику, составляющую основу пакетов геологического моделирования, задавать корректное с точки зрения геологии распределение фаций, учитывать детерминистические характеристики пласта. В представленной работе на основе простых алгоритмов авторы описывают возможность и преимущества применения марковских цепей в геологическом моделировании.

- разбиение каротажных диаграмм на интервалы, соответствующие фациям, по флагам фаций;
- статистический анализ типичных переходов, выявление «врезов»;
- кластеризация по флагам (вертикальная, латеральная);
- определение возможных концептуальных моделей осадконакопления по ряду правил для разрешенных переходов между фациями;
- уточнение модели осадконакопления (при наличии керновых данных) и выбор из возможных вариантов перехода наиболее вероятных;
- выделение кластеров с типовыми формами для фаций;
- задание дерева решений (правила);
- создание матрицы вероятности на основе анализа флагов фаций;
- распространение свойств по правилам (дерево решений) с учетом вероятности перехода от одной фации к другой; в переходных зонах между кластерами на основе разрешенных вероятностных переходов распространение синтетических каротажных кривых по данным из созданных библиотек и верификация этих кривых по фактическим результатам ГИС.

### Список литературы

1. Губерман Ш.А. Неформальный анализ данных в геологии и геофизике. – М.: Недра, 1987. – 261 с.
2. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики. – М.-Ижевск: институт компьютерных исследований, 2009. – 460 с.
3. Ковалевский Е.В. Geological Modelling on the Base of Geostatistics, Student Lecture Tour RUSSIA & CIS 2011-2012
4. Matheron G. Suffit-il, pour une covariance, d'être de type positif? // Sci Terre Inf Geologique. 1987. – V. 26. – P. 51–66.
5. Galli A., Beucher H., Le Loc'h G., Doligez B. The pros and cons of the truncated Gaussian method. In: M. Armstrong [et al] (eds) // Geostatistical simulations. – Kluwer: Dordrecht. – 2003. – P. 217–233.
6. Plurigaussian Simulations in Geosciences. – Berlin: Springer, 160 p.
7. Freulon X, de Fouquet C. Conditioning a Gaussian model with inequalities. In: Soares A (ed) Geostat Troia '92. V. 1. Kluwer, Dordrecht. – P. 201–212.
8. Колмогоров А.Н., Гнеденко Б.В. Предельные распределения для сумм независимых случайных величин. – М.-Л.: ГИТТЛ, 1949. – 264 с.
9. Дж. Харбух, Г. Бонэм-Картер. Моделирование на ЭВМ в геологии. – М.: Мир, 1974. — 318 с.
10. Романовский С.И. Седиментологические основы литологии. – Л., Недра, 1977. – 408 с.
11. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.

### References

1. Guberman Sh.A., *Neformal'nyy analiz dannykh v geologii i geofizike* (Informal data analysis in geology and geophysics), Moscow: Nedra Publ., 1987, 261 p.
2. Matheron G., *Fundamentals of applied geostatistics* (translation from French), Moscow – Izhevsk: Publ. of NITs "Regulyarnaya i khaotichnaya dinamika", 2009, 460 p.
3. Kovalevskiy E.V., *Geological modelling on the base of geostatistics*, Student Lecture Tour RUSSIA & CIS 2011-2012, URL: <https://studfile.net/preview/4374422/>
4. Matheron G., *Suffit-il, pour une covariance, d'être de type positif*, Sci Terre Inf Geologique, 1987, V. 26, pp. 51–66
5. Galli A., Beucher H., Le Loc'h G., Doligez B., *The pros and cons of the truncated Gaussian method*, In: Geostatistical simulations: edited by Armstrong M. et al., Kluwer, Dordrecht, 2003, pp. 217–233.
6. *Plurigaussian simulations in geosciences*, Springer, Berlin, 160 p.
7. Freulon X, de Fouquet C., *Conditioning a Gaussian model with inequalities*, In: Soares A., Geostat Troia'92, V. 1, Kluwer, Dordrecht, pp. 201–212.
8. Kolmogorov A.N., Gnedenko B.V., *Predel'nye raspredeleniya dlya summ nezavisimyykh sluchaynykh velichin* (Limit distributions for sums of independent random variables), Moscow – Leningrad: GITTL Publ., 1949, 264 p.
9. Harbaugh J.W., Bonham-Carter G., Bonham-Carter Graeme F., *Computer simulation in geology*, Wiley, 1970, 575 p.
10. Romanovskiy S.I., *Sedimentologicheskie osnovy litologii* (Sedimentological foundations of lithology), Leningrad: Nedra Publ., 1977, 408 p.
11. Muromtsev V.S., *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh lovushek nefi i gaza* (Electrometric geology of sand bodies - lithological traps of oil and gas), Leningrad: Nedra Publ., 1984, 260 p.

гидродинамической модели, с учетом учитываемой морфологических и фильтрационно-емкостных особенностей залежи. В результате работы алгоритма:

- максимизируется доля траектории скважины, проходящей по коллектору;
- выбираются прослои с максимальной толщиной;
- проходя по выбранному кубу, траектория скважины максимизирует накопленное свойство (например, накопленные запасы или проницаемость).

Созданная методика расстановки скважин базируется на экспресс-оценке по физическим предпосылкам без запуска гидродинамической модели для оптимизации траектории каждой скважины, поэтому позволяет быстро оценивать потенциал различных систем разработки с целью выбора оптимальной.

На рис. 1 приведено сечение гидродинамической модели (ГДМ). Требуется от левой до

правой границы провести траекторию добывающей скважины. При этом:

- скважина должна быть оптимальной с точки зрения целевого свойства, предполагается, что вдоль траектории скважины целевое свойство максимальное;
- учитывается ограничение на кривизну скважины: угол траектории не должен изменяться больше, чем на  $\alpha^\circ$ .

Поиск решения начат с оценки «жадного» алгоритма, однако он показал себя неустойчивым и чувствительным к локальным оптимумам пласта. В результате работы с несколькими алгоритмами был выбран класс алгоритмов на сетке. Ниже описан ход реализации решения.

1. Поиск пути в алгоритмах на сетке происходит между двумя вершинами. Как уже было сказано, необходимо найти путь от левой границы до правой. Для решения этой задачи все вершины границ соединены с виртуальными вершинами ребрами с весом 0, после чего достаточно искать путь от левой виртуальной вершины до правой.

2. Алгоритмы не могут учитывать ограничение на кривизну скважины, так как задача относится к классу неголономных задач. Решение задачи получено аппроксимацией оптимальной траектории кривой, которая не нарушает ограничения на кривизну.

3. Траектория, максимизирующая целевое свойство вдоль нее – это скважина, длина которой будет неограниченно расти. Для решения этой задачи перейдем от максимизации целевого свойства к минимизации следующего функционала. Данный функционал иллюстрирует принцип Ферма

$$\int_l (\text{Const} - \text{Property}) dl, \quad (1)$$

где  $\text{Const} > \text{Max Property}$ ;  $l$  – длина скважины.

4. Толщина пласта значительно меньше длины скважины. Поэтому вертикальные переходы от нижней до верхней границы пласта будут сравнительно мало увеличивать целевой функционал. В результате траектория может резко переходить от нижней границы пласта до верхней, создавая нереалистичный вид скважины. Чтобы избежать данного осложнения, горизонтальная ось была перенормирована, расстояние между двумя точками рассчитывается следующим образом:

$$\text{dist} = ((x_1 - x_2)^2 + \alpha(y_1 - y_2)^2)^{1/2}. \quad (2)$$

Выбор угла (коэффициента)  $\alpha$  зависит от ограничения на кривизну траектории.

5. Вершины сетки находятся в центрах ячеек ГДМ, а ребрами соединяются те вершины, расстояние между которыми меньше  $R$ . На рис. 2 приведен пример получившейся сетки.

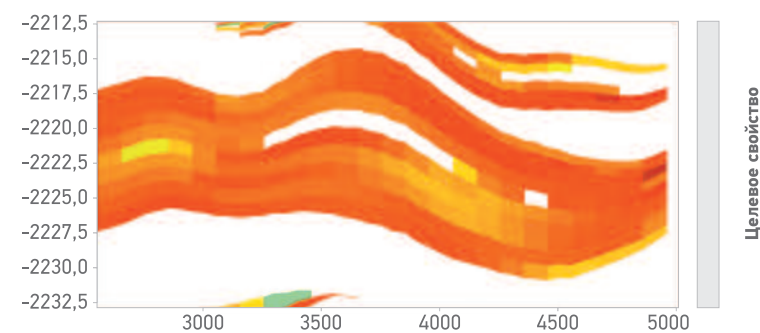


Рис. 1. Пример сечения ГДМ вертикальной плоскостью

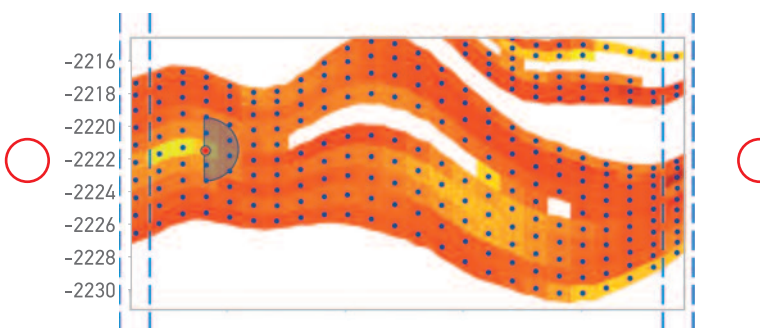


Рис. 2. Пример сетки, наложенной на разрез ГДМ

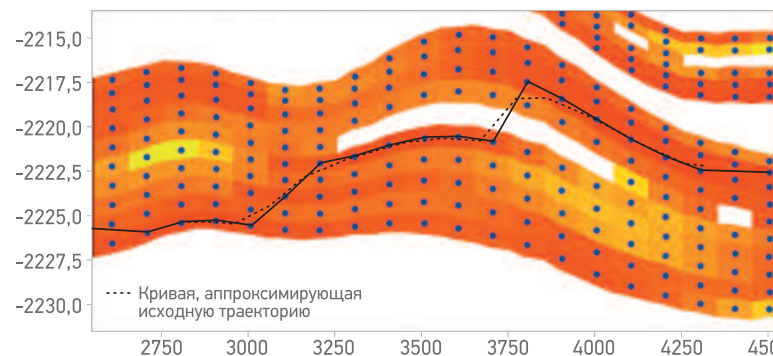


Рис. 3. Пример траектории, полученной с помощью алгоритма Дейкстры

Большие красные окружности изображают виртуальные вершины. Затемненная полукругом красной вершины показывает, какие вершины будут с ней соединены. Синими штриховыми линиями отмечена область, внутри которой вершины соединены ребрами с виртуальными ячейками.

Для поиска пути с минимальным целевым функционалом мы был использован алгоритм Дейкстры. Полученная траектория представлена на рис. 3.

Распределение свойств в ячейках ГДМ носит стохастический характер, связанный с неточностью модели, поэтому учет свойств только отдельных ячеек не приведет к максимизации добычи нефти. Чтобы избежать ошибок, связанных со стохастическим распределением свойств, алгоритм использует интегральную карту, учитывающую свойства соседних ячеек, а также близость границ. Для этого карта свойства перестраивается следующим образом, суммируя по  $i$  ячейки пиллара выше и ниже текущей:

$$\text{Property}_i = \sum_{k=i-2}^{i+2} \text{Property}_k S_k. \quad (3)$$

Чтобы избежать проводки скважины вдоль границ, карта перестраивается с учетом наложения на пласт и каждый отдельный прослой гауссианы с дисперсией, равной квадрату полуширины пласта (прослоя). Описанный процесс преобразует карту свойств в интегральную карту (рис. 4).

Траектория скважины проводится по преобразованной карте. В результате получаем скважину, показанную на рис. 5.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенный алгоритм интеллектуальной проводки горизонтальных участков скважин позволяет автоматизировать процесс их расстановки в 3D гидродинамической модели с учетом морфологических и фильтрационно-

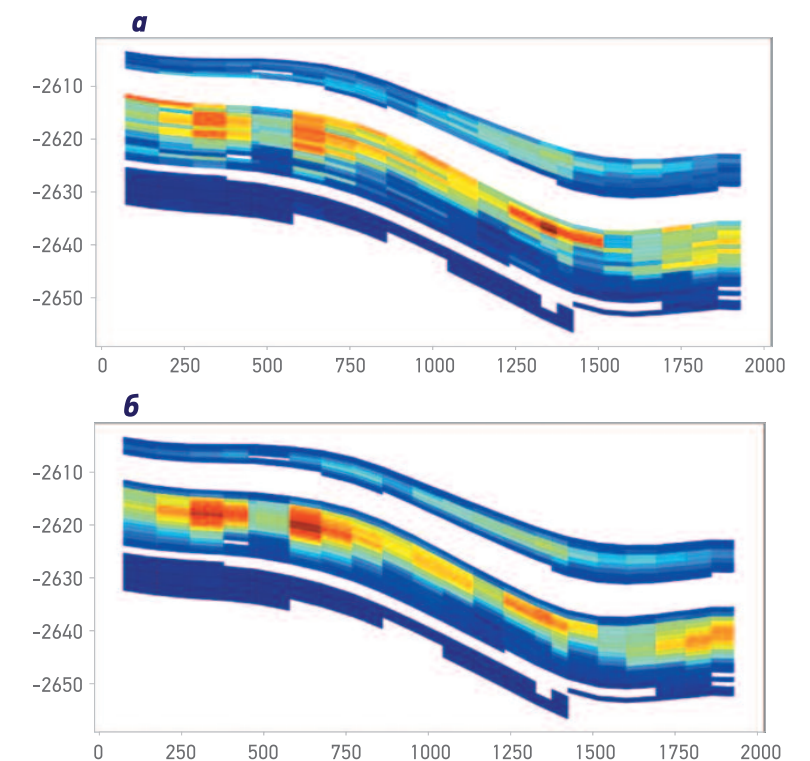


Рис. 4. Карта свойств ГДМ до (а) и после (б) преобразования

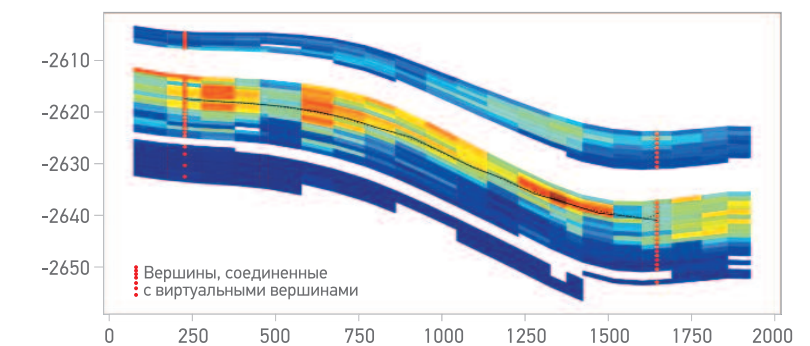


Рис. 5. Оптимальная траектория скважины, проведенная с помощью описанного алгоритма

емкостных особенностей залежи. Алгоритм реализован в программном модуле «ОптимА: Новый фонд» Научно-Технического Центра «Газпром нефти».

## Список литературы

1. Ilyasov R.R., Svechnikov L.A., Automation of Optimal Well Trajectory Calculations // SPE 171326-MS. – 2014.
2. Dijkstra E.W. A note on two problems in connexion with graphs // Numer. Math. – 1959. – № 1. – P. 269-271.

## Reference

1. Ilyasov R.R., Svechnikov L.A., Automation of optimal well trajectory calculations, SPE-171326-MS, 2014.
2. Dijkstra E.W., A note on two problems in connexion with graphs, Numer. Math., 1959, no. 1, pp. 269-271.



# МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОЗНИКНОВЕНИЯ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИХ СОБЫТИЙ ПРИ РАСПРОСТРАНЕНИИ ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА<sup>1</sup>

Н.Г. Шварёв, Н.С. Марков

НОЦ «Газпромнефть-Политех»

**Электронные адреса:** shvarev\_ng@spbstu.ru, markovnicholas@gmail.com

В работе представлены физико-математическая модель и алгоритм генерации микросейсмической активности при распространении трещины гидроразрыва пласта (ГРП). Дефекты (неоднородности) породы описываются с помощью ESC-модели. Получены формулы скачков перемещений и характеристик сейсмических и асейсмических событий. Рассмотренный алгоритм реализован и протестирован в программе. Проведены расчеты для псевдотрехмерной и планарной моделей распространения трещины ГРП. Установлено, что по полю микросейсмических событий можно приближенно восстановить эволюцию трещины ГРП во времени, что согласуется с данными наблюдений.

**Ключевые слова:** сейсморазведка, сейсмичность, микросейсмические события, гидравлический разрыв пласта (ГРП), ESC-модель, псевдотрехмерная и планарная модели

MODELLING OF THE OCCURRENCE OF MICROSEISMIC EVENTS DURING HYDRAULIC FRACTURE PROPAGATION

N.G. Shvarev, N.S. Markov

Gazpromneft-Polytech REC, RF, Saint-Petersburg

This paper presents a physico-mathematical model and an algorithm for generating microseismic activity during hydraulic fracture propagation. Defects (inhomogeneities) of the rock are described using the ESC-model. Formulas for displacements discontinuities and characteristics of seismic and aseismic events are obtained. The algorithm was implemented and tested in the program. Calculations for pseudo3D and planar3D models of fracture propagations are carried out. It was found that the field of microseismic events can approximately restore the evolution of a hydraulic fracture in time, what is consistent with observations.

**Keywords:** seismic, seismicity, microseismic events, hydraulic fracturing, ESC-model, pseudo3D and planar3D models

DOI: 10.24887/2587-7399-2020-1-18-25

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: RFMEFI57517X0146

## ВВЕДЕНИЕ

Изменение границ трещины гидроразрыва пласта (ГРП) и ее внутреннего давления индуцирует микросейсмические события вокруг нее, информация о которых может быть получена при помощи сейсмического мониторинга. Суть сейсмических событий состоит в переходе (скачке) из одного состояния равновесия в другое с выделением энергии, передаваемой в виде упругих волн [1], которые регистрируются в ходе микросейсмических наблюдений. Хотя приемники волн расположены на значительном расстоянии от источ-

ника, сейсмограммы содержат важную информацию об источнике: месторасположение события, его сейсмическую магнитуду, энергию и сейсмический момент [2–5]. Основным источником данных о процессе ГРП являются призабойные датчики давления и аппаратура микросейсмического мониторинга [6–8]. Обычно наблюдение за месторасположением и характером индуцируемых растущей трещиной микросейсмических событий позволяет определять положение фронта трещины ГРП и ее геометрию в разные моменты времени. Однако при проведе-

нии ГРП на больших (километровых) глубинах число возникающих событий невелико, или они отсутствуют, а некоторые события могут быть неотличимы от шума. Такая обратная задача, т.е. определение формы трещины ГРП по полю микросейсмических событий, не всегда может быть решена. В работе [1] приведены примеры, наглядно демонстрирующие, что иногда только сейсмического мониторинга недостаточно для получения надежных практических выводов. В то же время точность используемых методов можно существенно повысить, если дополнить их численным моделированием сейсмических событий и сравнить искусственную сейсмичность с результатами наблюдений. По этой причине в новейших методах моделирования ГРП наблюдаемая сейсмичность используется для калибровки входных данных [9, 10].

В статье рассматривается прямая задача, т.е. моделирование микросейсмической активности при распространении трещины ГРП. Искусственная сейсмичность может использоваться для интерпретации наблюдаемой [11]. Анализ несоответствий между моделируемой и наблюдаемой сейсмичностями может помочь оценить достоверность входных параметров, например, критериев разрушения и действующих в слоях напряжений. Другой областью возможного применения предлагаемого метода является моделирование будущих сценариев добычи, с помощью которого можно валидировать используемую модель распространения трещины ГРП или модель литологии с полевыми испытаниями. Такой подход дает возможность избежать лишних финансовых затрат и рисков, связанных с неправильным прогнозированием направления развития трещины. Простейшей реологической моделью, позволяющей моделировать как сейсмические, так и асейсмические события, является модель Elasticity-Softening-Creep (ESC) [12]. Она дает возможность учитывать хрупкость породы, различать устойчивые и неустойчивые состояния, оценивать потребление энергии, следить за затуханием асейсмических деформаций, а также моделировать одиночное сейсмическое или асейсмическое событие [12, 13].

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ОДИНОЧНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО СОБЫТИЯ

Сейсмичность – это последовательность большого числа отдельных событий, поэтому для ее моделирования необходимо четко понимать и правильно моделировать одиночное сейсмическое событие. При наличии инструмента для такого моделирования можно случайным образом генерировать параметры

и получать статистический набор событий, называемый искусственной сейсмичностью. Рассматривается среда с прямоугольными дефектами (неоднородностями), имеющими длину меньшей стороны  $a$ , большей стороны  $b$ , в упругой породе с модулем Юнга  $E$  и числом Пуассона  $\nu$ . Размеры дефектов малы по сравнению с размерами структурных элементов рассматриваемой области. Общее влияние возмущающих факторов и напряжений на бесконечности входят в общее усилие  $t_\Sigma$ , возникающее на плоскости дефекта.

## ПРОСТЕЙШЕЙ РЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛЬЮ, ПОЗВОЛЯЮЩЕЙ МОДЕЛИРОВАТЬ КАК СЕЙСМИЧЕСКИЕ, ТАК И АСЕЙСМИЧЕСКИЕ СОБЫТИЯ, ЯВЛЯЕТСЯ МОДЕЛЬ ELASTICITY-SOFTENING-CREEP (ESC)

Суть сейсмического события – неустойчивость в виде скачка. Событие происходит, когда количество выделяющейся упругой энергии превышает количество потребляемой при размягчении дефекта. В связи с этим при моделировании одиночного события необходимо учитывать упругость, обеспечивающую выделение энергии, и размягчение, определяющее потребление энергии: упругость + размягчение → одиночное сейсмическое событие.

Это означает, что при большом числе дефектов, из-за которых могут возникать сейсмические события, в минимальный объем входных данных включаются:

- 1) расположение дефекта, например, три глобальные координаты его центра;
- 2) ориентация на плоскости: две координаты единичной нормали к плоскости и ориентация одной из сторон на плоскости;
- 3) размеры дефектов  $a$  и  $b$ ;
- 4) механические свойства дефекта: предел прочности на растяжение  $\sigma_{0n}$  и начальный предел прочности на сдвиг  $\sigma_{0\tau}$ , угол трения поверхностей  $\rho$ , остаточная когезия  $c_{*t}$ , модуль размягчения  $M_c$  и угол расширения  $\psi$ ; в упрощенных моделях можно установить  $\sigma_{0\tau}=0$ ,  $c_{*t}=0$ ,  $\psi=0$  и/или рассматривать идеально хрупкий контакт ( $M_c=\infty$ );
- 5) модуль Юнга  $E$  и коэффициент Пуассона  $\nu$  породы в области дефекта.

Используем локальную систему координат с осями  $x_1$  по нормали к плоскости дефекта,  $x_2$  и  $x_3$  – в плоскости ( $x_2$  направлена вдоль наибольшей,  $x_3$  вдоль наименьшей стороны прямоугольника). Упругие свойства породы и минимальный размер дефекта определяют матрицу жесткости  $K$  [1, 14, 15]. В частности, для прямоугольной трещины в упругой породе

<sup>1</sup>Статья подготовлена по материалам выпускной квалификационной работы магистра Н.Г. Шварёва «Математическое моделирование процесса генерации микросейсмической активности при распространении трещины гидроразрыва пласта»



вследствие симметрии эта матрица диагональная. Диагональные коэффициенты  $K_1, K_2, K_3$  могут быть записаны следующим образом:

$$K_i = \frac{E}{1-\nu^2} \frac{k_i}{a}, \quad (1)$$

где  $k_i$  – безразмерный коэффициент, зависящий от отношения  $b/a$  [14, 15].

Жесткость на сдвиг определяется по формуле

$$K_s = \frac{(K_2 + K_3)}{2}. \quad (2)$$

Изменение дефекта в породе зависит от усилий  $t_z$ , вызванных на плоскости внешними напряжениями. Последние находятся путем решения краевой задачи для пород с дефектами под заданными действующими напряжениями методом гиперсингулярного граничного элемента [16, 17]. Если не достигается предел прочности ни на растяжение, ни на сдвиг, то дефект закрыт и не изменяет напряжения вокруг. Дефект открывается, когда нормальные усилия становятся равными или превышающими предел прочности на растяжение ( $t_{zn} \geq c_{0n}$ ). Тогда появляется скачок перемещений, определяемый выражением

$$-\Delta u = K^{-1} t_z. \quad (3)$$

Дефект породы, на котором может произойти событие, закрыт, если усилие на нем не достигает начального предела прочности на сдвиг  $\sigma_{\tau c}$ . Начальный предел прочности на сдвиг задается согласно закону Кулона по формуле

$$\sigma_{\tau} = \sigma_{\tau c} = c_{0\tau} + (-\sigma_n) \tan \rho, \quad (4)$$

где  $\sigma_{\tau}$  – касательная компонента усилия;  $\sigma_n$  – нормальная компонента усилия. Полагаем, что вектор касательного усилия направлен вдоль локальной координатной оси в плоскости сдвига. Следовательно,  $\sigma_{\tau}$  – положительна, а касательный скачок перемещений  $\Delta u_{\tau}$  – отрицателен. В случае сдвиговых деформаций возможны два варианта.

1. Отсутствие сейсмического события, когда модуль размягчения меньше жесткости на сдвиг, т.е. выполняется условие устойчивости

$$M_c < K_s \quad (5)$$

Тогда касательные и нормальные скачки перемещений рассчитываются соответственно по формулам

$$-\Delta u_{\tau} = \frac{t_{z\tau} - \sigma_{\tau c}}{K_s - M_c}, \quad (6)$$

$$-\Delta u_n = -\Delta u_{\tau} \tan \psi. \quad (7)$$

При задании угла расширения  $\psi = 0$  нормальные скачки перемещений также равны нулю.

2. Наличие сейсмического события, если выполняются условие неустойчивости

$$M_c \geq K_s \quad (8)$$

Тогда характеристики события определяются из уравнений, приведенных ниже.

### СЕЙСМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОДИНОЧНОГО СОБЫТИЯ

Согласно работе [1] для всей площади дефекта, равной  $ab$ , количество выделенной упругой энергии рассчитывается по формуле

$$W_r = \frac{c_{0\tau} - c_{*\tau}}{2G} M_0, \quad (9)$$

где  $G$  – модуль сдвига, определяемый из уравнения  $2G = E / (1 + \nu)$ ;  $M_0$  – скалярный сейсмический момент, вычисляемый согласно работе [18] следующим образом:

$$M_0 = \frac{1}{\sqrt{2}} \left( \sum M_{ij}^2 \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (10)$$

$$M_{ij} = G S m_{ij}, \quad (11)$$

$$m_{ij} = \frac{1}{2} (u_i n_j + n_i u_j), \quad (12)$$

где  $M_{ij}$  – компоненты тензора сейсмического момента;  $S$  – площадь дефекта;  $u_i$  – скачок перемещений вдоль орта  $n_i$ . Согласно работе [1] избыток упругой энергии рассчитывается по формуле

$$W_e = K_{eff} W_r, \quad (13)$$

где  $K_{eff} = 1 - (K_s / M_c)$  – коэффициент сейсмической эффективности, учитывающий расход энергии на размягчающейся поверхности. В зависимости от модуля размягчения сейсмическая эффективность может изменяться от единицы для идеальной хрупкой породы ( $M_c = \infty$ ), рассмотренной в работе [19], до нуля на пороге неустойчивости ( $M_c = K_s$ ). При объединении уравнений (9), (13) и выражения для  $K_{eff}$  формула избытка упругой энергии приобретает конечный вид

$$W_e = \frac{(c_{0\tau} - c_{*\tau})}{2G} M_0 \left( 1 - \frac{K_s}{M_c} \right). \quad (14)$$

Сейсмическая магнитуа согласно работе [20] может быть определена из соотношения

$$M_w = \frac{2}{3} (\lg M_0) - 6. \quad (15)$$

Сейсмический сдвиг согласно работе [1] рассчитывается по формуле

$$\Delta u_s = \frac{c_{0\tau} - c_{*\tau}}{K_s}. \quad (16)$$

### МНОЖЕСТВО СОБЫТИЙ И УЧЕТ ВРЕМЕНИ

Сейсмические события распределены во времени, а временные эффекты влияют на интервалы между отдельными событиями и приводят к возникновению асейсмических деформаций. В связи с этим, чтобы рассматривать сейсмические и асейсмические события, необходимо дополнить два фундаментальных параметра (упругость и размягчение) временем. Множество одиночных сейсмических событий называется сейсмичностью, т.е. упругость + размягчение + время → сейсмичность.

Логично разделить время на два типа:

– внешнее время (например, шаги распространения трещины ГРП), в этом случае время является параметром, определяющим изменение граничных условий;  
– внутреннее время, отвечающее за упорядочивание процессов внутри внешнего времени.

Доказательством наличия внутреннего времени в сейсмике является, например, то, что после сильного возбуждения породы (землетрясение или взрыв) сейсмические события последовательно происходят в течение некоторых интервалов времени. События прекращаются во времени примерно по гиперболическому закону. В сейсмологии эта особенность называется законом Омори [21]. Существует множество вариантов включения времени в определяющие соотношения для окружающей породы и взаимодействующих плоскостей.

Чтобы иметь масштаб времени, целесообразно использовать вязкий элемент, входящий в модель Кельвина – Фойгта, последовательно с размягчающимся элементом. Тогда получим реологическую модель, приведенную на **рис. 1**. Эта модель называется ESC-моделью, так как включает упругий (elastic) элемент с жесткостью  $E_l$ , размягчающийся (softening) элемент с модулем размягчения  $M_c$ , жесткостью  $E_u$  и вязкий/ползучий (creeping) элемент вязкостью  $\eta$ .

ESC-модель позволяет учитывать хрупкость породы, различать устойчивые и неустойчивые состояния, оценивать потребление энергии и следить за затуханием или ускорением асейсмических деформаций. ESC-модель проявляет мгновенное размягчение и имеет характеристическое время  $t_r = \eta / E_l$ . Мгновенная реакция модели – реакция размягчающегося элемента с модулем размягчения  $M_c$ , долгосрочная – реакция размягчающегося элемента с модулем долгосрочного размягчения  $M_{\infty}$ , определяемого уравнением

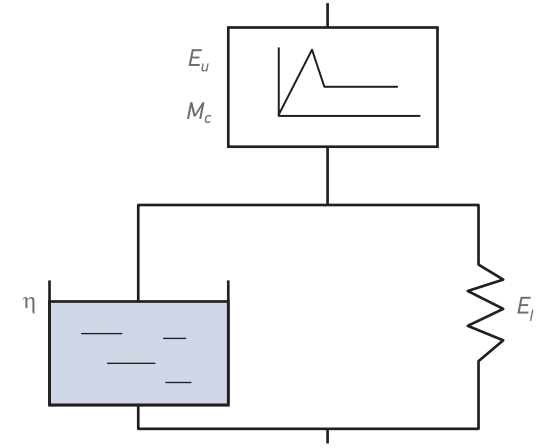


Рис. 1. ESC-модель

$$\frac{1}{M_{\infty}} = \frac{1}{M_c} - \frac{1}{E_l}. \quad (17)$$

ESC-модель – простейшее усовершенствование стандартной линеаризованной модели. Она превращается в стандартную (линейную), если исключить размягчение из верхнего элемента (см. **рис. 1**). Далее, наоборот, будем пренебрегать упругими деформациями верхнего элемента.

Возможны три варианта сдвигового движения в зависимости от конкретных значений  $K_s$ ,  $M_c$  и  $M_{\infty}$ .

1. Мгновенная неустойчивость (скачок), когда  $M_c \geq K_s$ . При этом получаем сейсмическое событие с характеристиками, рассмотренными выше. В противном случае состояние устойчиво ( $M_c < K_s$ ). Тогда деформация происходит без избытка энергии в качестве асейсмического события.

Несмотря на то, что деформация непрерывна во времени, существуют два возможных варианта развития событий.

2. Затухающее асейсмическое движение, когда  $M_{\infty} < K_s$ .

3. Ускоряющееся асейсмическое движение, когда  $M_{\infty} > K_s$ .

В обоих случаях, если при движении достигается предел остаточной прочности на сдвиг, то получаем итоговый скачок перемещений

$$\Delta u_f = \frac{t_{z\tau} - \sigma_{\tau c} + c_{0\tau} - c_{*\tau}}{K_s}. \quad (18)$$

Время достижения предела остаточной прочности на сдвиг находится из уравнения

$$t_f = -\frac{t_r}{\alpha} \ln \left[ \frac{1 - M_c / K_s}{1 - M_c / M_{\infty}} \left( 1 - \frac{\Delta u_{*\infty}}{\Delta u_{\infty}} \right) \right]. \quad (19)$$



$$\text{где } \Delta u_{\infty} = \frac{t_{\Sigma\tau} - \sigma_{\tau C}}{K_s - M_{\infty}}; \Delta u_{\infty} = \Delta u_{\infty} \frac{M_c}{M_{\infty}};$$

$$\Delta u_{\infty} = \frac{C_0\tau - C_{\infty}\tau}{M_c}.$$

Выражения (18) и (19) относятся как к уско-  
ряющемуся, так и к затухающему движению.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕЙСМИЧНОСТИ

С помощью ESC-модели можно моделиро-  
вать одиночное сейсмическое или асейсми-  
ческое событие, возникающее из-за дефекта  
с заданным расположением его центра и  
ориентацией на плоскости. Если в какой-то  
момент времени на дефекте достигается пре-  
дел прочности на растяжение или сдвиг, то  
получаем сейсмическое или асейсмическое  
событие с известным временем, местораспо-  
ложением, ориентацией, скачком перемеще-  
ний и другими характеристиками, рассмот-  
ренными выше.

## ESC-МОДЕЛЬ ПОЗВОЛЯЕТ УЧИТЫВАТЬ ХРУПКОСТЬ ПОРОДЫ, РАЗЛИЧАТЬ УСТОЙЧИВЫЕ И НЕУСТОЙЧИВЫЕ СОСТОЯНИЯ, ОЦЕНИВАТЬ ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ И СЛЕДИТЬ ЗА ЗАТУХАНИЕМ ИЛИ УСКОРЕНИЕМ АСЕЙСМИЧЕСКИХ ДЕФОРМАЦИЙ

При превышении предела прочности на  
растяжение или сдвиг на шагах по внеш-  
нему времени дефект должен испытывать  
скачок перемещений, который значительно  
меняет напряжения вокруг дефекта. В ре-  
зультате возможен скачок перемещений  
на соседних дефектах и т.д. Может возник-  
нуть цепочка сейсмических и асейсмиче-  
ских событий. Если плотность дефектов  
мала, и они практически не взаимодей-  
ствуют, то цепочка событий не возникает.  
Если плотность слишком высока, то может  
произойти цепная реакция, в результате  
которой практически все дефекты станут  
источником сейсмических или асейсмиче-  
ских событий. Промежуточный случай  
представляет наибольший интерес для мо-  
делирования сейсмичности.  
Изменение напряженного состояния в по-  
роде определяется изменением размеров  
трещины ГРП и давления жидкости внутри  
нее. Пересчет напряжений происходит с ис-  
пользованием метода гиперсингулярного  
граничного элемента. Размеры граничных  
элементов должны быть одного порядка,  
это способствует лучшей обусловленности  
алгебраической системы. Влияние внешне-

го времени считается детерминированным.  
В процессе ГРП контролируем распростра-  
нение трещины и изменение давления  
жидкости по шагам расчета, являющимися  
внешним временем.

## КОМПЬЮТЕРНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ

На вход в программу подаются:

- 1) физические свойства среды (модуль Юнга  
и коэффициент Пуассона);
- 2) напряжения, действующие в слоях;
- 3) размеры рассматриваемой области;
- 4) давления и геометрия трещины ГРП, рас-  
считанные на основе метода Pseudo3D [22]  
или Planar3D [23, 24].

Дефекты находятся в параллелепипеде со  
сторонами, параллельными осям глобальной  
системы координат, размерами  $X_1, X_2, X_3$  и  
объемом  $V = X_1 X_2 X_3$ . Размеры в 3 – 5 раз пре-  
вышают область, где моделируются сейсми-  
ческие или асейсмические события.  
Равномерное распределение используется  
для:

- 1) трех координат центра дефекта, изменяю-  
щихся на интервалах  $[-X_1/2, X_1/2], [-X_2/2,$   
 $X_2/2]$  и  $[-X_3/2, X_3/2]$ , в глобальной системе  
координат соответственно  $x_1, x_2$  и  $x_3$ ;
- 2) угла падения дефекта, изменяющегося от  
0 до  $\pi/2$ ;
- 3) угла простираения дефекта, изменяющегося  
от 0 до  $2\pi$ .

Жесткость на сдвиг  $K_s$  изменяется всего в  
1,6 раза от случая квадратного дефекта  
( $b = a$ ) до бесконечной полосы ( $b/a = \infty$ ) [14,  
15], поэтому далее рассматриваются квадрат-  
ные дефекты. Для длины стороны дефекта  $a$   
используется экспоненциальное распределе-  
ние плотности вероятности согласно формуле

$$P(a) = \frac{1}{l} \exp\left(-\frac{a}{l}\right), \quad (20)$$

где  $l$  – средняя длина стороны.

Сгенерированные входные данные дефектов  
анализируются на шаге инициализации вы-  
числений. При этом рассматриваются дей-  
ствующие в породе напряжения и исклю-  
чаются дефекты, на которых действующие  
усилия превышают предел прочности на рас-  
тяжение или сдвиг.

Так как дефекты находятся в естественном  
состоянии породы, не нарушенном добычей  
нефти или газа, напряжения на некоторых  
дефектах могут уже превышать предел проч-  
ности на растяжение или сдвиг. Тогда они  
должны испытывать скачок перемещений.  
Однако такой скачок перемещений может  
относиться ко времени, задолго до текущего.  
Подобные дефекты необходимо исключить из  
рассмотрения. Это выполняется специальной

функцией, в которой проходит цикл по  $N$   
созданным дефектам с проверкой на каждом  
из них, превышен ли предел прочности на  
растяжение или сдвиг. При превышении эти  
дефекты исключаются из вычислений. Остав-  
шиеся дефекты считаются активными, т.е. они  
закрыты и готовы испытать сейсмические или  
асейсмические деформации под действием  
вынужденных нагрузок.

После инициализации выполняются вычисле-  
ния в цикле по шагам по внешнему времени.  
В начале шага определяются усилия в месте  
каждого активного дефекта. Назовем их  
«действующие усилия». Кроме них, возникают  
дополнительные усилия, вызванные скачками  
перемещений на дефектах, активированных  
на предыдущих шагах. Назовем сумму этих  
усилий «дефектными». В начале первого  
шага дефектные усилия равны нулю.

Рассмотрим пример шага по времени. Имеют-  
ся действующие и дефектные усилия на де-  
фектах, которые активны в начале шага. Вы-  
числения начинаются с нулевого этапа и могут  
включать несколько этапов в зависимости от  
возникновения асейсмических событий, т.е.,  
если возникнут асейсмические события на ну-  
левом этапе, то за ним последует первый этап.  
Если на первом этапе появятся новые асейс-  
мические события, то последует второй этап, и  
так далее до тех пор, пока асейсмические со-  
бытия не прекратят появляться.

**Нулевой этап.** Для каждого активного де-  
фекта к действующим усилиям добавляются  
дефектные и проверяется, превышают ли  
суммарные усилия предел прочности на  
растяжение или сдвиг. При превышении  
проверяется, каким является событие: сейс-  
мическим или асейсмическим, и вычисляются  
скачки перемещений, возникающие на  
дефекте, по формуле (3) при растяжении, по  
формуле (6) при сейсмическом сдвиге и  
формуле (18) при асейсмическом сдвиге. С  
помощью метода гиперсингулярного гра-  
ничного элемента рассчитываются напряже-  
ния, вызванные скачками перемещений, в  
интересующих точках среды [12]. Таким об-  
разом, получаем дополнительные усилия,  
которые суммируются и хранятся отдельно  
для сейсмических и асейсмических событий,  
возникших на нулевом этапе.

После проверки активных дефектов те из  
них, которые были активированы сейсмиче-  
скими событиями, исключаются из числа  
активных и считаются пассивными. Сумма  
их дополнительных усилий добавляется к  
дефектным усилиям. Зачем начинается  
следующий цикл, повторяющий те же вы-  
числения для оставшегося набора актив-  
ных дефектов с обновленными дефектными

усилиями. Циклы повторяются до тех пор,  
пока новые сейсмические события не пре-  
кратят появляться. Затем обращаемся к  
дефектам, которые привели к возникнове-  
нию асейсмических событий. Они исклю-  
чаются из числа активных, считаются пас-  
сивными, а сумма вызванных ими усилий  
добавляется к дефектным. На этом этап за-  
канчивается.

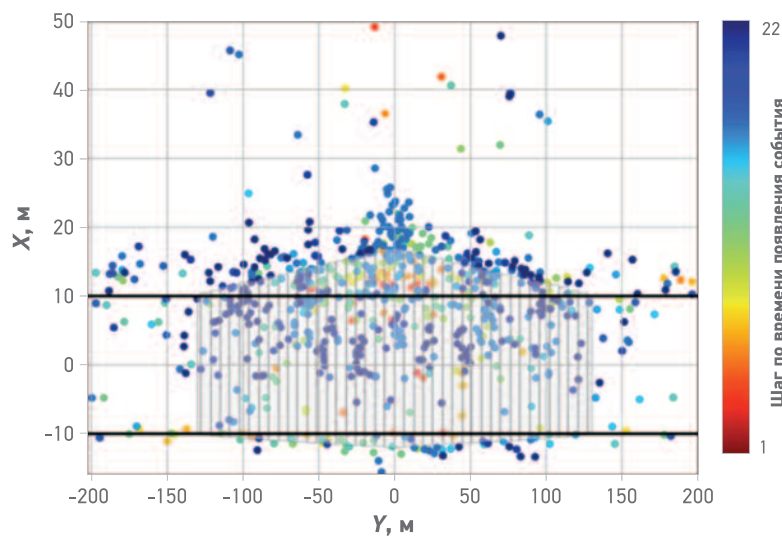
## НА ОСНОВЕ ПРЕДСТАВЛЕННОЙ МОДЕЛИ РАЗРАБОТАН АЛГОРИТМ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ МОДЕЛИРОВАТЬ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИЕ СОБЫТИЯ ПРИ РАСПРОСТРАНЕНИИ ТРЕЩИНЫ ГРП ПО ИЗВЕСТНОЙ ГЕОМЕТРИИ ТРЕЩИНЫ И ФИЗИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ СРЕДЫ

*Первый и последующие этапы.* Оставшиеся  
активные дефекты и дефектные усилия рас-  
сматриваются аналогично нулевому этапу.  
Если появляются новые сейсмические со-  
бытия, то считаем их возникшими после  
тех, которые были смоделированы на пре-  
дыдущих этапах. Предполагается, что за-  
держка по времени равна характеристиче-  
скому времени асейсмических событий.  
Этапы повторяются до тех пор, пока новые  
асейсмические события не прекратят по-  
являться. При отсутствии новых асейсмиче-  
ских событий текущий шаг по времени за-  
вершен, переходим к следующему.  
На шагах по времени компьютерная програм-  
ма сохраняет данные о каждом смоделиро-  
ванном сейсмическом или асейсмическом со-  
бытии. Информация о событии включает:  
1) его порядковый номер в последователь-  
ности возникновения событий, порядковый  
номер дефекта (в начальной нумерации де-  
фектов), на котором возникло событие;  
2) месторасположение события, ориентацию  
на плоскости и заданные механические  
свойства;  
3) шаг по времени, на котором произошло  
событие;  
4) тип события: сейсмическое или асейсмиче-  
ское; для сейсмического события – его вид:  
растяжение или сдвиг; для асейсмического –  
его характер: ускорение или затухание;  
5) этап и цикл, на котором произошло событие;  
6) характеристики события (сейсмический  
момент, сейсмическая магнитуда, выделен-  
ная энергия и др.).  
Эти данные могут служить для анализа и  
калибровки используемой модели в даль-  
нейшем.

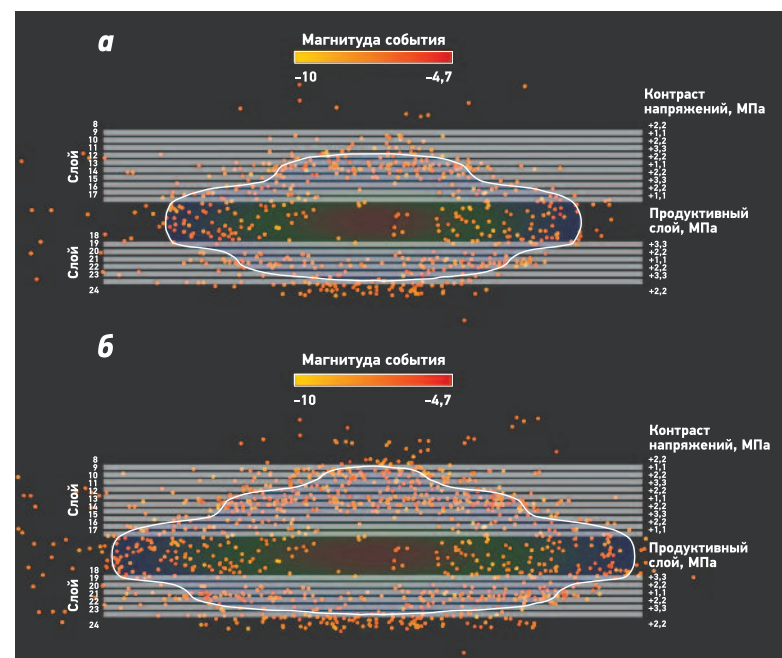


## ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ

Рассмотрим трещину ГРП, распространяющуюся в слоистой с точки зрения напряжений среде и рассчитанную на основе псевдотрехмерной модели Pseudo3D [22]. На **рис. 2** представлены результаты для 30 тыс. дефектов на 22 шаге по времени распространения трещины, соответствующем проведению ГРП в течение 30 мин. Минимальное сжимающее напряжение в продуктивном слое равно 15 МПа, в верхнем – 17 МПа, в нижнем – 20 МПа. События возникают в основном вокруг рас-



**Рис. 2.** Проекция событий на плоскость трещины в случае псевдотрехмерной модели (точками обозначены активированные дефекты, прямоугольниками – трещина, рассчитанная на основе псевдотрехмерной модели, непрерывной черной линией – разделенные слои)



**Рис. 3.** Проекция событий на плоскость трещины после 15 (а) и 30 (б) мин проведения ГРП (точками отмечены активированные дефекты, непрерывными серыми линиями разделены слои, белым контуром обозначен фронт трещины)

пространяющейся трещины, но не концентрируются непосредственно на фронте. Это обусловлено недостатками используемой модели трещины ГРП: внутри каждой отдельной ячейки давление одинаково как в ее центре, так и на краю. Однако это не мешает восстановить расположение трещины ГРП по полю микросейсмических событий. События, проекции которых на плоскость трещины накладываются на трещину, вызваны увеличением ее раскрытия. Далее рассмотрим распространение в слоистой с точки зрения напряжений среде трещины ГРП, рассчитанной на основе планарной модели Planar3D [23, 24]. Шаг внешнего времени соответствует 1 мин процесса проведения ГРП. На **рис. 3** представлены результаты после 15 и 30 мин его выполнения. Рассматривается проекция событий на плоскость трещины. Минимальное сжимающее напряжение в продуктивном слое равно 13 МПа, использована ньютоновская жидкость, динамическая вязкость которой составляет 0,4 Па·с, плоский модуль Юнга равен 32 ГПа. Исходя из динамики развития трещины ГРП и основываясь на **рис. 3**, можно сделать вывод, что почти все события возникают вблизи фронта ее распространения, что согласуется с результатами наблюдений, а по полю микросейсмических событий можно приблизительно восстановить динамику развития трещины ГРП.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе приведено описание физико-математической модели возникновения микросейсмических событий при распространении трещины ГРП. Получены формулы расчета скачков перемещений для различных сценариев развития событий. На основе представленной модели разработан алгоритм, позволяющий моделировать микросейсмические события при распространении трещины ГРП по известной геометрии трещины и физическим свойствам среды. Данный алгоритм был реализован и протестирован в программе, моделирующей микросейсмические события при распространении трещины, рассчитанной на основе методов Pseudo3D или Planar3D. Алгоритм может использоваться для интерпретации наблюдаемой сейсмичности, оценки достоверности входных параметров, валидации используемой модели распространения трещины ГРП или модели литологии, а также для моделирования будущих сценариев добычи, что поможет исключить лишние финансовые затраты и риски, свя-

занные с неправильным прогнозированием направления развития трещины. С использованием разработанной программы была проведена серия расчетов. Анализ полученных результатов показал, что большинство событий происходит на фронте

распространяющейся трещины. Это согласуется с данными, полученными при помощи микросейсмического мониторинга.

## Список литературы

1. Linkov A.M. Key-note lecture: numerical modeling of seismicity: theory and applications // Rockbursts and Seismicity in Mines, Proceedings for 8th International Symposium RaSiM, Geophysical Survey of RAS, Mining Institute of Ural Branch of RAS, Obninsk-Perm. – 2013. – P. 197-218.
2. Aki K., Richards P.G. Quantitative seismology. 2 publication. – University Science Books, Sausalito, CA, 2002. – 700 p.
3. Gibowicz S.J., Kijko A. An introduction to mining seismology // Academic Press, San Diego, 2013. – 399 p.
4. Mendecki A.J. Seismic monitoring in mines. – London: Chapman and Hall, 1997. – 261 p.
5. Rice J.R. The mechanics of earthquake rupture // Physics of the Earth's Interior. – 1980. – P. 555-649.
6. Доброскок А.А., Линьков А.М. Моделирование течения, напряженного состояния и сейсмических событий в породах при сбросе давления в трещине гидроразрыва // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2011. – № 1. – С. 12-22.
7. Яскевич С.В., Гречка В.Ю., Дучков А.А. Обработка данных микросейсмического мониторинга геодинамических событий с учетом сейсмической анизотропии массива горных пород // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2014. – № 6. – С. 41-52.
8. Dobroskok A.A., Linkov A.M. Modeling of fluid flow, stress state and seismicity induced in rock by an instant pressure drop in a hydrofracture // Journal of Mining Science. – 2011. – T. 47. – № 1. – P. 10-19.
9. Integrating microseismic mapping and complex fracture modeling to characterize fracture complexity / C. Cipolla, X. Weng, M. Mack [et al.] // SPE 140185. – 2011.
10. Kresse O., Cohen C., Weng X. Numerical modeling of hydraulic fracturing in naturally fractured formations // 45th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association. – 2011. – 11 p.
11. Malovichko D., Basson G. Simulation of mining induced seismicity using Salamon-Linkov method // Proceedings of the Seventh International Conference on Deep and High Stress Mining, Australian Centre for Geomechanics, Perth. – 2014. – P. 667-680.
12. Linkov A.M. Key-note address: New geomechanical approaches to develop quantitative seismicity // Proceedings of the 4th International Symposium on Rockbursts and Seismicity in Mines, Balkema, Rotterdam. – 1997. – P. 151-166.
13. Salamon M.D.G. Keynote address: Some applications of geomechanical modelling and seismic monitoring: general theory and first steps // Proceedings of the International Conference on New Developments in Rock Mechanics. – 2002. – P. 259-264.
14. Линьков А.М. Численное моделирование сейсмических и асейсмических событий в трехмерных задачах нинетики горных пород // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2006. – № 1. – P. 3-17.
15. Linkov A. M. Numerical modeling of seismic and aseismic events in three-dimensional problems of rock mechanics // Journal of Mining Science. – 2006. – T. 42. – № 1. – P. 1-14.
16. Линьков А.М. Комплексный метод граничных интегральных уравнений теории упругости. – СПб: Наука. 1999. – 382 с.
17. Linkov A.M. Stability of inelastic, geometrically nonlinear, discrete systems // Soviet Physics Doklady. – 1987. – T. 32. – P. 376-378.
18. Grechka V.I.U., Heigl W.M. Microseismic monitoring // Society of Exploration Geophysicists. – 2017. – 449 p.
19. Salamon M.D.G. Keynote address: Some applications of geomechanical modelling in rockburst and related research // Proceedings of the 3rd International Symposium on Rockbursts and Seismicity in Mines, Balkema, Rotterdam, 1993. – P. 297-309.
20. Maxwell S. Microseismic imaging of hydraulic fracturing: Improved engineering of unconventional shale reservoirs // Society of Exploration Geophysicists. – 2014. – 197 p.
21. Guglielmi A.V. Interpretation of the Omori law // Izvestiya, Physics of the Solid Earth. – 2016. – T. 52. – № 5. – P. 785-786.
22. Markov N.S., Linkov A.M. Correspondence principle for simulation hydraulic fractures by using pseudo 3D model // Materials Physics and Mechanics. – 2018. – №40. – P. 181-186.
23. Старобинский Е.Б., Степанов А.Д. Использование явной схемы интегрирования по времени при моделировании гидроразрыва пласта с применением модели Planar3D // ПРОНЕФТЬ. – 2019. – № 2. – С. 16-20.
24. 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.

## Reference

1. Linkov A.M., Key-note lecture: numerical modeling of seismicity: theory and applications, In: Rockbursts and Seismicity in Mines, Proceedings for 8th International Symposium RaSiM, Geophysical Survey of RAS, Mining Institute of Ural Branch of RAS, Obninsk-Perm, 2013, pp. 197-218.
2. Aki K., Richards P.G., Quantitative seismology, 2nd ed., University Science Books, Sausalito, CA, 2002, 700 p.
3. Gibowicz S.J., Kijko A., An introduction to mining seismology, Academic Press, San Diego, 2013, 399 p.
4. Mendecki A.J., Seismic monitoring in mines, Chapman and Hall, London, 1997, 261 p.
5. Rice J.R., The mechanics of earthquake rupture, Physics of the Earth's Interior, North-Holland, Amsterdam, 1980, pp. 555-649.
6. Dobroskok A.A., Lin'kov A.M., Modeling of fluid flow, stress state and seismicity induced in rock by an instant pressure drop in a hydrofracture (In Russ.), Fiziko-tehnicheskie problemy razrabotki poleznykh iskopayemykh = Journal of Mining Science, 2011, no. 1, pp. 12-22.
7. Yaskovich S.V., Grechka V.Yu., Duchkov A.A., Processing microseismic monitoring data considering seismic anisotropy of rocks (In Russ.), Fiziko-tehnicheskie problemy razrabotki poleznykh iskopayemykh = Journal of Mining Science, 2014, no. 6, pp. 41-52.
8. Dobroskok A.A., Linkov A.M., Modeling of fluid flow, stress state and seismicity induced in rock by an instant pressure drop in a hydrofracture, Journal of Mining Science, 2011, V. 47, no. 1, pp. 10-19.
9. Cipolla C., Weng X., Mack M., Ganguly U., Gu H., Kresse O., Cohen C., Integrating microseismic mapping and complex fracture modeling to characterize fracture complexity, SPE-140185-MS, 2011.
10. Kresse O., Cohen C., Weng X., Numerical modeling of hydraulic fracturing in naturally fractured formations, Proceedings of 45th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, American Rock Mechanics Association, 2011, p. 11.
11. Malovichko D., Basson G., Simulation of mining induced seismicity using Salamon-Linkov method, Proceedings of the Seventh International Conference on Deep and High Stress Mining, Australian Centre for Geomechanics, Perth, 2014, pp. 667-680.
12. Linkov A.M., Key-note address: New geomechanical approaches to develop quantitative seismicity, Proceedings of the 4th International Symposium on Rockbursts and Seismicity in Mines, Balkema, Rotterdam, 1997, pp. 151-166.
13. Linkov A.M., Integration of numerical modeling and seismic monitoring: general theory and first steps, Proceedings of the International Conference on New Developments in Rock Mechanics, New York, 2002, pp. 259-264.
14. Lin'kov A.M., Numerical modeling of seismic and aseismic events in three-dimensional problems of rock mechanics (In Russ.), Fiziko-tehnicheskie problemy razrabotki poleznykh iskopayemykh = Journal of Mining Science, 2006. – № 1. – S. 3-17.
15. Linkov A.M., Numerical modeling of seismic and aseismic events in three-dimensional problems of rock mechanics, Journal of Mining Science, 2006, V. 42, no. 1, pp. 1-14.
16. Lin'kov A.M., Kompleksnyy metod granichnykh integral'nykh uravneniy teorii uprugosti (The complex method of boundary integral equations of elasticity theory), ST. Petersburg: Nauka Publ., 1999, 382 p.
17. Linkov A.M., Stability of inelastic, geometrically nonlinear, discrete systems, Soviet Physics Doklady, 1987, V. 32, pp. 376-378.
18. Grechka V.I.U., Heigl W.M., Microseismic monitoring, Society of Exploration Geophysicists, 2017, 449 p.
19. Salamon M.D.G., Keynote address: Some applications of geomechanical modelling in rockburst and related research, Proceedings of the 3rd International Symposium on Rockbursts and Seismicity in Mines, Balkema, Rotterdam, 1993, pp. 297-309.
20. Maxwell S., Microseismic imaging of hydraulic fracturing: Improved engineering of unconventional shale reservoirs, Society of Exploration Geophysicists, 2014, 197 p.
21. Guglielmi A.V., Interpretation of the Omori law, Izvestiya, Physics of the Solid Earth, 2016, V. 52, no. 5, pp. 785-786.
22. Markov N.S., Linkov A.M., Correspondence principle for simulation hydraulic fractures by using pseudo 3D model, Materials Physics and Mechanics, 2018, V. 40, pp. 181-186.
23. Starobinskiy E.B., Stepanov A.D., Use of the explicit time integration scheme within the planar3d approach for simulating hydraulic fracturing (In Russ.), PRONEFT', 2019, no. 2, pp. 16-20.
24. Khasanov M.M., Paderin G.V., Shel' E.V., Yakovlev A.A., Pustovskikh A.A., Approaches to modeling hydraulic fracturing and their development (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2017, no. 12, pp. 37-41.

# НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МУЛЬТИСЕНСОРНОЙ ПАССИВНОЙ АКУСТИКИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

**С.А. Салмин**, к.т.н., **И.А. Олейник**, **И.Ю. Асланян**, к.ф.-м.н., **Р.Н. Минахметова**

Компания TGT Oilfield Services

**Д.М. Лазуткин**, **М.В. Хачатурян**

ООО «Технологический центр Бажен»

**Электронные адреса:** sergey.salmin@tgtdiagnostics.com, inna.oleynik@tgtdiagnostics.com, irina.aslanyan@tgtdiagnostics.com, roza.minakhmetova@tgtdiagnostics.com

Существенного увеличения добычи нефти можно достичь с помощью применения технологий многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Эти технологии постоянно совершенствуются, в связи с чем требуется мониторинг работы скважины и пласта после проведенного МГРП на стадии апробирования каждой новой технологии, а также и в скважинах, где уже отработанная технология не позволила достичь проектных показателей. В данной работе описаны результаты тестовых и полевых испытаний, в ходе которых с помощью инновационного многосенсорного прибора пассивной акустики было оценено радиальное расстояние от источника сигнала до оси скважины, что позволило проинтерпретировать эти сигналы как вызванные работой пласта.

**Ключевые слова:** многосенсорный прибор пассивной акустики, многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), источник акустического сигнала

NEW PERSPECTIVES IN APPLYING THE MULTISENSOR PASSIVE ACOUSTIC TECHNIQUE FOR  
LOGGING OIL AND GAS WELLS

**S.A. Salmin**, **I.A. Oleynik**, **I.Yu. Aslanyan**, **R.N. Minakhmetova**

TGT Oilfield Services, RF, Kazan

**D.M. Lazutkin**, **M.V. Khachaturian**

Bazhen Technology Centre LLC, RF, Saint-Petersburg

A substantial increase in oil production from both conventional and unconventional reservoirs can be achieved by applying the multi-stage hydraulic fracturing technologies. These technologies are being constantly improved and well and reservoir performance after multi-stage hydraulic fracturing needs to be monitored both at the stage when each technology is tried out and in those well where a proven technology was applied but the target production level was not reached. This paper describes the results of test well investigations and field tests in which radial distance from the acoustic signal source to well axis was successfully estimated by using a multi-sensor passive acoustic logging tool, thereby making it possible to interpret the signals as the ones caused by reservoir flows.

**Keywords:** multi-sensor passive acoustic logging tool, multi-stage hydraulic fracturing, acoustic signal source

**DOI:** 10.24887/2587-7399-2020-1-26-31

## ВВЕДЕНИЕ

В последние годы для диагностики скважинной системы все чаще используются результаты пассивной акустики. Решение, например, таких задач, как определение работающих интервалов целевого пласта, особенно в горизонтальных скважинах, выявление сквозных нарушений в элементах конструкции скважин, определение интер-

валов заколонных циркуляций, уже невозможно представить без использования данных пассивной акустики [1–3]. Регистрация акустических сигналов осуществляется во временной области сенсором пассивной акустики – гидрофоном. Спектральная панель, получаемая после обработки данных, зарегистрированных гидрофоном, позволяет локализовать по глубине акустические сигналы, создаваемые при



Рис. 1. Скважинный прибор многосенсорной пассивной акустики

фильтрации флюида через пористый пласт или по трещинам, а также утечками флюида по разрывным нарушениям в конструкции скважины. Спектральная акустика описывается информативной также при определении интервалов заколонных перетоков, когда фильтрация флюида происходит, например, по трещине в цементном камне за обсадной колонной. Однако спектральная панель не всегда позволяет однозначно установить источник сигнала. Так, акустический спектр сигнала, вызванный потоком флюида через нарушение в конструкции скважины, и сигнал от потока флюида по пласту часто имеют схожие характеристики. Другие геофизические данные, полученные в открытом стволе, или конструкция скважины не всегда проясняют геометрию потоков флюида вокруг нее. Для преодоления данного ограничения была разработана технология многосенсорной пассивной акустики, которая позволяет оценивать не только положение источника акустического сигнала по глубине, но и некоторые его пространственные характеристики, такие как радиальное расстояние от источника сигнала до оси скважины и его протяженность вдоль ствола скважины. Такая информация дает возможность достоверно идентифицировать источник акустического сигнала, зарегистрированного на той или иной глубине. В статье приведены результаты испытаний технологии многосенсорной пассивной акустики в тестовых скважинах, а также результаты опытно-промышленных работ (ОПР) в скважине с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Применение данной технологии для контроля эффективности МГРП позволяет выполнить анализ параметров образовавшейся системы трещин и проверку на герметичность конструкции скважины.

## КОНЦЕПЦИЯ МНОГОСЕНСОРНОЙ ПАССИВНОЙ АКУСТИКИ

Метод односенсорной пассивной акустики, который дает возможность локализовать по глубине акустические сигналы, имеет существенное ограничение – он не позволяет оценивать радиальное расстояние до

источника акустического сигнала. Такая задача может быть решена с помощью нескольких синхронизированных сенсоров в приборе [4]. Информация о пространственном положении источника акустического сигнала, когда известны и глубина, и радиальное расстояние до него, способствует более достоверной идентификации источника акустического сигнала. Например, близкое расположение к оси скважины источников акустического сигнала, как правило, обусловлено движением флюида, протекающего через негерметичный элемент конструкции скважины. Удаленные источники являются следствием движения флюида по пласту – по матрице пород или трещине/системе трещин. Основу методики многосенсорной пассивной акустики составляют прибор с расположенными вдоль его оси шестью синхронизированными сенсорами-гидрофонами (рис. 1) и программное обеспечение, реализующее специально разработанный алгоритм для интерпретации данных на основе корреляционного анализа зарегистрированного акустического сигнала и моделирования акустических полей в скважине. Прибор предназначен для регистрации внешних акустических колебаний, вызванных движением флюида, а также для дискретизации принятого акустического сигнала и последующей записи полученных данных пассивной акустики в энергонезависимую память. Прибор может работать как в автономном режиме, так и на кабеле. Основные технические характеристики прибора представлены ниже.

Максимальное давление, МПа . . . . . 1000  
Максимальная температура, °С . . . . . 150  
Частотный диапазон, Гц . . . . . 10 – 60 000  
Динамический диапазон, дБ . . . . . 100  
Число сенсоров . . . . . 6  
Время работы (в автономном режиме), ч . . . 70

Схема определения местоположения источника акустического сигнала представлена на рис. 2. Поток флюида, движущийся по пласту или через нарушение отдельного элемента конструкции скважины, создает вокруг себя акустические волны, кото-



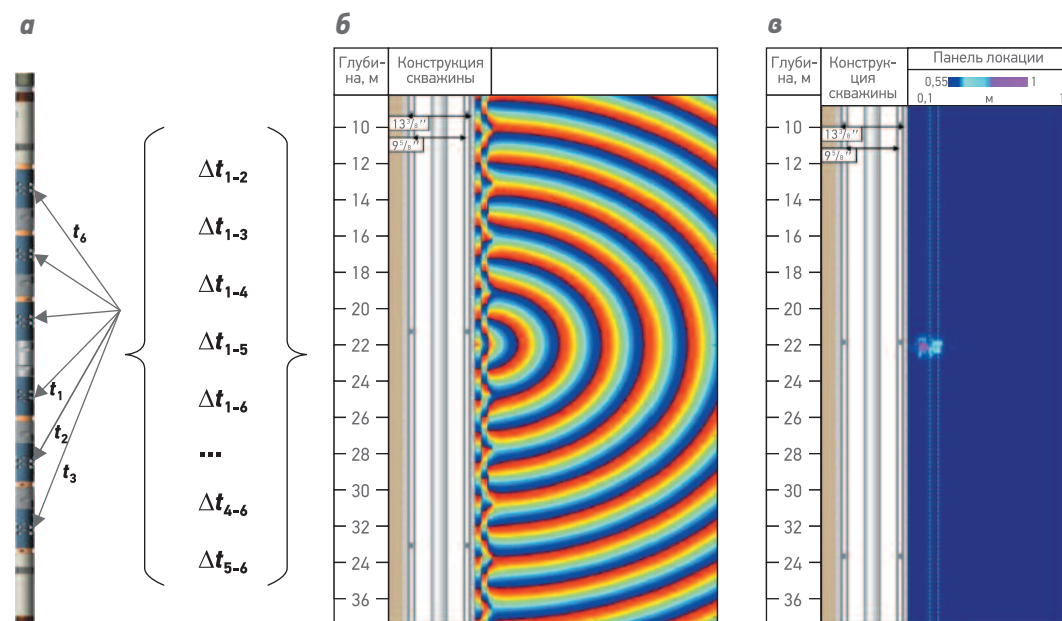


Рис. 2. Схема определения местоположения источника акустического сигнала в скважине и пласте при помощи многосенсорного прибора пассивной акустики:  
а – вектор временных задержек; б – акустическая 2D модель скважины; в – оценка радиального расстояния до источника акустического сигнала

рые регистрируются шестью сенсорами прибора с разными временными задержками. На пути распространения звука от источника до сенсоров прибора, помещенного в скважину, встречается множество сред с различными физическими характеристиками: горные породы, цемент, элементы конструкции скважины (НКТ, эксплуатационная колонна, пакер и др.), флюиды, элементы конструкции самого скважинного прибора. В результате распространение акустических волн от источника сигнала сопровождается такими явлениями, как дисперсия звука, переотражение от границ раздела сред и дифракция, что существенно затрудняет локацию источника акустического шума в скважине.

Для определения радиального расстояния от источника до оси скважины применяется специально разработанный алгоритм локации, ранее используемый для определения радиального расстояния до источника сигнала с целью разделения шумов от конструкции скважины и шумов пласта-коллектора [5]. Этот алгоритм включает три основных этапа.

1. Построение акустической модели скважины с учетом ее конструкции, нахождение прибора в скважине и физических характеристик сред; численное решение волнового уравнения, описывающего распространение звука в модельной среде; построение поля модельных акустических давлений и далее поля модельных задержек

акустического сигнала для возможных положений источника акустического сигнала в модельной среде, включающей как саму скважину, так и пласт.

2. Построение поля экспериментальных задержек прихода акустического сигнала на сенсоры прибора путем корреляционного анализа сигналов этих сенсоров.

3. Решение обратной задачи путем сравнения полей модельных и экспериментальных временных задержек, которое определяет наиболее вероятное пространственное положение источника акустического сигнала относительно прибора по глубине и радиусу.

Результатом работы данного алгоритма является построение панели локации (см. рис. 2, в), на которой цветом показывается вероятность расположения источника в координатах глубина и радиальное расстояние: наиболее вероятное положение источника акустического сигнала отмечается розовым цветом, наименее вероятное – синим.

### ИСПЫТАНИЯ В ТЕСТОВЫХ СКВАЖИНАХ

Апробация алгоритма определения положения источника акустического сигнала была проведена на тестовом полигоне, на котором две скважины, МАГ-1 и МАГ-2, пробурены на расстоянии 1 м друг от друга. На полигоне предусмотрена имита-

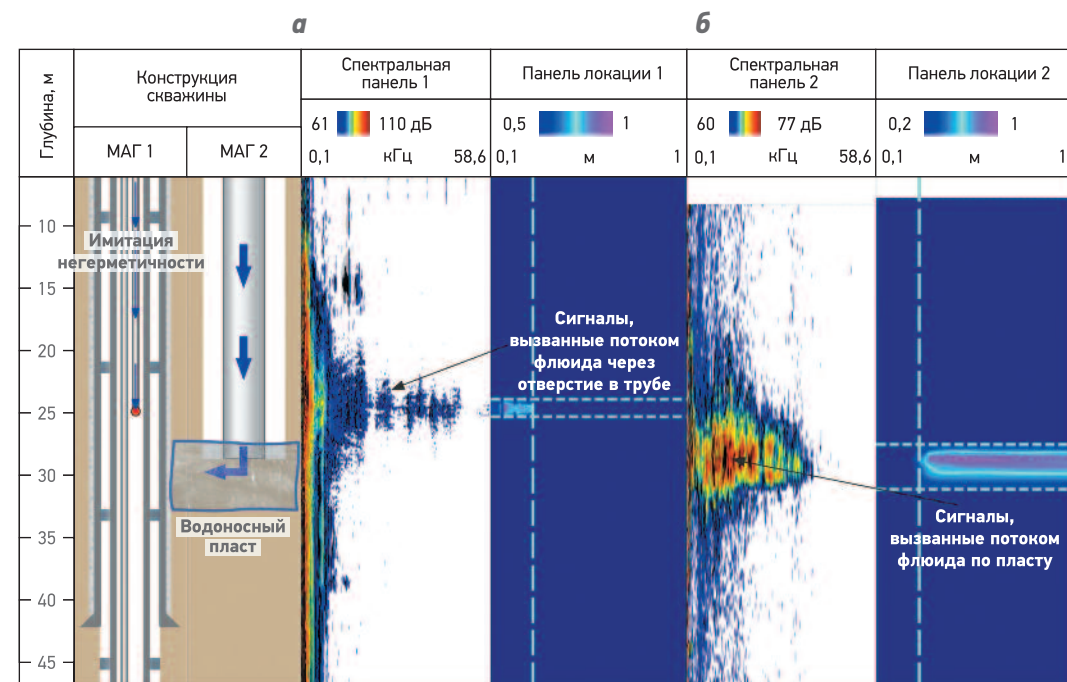


Рис. 3. Определение расстояния до источника акустических сигналов, вызванных прохождением флюида через отверстие в трубе, помещенной между НКТ и эксплуатационной колонной (а), и флюида по пласту (б)

ция различных источников акустического сигнала, таких как, например, протекание флюида через негерметичную обсадную колонну и по пласту. В ходе текущего теста ставилась задача различить локализованный по глубине акустический сигнал, вызванный протеканием флюида через отверстие в трубке, от распределенного в пространстве акустического сигнала, обусловленного протеканием флюида по пласту. Всего было выполнено более 50 экспериментов по определению радиального расстояния до источника акустического сигнала с последующей его идентификацией. Вероятность правильного определения источника по экспериментальным данным составила более 90 %.

На рис. 3 приведены результаты эксперимента. В скв. МАГ-2 закачивали воду с расходом 3,0 м³/ч. В соседней скв. МАГ-1 регистрировали сигнал, вызванный движением воды по пласту. Дополнительно в скв. МАГ-1 спускали трубу с отверстием размером 2 мм и помещали ее между НКТ и эксплуатационной колонной. Закачка в трубу воды под давлением 0,15 МПа имитировала протекание флюида через нарушение в НКТ или колонне.

Из рис. 3 видно, что применение описанного алгоритма локации к данным с многосенсорного прибора пассивной акустики позволяет определить наиболее вероятное положение источника акустического сигнала и идентифицировать его (см. рис. 3,

панели локации 1 и 2): параметры панели локации 1 для точечного источника акустического сигнала, имитирующего нарушение, существенно отличаются от параметров панели локации 2, характерных для распределенного источника акустического сигнала, вызванного работой пласта. При этом следует отметить, что спектральные панели для обоих случаев различаются незначительно и ненадежно характеризуют источник акустического сигнала, например, в части его геометрии.

### ПОЛЕВЫЕ ИСПЫТАНИЯ

В скважинах, где отсутствуют проблемы с техническим состоянием, любой локализованный по глубине акустический сигнал вызывается движением флюида по пласту. В свою очередь после проведения МГРП основной вклад в фильтрацию флюида по пласту в прискважинной зоне вносит движение флюида по образовавшимся при ГРП трещинам. Это позволяет использовать пассивную акустику для оценки протяженности зон искусственной трещиноватости по длине горизонтального ствола скважины [5].

ОПР с использованием методики многосенсорной пассивной акустики проводились в добывающей горизонтальной скв. П-1, в которой сразу после бурения был выполнен 15-стадийный ГРП. Скважина пробурена на пласт ЮК<sub>0</sub>, сложенный неравномерно чере-

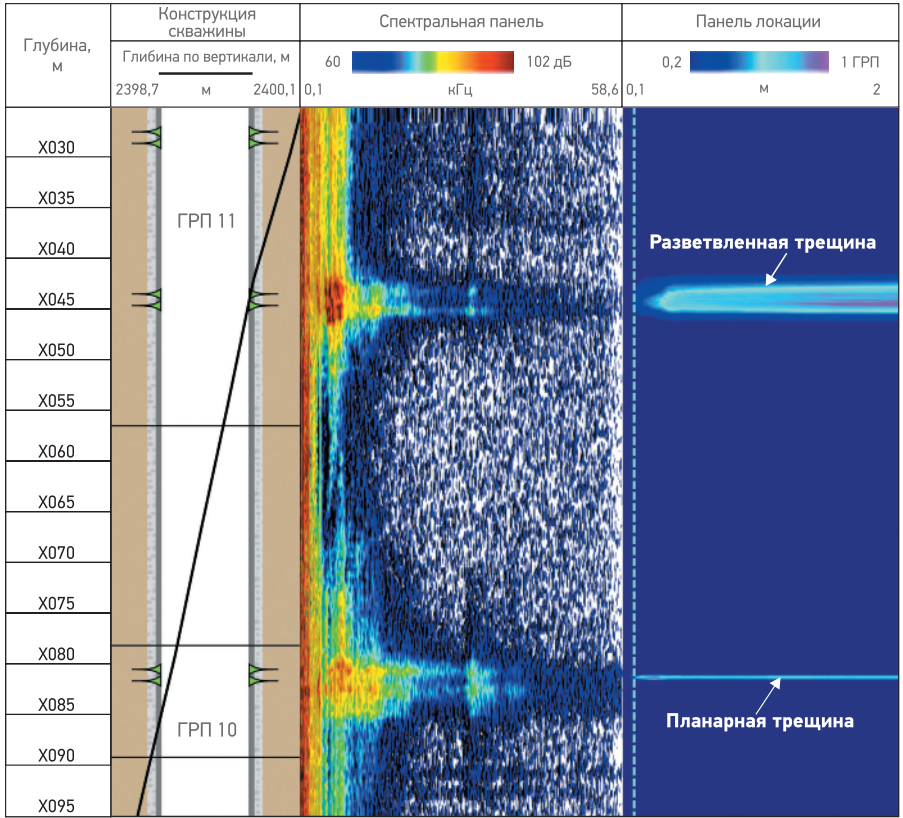


Рис. 4. Результаты исследования в скв. П-1, выполненного в режиме притока (анализ 10 и 11 стадий ГРП)

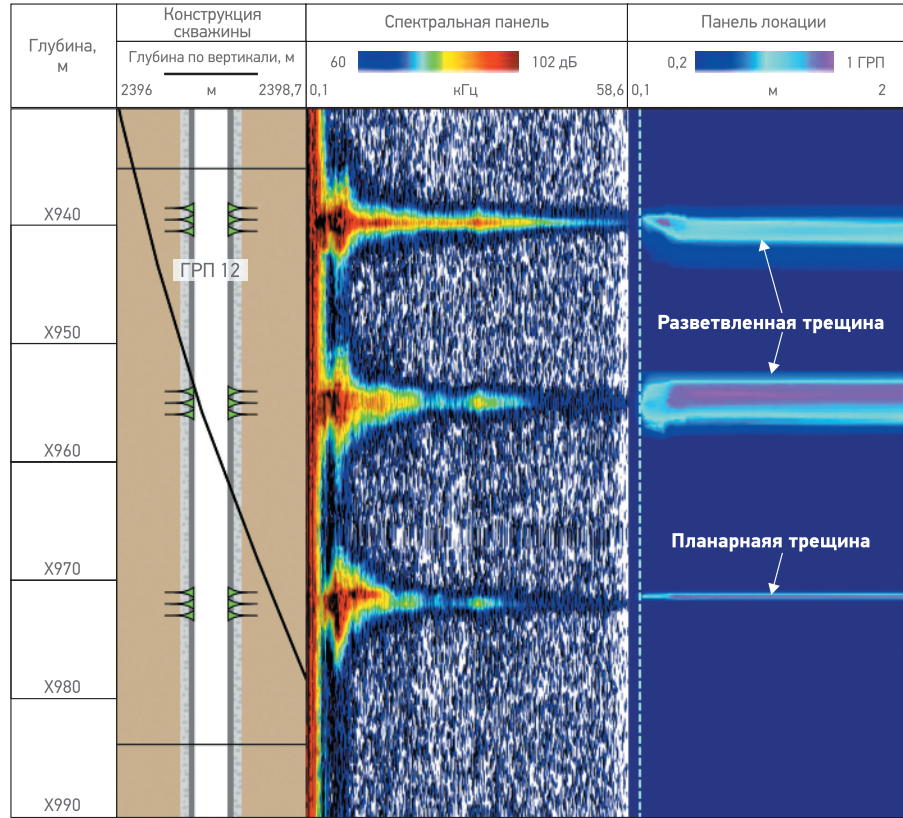


Рис. 5. Результаты исследования в скв. П-1, выполненного в режиме притока (анализ 12 стадии ГРП)

дующимися алевритами и алевритистыми аргиллитами, и обсажена цементированным хвостовиком длиной приблизительно 1700 м. Была поставлена задача определить профиль притока в скважине после проведения МГРП: не только выявить и количественно оценить наличие притоков из вновь образованных трещин, но и определить протяженность каждой созданной зоны искусственной трещиноватости. Интервалы притока флюида из трещин устанавливали по данным спектральной панели по наличию характерного увеличения мощности сигнала на определенной глубине. Однако определенные таким образом рабочие интервалы пласта могут переоцениваться за счет эффекта «эхо», что является критичным при анализе работы узких трещин. Поэтому для уточнения зон искусственной трещиноватости использовались данные панели локации. В то же время эти данные применяли для определения радиального расстояния до источников, обнаруженных на спектральной панели акустических сигналов. Источники, радиальное расстояние до которых превышало размеры скважины, интерпретировались как вызванные потоками флюида по трещинам МГРП в пласте. Всего в скв. П-1 было выявлено более 40 акустических сигналов, сгенерированных потоками флюида по трещинам. Результаты исследования в интервалах 10 и 11 стадий ГРП представлены на рис. 4, в интервале 12 стадии – на рис. 5. На рис. 4 на спектральной панели можно наблюдать два широкополосных акустических сигнала для стадий 10 и 11 ГРП, приблизительно равных по протяженности и глубине. Однозначно определить толщину каждой из этих зон по данным спектральной панели достаточно трудно из-за уширения сигнала за счет эффекта «эхо», следовательно, анализ параметров трещин (является ли созданная трещина планарной или разветвленной) будет также за-

труднен. Для более точного определения зон искусственной трещиноватости были использованы данные панели локации, на которой в интервале стадии 10 ГРП зона созданной искусственной трещиноватости в 4 раза больше по протяженности, чем в интервале стадии 11 ГРП. Более широкую зону искусственной трещиноватости классифицировали как систему трещин или разветвленную трещину, узкую – как планарную трещину. Аналогичная ситуация наблюдается в интервале стадии 12 ГРП (см. рис. 5), где были созданы три трещины, из которых самая нижняя была проинтерпретирована как планарная, поскольку характеризуется достаточно узкой зоной созданной трещиноватости. На этом принципе основана методика классификации типа созданной в результате МГРП искусственной трещины на основании данных многосенсорной пассивной акустики. Тем не менее остается открытым вопрос подтверждения полученных результатов другими независимыми методами, например, методами активной акустики.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе представлены результаты испытаний в тестовых скважинах и полевого испытания в нефтяной горизонтальной скважине методики многосенсорной пассивной акустики. Рассмотренная методика позволяет определять не только местоположение источника акустического сигнала по глубине, но и радиальное расстояние до него, что дает возможность надежно идентифицировать источник акустического сигнала. В процессе ОПР в горизонтальной добывающей скв. П-1 с МГРП многосенсорный прибор пассивной акустики использовали для оценки протяженности каждой созданной зоны искусственной трещиноватости. Такая информация позволит определить наиболее вероятный тип созданных трещин (разветвленные или планарные) и таким образом повысить эффективность планирования МГРП на данном месторождении.

## Список литературы

1. McKinley R.M., Bower F. M. Rumble R.C. The structure and interpretation of noise from flow behind cemented casing // SPE-3999-PA. – 1973. – doi:10.2118/3999-PA.
2. Spectral noise logging data processing technology / Y.S. Maslennikova, V.V. Bochkarev, A.V. Savinkov, D.A. Davydov // SPE-162081-MS. –2012. – doi:10.2118/162081-MS.
3. Identification of behind-casing flowing reservoir intervals by the integrated high-precision temperature and spectral noise logging techniques // A.A. Lutfullin, A.R. Abdrahimov, I.N. Shigapov [et al.] // SPE-171251-MS. –2014. – doi.org/10.2118/171251- RU.
4. Meraoui H., Boudraa B., Fixed sound source localization in reverberant environments using a multiffmicrophone set, Acoustics, 2012, Apr 2012, Nantes, France. – https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00811343/document
5. Water source identification and inflow profile determination in horizontal wells after multistage hydraulic fracturing using passive location method and temperature modelling / I. Aslanyan, R. Minakhmetova, S. Salmin [et al.] // SPE-191560-18RPTC-MS. –2018. – doi.org/10.2118/191560-18RPTC-RU.

## Reference

1. McKinley R.M., Bower F.M., Rumble R.C., The structure and interpretation of noise from flow behind cemented casing, SPE-3999-PA, 1973, doi:10.2118/3999-PA.
2. Maslennikova Y.S., Bochkarev V.V., Savinkov A.V., Davydov D.A., Spectral noise logging data processing technology, SPE-162081-MS, 2012, doi:10.2118/162081-MS.
3. Lutfullin A.A., Abdrahimov A.R., Shigapov I.N., Aslanyan I.Yu., Aslanyan A.M., Kuzyutin R.K., Identification of behind-casing flowing reservoir intervals by the integrated high-precision temperature and spectral noise logging techniques (In Russ.), SPE-171251-MS, 2014, https://doi.org/10.2118/171251- RU.
4. Meraoui H., Boudraa B., Fixed sound source localization in reverberant environments using a multiffmicrophone set, Acoustics, 2012, Apr 2012, Nantes, France, URL: https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00811343/document
5. Aslanyan I., Minakhmetova R., Salmin S. et al., Water source identification and inflow profile determination in horizontal wells after multistage hydraulic fracturing using passive location method and temperature modeling (In Russ.), SPE-191560-18RPTC-MS, 2018, https://doi.org/10.2118/191560-18RPTC-RU.





УДК  
**622.276.66.001.57**  
© Коллектив  
авторов, 2020

# КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПЛАНИРОВАНИЮ ОПЕРАЦИЙ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА КАК ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ ДОБЫЧИ В УСЛОВИЯХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

**В.В. Родионов, Д.И. Торба, Д.В. Кашапов, А.С. Продан, А.В. Бочкарев, А.И. Лисицын**  
ООО «Инжиниринговый центр МФТИ по трудноизвлекаемым полезным ископаемым»  
**Д.Ф. Бухаров, О.В. Буков**  
ООО «Технологический центр «Бажен»

**Электронный адрес:** Rodionov.VV@cet-mipt.ru

Масштабная разработка залежей трудноизвлекаемых запасов – низкопроницаемых трещиноватых коллекторов, таких как пласты баженовской свиты, в Российской Федерации начата относительно недавно и в настоящее время находится на стадии проведения опытно-промышленных работ (ОПР). Результаты ОПР свидетельствуют о недостижении прогнозных дебитов скважин после выполненных обработок, в связи с чем потребовался комплексный подход, учитывающий аспекты геолого-геомеханического строения пласта и технологических параметров воздействия. Разработка залежей баженовской свиты осуществляется с применением технологии многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в горизонтальных скважинах (ГС). При этом сложное строение залежей баженовской свиты и высокая неоднородность свойств как по разрезу, так и в пределах площадей лицензионных участков не позволяют выработать универсальный подход, обеспечивающий рентабельную добычу нефти. Это также связано с тем, что небольшое число успешно эксплуатируемых ГС с МГРП не позволяет получить достаточный объем статистической информации о результатах проведения МГРП. В настоящее время одним из основных подходов к разработке таких нетрадиционных объектов, как баженовская свита, является создание «искусственного коллектора» или стимулированного объема пласта (SRV), представляющего собой разветвленную сеть трещин, которая позволяет дренировать значительную часть пласта. В связи со значительными отличиями баженовской свиты от традиционного коллектора (сверхнизкая матричная проницаемость, наличие естественной трещиноватости, низкая анизотропии напряжений и др.) потребовалось создать симулятор ГРП, который позволяет проводить моделирование как планарных трещин, так и разветвленной сети. Таким симулятором является отечественный программный комплекс (ПК) «РОСТ МГРП». Разработанный программный продукт дает возможность моделировать МГРП с учетом формирования как стимулированного объема пласта, так и одиночных планарных трещин. В данной работе представлен комплексный подход к проектированию, моделированию и проведению операций ГРП в условиях низкопроницаемого трещиноватого коллектора – баженовской свиты, учитывающий как геолого-геомеханические особенности объекта, так и технологические параметры проведения операций МГРП. В результате применения данного подхода разработан и внедрен план выполнения операций МГРП, позволивший увеличить стартовый дебит нефти и накопленную добычу в сравнении с аналогичными параметрами, ранее пробуренных скважин.

**Ключевые слова:** трудноизвлекаемые запасы, баженовская свита, стимулированный объем пласта, горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП)

INTEGRATED APPROACH TO MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING DESIGN AS INSTRUMENT OF OIL PRODUCTION INCREASE IN LOW-PERMEABLE, FRACTURED-TYPE RESERVOIRS

**Rodionov V.V., Torba D.I., Kashapov D.V., Prodan A.S., Bochkarev A.V., Lisitsyn A.I.**  
MIPT Center for Engineering and Technology LLC, RF, Saint-Petersburg  
**D.F. Bukharov, O.V. Bukov**  
Bazhen Technology Centre LLC, RF, Saint-Petersburg

Major development of hard-to-recover reserves from low permeability fractured reservoirs has been recently started in the Russian Federation, and at the moment it is at the stage of pilot development works. After the data processing has been carried out, the results of pilot development works haven't confirmed the achievement of anticipated well flow rates. Therefore, a comprehensive approach was required that took into account the geological and geomechanical properties of the layer and process parameters of operations. Currently, the development of the deposits of Bazhenov Formation is being performed with use of multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells. Thereat, the complexity of Bazhenov Formation deposits and high inhomogeneity of rock properties along the section and within the areas of the Licensed Blocks do not allow for a versatile approach to the technology implementation, which would assure a commercial oil production. This is also caused by a small number of successfully operated horizontal wells where multi-stage hydraulic fracturing is used, what does not allow for collection of a sufficient scope of statistical information about the results of multi-stage hydraulic fracturing in order to take it into account during planning of operations in future. Nowadays one of the main approaches to the development of such unconventional objects as Bazhenov Formation is the creation of "artificial reservoir" or stimulated reservoir volume (SRV) represented by an extensive network of fractures that allows drainage of a significant part of the layer. In view of the fact that Bazhenov Formation considerably differs from a conventional reservoir (ultra-low matrix permeability, presence of natural fractures, low stress anisotropy, etc.) it was required to develop a hydrofracturing simulator that allowed modeling of planar fractures as well as an extensive network with account of various geological, geomechanical and technological factors. Such a simulator is Russian software solution "ROST MGRP". The developed software product allows to simulate the design of a multi-stage hydraulic fracturing, taking into account the formation of a stimulated reservoir volume as well as single planar fractures. This paper describes a comprehensive approach to engineering, modeling and performance of hydraulic fracturing in the low permeability fractured reservoir, Bazhenov Formation, with account for geological and geomechanical particularities of the formation, as well as process parameters of hydraulic fracturing operations. Basing on the results of this approach a plan for hydraulic fracturing operations has been developed and implemented that allows for increase of starting oil flow rate and cumulative production in comparison with equivalent earlier drilled wells.

**Keywords:** remaining recoverable reserves, reservoir complexity index (RCI), recovery factor (RF), El-Hatib model, characteristic of desaturation, lateral heterogeneities of reservoir

DOI: 10.24887/2587-7399-2020-1-32-37

## ВВЕДЕНИЕ

Масштабная разработка залежей трудноизвлекаемых запасов – низкопроницаемых трещиноватых коллекторов, таких как пласты баженовской свиты, в Российской Федерации начата относительно недавно и в настоящее время находится на стадии проведения опытно-промышленных работ (ОПР). Результаты ОПР свидетельствуют о недостижении прогнозных дебитов скважин после выполненных обработок, в связи с чем потребовался комплексный подход, учитывающий аспекты геолого-геомеханического строения пласта и технологических параметров воздействия. В настоящее время одним из основных подходов к разработке таких нетрадиционных объектов, как баженовская свита, является создание «искусственного коллектора», или стимулированного объема пласта (SRV), представляющего собой разветвленную сеть трещин, которая позволяет дренировать значительную часть пласта. В данной работе рассмотрен комплексный подход к проектированию, моделированию и проведению многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в условиях низкопроницаемого трещиноватого коллектора – баженовской свиты, учитывающий как геолого-геомеханические особенности объекта, так и технологические параметры проведения операций МГРП. В результате применения данного подхода разработан и внедрен план выполнения МГРП, позволивший увеличить стартовый дебит нефти и накопленную добычу в сравнении с аналогичными параметрами ранее пробуренных скважин.

## ПОДГОТОВКА ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Для пластов баженовской свиты характерны наличие локальных дизъюнктивных нарушений, естественная трещиноватость, а также неоднородное напряженно-деформированное состояние. Следовательно, для качественного моделирования МГРП в горизонтальной скважине (ГС) с учетом формирования разветвленной сети трещин сначала необходимо построить геолого-геомеханическую 3D модель пласта, провести оценку дизъюнктивных нарушений, построить модель естественной трещиноватости в районе проектируемой скважины, а также 1D геомеханическую модель пласта для точек инициации трещин – стадий МГРП. 1D геомеханическая модель, подготовляемая для каждой стадии МГРП, пред-

ставляет собой вертикальный разрез целого и перекрывающих пластов с определением основных геомеханических параметров: модуля Юнга, коэффициента Пуассона, минимального горизонтального напряжения и др. Результатом выполненного в коммерческом программном обеспечении расчета инверсионной модели напряжений являются карты плотности, угла падения и простира-ния трещин каждого типа: сдвига, растяжения, сжатия. При помощи программного комплекса (ПК) «РОСТ МГРП» осуществляется построение двумерной модели дискретной сети трещин DFN (Discret Fracture Network) для трещин каждого типа в каждой расчетной ячейке области моделирования. Число трещин в ячейке нормируется по минимальному и максимальному значениям плотности их распределения, полученной в результате расчета инверсионной модели напряжений. Итогом построения DFN модели естественной трещиноватости является карта трещин с заданными координатами и азимутом падения каждой трещины.

ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ МГРП В СКВАЖИНАХ, ПРОБУРЕННЫХ НА БАЖЕНОВСКУЮ СВИТУ, И РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО ДИЗАЙНУ ИНЖИНИРИНГОВОГО ЦЕНТРА МФТИ ПОЗВОЛЯЮТ СДЕЛАТЬ ВЫВОД ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА К ПРОЕКТИРОВАНИЮ, МОДЕЛИРОВАНИЮ И ПРОВЕДЕНИЮ ОПЕРАЦИЙ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ.

Еще одним результатом построения 3D геолого-геомеханической модели пласта, используемым в ПК «РОСТ МГРП», является карта поля напряжений моделируемого участка, которая представляет собой значения минимального и максимального горизонтальных напряжений (учет анизотропии) и значения азимута максимального напряжения (азимут преимущественного распространения трещин ГРП) в каждой расчетной ячейке области моделирования.

## ПОДГОТОВКА ДИЗАЙНА ГРП

По результатам ретроспективного анализа были выделены два основных дизайна ГРП, применяемых в скважинах баженовской свиты: на гибридной системе жидкости и на сшитом геле. На опытно-промышленном участке Краснинского месторождения Пальяновской площади пробурены скважины, вскрывающие продуктивные интервалы баженовской

Параметры ГРП	Номер скважины/пачки			
	1/II	2/II	3/IV	4/IV
Число стадий	7	6	7	7
Дизайн	На сшитом геле	Гибридный	Гибридный	Гибридный
Средний расход жидкости на стадию, м³/мин	5,5	6	6	6
Средний объем жидкости на стадию, м³	450	1300	700	1300
Средняя масса проппанта на стадию, т	80	65	70	66
Фракция проппанта	40/70, 30/50	40/70, 30/50	40/70, 30/50	40/70, 30/50

свиты. Во всех скважинах реализованы типовые ГРП, их основные показатели представлены в **таблице**.

В скв. 1 с зарезкой бокового ствола был проведен семистадийный МГРП на сшитом геле, расход которого составил 5,5 м³/мин. ГРП на сшитом геле включает проведение операции исключительно на высоковязком геле с постоянным увеличением концентрации проппанта.

Гидроразрыв пласта на сшитом геле имеет следующие преимущества:

- возможность использования проппанта крупных фракций;
- высокая конечная концентрация проппанта;
- отсутствие проблемы оседания проппанта в призабойной зоне пласта;
- достаточная ширина трещины ГРП для переноса проппанта.

Помимо преимуществ, существуют и недостатки, к которым можно отнести следующие.

- Возможный рост трещины в высоту (в зависимости от особенностей профиля механических свойств), что увеличивает вероятность вскрытия нецелевых интервалов.
- Подход стандартен для мощных проницаемых пластов, являющихся полной противоположностью пластам баженовской свиты.
- Закачиваемый в пласт под высоким давлением сшитый гель после размещения проппанта под действием деструктора образует в трещине трудноудаляемый осадок, что снижает проводимость трещины ГРП.

Основное ограничение применения дизайна ГРП на сшитом геле в пластах баженовской свиты – отсутствие формирования стимулированного объема пласта. Образование мало-разветвленной сети трещин или преимущественно планарных трещин происходит прежде всего из-за высокой вязкости жидкости, в результате чего чаще всего реализуется сценарий пересечения гидравлической трещины ГРП и естественной трещины без раскрытия и последующего закрепления последней [5]. Такой подход может применяться для приобщения структурных нарушений. Кроме того, проведение стандартного ГРП на сшитом геле предполагает использование меньших объемов жидкости, что является причиной меньшей гидравлической полудлины создаваемых трещин, следовательно, снижается вероятность пересечения естественной трещины и трещины ГРП.

Гибридный дизайн предполагает применение различных типов жидкости в ходе одной операции ГРП. Использование большого объема маловязкой жидкости способствует удлинению техногенных трещин и более активному формированию их разветвленной сети (**рис. 1**). Для закрепления проппантом созданных гидравлических трещин используется большое количество проппантных пачек. Однако при проведении данного типа ГРП закачивается большое количество жидкости, что приводит к следующим осложнениям:

- формирование гидродинамически не связанных участков сети трещин;

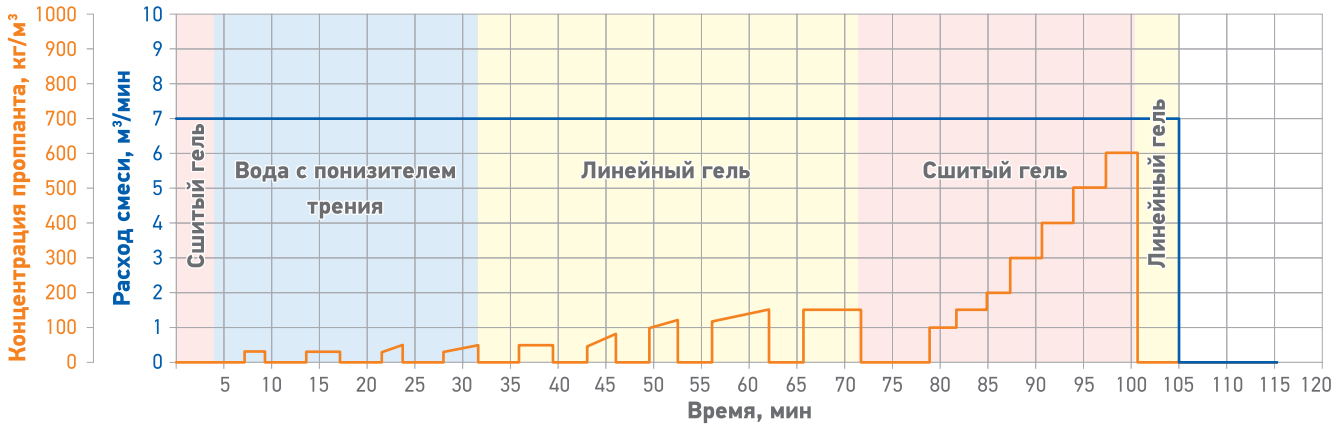


Рис. 1. Типовой гибридный дизайн ГРП для скв. 2, 3 и 4

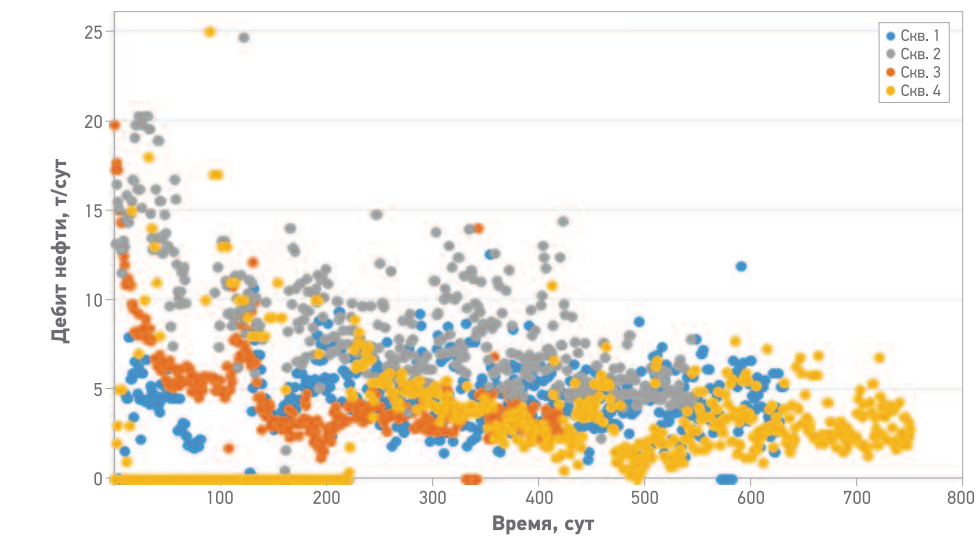


Рис. 2. Динамика дебита скважин на месторождении X после проведения операций МГРП

– наполнение трещин проппантом малой концентрации, что в процессе работы скважины снижает ширину и проводимость трещины до нулевых значений;

– разрушение и вдавливание проппанта в стенки трещины вследствие его низкой концентрации.

Анализ значений стартовых дебитов, а также тренда их падения показал, что скв. 4 и 1 имеют схожие стартовые дебиты и накопленную добычу (**рис. 2**). У скв. 4 стартовый дебит выше, но в процессе отбора жидкости произошло его быстрое падение. Одной из причин является потеря части SRV из-за смыкания незакрепленных трещин либо трещин, с малой концентрацией проппанта по причине его вдавливания в стенки трещины ГРП.

Сква. 1 имеет меньший стартовый дебит, однако текущий дебит стабилен в течение почти 2 лет. МГРП в данной скважине проведен на сшитом геле, что приводит к формированию преимущественно планарных трещин.

Сква. 2 и 3 характеризуются более высокими стартовыми и текущими дебитами, а также

более высокой накопленной добычей.

В скв. 3 использовано меньше жидкости ГРП при неизменной средней массе проппанта, т.е. создана сеть трещин с повышенной концентрацией проппанта. Вследствие этого проводимость трещин в процессе работы снижается менее значительно. В скв. 2 ситуация схожа с ситуацией в скв. 4. Аналогичный дизайн закачки позволил добиться максимального стартового дебита (около 20 т/сут), однако в дальнейшем произошло его резкое падение.

С учетом накопленного опыта проведения гидроразрыва пластов баженовской свиты, анализа работы скважин после ГРП, геолого-геомеханических факторов (неоднородное поле напряжений, карта естественной трещиноватости в окрестностях скважины, 1D геомеханическая модель для каждой стадии), а также мирового опыта разработки сланцевых залежей специалистами Инжинирингового центра МФТИ и Технологического центра «Бажен» для условий баженовской свиты разработан альтернативный дизайн МГРП (**рис. 3**).

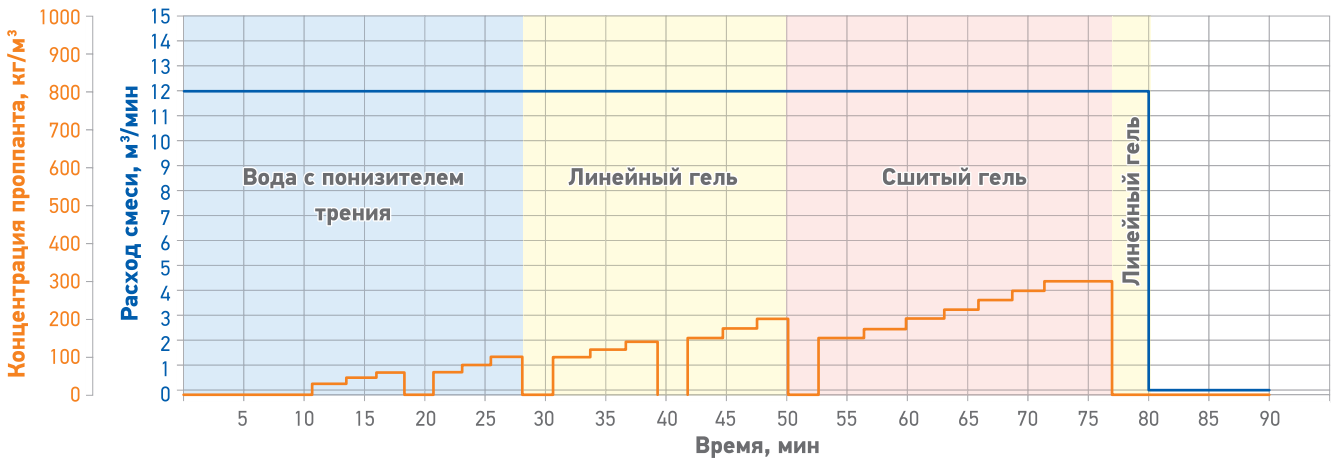


Рис. 3. Разработанный «Альтернативный» гибридный план проведения работ



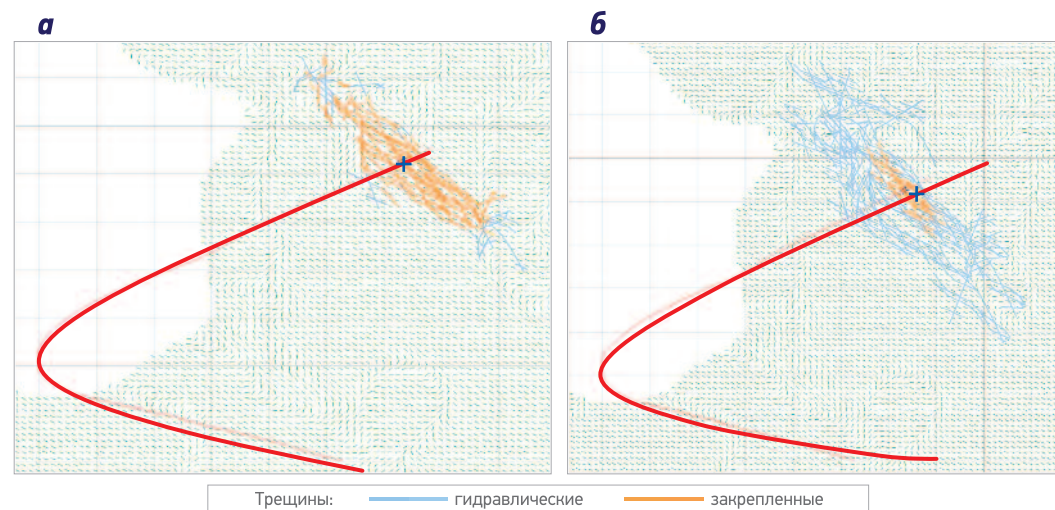


Рис. 4. Графическое представление развития SRV при альтернативном (а) и типовом гибридном (б) дизайнах ГРП

Он представляет собой гибридный ГРП, включающий три различных типа жидкости: воду с понизителем трения, линейный и сшитый гели.

Во избежание деградации сети трещин снижен общий объем жидкости за счет уменьшения объема жидкости продавки между слаговыми пачками. Использование большой доли маловязкой жидкости способствует более активному формированию сети трещин.

Для наиболее равномерного закрепления сформированной сети трещин предлагается закачка проппантных пачек с постепенным увеличением концентрации проппанта, что способствует закреплению более мелких и удаленных трещин в отличие от типового дизайна ГРП. Также пошаговое увеличение концентрации проппанта способствует увеличению проводимости трещин по мере приближения удаленной стимулированной зоны пласта к призабойной.

Для переноса проппанта в маловязкой жидкости одним из главных факторов является использование высокорасходного флота ГРП. В данном случае высокий расход служит для поддержания раскрытия системы трещин и компенсации утечек при активации трещиноватости.

Использование относительно небольшого объема сшитой жидкости обеспечивает формирование трещин в продуктивном интервале баженовской свиты. Снижение доли сшитого геля обеспечивает минимальное загрязнение трещины продуктами деструкции геля ГРП.

По результатам моделирования (рис. 4) отмечается эффективное применение разработанного дизайна ГРП.

### ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Для подтверждения эффективности проведения операций МГРП по различным планам обработки, а также прогноза дебита нефти после МГРП было проведено моделирование в гидродинамическом симуляторе PEBI. Данный симулятор позволяет рассчитывать прогнозируемый дебит жидкости и нефти с учетом сформированной сети трещин, полученной в симуляторе «РОСТ МГРП».

По результатам гидродинамического моделирования стартовый дебит для ГС с 15 стадиями ГРП составляет 88 т/сут. Высокий модельный стартовый дебит позволяет сделать вывод об эффективности применения дизайна ГРП. В связи с этим было принято решение о проведении МГРП с альтернативным дизайном в проектируемой скв. 5. В данной скважине по результатам моделирования было запланировано проведение 15-стадийного ГРП с применением альтернативного плана обработки. Полученный SRV имеет большее число трещин, закрепленных проппантом.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ (АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ)

В ходе проведения операции ГРП в скв. 5 согласно утвержденному плану работ осложнений не возникло.

На рис. 5 приведена динамика прогнозного и фактического дебитов нефти после вывода скв. 5 на режим. В уравнениях материального баланса при гидродинамическом моделировании учитывались объем закачанного флюида в ходе проведения опера-

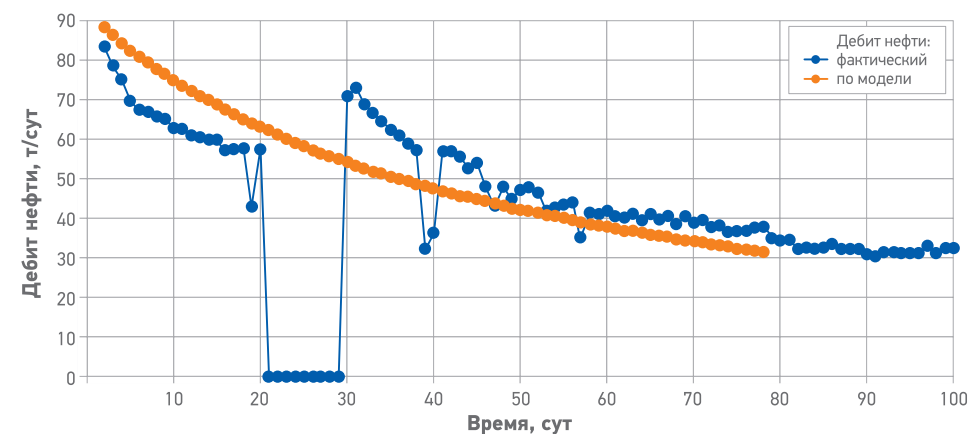


Рис. 5. Динамика фактического и полученного по результатам моделирования дебитов нефти скв. 5

ции МГРП, а также последующая его отработка. После отработки жидкости стартовый дебит нефти скв. 5 составил 88 т/сут, что показывает хорошую сходимость с фактическим стартовым дебитом – 83 т/сут. Фактический тренд падения добычи нефти совпадает с расчетным, что свидетельствует о достаточной прогнозной способности данной модели.

Полученные результаты проведения МГРП в скважинах, пробуренных на баженовскую свиту, и результаты моделирования добычи нефти по данному дизайну позволяют сделать вывод об эффективности комплексного подхода к проектированию, моделирова-

нию и проведению операций гидроразрыва пластов баженовской свиты.

МГРП, выполненный согласно разработанному дизайну, приводит к значительному увеличению стимулированного объема пласта, что подтверждается как результатами моделирования по фактическим данным закачек, так и увеличением дебита в результате обработки в 2 раза по сравнению с дебитом соседних скважин, простимулированных по типовому плану.

### Список литературы

1. Оптимизация конструкции многостадийного ГРП в условиях баженовской свиты / А.В. Бочкарев, С.А. Буденный, Р.Н. Никитин [и др.] // Нефтяная промышленность. – 2017. – № 3. – С. 50–53.
2. Оценка влияния реактивированных природных трещин на общий SRV при многостадийном гидроразрыве (на русском) / А. Гула, А. Бочкарев, А. Вишневский [и др.] // SPE-191629-18RPTC-RU. – 2014. – DOI:10.2118/191629-18RPTC-RU.
3. Дифференцированный подход к оценке ресурсной базы нефтематеринских отложений. Общество инженеров-нефтяников / А.Д. Алексеев, А.А. Антоненко, В.В. Жунов, К.В. Стрижнев // SPE-182074-RU. – 2016.
4. Опыт построения 3D геомеханических моделей (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Ю.В. Овчаренко, С.В. Лукин, О.А. Татур [и др.] // SPE-182031-RU. – 2016.
5. Yew C.H., Weng X. Mechanics of hydraulic fracturing. – Gulf Professional Publishing, 2014. – 244 p.

### Reference

1. Bockarev A.V., Budenny S.A., Nikitin R.N., Mitrushkin D.A., Erofeev A.A., Zhukov V.V., Optimization of multi-stage hydraulic fracturing design in conditions of Bazhenov formation (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2017, no. 3, pp. 50–53.
2. Gula A., Bockarev A., Vishnivetskiy A., Nikitin R., Ovcharenko Yu., Alchibaev D., Assessment of reactivated natural fractures influence on overall SRV during multi-stage hydraulic fracturing (In Russ.), SPE-191629-18RPTC-RU, 2018, <https://doi.org/10.2118/191629-18RPTC-RU>
3. Alekseev A.D., Antonenko A.A., Zhukov V.V., Strizhnev K.V., The differentiated approach of the reserves estimation for source rock formations (In Russ.), SPE-182074-RU, 2016, <https://doi.org/10.2118/182074-RU>
4. Ovcharenko Yu.V., Lukin S.V., Tatur O.A., Kalinin O.Yu., Kolesnikov D.S. et al., Experience in 3D geomechanical modeling, based on one of the West Siberia oilfield (In Russ.), SPE-182031-RU, 2016, <https://doi.org/10.2118/182031-RU>
5. Yew C.H., Weng X., Mechanics of hydraulic fracturing, Gulf Professional Publishing, 2014, 244 p.

# ПРОЕКТНЫЙ ПОДХОД К ВВОДУ НЕВОВЛЕЧЕННЫХ УЧАСТКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ

**Р.Н. Асмандияров, Т.Ч. Фатхуллин, А.А. Дудзинская, А.А. Прохоров, О.Е. Курманов**  
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**Электронный адрес:** Prokhorov.AAI@gazpromneft-ntc.ru

В настоящее время на территории Западно-Сибирского нефтегазового бассейна практически закончилась добыча «легкой нефти». Это обуславливает переориентацию нефтяных компаний на поиск невовлеченных участков в периметре текущих активов и применение новых технологий для увеличения рентабельности разработки. В Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» применяется комплексный подход к решению данных задач. Созданы мультидисциплинарные команды для каждого актива, в которые входят не только специалисты НТЦ, но и все необходимые службы добывающего предприятия. В статье освещены особенности и механизмы данного подхода. Структуру подхода можно представить в виде последовательных, взаимосвязанных этапов, включающих детальное геологическое изучение, основанное на концептуальном моделировании, анализе полученных данных и проведении на их основе многовариантных расчетов для выбора оптимальной системы разработки. Следующими этапами являются адаптация выбранной системы и расположение фонда скважин на каждом перспективном участке с последующим вариативным расчетом показателей разработки и экономической эффективности. На заключительных этапах составляются матрицы рисков, реализуются программы доисследования и сопровождение бурения согласно выработанной проектной логике. В ходе описания всей цепочки планирования и реализации программы ввода новых скважин (ВНС) были приведены основные особенности и методы решения поставленных задач, а также инструменты, разработанные компанией для достижения максимальной скорости и высокой точности проводимых расчетов. Эффективность сформированного мультидисциплинарного проектного подхода доказана непрерывно уменьшающимся числом неэффективных инвестиций, положительной динамикой подтверждаемости прогнозных показателей по скважинам в периметре текущих активов «Газпром нефти», а также средним приростом дебита в период с 2015 до 2018 г. – 37 %.

**Ключевые слова:** концептуальное геологическое моделирование, разработка месторождений, проектная логика, программа ввода новых скважин (ВНС)

THE PROJECT APPROACH FOR THE ENTRY OF THE PROMISING AREAS IN THE DEVELOPMENT

**R.N. Asmadiyarov, T.CH. Fatkhullin, A.A. Dudzinskaya, A.A. Prokhorov, O.E. Kurmanov**  
Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

For now, the time of «light crude oil» has ended on the territory of the West Siberian oil and gas basin, which entails the reorientation of oil companies to search for non-involved areas in the perimeter of current assets and the use of new technologies to increase the profitability of development. The «Gazprom нефть» NTC applies an integrated approach to solve these problems. Multidisciplinary teams have been created for each asset, where not only the specialists of the NTC, but also all the necessary services of the mining enterprise are involved in a single team. The article covers the features and mechanisms of this approach. The structure of the approach can be presented as successive interrelated stages, including a detailed geological study, based on conceptual modeling, data analysis and realization on their basis of multivariate calculations to determine the optimal development system. The next stages are adaptation of the selected system and the placement of the well stock at each perspective site, followed by variable calculation of development indicators and economic efficiency. The final stages are the preparation of the risk matrix, the implementation of the additional appraisal program and drilling technical support, according to the developed design logic. During the description of the entire process of planning and implementation of placing of new wells program, the main features and methods of solving the problems facing the engineering team were given, as well as the tools developed by the company to achieve the maximum speed of the calculations side by side with their high accuracy. The effectiveness of the multidisciplinary project approach is proved by the continuously decreasing number of inefficient investments, positive dynamics of confirmation of forecast indicators for wells in the «Gazprom нефть» current assets, as well as the achievement (from 2015 to 2018) of an average flow rate increase of 37 %.

**Keywords:** conceptual geological modeling, field development, project logic, placing of new wells program

DOI: 10.24887/2587-7399-2020-1-38-41

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на территории Западно-Сибирского нефтегазового бассейна закончилась добыча «легкой нефти». Это стало основным драйвером переориентации нефтяных компаний на поиск невовлеченных участков в периметре текущих активов и применение новых технологий для увеличения рентабельности разработки. В Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» применяется комплексный подход к решению данных задач. Созданы мультидисциплинарные команды для каждого актива, в которые вошли не только специалисты НТЦ, но и все необходимые службы добывающего предприятия. Структуру применяемого подхода можно представить в виде последовательных, взаимосвязанных этапов, включающих детальное геологическое изучение, основанное на концептуальном геологическом моделировании, анализе полученных данных и проведении на их основе многовариантных расчетов для выбора оптимальной системы разработки. Следующими этапами являются: адаптация выбранной системы и расположение фонда скважин на каждом перспективном участке с последующим вариативным расчетом показателей разработки и экономической эффективности. На заключительных этапах состав-

ляются матрицы рисков, реализация программы доисследования и сопровождение бурения согласно выработанной проектной логике. Этапы применяемого подхода схематично представлены на рис. 1.

## КОНЦЕПТУАЛЬНОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Единая концептуальная геологическая модель строится с учетом всех данных, полученных на исследуемой площади, используются не только результаты поисково-разведочного бурения и сейсморазведки, но и все геолого-геофизические и промысловые данные за всю историю работ на этом участке. Такой подход является весьма трудоемким, но тем не менее позволяет наиболее точно сделать прогноз на участках и интервалах, не затронутых бурением. На большинстве таких участков поиск структурных ловушек уже невозможен, однако, применяя описанный метод, геологам удается находить новые литологические залежи нефти для дальнейшего ввода в разработку.

## РЕЙТИНГ БУРЕНИЯ

Баланс текущих активов «Газпром нефти» характеризуется широкой географией и множеством месторождений. Только на балансе



Рис. 1. Процесс ввода залежей в разработку



«Славнефть-Мегионнефтегаза» находится более 30 месторождений и 140 объектов разработки с различными фильтрационно-емкостными свойствами. Оценка потенциала для формирования стратегии развития месторождения в условиях ограниченного времени является основной задачей для инженеров-разработчиков. Оптимальным инструментом стал рейтинг бурения, для составления которого используется разработанная силами Научно-Технического Центра «Газпром нефти» цифровая платформа ГРАД. Формирование рейтинга бурения можно разделить на четыре этапа:

- 1) проведение многовариантных расчетов по выбору оптимальной системы разработки на базе текущих макроэкономических параметров;
- 2) расположение скважин проектного фонда и расчет запускаемых показателей;
- 3) вариативный анализ с учетом геологических факторов и параметров разработки, расчет профилей добычи;
- 4) экономическая оценка.

На этапе многовариантных расчетов проводится поиск наилучшего экономического решения по системе разработки участка: подбор сетки скважин с учетом геологических особенностей района, подбор длин и типов заканчивания горизонтальных участков, адаптированных к фильтрационно-емкостным свойствам объекта. Данный этап реализуется в разработанном в Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» симуляторе NumEx, конкурентным преимуществом которого являются максимальная скорость и высокая точность проводимых расчетов. На следующем этапе проводится расстановка скважин с учетом нефтенасыщенных толщин и структурного фактора с расчетом запусковых параметров.

Далее выполняется вариативный анализ прогнозных расчетов с учетом возможных отклонений текущих свойств пласта. В форме рейтинга бурения задаются диапазон величин и тип распределения обводненности, проницаемости, нефтенасыщенной и эффективной толщин, пористости, начальной нефтенасыщенности, пластового давления. В результате расчетов получают величины извлекаемых запасов (накопленные показатели), а также значения дебитов жидкости и нефти в вариативном распределении P10, P50 и P90.

Этап экономической оценки включает расчет показателя рентабельности (PI) и чистого дисконтированного дохода (NPV) по каждой кустовой площадке. Данные показатели учитываются при приоритизации зон по перспективности ввода в разработку, а также при идентификации районов, не удовлетворяющих параметрам экономической целесообразности.

### АНАЛИЗ РИСКОВ

Применяемый в «Газпром нефти» мультидисциплинарный подход позволяет всесторонне оценить риски при вводе запасов в разработку и минимизировать неэффективные инвестиции. Консолидирующей базой является матрица, включающая анализ геологических рисков и рисков, возникающих при разработке. Перспективные зоны ранжируются с выставлением баллов по каждому оцениваемому параметру: объему геологических неопределенностей, степени уверенности в районе по показателям разработки, объему и стоимости мероприятий по доисследованию, величине рискованного капитала в случае реализации худшего сценария. На рис. 2 схематично представлен вид составляемой матрицы.

#	1	Геология	2	Разработка	3	Анализ	4	Итоговый балл	
	  	  	Программа по снятию рисков	Рисковый капитал, млн руб.					
1								400	
2								500	
3								300	

Рис. 2. Матрица рисков

Итогом проводимой работы является набор кустовых площадок с оценкой потенциала ввода, возможных рисков и необходимых превентивных мероприятий, направленных на снятие неопределенностей. Данный аналитический набор, наряду с расчетным рисковым капиталом, дает возможность принять управленческое решение в зависимости от потребностей бизнеса в сжатые сроки. При детальном анализе краткосрочных инвестиционных программ ввода новых скважин (ВНС) на три последующих года вместе с применением аналитических инструментов используется инструмент 3D гидродинамического моделирования. Планирование ВНС с применением симуляторов является необходимым этапом контроля, позволяющим учесть факторы, влияние которых не принимается во внимание на этапе формирования рейтинга бурения и расчетов в формате 2D.

### ЭТАП РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ВНС

Основными причинами неэффективных инвестиций при реализации программы бурения по-прежнему остается неподтверждение геологических параметров: коэффициента нефтенасыщенности, фильтрационно-емкостных свойств пласта, структурного фактора и др. Это послужило основной причиной разработки новой методики планирования и сопровождения программы ВНС, основанной на концептуальном 2D моделировании с последующей трансформацией в 3D модели месторождений или секторных участков.

Следующий этап – разработка проектной логики (дерева принятия решений) для проектов бурения до момента их реализации, учитывающей все имеющиеся геологические риски и указывающей на последовательность решений в случае отклонения от базового варианта. Пример конструкции дерева принятия решений приведен на рис. 3.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанный в «Газпром нефти» подход к вводу новых участков в разработку в совокупности с применяемыми инструментами позволяет максимально быстро оценить потенциал запасов любой сложности и изученности, а также определить приоритет их ввода в разработку. Скорость вычисления используемых инструментов дает возможность в кратчайшие сроки адаптировать те-

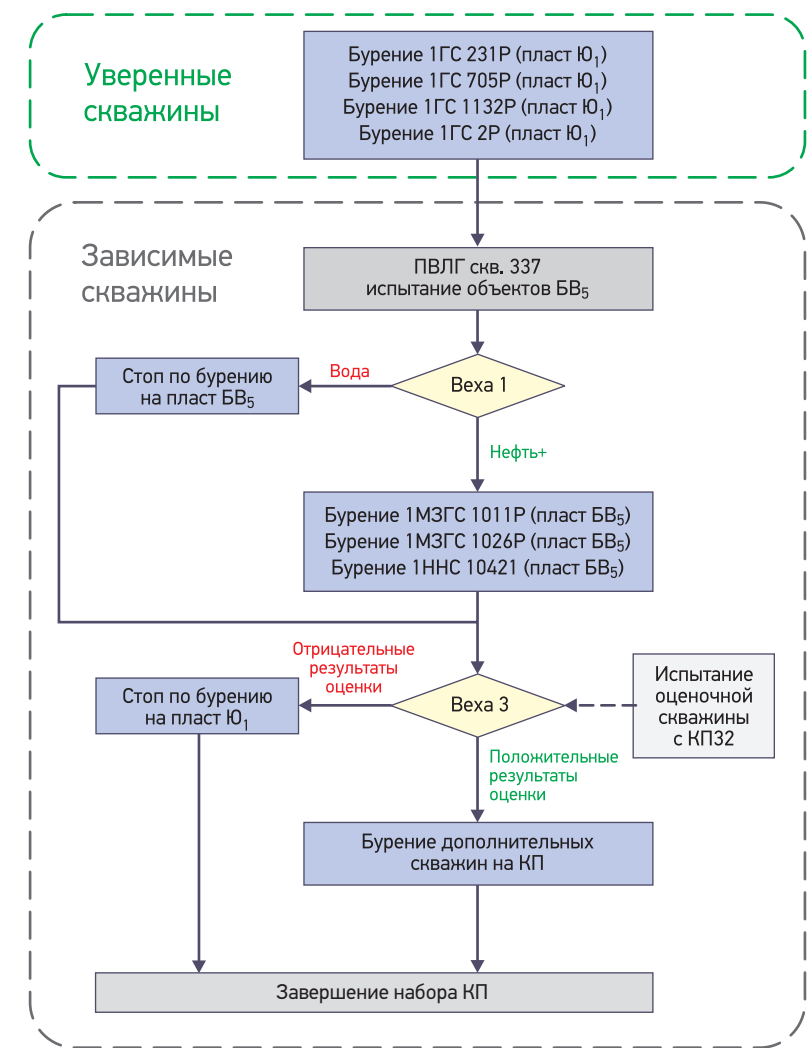


Рис. 3. Пример дерева принятия решений (ГС – горизонтальная скважина; ННС – наклонно направленная скважина; МЗГС – многозабойная горизонтальная скважина; КП – кустовая площадка)

кущую программу ВНС как к новым геологическим данным, полученным в процессе ввода залежей в разработку, так и к изменяющимся макроэкономическим параметрам. Эффективность сформированного мультидисциплинарного проектного подхода доказана непрерывно уменьшающимся числом неэффективных инвестиций, положительной динамикой подтверждаемости прогнозных показателей по скважинам в периметре текущих активов «Газпром нефти», а также средним приростом дебита нефти, в период с 2015 по 2018 г. – 37 %.

# ОЦЕНКА И КЛАССИФИКАЦИЯ НЕВОВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ПО КРИТЕРИЮ СЛОЖНОСТИ РАЗРАБОТКИ (НА ПРИМЕРЕ САЛЫМСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ)

**М.В. Наугольнов, С.И. Габитова, Р.И. Муртазин, В.Ю. Климов**  
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)  
**Ф.В. Гришко, И.Я. Эдельман**  
Салым Петролеум Девелопмент Н.В.

**Электронные адреса:** Naugolnov.MV@gazpromneft-ntc.ru, Gabitova.SI@gazpromneft-ntc.ru

Предложен подход к оценке и классификации остаточных невовлекаемых запасов на основе критерия сложности разработки. Введено понятие невовлекаемых запасов. Для оценки возможных извлекаемых запасов был проведен сценарный расчет коэффициента извлечения нефти (КИН) по модели Эль-Хатиба на основе статистического метода – характеристик вытеснения. Авторами разработан экспресс-метод оценки и классификации невовлекаемых запасов на основе комплексного индекса сложности разработки RCI. Для оперативной оценки запасов, авторами предлагается использовать модель RCI с тремя параметрами: проницаемость пласта, запусная обводненность, которая определяется начальной нефтенасыщенностью, степенью Corey по нефти, воде, максимальной относительной проницаемостью для нефти и для воды, эффективностью заводнения, определяемой через коэффициенты вертикальной неоднородности (Динстра-Парсонса) и латеральной неоднородности. Кроме того, предложен новый способ оценки эффективности заводнения – определение накопленного перетона жидкости через единицу порового объема с использованием гидродинамического симулятора. Далее на основе полученных критериев возможна оценка остаточных извлекаемых запасов: с увеличением критерия возрастает сложность разработки. Предложенный универсальный подход к оценке и классификации геологических запасов дает возможность выбрать оптимальную систему разработки.

**Ключевые слова:** остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ), критерий сложности разработки (RCI), коэффициент извлечения нефти (КИН), модель Эль-Хатиба, характеристики вытеснения, латеральная неоднородность коллектора

EVALUATION AND CLASSIFICATION OF PROVED AND UNDEVELOPED OOIP BY RESERVOIR COMPLEXITY INDEX (IN CASE OF SALYM BROWN OIL FIELDS)

**M.V. Naugolnov, S.I. Gabitova, R.I. Murtazin, V.Yu. Klimov**  
Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg  
**F.V. Grishko, I.Ya. Edelman**  
Salyam Petroleum Development N.V., RF, Moscow

The proposed approach allows to evaluate and classify residual non-recoverable OOIP basing on the criterion of development complexity. The concept of uninvolved reserves is introduced. To evaluate possible recoverable reserves, a scenario calculation of the oil recovery factor was performed, according to the El-Khatib model based on the statistical method - displacement characteristics. Authors developed an express method for evaluation and classification of non-recoverable reserves based on a comprehensive RCI development complexity index. For a quick evaluation of reserves, authors propose to use the RCI model with three parameters: permeability of the formation, initial water cut, which is determined by the initial oil saturation, Corey coefficient for oil, water, maximum relative oil and water permeabilities and waterflooding efficiency, determined through the vertical non-uniformity coefficients (Dykstra-Parsons) and lateral heterogeneity. Also, a new method is proposed to evaluate the waterflooding effectiveness - find the accumulated fluid flow through a unit of pore volume using a hydrodynamic simulator (keywords FLOWO and FLOWW). Further, based on the obtained parameters, it is possible to estimate the residual recoverable reserves: with an increase in the criterion, the complexity of development increases. In conclusion, a universal approach has been developed for the evaluation and classification of geological reserves for the further selection of the optimal development system.

**Keywords:** remaining recoverable reserves, reservoir complexity index (RCI), recovery factor (RF), El-Khatib model, characteristic of desaturation, lateral heterogeneities of reservoir

DOI: 10.24887/2587-7399-2020-1-42-46

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большая часть месторождений Западной Сибири находится на заключительной стадии разработки, при этом значительная доля их запасов не вовлечена в процесс добычи. Высокая расчлененность и неоднородность пластов, осложненное геологическое строение, неравномерное вытеснение нефти водой, а также несовершенная про-

ектная система разработки являются факторами, снижающими коэффициент извлечения нефти (КИН) и завышающими остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ). Геологические особенности (параметры пласта, флюида и др.) определяют категорию запасов, в зависимости от которой формируется стратегия разработки и проводятся индивидуально подобранные геолого-технические

мероприятия (ГТМ). В связи с этим возникают сложности при создании унифицированного подхода к вовлечению таких запасов. В данной статье рассмотрено создание экспресс-инструмента для корректной оценки ОИЗ, невовлекаемых запасов и дальнейшей классификации запасов в зависимости от сложности разработки.

## КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ВЕЛИЧИНЫ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ И НЕВОВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

Существуют аналитические и численные модели для оценки ОИЗ. Первые используют предварительно усредненные данные по региону, из-за чего велика погрешность определения величин ОИЗ и КИН. Вторые – гидродинамические модели, осложнены наличием неопределенности в геологии, высокими трудовыми и вычислительными затратами. В связи с этим актуально создание инструмента, позволяющего оперативно оценивать величину невовлекаемых запасов и ОИЗ, а также определять их категорию с целью дальнейшего анализа работы скважин.

Невовлекаемые запасы – разница между извлекаемыми запасами, рассчитанными при условии идеальной системы разработки с максимально возможным КИН, и запасами, которые извлекаются при текущей системе разработки с КИН, достигаемым при 98%-ной обводненности. Величина невовлекаемых запасов определяется по формуле

$$НЗ=СТОИР(КИН_{\max}-КИН_{\text{тек}}), \quad (1)$$

где СТОИР – начальные геологические запасы, м<sup>3</sup>; КИН<sub>max</sub> – максимально возможный КИН; КИН<sub>тек</sub> – КИН при текущей системе разработки. Максимально возможный КИН

$$КИН_{\max}=K_{\text{выт}}K_{\text{охв}}, \quad (2)$$

где  $K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения;  $K_{\text{охв}}$  – коэффициент охвата, стремящийся к единице – предельный технически реализуемый КИН без учета экономических ограничений. Для оценки КИН аналитическим способом были использованы промыслово-статистические методы – характеристики вытеснения. Последние представляют собой зависимость между величинами отборов нефти, воды и жидкости. При прогнозировании используются интегральные характеристические кривые на основе накопленных показателей разработки, так как они обладают более высокой точностью при краткосрочном прогнозировании в отличие от диффе-

ренциальных кривых вытеснения из-за незначительных относительных колебаний накопленных показателей. Были сформированы три сценария с использованием модели Эль-Хатиба за счет варьирования максимальной водонасыщенности  $S_{\text{wmax}}$ , относительной фазовой проницаемости и среднего квадратического отклонения в распределении проницаемости  $\sigma$  [1]: оптимистичный, пессимистичный и базовый. КИН рассчитывается по предложенной Эль-Хатибом модели

$$RF = E_D \left[ 0,5 - 0,5 \operatorname{erf} \left( \frac{\sigma}{\sqrt{2}} + \operatorname{erf}^{-1} \left( \frac{1 - \frac{F_{wo}}{m}}{1 + \frac{F_{wo}}{m}} \right) \right) + \frac{\tau}{(1 + F_{wo})} \right], \quad (3)$$

$$\tau = \frac{(1 + F_{wo})^2}{\left( m \left( 1 + \frac{F_{wo}}{m} \right)^2 \right)} e^{-0,5\sigma^2 - \sqrt{2}\sigma \operatorname{erf}^{-1} \left( \frac{1 - \frac{F_{wo}}{m}}{1 + \frac{F_{wo}}{m}} \right)}, \quad (4)$$

$$\sigma = -\ln(1 - V_{DP}), \quad (5)$$

$$m = \frac{k_{rw} / \mu_w}{k_{ro} / \mu_o}, \quad (6)$$

где  $E_D$  – коэффициент вытеснения;  $F_{wo}$  – водонефтяной фактор;  $k_{rw}, k_{ro}$  – максимальная относительная проницаемость соответственно для воды и нефти, м<sup>2</sup>;  $V_{DP}$  – коэффициент Динстра-Парсонса;  $\mu_w, \mu_o$  – динамическая вязкость соответственно воды и нефти, мПа·с.

На рис. 1 показаны три сценария определения ОИЗ. Синей линией показан сценарий при идеальной системе разработки. Тренд желтого цвета построен для описания пессимистичного

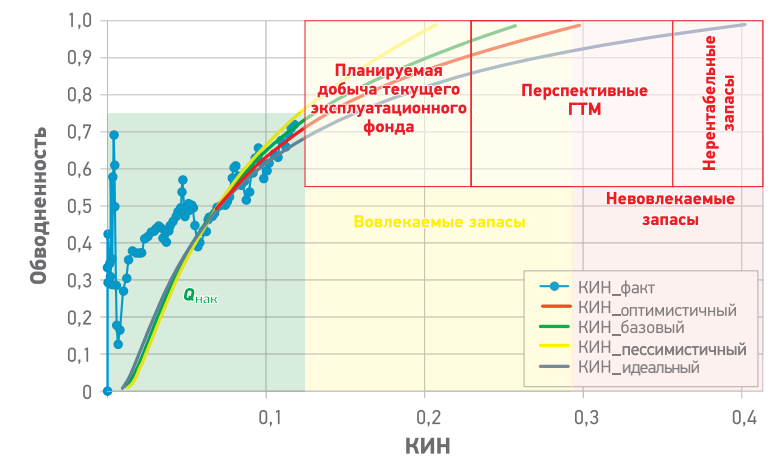


Рис. 1. Пример построения характеристики вытеснения ( $Q_{\text{нак}}$  – накопленная добыча нефти)



сценария разработки месторождения, при котором добывается только часть возможно вовлекаемых запасов при текущем эксплуатационном фонде, тренд зеленого цвета описывает средний сценарий разработки, когда происходит добыча всех вовлекаемых запасов. При оптимистичном сценарии разработки (линия красного цвета) добываются запасы, вовлекаемые с использованием текущего эксплуатационного фонда и с учетом применения ГТМ для охвата запасов, не вовлекаемых текущей системой разработки. Идеальный КИН достигается за счет извлечения вовлекаемых и невовлекаемых (включающих нерентабельные) запасов. Чтобы убедиться в корректности использования метода, было проведено сравнение значений КИН, определенных по модели Эль-Хатиба и гидродинамической модели (ГДМ) (рис. 2). Из рис. 2 видно, что аналитический и численный методы показывают хорошую сходимость. Следовательно, при оперативной оценке КИН в условиях отсутствия ГДМ можно применять метод Эль-Хатиба.

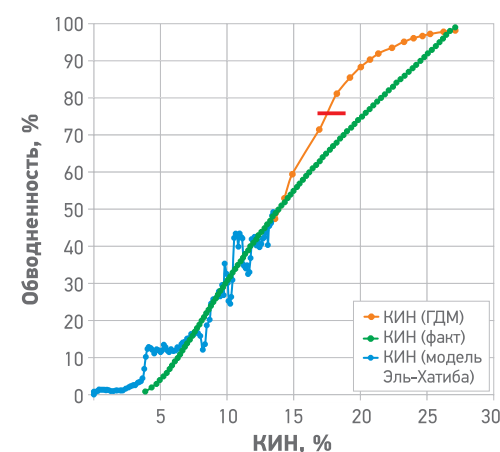


Рис. 2. Сравнение характеристик вытеснения, полученных по моделям Эль-Хатиба и ГДМ для одного блока

### КЛАССИФИКАЦИЯ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ПО ИНДЕКСУ СЛОЖНОСТИ РАЗРАБОТКИ RCI

Максимальная добыча ОИЗ за счет достижения максимального (идеального) КИН возможна при изменении текущей системы разработки. Несмотря на то, что большая часть ОИЗ сосредоточена в целиках нефти, находящихся в застойных зонах, оставшаяся часть может аккумулироваться в интервалах с высокой обводненностью, находящихся вблизи водонефтяного контакта, либо в пластах, промытых водой нагнетательных скважин, пластах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами или изолированных песчаных телах. Перечисленные варианты запасов предпола-

гают классификацию ОИЗ для выбора оптимальной системы разработки. Например, в некоторых работах [2–4] использовался показатель – комплексный индекс сложности разработки RCI, настроенный на выбранные регион и систему разработки, однако унифицированной методики расчета RCI предложено не было. RCI можно представить в виде функции, зависящей от ряда параметров, косвенно и напрямую влияющих на КИН и накопленные показатели добычи. При формировании методики оценки RCI в основу легла работа [5]. Для оперативной оценки запасов авторы предлагают использовать модель RCI с тремя параметрами: проницаемость, запускная обводненность и эффективность заводнения. Запускная обводненность  $F_w$  определяется параметрами кривых фазовых проницаемостей таких как, степень Corey для нефти, воды, максимальная относительная фазовая проницаемость для нефти, воды, остаточная и начальная нефтенасыщенности,

$$F_w = \frac{\frac{k_w(S_w)}{\mu_w}}{\frac{k_w(S_w)}{\mu_w} + \frac{k_o(S_o)}{\mu_o}}, \quad (7)$$

где  $k_w, k_o$  – относительная фазовая проницаемость соответственно для воды и нефти;  $S_w$  – водонасыщенность;  $S_o$  – нефтенасыщенность;  $\mu_w, \mu_o$  – вязкость соответственно воды и нефти. Эффективность заводнения определяется при помощи коэффициентов латеральной и вертикальной неоднородности проницаемости коллектора. Латеральная неоднородность – доля охвата пласта сеткой скважин  $E_\sigma$ . В настоящее время наиболее широко применяемый метод оценки охвата базируется на приближенных зависимостях, построенных на основе обобщения результатов численных экспериментов и геостатистического моделирования вертикальной и латеральной неоднородности по результатам интерпретации данных геофизических исследований скважин [6]. Определение накопленного перетока жидкости через единицу порового объема с использованием гидродинамического симулятора (FLOWO и FLOWW) – новый метод оценки эффективности заводнения, предлагаемый авторами. Латеральная неоднородность определяется коэффициентом вариации Динстра – Парсонаса  $V_{DP}$ . Для каждого из параметров подбиралось индивидуальное распределение балла сложности для исследуемых месторождений. При тиражировании подхода в других регионах распределения могут быть уточнены. Таким образом, функция RCI зависит от балла сложности по величине абсолютной проницае-

мости пласта  $S_k$ , запускной обводненности  $S_{FW}$ , прокачанному поровому объему  $S_{VFOR}$  [8]

$$RCI = f(S_k, S_{FW}, S_{VFOR}). \quad (8)$$

RCI определяется из системы уравнений

$$\begin{cases} RCI = \sum \alpha_i S_i \\ RRF = f(RCI) \end{cases} \quad (9)$$

где  $\alpha_i$  – весовой коэффициент признака;  $S_i$  – балл сложности признака (от 1 до 5); RRF – приведенная на единицу линейного объема (эффективной толщины) накопленная добыча нефти, тыс. т/м.

В таблице приведены значения параметров при переходе к баллу сложности.

Балл сложности	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Запускная обводненность, %	Эффективность заводнения
5	<0,59	>80	<16
4	10	61	125
3	33	54	310
2	115	48	645
1	>1000	<20	>2000

При этом проводилась минимизация функционала невязки

$$\Delta = \sum (RRF_{RCI} - RRF_{model})^2, \quad (10)$$

где  $RRF_{RCI}$  – приведенная на 1 м эффективной толщины накопленная добыча по найденной зависимости;  $RRF_{model}$  – приведенная на 1 м эффективной толщины накопленная добыча, рассчитанная с помощью ГДМ. Для решения системы уравнений (9) наиболее удачным (интерпретируемым) методом оказалась линейная модель стохастического градиентного спуска SGD, в соответствии с которой

$$RCI = 0,447S_k + 0,22S_{FW} + 0,342S_{VFOR} \quad (11)$$

Тогда система уравнений (9) принимает следующий вид:

$$\begin{cases} RCI = 0,447S_k + 0,22S_{FW} + 0,342S_{VFOR} \\ RRF = 0,046RCI^2 - 0,82RCI + 2,97 \end{cases} \quad (12)$$

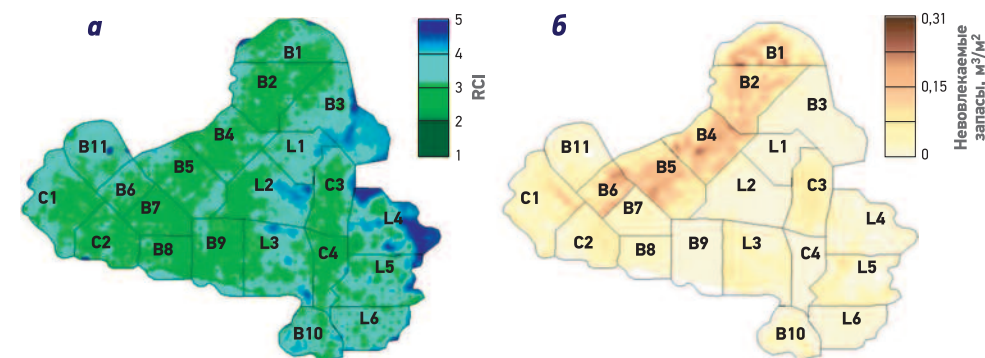


Рис. 4. Карты оценки RCI (а) и невовлекаемых запасов (б)

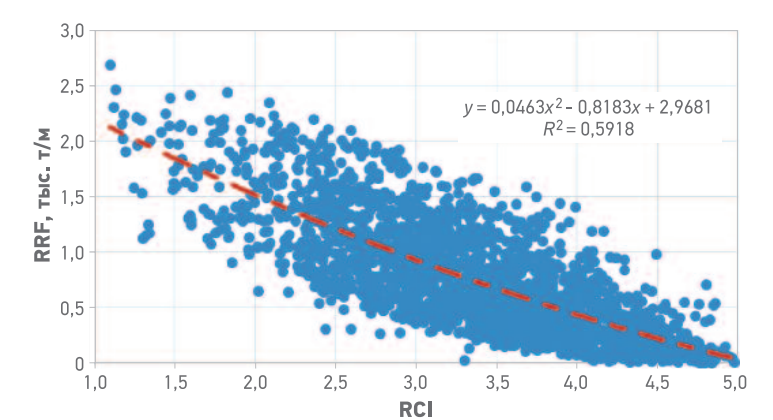


Рис. 3. Взаимосвязь между RCI и RRF

Взаимосвязь RCI и RRF показана на рис. 3. RCI принимает значения от 1 до 5. С увеличением сложности разработки ОИЗ увеличивается RCI. Таким образом, при известных значениях проницаемости, прогнозируемой запускной обводненности и гидродинамической связанности пласта, представленной в виде эффективности заводнения, можно оценивать сложность любого объекта разработки при помощи полученной регрессионной зависимости. Пример реализации оценки RCI представлен на рис. 4, а в виде карты для одного из пластов исследуемого месторождения. Синим цветом показаны зоны с высоким, светло-зеленым – со средним, темно-зеленым – с низким RCI. На рис. 4, б приведена карта невовлекаемых запасов: темно-коричневым цветом показаны зоны с высоким, светло-коричневым – с низким содержанием невовлекаемых запасов. В результате оценки ОИЗ при помощи RCI можно классифицировать не вовлекаемые в разработку запасы. Так, при рассмотрении участка месторождения на рис. 4 можно утверждать, что невовлекаемые запасы можно классифицировать по RCI. Гистограмма на рис. 5 показывает распределение величины невовлекаемых запасов и соответствующих RCI. Согласно данной гистограмме в блоках B1, B2, B4, B5 наблюдается большое количество невовлекаемых запасов с низким RCI и RCI >3. Данные блоки могут быть выбраны для проведения таких ГТМ, как гидроразрыв пла-

# ОПТИМИЗАЦИЯ ПОВТОРНЫХ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ОСНОВЕ СОВЕРШЕСТВОВАНИЯ ПОДХОДОВ К МОДЕЛИРОВАНИЮ

**Р.А. Хузин**

АО «Газпром нефть Бадра»

**Электронный адрес:** Khuzin.ra@gazpromneft-badra.com

Повторные соляно-кислотные обработки (СКО) являются основной технологией восстановления и улучшения продуктивности скважин, вскрывающих карбонатные коллекторы. В работе показана необходимость и предложен способ учета результатов предыдущих воздействий на околоскважинную зону пласта при проектировании повторных СКО. Способ реализован в рамках разработанного симулятора кислотного воздействия и успешно применяется при проектировании и оптимизации стимуляций скважин на одном из карбонатных месторождений компании «Газпром нефть».

**Ключевые слова:** солянокислотная обработка (СКО), дизайн СКО, повторная кислотная обработка, червоточина, математическая модель, симулятор, околоскважинная зона пласта, скин-фактор, Ирак

MATRIX ACID RE-TREATMENT OPTIMIZATION BASED ON IMPROVED SIMULATION MODEL

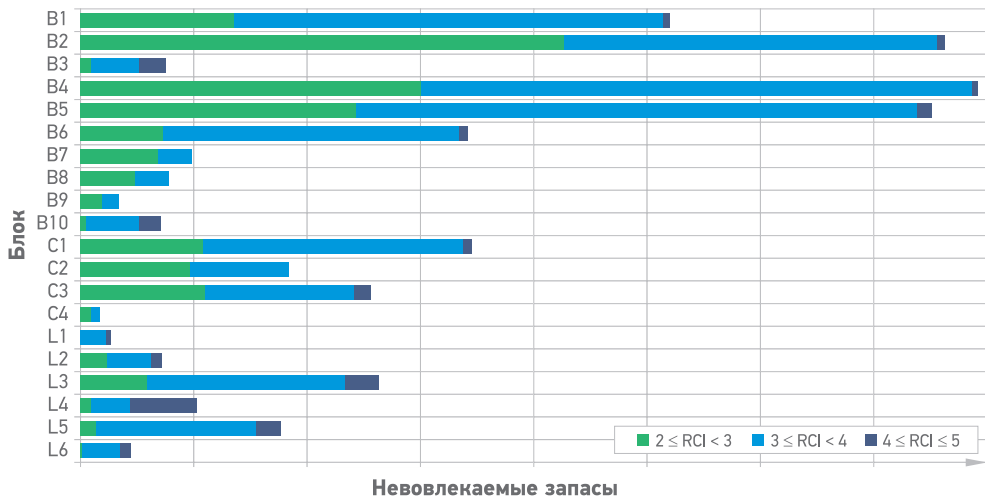
**R.A. Khuzin**

Gazprom Neft Badra, Iraq, Badra Camp

Repeated acid matrix stimulation is the main technology to restore and improve well productivity in carbonate reservoirs. In this paper, the necessity to take into account the results of previous near well bore zone stimulations is shown. The approach was proposed and implemented into created simulator for matrix acid stimulation, which is used successfully in designing and optimization of well stimulation operations on the one of «Gazprom neft» Company's carbonate fields.

**Keywords:** acid matrix stimulation, acid matrix stimulation design, repeated matrix stimulation, wormhole, mathematical model, simulator, near well bore zone, skin-factor, Iraq

**DOI:** 10.24887/2587-7399-2020-1-47-53



**Рис. 5.** Количественная оценка невовлекаемых запасов с различным RCI для одного из объектов исследуемого месторождения

ста, зарезка боковых стволов, оптимизация системы заводнения в зонах с пониженным RCI. Блок L4 отличается значительными невовлекаемыми запасами повышенной категории сложности ( $RCI > 3$ ), что обусловлено повышенной обводненностью и низкой проницаемостью. Следовательно, для извлечения невовлекаемых запасов блока L4 имеет смысл сконцентрироваться на задачах по оптимизации заводнения, перераспределения фильтрационных потоков и проведении ГТМ на базовом фонде, не требующих значительных капитальных вложений. Таким образом, скрининг и дальнейший анализ различных зон месторождений может быть осуществлен при помощи предложенного авторами метода категоризации запасов с использованием критериев сложности разработки.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотренный в статье подход к оценке ОИЗ позволяет классифицировать различные зоны месторождений при помощи индекса сложности разработки RCI для дальнейшего бенчмаркинга. Авторами предложено оценивать RCI пласта при помощи трехпараметрической модели для классификации геологических запасов. Сформированы распределения индексов сложности параметров. Метод может быть использован при оценке и классификации остаточных извлекаемых и невовлекаемых запасов с незначительными поправками при корректном учете геологических особенностей разрабатываемого месторождения.

## Список литературы

1. El-Khatib N.A.F. Waterflooding performance of communicating stratified reservoirs with log-normal permeability distribution // SPE-59071-PA-1999. – <https://doi.org/10.2118/59071-PA>.
2. Laurence W.M., Roy T.K. Rapid assessment of potential recovery factor: A new correlation demonstrated on UK and USA fields // SPE-134450-MS. – 2010. – <https://doi.org/10.2118/134450-MS>.
3. Shell International E&P Inc.: Novel benchmark and analogue method to evaluate heavy oil projects / L. Jia, A. Kumar, R. Bialas [et al.] // SPE-184101-MS. – 2016. – <https://doi.org/10.2118/184101-MS>.
4. Xiao Qi Yeoh. Thin oil rim reservoir development. – <https://core.ac.uk/download/pdf/77002440.pdf>
5. Naugolnov M.V., Bolshakov M.S. Mijnaerends R., New approach to estimate reservoir complexity index for West Siberian fields (In Russ.) // SPE-187780-MS. – 2017. – <https://doi.org/10.2118/187780-RU>.
6. Express Method of oil recovery ratio estimation on the basis of oil reservoir statistical characteristics / A. Roschektaev, A. Yakasov, V. Krasnov, K. Toropov // SPE-136139-MS. – 2010. – <https://doi.org/10.2118/136139-MS>.
7. Dykstra H., Parsons R.L. The prediction of oil recovery by waterflooding. – In Secondary recovery of oil in the United States, 2nd Ed., API. – 1950. – P. 160–174.
8. Naugolnov M.V., Murtazin R.I. Reservoir value-engineering for West Siberian oil fields // SPE-198374-MS. – 2019.

## Reference

1. El-Khatib N.A.F., *Waterflooding performance of communicating stratified reservoirs with log-normal permeability distribution*, SPE-59071-PA, 1999, <https://doi.org/10.2118/59071-PA>.
2. Laurence W.M., Roy T.K., *Rapid assessment of potential recovery factor: A new correlation demonstrated on UK and USA fields*, SPE-134450-MS, 2010, <https://doi.org/10.2118/134450-MS>.
3. Jia L., Kumar A., Bialas R., Lanson T.P., Jing X.D., *Novel benchmark and analogue method to evaluate heavy oil projects*, SPE-184101-MS, 2016, <https://doi.org/10.2118/184101-MS>.
4. Xiao Qi Yeoh, *Thin oil rim reservoir development*, <https://core.ac.uk/download/pdf/77002440.pdf>
5. Naugolnov M.V., Bolshakov M.S. Mijnaerends R., *New approach to estimate reservoir complexity index for West Siberian fields* (In Russ.), SPE-187780-MS, 2017, <https://doi.org/10.2118/187780-RU>.
6. Roschektaev A., Yakasov A., Krasnov V., Toropov K., *Express method of oil recovery ratio estimation on the basis of oil reservoir statistical characteristics*, SPE-136139-MS, 2010, <https://doi.org/10.2118/136139-MS>.
7. Dykstra H., Parsons R.L., *The prediction of oil recovery by waterflooding*, In: *Secondary recovery of oil in the united states*, 2nd Edition, API, 1950, pp. 160–174.
8. Naugolnov M.V., Murtazin R.I., *Reservoir value-engineering for West Siberian oil fields* (In Russ.), SPE-198374-MS, 2019.

## ВВЕДЕНИЕ

Солянокислотная обработка (СКО) является наиболее часто применяемой технологией воздействия на околоскважинную зону пласта (ОЗП) скважин, вскрывающих карбонатные коллекторы. В основе технологии лежит химическое взаимодействие кислотных растворов с карбонатными породами. Из-за высокой скорости реакции и значительной неоднородности известняков и доломитов происходит неравномерное растворение породы с образованием высокопроводящих каналов фильтрации – «червоточин», которые, проникая в глубь пласта, преодолевают за-

грязненную околоскважинную зону, создавая хорошую гидродинамическую связь скважины с пластом. Как показали многочисленные эксперименты, в зависимости от скорости закачки кислоты в породе могут образовываться различные структуры растворения породы. Оптимальной является структура, при которой образуются доминантные червоточины, проникающие на значительную глубину в пласт, при этом объем закачанного кислотного состава является минимальным (рис. 1). Основная задача при проектировании и выполнении СКО – обеспечение максимальной глубины проникновения червоточин вдоль всего стимулируемого интервала скважины.



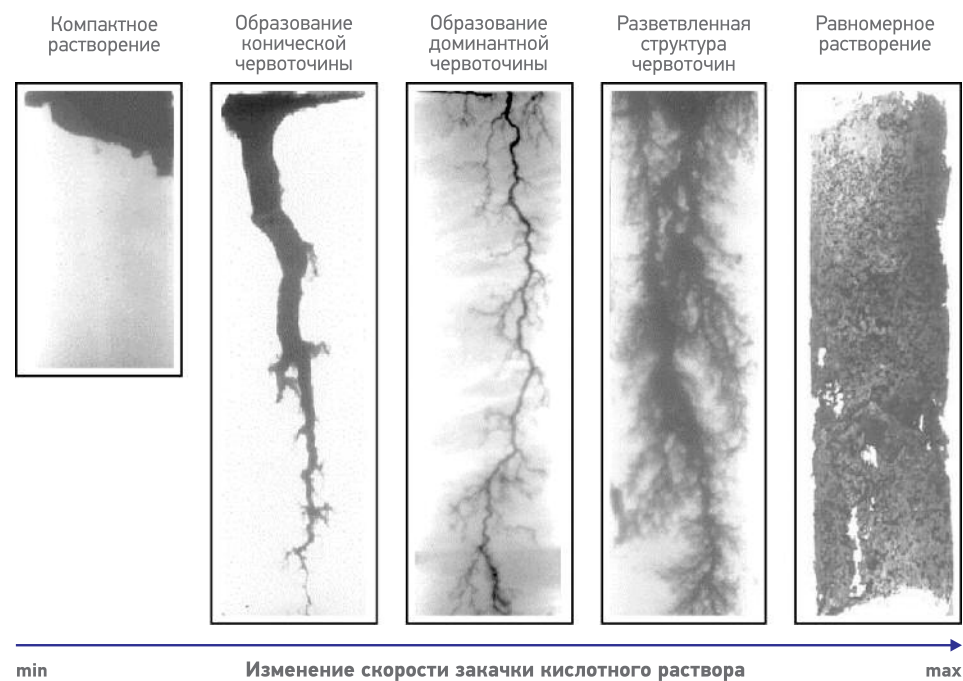


Рис. 1. Вид порового пространства, полученного при СКО линейного образца керна при различной скорости закачки [1]

Несмотря на длительный (более 100 лет) период применения и значительный объем проведенных исследований, моделирование СКО стало развиваться только в последние годы.

### МОДЕЛЬ РАЗВИТИЯ ЧЕРВОТОЧИН

В научно-технической литературе рассмотрено несколько моделей развития червоточин различной сложности. Обзор существующих моделей, их преимуществ и недостатков приведен в работе [2]. Математическое описание процесса развития червоточин является

сложной задачей. Основная проблема заключается в их многомасштабной структуре, полная микромодель которой слишком сложна и в настоящее время полностью не формализована не только в связи с трудностями вычислений, но и из-за проблем определения всех необходимых параметров, в том числе неоднородности пород, многомасштабности пустотного пространства карбонатов и др. [2, 3]. Поэтому на практике широкое распространение получили упрощенные полуэмпирические модели развития червоточин. Одной из наиболее часто используемых моделей является модель Buijse & Glasbergen [3], основой которой служат полученные при лабораторных экспериментах (рис. 2) корреляционные зависимости объема прокачки кислотного состава до выхода червоточин из образца керна от скорости закачки. Значительным преимуществом данного подхода является то, что в полученных зависимостях учтены все основные химические и физические процессы, происходящие при развитии червоточин. Рассматриваемая полуэмпирическая модель базируется на следующих основных уравнениях: 1) скорость движения кислотного состава в пористой среде на фронте развития червоточин на временном шаге  $t$

$$v_i(R_{wh})^t = \frac{Q^t}{2\pi R_{wh}^{t-1} h \phi}, \quad (1)$$

где  $Q^t$  – расход, см<sup>3</sup>/мин;  $R_{wh}^{t-1}$  – радиус фронта развития червоточин на временном шаге  $t-1$  (на шаге  $t = 1$  – принимается равным радиусу

скважины), см;  $h$  – эффективная толщина, см;  $\phi$  – пористость, д.ед.;  
2) скорость развития фронта червоточин на временном шаге  $t$

$$v_{wh}(R_{wh})^t = W_{eff} [v_i(R_{wh})^t]^{2/3} B(v_i(R_{wh})^t), \quad (2)$$

где  $B(v_i(R_{wh})^t)$ ,  $W_{eff}$  – эмпирические коэффициенты, определяемые на основе параметров  $V_{пр.опт}$  и  $v_{i,опт}$ , характеризующих оптимальную скорость закачки и определяемых по результатам лабораторных экспериментов (см. рис. 2);  
3) новое положение фронта развития червоточин на шаге  $t$

$$R_{wh}^t = R_{wh}^{t-1} + v_{wh}(R_{wh})^t \Delta t, \quad (3)$$

где  $\Delta t$  – временной шаг, мин;  
4) скин-фактор на временном шаге  $t$

$$s^t = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left( \frac{R_{wh}^t}{R_w} \right), \quad (4)$$

где  $R_w$  – радиус скважины, см;  $k$  – проницаемость пласта, 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>;  $k_s$  – проницаемость в зоне развития червоточин, 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Данная модель развития червоточин реализована в ряде коммерческих симуляторов, а также в разработанном авторами симуляторе кислотного воздействия, который успешно применяется для подготовки дизайнов обработок скважин [4].

### СОВЕРШЕСТВОВАНИЕ ПОДХОДОВ К МОДЕЛИРОВАНИЮ ПОВТОРНЫХ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

Особенности моделирования повторных кислотных обработок практически не освещены в

литературе, несмотря на все увеличивающееся число выполняемых операций. Используемые на практике симуляторы и заложенные в них алгоритмы, как правило, ориентированы на моделирование первичных кислотных обработок и не учитывают особенностей, возникающих при повторных обработках, в частности связанных с наличием в ОЗП червоточин, сформировавшихся в процессе предыдущих обработок, что может приводить к выбору неоптимальных параметров дизайна обработки. Вышеописанная модель развития червоточин также не лишена указанных недостатков. При ее использовании на практике наличие существующих червоточин либо игнорируется (имитируется рост новых червоточин от стенки скважины), либо принимается, что кислотный состав мгновенно достигает фронта существующих червоточин и начинается их дальнейшее развитие. В реальных условиях при повторной обработке формирования новых червоточин на стенке скважины не происходит, кислотный состав движется по уже существующим червоточинам, увеличивая их диаметр и длину [5, 6]. Рассмотрим влияние объема существующих червоточин, а также изменения их диаметра и длины в процессе повторной обработки на эффективность кислотного воздействия. При первичных кислотных обработках, особенно высокообъемных, кислотные составы могут растворять значительный объем породы. Например, в Ираке при стимуляции скважин, вскрывающих низко- и среднепроницаемые коллекторы, объемы закачки 15%-ной соляной кислоты достигают 400–450 м<sup>3</sup>. С учетом коэффициентов растворимости минералов (табл. 1) [7] и исходной пористости породы объем пустотного пространства червоточин может достигать 40 м<sup>3</sup>. Наличие такого значительного пустотного объема в ОЗП может существенно влиять на выбор технологии и параметров воздействия и требует его учета при проектировании повторных СКО. Зависимость скин-фактора от проницаемо-

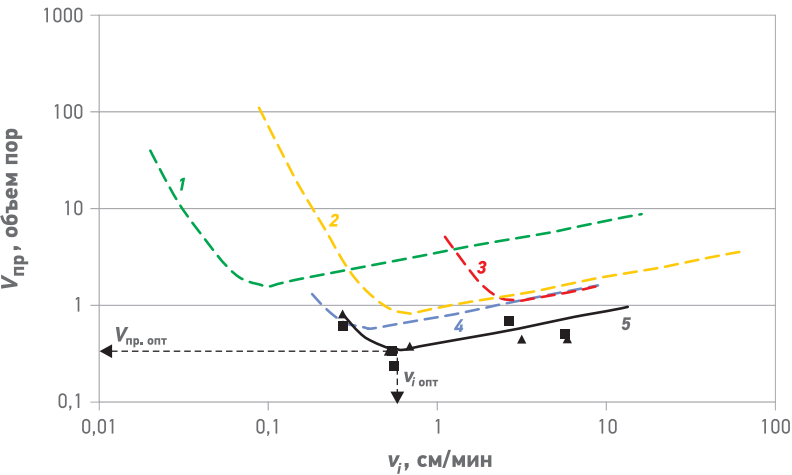


Рис. 2. Зависимости объема прокачки  $V_{пр}$  до выхода червоточин из образца керна от скорости закачки  $v_i$ , представленные в работе [3] (1–4) и полученные в процессе лабораторных экспериментов, выполненных на образцах керна рассматриваемого месторождения (5) ( $V_{пр.опт}$  – оптимальный объем прокачки;  $v_{i,опт}$  – оптимальная скорость закачки)

Таблица 1

Минерал	Кислота	Коэффициент растворения минералов при концентрации кислоты, %				
		100	5	10	15	30
Известняк $\text{CaCO}_3$	Соляная (HCl)	1,370	0,026	0,053	0,082	0,175
	Муравьиная (HCOOH)	1,090	0,020	0,041	0,062	0,129
	Уксусная (CH <sub>3</sub> COOH)	0,830	0,016	0,031	0,047	0,096
Доломит $\text{MgCa}(\text{CO}_3)_2$	Соляная (HCl)	1,270	0,023	0,046	0,071	0,152
	Муравьиная (HCOOH)	1,000	0,018	0,036	0,054	0,112
	Уксусная (CH <sub>3</sub> COOH)	0,770	0,014	0,027	0,041	0,083

Примечание. Плотность известняка составляет 2,71 г/см<sup>3</sup>, доломита – 2,87 г/см<sup>3</sup>.

сти зоны развития червоточин и их длины показана на **рис. 3**. Из него видно, что размеры червоточин в пределах их существующей зоны развития, отражающиеся на проницаемости данной зоны, практически не влияют на скин-фактор (изменение проницаемости на порядок приводит к изменению скин-фактора менее чем на 1 %) и, как следствие, на продуктивность скважины. Основным фактором, влияющим на скин-фактор, является рост глубины зоны развития червоточин, который начинается с момента достижения закачиваемым кислотным составом фронта червоточин. В процессе движения кислотного состава в существующих червоточинах происходит его реакция с породой боковых стенок, в результате объем кислоты, доходящей до фронта червоточин, может уменьшаться. Снижение негативного влияния данного фактора может быть достигнуто путем варьирования концентрации кислоты, внесения специальных добавок, уменьшающих скорость реакции и фазовую проницаемость, увеличения скорости закачки и др. Таким образом, основное влияние на эффективность повторной кислотной обработки оказывает увеличение радиуса фронта развития червоточин. Изменениями, происходящими в пределах зоны существующих червоточин, в практических расчетах можно пренебречь. Необходим учет потерь закачиваемого кислотного состава вследствие фильтрации через стенки существующих червоточин при их значительных объемах. Для учета указанных факторов в рамках рассматриваемой модели авторами предложен способ, включающий следующие этапы.

1. Путем воспроизведения предыдущей кислотной обработки в симуляторе кислотного воздействия в каждом слое планируемого интервала повторной стимуляции опреде-

ляется глубина зоны развития червоточин  $R_{wh}^{st}$ , их распределение вдоль ствола скважины, а также объем закачанного кислотного состава  $V_{\sigma}$ .  
2. Для каждого слоя рассчитывается объем порового пространства, сформированного в результате предыдущей обработки

$$V_{wh}^{st} = V_a X_c + V_a X_c \frac{\phi}{1 - \phi}, \quad (5)$$

где  $X_c$  – максимальная растворяющая способность кислоты, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.  
Максимальная растворяющая способность  $X_c$  (объем породы, растворяющейся в 1 м<sup>3</sup> кислотного раствора) определяется экспериментально или может быть взята из литературных источников (см. **табл. 1**). Объем отреагировавшей кислоты оценивается на основе промысловых данных, например, на основе замеров кислотности продуктов реакции при очистке скважины после СКО.  
3. В случае выявления изменений в ОЗП в процессе эксплуатации корректируется, как текущий радиус фронта червоточин

$$R_{wh}^{cur} = r_w e^{-s^{cur}}, \quad (6)$$

где  $s^{cur}$  – текущий скин-фактор, так и их поровый объем

$$V_{wh}^{cur} = \left( \frac{R_{wh}^{cur}}{R_{wh}^{st}} \right)^2 V_{wh}^{st}. \quad (7)$$

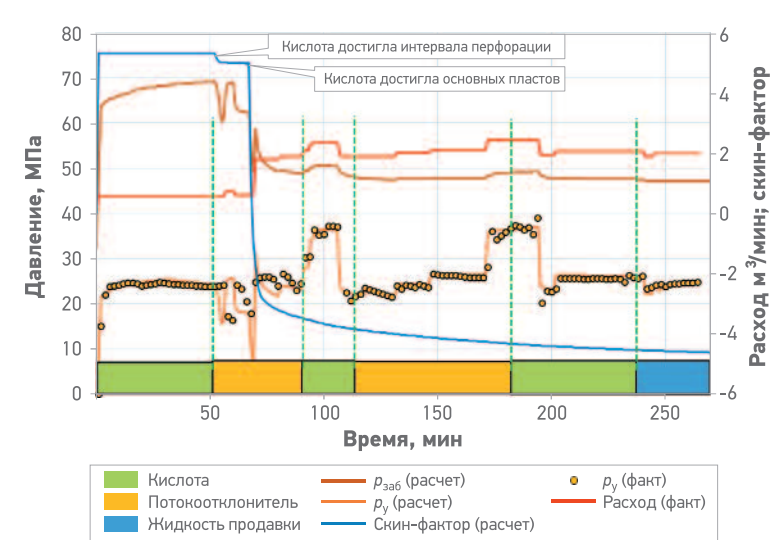
Полученные распределения текущего радиуса развития червоточин и их порового объема используются как входные данные при моделировании повторной обработки.  
4. В процессе расчета увеличение существующей зоны развития червоточин начинается с момента заполнения их пустотного пространства.

### ПРИМЕР ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОПИСАННОГО СПОСОБА НА ПРАКТИКЕ

В качестве примера рассмотрим скважину, вскрывшую низкопродуктивный участок с пониженным начальным пластовым давлением одного из месторождений Ирака. По результатам каротажа в разрезе скважины были выделены основные продуктивные интервалы в пластах МВ и МД, а также небольшие прослой в пластах МА, МС и МЕ. Дизайн первичной стимуляции был выполнен на основе моделирования СКО с учетом данных геофизических и лабораторных

исследований, опыта предыдущих обработок и данных, полученных на основе гидродинамического моделирования. Дизайн предусматривал закачку кислотных составов с чередованием пачек 15%-ной соляной кислоты и вязкостного потокоотклонителя с достижением общего скин-фактора, равного -4,65. С целью недопущения превышения давления гидроразрыва пласта было предусмотрено постепенное увеличение скорости закачки от 0,6 до 2,25 м<sup>3</sup>/мин. Расчетные параметры выполненного дизайна и данные, полученные при СКО, приведены на **рис. 4**.

После проведения СКО и очистки скважины были выполнены замер пластового давления (отклонение от принятого при дизайне значения составило менее 1,5 %) и ввод скважины в эксплуатацию. В дальнейшем в скважине провели гидродинамические исследования: запись профиля притока и кривой восстановления давления (КВД). Результаты исследований хорошо согласуются с данными, полученными на основе дизайна первичной СКО (**табл. 2, 3**). Скважина была введена в эксплуатацию с дебитом 760 м<sup>3</sup>/сут, диаметр штуцера составлял 44 мм. В течение 9 мес. дебит скважины снижался и достиг 580 м<sup>3</sup>/сут. В процессе адаптации гидродинамической модели отмечена невозможность воспроизведения истории эксплуатации скважины без



**Рис. 4.** Расчетные параметры дизайна первичной СКО и фактические данные, полученные в процессе закачки ( $p_{заб}$ ,  $p_y$  – давление соответственно забойное и устьевое)

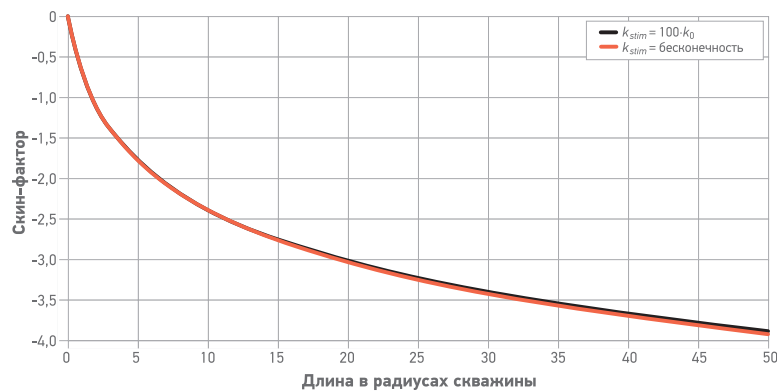
снижения ее продуктивности во времени. Для выяснения причин было выполнено повторное исследование скважины (запись профиля притока), которое показало прекращение притока из прослоев пласта МС (истощение линзовидного коллектора) и снижение притока из пластов МА и МБ (разрушение сформированных червоточин). На основе воспроизведения истории экс-

**Таблица 2**

Пласт	Распределение притока после первичной СКО, %		Распределение притока перед повторной СКО, %		Распределение притока после повторной СКО, %	
	Дизайн СКО (симулятор)	Факт (профиль притока)	Настройка (симулятор)	Факт (профиль притока)	Дизайн СКО (симулятор)	Факт (профиль притока)
МА	3,5	4,0	1,5	1,0	4,5	3,0
МБ	14,6	15,0	4,0	4,2	14,5	15,0
МС	6,6	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0
МД	75,3	74,0	94,5	94,8	81,0	82,0
МЕ	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

**Таблица 3**

Пласт	Скин-фактор после первичной СКО		Скин-фактор перед повторной СКО		Скин-фактор после повторной СКО	
	Дизайн СКО (симулятор)	Факт (КВД)	Настройка (симулятор)	Факт (КВД)	Дизайн СКО (симулятор)	Факт (КВД)
МА	-4,97		-0,60		-4,65	
МБ	-4,16		-0,50		-4,29	
МС	-5,08		Не работает		Не работает	
МД	-4,78		-4,78		-4,78	
МЕ	4,40		Не работает		Не работает	
В целом	-4,65	-4,65	-3,89	Нет замера	-4,70	-4,71



**Рис. 3.** Зависимость скин-фактора от длины червоточин при различной проницаемости обработанной зоны



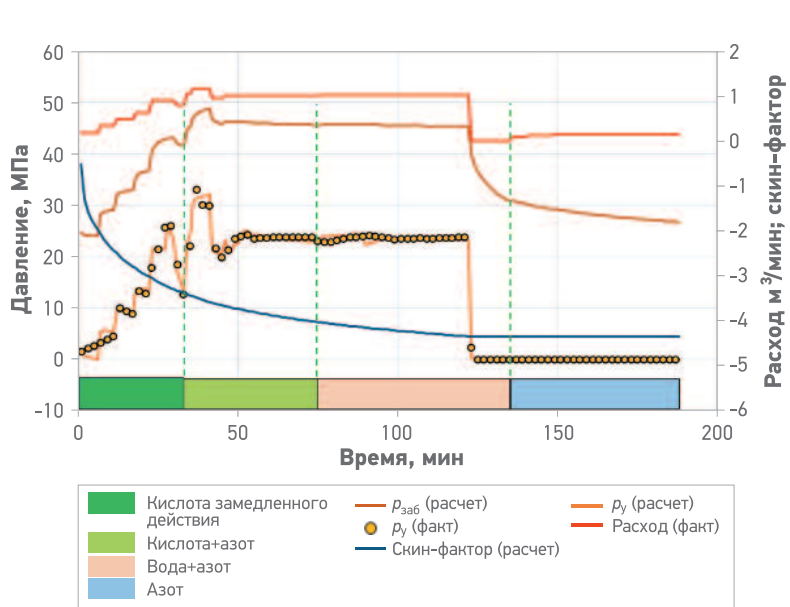


Рис. 5. Сопоставление расчетных параметров дизайна повторной SKO с фактическими данными и изменение скин-фактора по стимулируемым пластам

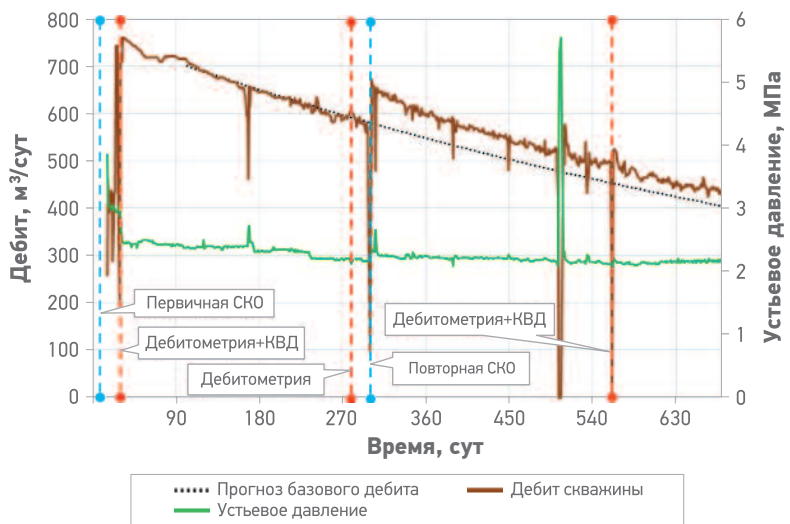


Рис. 6. Динамика показателей работы скважины до и после повторной SKO

Таблица 4		
Краткое описание предложенного дизайна	Число выполненных скважино-операций	Средний прирост дебита за первый месяц, м³/сут
Закачка кислоты с химическим потокоотклонителем	2	81,0
Закачка кислоты с комбинацией механического и химического потокоотклонителей	2	57,0
Механическая изоляция пакером, закачка кислоты замедленного действия	5	36,4
Реперфорация с последующей селективной кислотной обработкой с изоляцией пакером	5	59,4
Закачка кислоты замедленного действия и с применением механического потокоотклонителя	3	50,7
Итого	17	56,9

плуатации в симуляторе кислотного воздействия было получено снижение проводимости до  $303 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>·м (прекращение притока из пласта МС) и увеличение общего скин-фактора от  $-4,65$  до  $-3,89$  за счет роста значений скин-фактора по пластам МА и МБ. Сопоставление данных настроенной модели с фактическими данными приведено в табл. 2 и 3. На основании новых расчетных скин-факторов по пластам МА и МБ были скорректированы текущие радиусы зон развития червоточин и оценены объемы пустотного пространства сохранившихся червоточин.

Дизайн повторной SKO выполнялся с учетом выполненных корректировок состояния ОЗП и пласта (распределение насыщенности, давления, зоны развития червоточин и их объема). Результаты расчетов показали, что из-за наличия значительного объема пустотного пространства в пласте МД, сформировавшегося в процессе первичной обработки ( $25 \text{ м}^3$ ), а также вследствие относительно высокой проницаемости пластов МС и МД стимуляция пластов МА и МБ без временной их изоляции пакером является низкоэффективной. В результате был предложен дизайн со спуском пакера на гибкой трубе и закачкой кислоты в кольцевое пространство между НКТ и гибкой трубой. В дальнейшем при проектировании были оптимизированы используемые жидкости, порядок и темпы их закачки. С целью более быстрого освоения скважины на последних стадиях предложена дополнительная закачка азота.

Сопоставление параметров дизайна с фактическими данными приведено на рис. 5. Расчетные данные показали существенное снижение скин-фактора по повторно стимулируемому пласту (см. табл. 3). Повторное исследование (запись профиля притока и КВД) подтвердило полученные при дизайне SKO параметры (см. табл. 2 и 3). В результате повторной стимуляции средний дебит скважины увеличился примерно на  $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Динамика показателей работы скважины приведена на рис. 6. Проектирование повторных SKO на основе моделирования с учетом рассмотренного выше подхода позволило подобрать оптимальную технологию стимуляции для каждой скважины, принимая во внимание ее конструктивные особенности и текущее состояние ОЗП. Полученные результаты приведены в табл. 4.

## Выводы

1. При проектировании повторных SKO требуется учет эффектов, обусловленных наличием в ОЗП червоточин, сформировавшихся при предыдущих обработках.
2. Широко используемые на практике симуляторы кислотного воздействия, базирующиеся на полуэмпирических моделях развития червоточин, не учитывают наличие червоточин или пренебрегают созданным ими пустотным пространством в ОЗП.
3. При моделировании необходимо учитывать пустотный объем ОЗП, сформированный при предыдущих обработках, так как он может оказывать существенное влияние на дизайн повторной SKO.
4. Предложенный и реализованный в рамках разработанного симулятора кислотного

воздействия подход к учету наличия в ОЗП существующих червоточин позволяет более корректно моделировать повторные SKO.

5. Применение моделирования при дизайне повторных SKO позволило подобрать оптимальную технологию стимуляции индивидуально для каждой скважины одного из карбонатных месторождений Ирака. На сегодняшний день выполнено 17 скважино-операций со средним приростом дебита  $57 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

## Список литературы

1. Fredd C.N., Miller M.J. Validation of carbonate matrix stimulation models // SPE 58713-MS-2000. – DOI:10.2118/58713-MS
2. Каневская Р.Д., Новиков А.В. Методы моделирования червоточин при соляно-кислотном воздействии на карбонатные пласты // Нефтепромысловое дело. – № 3. – 2018. – С. 19–28.
3. Buijse M. A., Glasbergen G. A Semi-Empirical Model To Calculate Wormhole Growth in Carbonate Acidizing // SPE 96892-MS. – 2005. – DOI:10.2118/96892-MS
4. Khuzin R., Shevko N., Melnikov S. Improving Well Stimulation Technology Based on Acid Stimulation Modeling, Lab and Field Data Integration // SPE-196976-MS-2019. – DOI:10.2118/196976-MS
5. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М.Л. Сургучев [и др.]. – М.: Недра, 1987. — 230 с.
6. HP/HT Carbonate Acidizing-Recent Discoveries and Contradictions in Wormhole Phenomenon / C. Karale, A. Beuterbaugh, M. Pinto [et al.] // Offshore Technology Conference. – March-2016. – DOI:10.4043/26714-MS
7. Schechter R.S. Oil well stimulation. – New Jersey: Prentice Hall, 1992. – 602 p.

## Reference

1. Fredd C.N., Miller M.J., Validation of carbonate matrix stimulation models, SPE-58713-MS, 2000, <https://doi.org/10.2118/58713-MS>
2. Kanevskaya R.D., Novikov A.V., Methods of wormholes simulation under hydrochloric acid impact on carbonate formations (In Russ.), Neftpromyslovoye delo, 2018, no. 3, pp. 19-28.
3. Buijse M.A., Glasbergen G., A semi-empirical model to calculate wormhole growth in carbonate acidizing, SPE-96892-MS, 2005, <https://doi.org/10.2118/96892-MS>
4. Khuzin R., Shevko N., Melnikov S., Improving well stimulation technology based on acid stimulation modeling, lab and field data integration, SPE-196976-MS, 2019, <https://doi.org/10.2118/196976-MS>
5. Surguchev M.L. et al., Izvlechenie nefi iz karbonatnykh kolektorov (Oil recovery from carbonate reservoirs), Moscow: Nedra Publ., 1987, 230 p.
6. Karale C., Beuterbaugh A., Pinto M., Hippargh G., Prakash A., HP/HT carbonate acidizing – recent discoveries and contradictions in wormhole phenomenon, Proceedings of Offshore Technology Conference Asia, 22-25 March 2016, Kuala Lumpur, Malaysia, <https://doi.org/10.4043/26714-MS>
7. Schechter R.S., Oil well stimulation, Prentice Hall, New Jersey, 1992, 602 p.



УДК 622.276.11/4

© Д.В. Сун,

М.В. Окунев, 2020

# ПОТОКОВОЕ ОБУЧЕНИЕ ПРИ ВЫБОРЕ ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

Д.В. Сун, М.В. Окунев

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

**Электронные адреса:** Sun.DV@gazpromneft-ntc.ru, Okunev.MV@gazpromneft-ntc.ru

Решение задачи выбора оптимальной системы разработки для нефтяного месторождения традиционно сводится к многовариантным расчетам прогнозного профиля добычи с использованием гидродинамических симуляторов и последующим расчетом экономического эффективности. Учитывая, что количество вариантов систем разработки в зависимости от числа варьируемых параметров может доходить до нескольких десятков тысяч, вопрос сокращения времени на проведение расчетов является одним из наиболее приоритетных в рамках увеличения эффективности деятельности нефтедобывающей компании. В статье описан способ, позволяющий при помощи инструментов машинного обучения исключить из выборки различных вариантов систем разработки заведомо нерентабельные и малоэффективные варианты для снижения общего объема вычислений. Представленная авторами методика разрабатывалась и отлаживалась на основе результатов многовариантных расчетов в гидродинамическом симуляторе для месторождения А и тиражировалась на варианты систем разработки месторождения В. В обоих случаях перед проведением расчетов в симуляторе предварительно сформированные списки с вариантами разработки были подвергнуты «умному ранжированию», основанному на алгоритме k-means. Данная операция была необходима для обеспечения разнообразного набора значений в выборке для обучения. Кроме того, в работе проведен выбор регрессионной модели на основе сравнительного анализа прогнозной способности шести различных моделей. Наиболее точной оказалась модель Gradient Boosting. Выбранная модель была протестирована на способность прогнозировать технологический (КИН) и экономические показатели (NPV и PI) вариантов разработки и показала высокие результаты – по каждому из показателей удалось достигнуть точности прогноза с  $R^2 > 0.9$ . Однако в рамках данной работы авторы сосредоточились на оценке прогноза параметра PI. На основе результатов гидродинамических расчетов 600 вариантов разработки месторождения А был предложен алгоритм, позволяющий диагностировать что регрессионная модель обучилась и способна выдавать корректный прогноз. Предложенный вариант расчета так называемого «критерия остановки расчетов» был испытан авторами на 8230 вариантах систем разработки месторождения В.

**Ключевые слова:** выбор оптимальной системы разработки, программа хоппер, повышение рентабельности инвестиционных проектов, машинное обучение, потоковое обучение, градиентный бустинг

USING STREAMING MACHINE LEARNING FOR DEVELOPMENT SYSTEM OPTIMIZATION

D.V. Sun, M.V. Okunev

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The solution to the problem of choosing the optimal development system for an oil field traditionally comes down to multivariate calculations of the forecast production profile with the use of hydrodynamic simulators and the subsequent calculation of economic efficiency. The number of options for development systems, depending on the number of variable parameters, can reach several tens of thousands of options. Considering that the issue of reducing the time for calculations is one of the highest priorities in terms of increasing the efficiency of the oil company. This work introduces a method that allows using machine learning (ML) tools to exclude obviously unprofitable and ineffective options from the sample of various development systems to reduce the total amount of calculations. The methodology presented by the authors was developed and debugged based on the results of multivariate calculations in a hydrodynamic simulator for field A and replicated to variants of field development systems B. In both cases, before the calculations were performed in the simulator, pre-formed lists with development options were subjected to "smart ranking" based on the algorithm k-means. This operation was necessary to provide a diverse set of values in the sample for training. This work also presents the regression model selection based on a comparative analysis of the predictive ability of six different models. The most accurate one was the Gradient Boosting model. The selected model was tested for the ability to predict technological (КИН?) and economic indicators (NPV and PI) development options and showed good results - for each of the indicators it was possible to achieve forecast accuracy with  $R^2 > 0.9$ . However, the authors only focused on assessing the forecast of the parameter PI. Based on the results of hydrodynamic calculations of 600 development options for field A, an algorithm was proposed to diagnose that the regression model was trained and is able to produce a correct forecast. A variant of the calculation of the so-called "calculation stopping criterion" was proposed, which was tested by the authors on 8230 variants of field development systems B. The results of the approach are presented in the last part of this paper.

**Keywords:** selecting the optimal system design for the fields, Hopper drilling program, improving the profitability of investment projects, machine learning, streaming training, gradient boosting

**DOI:** 10.24887/2587-7399-2020-1-54-58

## ВВЕДЕНИЕ

В сложившейся практике «Газпром нефти» при выборе оптимальных систем разработки актива проводятся многовариантные расчеты в несколько этапов с постепенным увеличением детализации модели. Таким образом, перед проведением расчетов на полномасштабных гидродинамических моделях (ГДМ) большое

число заведомо неэффективных вариантов отсеивается на этапе серийных расчетов на упрощенных прокси-моделях. Несмотря на то, что данный подход (моделирование от простого к сложному) значительно сокращает общее время на поиск оптимальной системы разработки, первоначальный этап может длиться до нескольких месяцев. Для увеличения скорости расчетов в корпоративном программном обеспечении

внедрены методы оптимизации, способные подбирать в ограниченном подмножестве вариантов наиболее эффективные. Однако это не позволяет охватить все сложные конфигурации систем разработки при варьировании дискретных параметров, таких как тип заканчивания скважин, соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин и др. Появление новой технологии заканчивания приведет к увеличению скорости расчетов в 2 раза. С целью сокращения времени на выполнение общего объема расчетов в данной работе предложено включить в поиск оптимальной системы разработки этап предварительного скрининга рассматриваемых систем с помощью инструментов машинного обучения. Авторы предполагают, что с помощью инструментов машинного обучения можно установить функциональную связь между показателями эффективности разработки месторождения: индексом прибыльности (PI), чистым дисконтированным доходом (NPV), коэффициентом извлечения нефти (КИН), и параметрами системы разработки нефтяного месторождения, такими как плотность сетки скважин (ПСС), коэффициент деформации сетки скважин  $K_d$ , тип заканчивания скважин, длина горизонтально-го окончания, время отработки и др. Параллельно с расчетом вариантов систем разработки с помощью прокси-модели осуществляются обучение и тестирование регрессионной модели для поиска зависимости значения целевой функции от параметров системы разработки. Варианты систем разработки, просчитанные в симуляторе, разделяются на тренировочную и тестовую выборки для верификации прогноза PI, NPV и КИН. С каждым новым просчитанным вариантом объем обеих выборок увеличивается. Как только диагностируется, что модель достаточно обучилась, коэффициент корреляции  $R^2$  достигает приемлемого значения и прекращается рост качества прогноза, расчеты в симуляторе прекращаются и формируется пул только рентабельных вариантов систем разработки для возобновления расчетов. Предложенный алгоритм позволит на основе результатов меньшего по сравнению с исходной выборкой числа вариантов разработки, предварительно рассчитанных в симуляторе с помощью методов машинного обучения, спрогнозировать показатели PI, NPV и КИН для тех вариантов, по которым моделирование еще не проводилось. Методика, представленная в данной работе, разрабатывалась и совершенствовалась на основе результатов расчетов на прокси-модели 600 вариантов систем разработки для месторождения А и тиражировалась на 8440 вариантов систем разработки месторождения В.

## «УМНАЯ СОРТИРОВКА»

Варианты серийного расчета формируются подбором дискретных значений параметров, характеризующих систему разработки, и составлением всех возможных комбинаций между ними. Поскольку рассматриваемая методика прогнозирования предполагает обучение на вариантах, уже просчитанных в симуляторе, для повышения качества прогнозирования на ранних этапах необходимо, чтобы с самого начала входная тренировочная выборка отличалась как можно более разнообразным набором значений параметров. Поэтому перед подачей в симулятор сформированный список вариантов разработки был отсортирован с помощью разработанной «умной сортировки», основная идея которой заключается в кластеризации всех доступных вариантов систем разработки на ограниченное число групп с целью идентификации скопления «скожих» конфигураций систем разработки на основе признаков описания. Далее список вариантов разработки сортируется таким образом, чтобы объекты каждого кластера чередовались последовательно. Это гарантирует максимальное различие между вариантами разработки в очереди на расчет. При решении задачи кластеризации применялся алгоритм k-means, а число кластеров подбиралось таким образом, чтобы минимизировать дисперсию расстояний от центра до объектов внутри каждого кластера и минимизировать количественный дисбаланс наполнения кластеров объектами.

## ДОКАЗАНА ВОЗМОЖНОСТЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ (КИН) И ЭКОНОМИЧЕСКИХ (NPV И PI) ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ ПО ОГРАНИЧЕННОЙ ВЫБОРКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ОПТИМАЛЬНЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

Дисперсия рассчитывается по формуле

$$d(p, q) = \sqrt{\sum_{k=1}^l (p_k - q_k)^2}, \quad (1)$$

где  $p, q$  – признаковое описание двух сравниваемых объектов;  $l$  – число признаков каждого объекта в выборке.

## ВЫБОР МОДЕЛИ И ОЦЕНКА ПРОГНОЗНОЙ СПОСОБНОСТИ

Перед выполнением расчетов из всех используемых в модели параметров системы разработки были экспертно исключены коллинеарные признаки и те, которые не имеют значимой вариативности среди всех вариантов систем разработки.



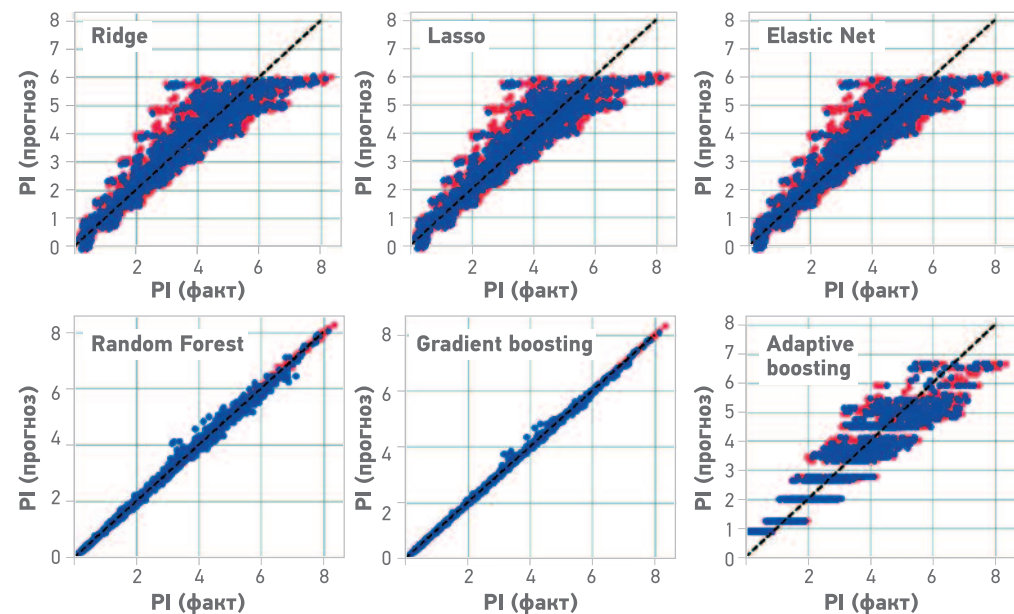


Рис. 1. Сравнение качества прогнозирования моделей

Для использования модели с наибольшей прогнозной способностью было проведено сравнение трех моделей линейной регрессии – Ridge, Lasso, Elastic Net и трех моделей на основе решающих деревьев – Random Forest, Gradient Boosting и Adaptive Boosting на выборке из 600 моделей месторождения А (рис. 1). Далее для каждой обученной регрессионной модели с помощью функции поиска по сетке были подобраны оптимальные гиперпараметры модели. Из рис. 1 видно, что наиболее высокой прогнозной способностью обладает модель Gradient Boosting. Также эта модель была протестирована на способность прогнозировать другие показатели эффективности разработки месторождения – NPV и КИН. В табл. 1 приведено сравнение точности прогноза по

Таблица 1

Показатели	$R^2$	MAE	MSE
NPV	0,98	124,7	31639,3
КИН	0,97	0,0028	1,8620
PI	0,99	0,0257	0,0023

казателей NPV, КИН и PI через коэффициент детерминации  $R^2$ , среднюю абсолютную ошибку MAE и среднюю квадратичную ошибку MSE. Далее авторами анализировался прогноз параметра PI.

#### КРИТЕРИЙ ОСТАНОВКИ РАСЧЕТОВ

Для остановки расчетов необходимо определить критерий остановки. Диагностировать, что модель обучилась, можно по так называемым

кривым обучения – зависимостям коэффициента  $R^2$  и его приращения от числа просчитанных в симуляторе вариантов систем разработки, доступных для обучения регрессионной модели. Для месторождения А число тренировочных вариантов для обучения изменялось от 1 до 600, на оставшуюся выборку строился прогноз и определялись коэффициент  $R^2$  и его приращение. Каждый набор предположительно рассчитанных вариантов разделялся на обучающую и тестовую выборки, и с использованием кросс-валидации с обучением модели Gradient Boosting оценивалась прогнозная способность на основе средних значений  $R^2$ , MAE и MSE. Для вывода критерия остановки просчитано большое число кривых обучения на основе случайной сортировки входного датасета вариантов разработки. На рис. 2, а приведены полученные кривые обучения. Из него видно, что, начиная с 250 просчитанных вариантов разработки коэффициент  $R^2$  превышает 0,9 и далее практически не меняется. Значение приращения в данном интервале колеблется около нуля (рис. 2, б).

Экспертно был выбран интервал, в котором качество прогнозирования модели не изменится, и на тренировочных моделях, число которых составляло от 250 до 570, было получено стандартное отклонение по приращению  $\sigma = 0,0019$ . Согласно «правилу трех сигм ( $3\sigma$ )» 99,73 % значений выборки, нормально распределенной случайно, величины  $x$  лежат в интервале  $(\bar{x}-3\sigma; \bar{x}+3\sigma)$ , в данном случае – в интервале  $(-0,0056; 0,0056)$ . Попадание значений приращения в данный интервал по 30 расчетам подряд с 95 %-ной эффективностью будем считать критерием достаточной «обученности» прогнозной модели. Данный подход позволяет диагностировать

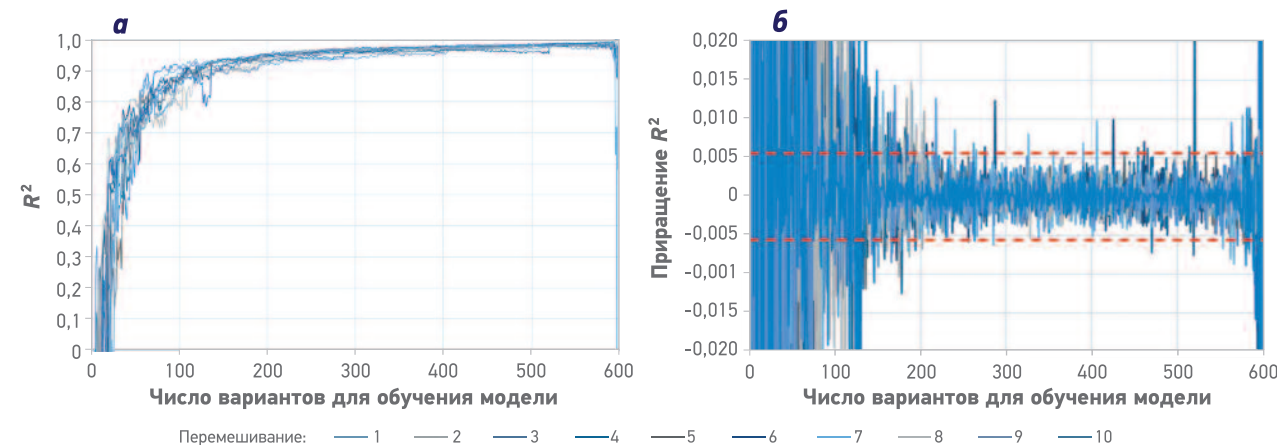


Рис. 2. Кривые обучения (а) и число вариантов для обучения (б) для месторождения А

прекращение роста качества прогноза с увеличением доступного объема рассчитанных вариантов разработки и прекратить расчеты на ГДМ, перейдя к прогнозированию технологических и экономических параметров. При этом критерий остановки расчетов не зависит от абсолютного значения  $R^2$ , на него влияет лишь значение приращения качества прогноза относительно предыдущего числа рассчитанных моделей.

#### РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОДХОДА

Предложенная методика была применена на кейсе месторождения В. Кейс представляет собой результаты расчетов 8440 вариантов различных систем разработки, просчитанных в корпоративном симуляторе Numex. На данных месторождения В был реализован алгоритм потокового обучения на прогноз показателя PI с предварительным препроцессингом входной выборки вариантов систем разработки с помощью «умной сортировки». Начальное число моделей, требуемых для начала обучения, было принято равным 10, конечное – определялось выполнением критерия остановки расчетов. Каждая новая итерация обучения прогнозной модели аналогична процессу постепенного получения результатов по рассчитанным в симуляторе вариантам разработки. В процессе итерационного обучения прогнозной модели на каждом шаге рассчитывались критерии качества прогноза: значение  $R^2$ , приращение  $R^2$ , скользящее среднее по приращению  $R^2$ , относительная ошибка и максимальное значение относительной ошибки. Кроме того, выполнялся расчет процентного попадания скользящего среднего по приращению  $R^2$  в интервал, ограниченный значением  $3\sigma = (-0,0056; 0,0056)$ . Критерий остановки рассчитывается следующим образом:

$$R^{2'}_t = \begin{cases} 1, & \left| \frac{1}{n} \sum_{i=0}^{n-1} R^2_{t-i-1} - \frac{1}{n} \sum_{i=0}^{n-1} R^2_{t-i} \right| \leq 0,0056 \\ 0, & \left| \frac{1}{n} \sum_{i=0}^{n-1} R^2_{t-i-1} - \frac{1}{n} \sum_{i=0}^{n-1} R^2_{t-i} \right| \geq 0,0056 \end{cases} \quad (2)$$

$$\frac{1}{m} \sum_{j=1}^m R^2_{t-j} \leq 0,95,$$

где  $R^{2'}_t$  – индикатор отклонения приращения на текущем шаге;  $R^2_t$  – значение коэффициента детерминации на текущем шаге;  $n=5$  – число значений исходной функции для расчета скользящего среднего;  $m=30$  – число предыдущих расчетов для оценки стабилизации прогнозной способности модели. В итоге расчет остановился на 210 тренировочной модели при попадании в интервал более 95 % выборки по 30 подряд рассчитанным моделям со средним значением коэффициента  $R^2=0,89$  и средним значением MAE=0,35 (рис. 3). На не просчитанную в симуляторе выборку был выполнен прогноз PI с учетом максимальной относительной ошибки и далее проведена оценка рентабельности вариантов



Рис. 3. Кривая обучения для месторождения В

# ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ВОПРОСАХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПЛАТФОРМЫ «ПРИРАЗЛОМНАЯ»

**А.Д. Билалов, И.В. Мохнаткин**

ООО «Газпромнефть-Приразломное»

**Электронный адрес:** Bilalov.AD@gazprom-neft.ru

Выбор системы обеспечения безопасности производственных объектов шельфа должен быть обусловлен многокритериальным анализом применимости той или иной технологии. На морской ледостойкой стационарной платформе (МЛСП) «Приразломная» одной из основных систем является автоматизированная система управления и безопасности (АСУБ). Внедрение системы мониторинга и управления сигнализациями позволило повысить эффективность работы персонала центрального поста управления платформой. Новые подходы к работе совместно с применением новейших цифровых технологий дали положительный синергетический результат.

**Ключевые слова:** Арктика, шельф, морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) «Приразломная», оценка рисков, безопасность

MODERN DIGITAL TECHNOLOGIES APPLICATION IN THE QUESTIONS OF SAFETY ASSURANCE AT THE PRIRAZLOMNAYA PLATFORM

**A.D. Bilalov, I.V. Mokhnatkin**

Gazpromneft-Prirazlomnoe LLC, RF, Saint-Petersburg

The choice of a safety system for offshore production facilities assurance should be based on a multi-objective analysis of the particular technology applicability. One of the main systems at the Prirazlomnaya platform is the automated system of control and safety. By improving the system and applying the most modern world practices at the Prirazlomnaya platform, which are unique for our country, it is possible to reach new peaks. Alarms control and monitoring system adoption allowed to increase the personnel's work efficiency at the central control station of the platform. New approaches in specialists work together with the latest digital technologies gave a positive synergetic result.

**Keywords:** Arctic; offshore; Prirazlomnaya; risk assessment, HSE

**DOI:** 10.24887/2587-7399-2020-1-59-61

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в условиях значительного роста объема необходимой для обработки информации, ее нечеткости, сокращения времени для принятия решения традиционные подходы к выполнению многих управленческих задач оказываются неэффективными. Необходимы новые, перспективные технологии, к которым относятся в первую очередь когнитивные и цифровые. Они наиболее эффективны при работе с системами, характеризующимися многоаспектностью происходящих в них

процессов, анизотропией свойств и изменчивостью характера процессов во времени [1]. К подобным сложным системам можно отнести автоматизированную систему управления и безопасности (АСУБ) морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) «Приразломная».

## СОВРЕМЕННЫЕ СИСТЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

На МЛСП «Приразломная» уже несколько лет успешно функционирует один из инструментов цифровизации процессов – система мо-

разработки по следующему критерию условной рентабельности:

$$PI_{model}^i \geq PI_{min} RE_{max}^i \tag{3}$$

где  $PI_{model}^i$  – прогнозный PI отдельно взятого варианта разработки;  $PI_{min}=1,15$  – граничный PI (критерий рентабельности, утвержденный в «Газпром нефти»);  $RE_{max}^i$  – максимальное значение относительной ошибки на момент срабатывания критерия остановки. Все варианты разработки, по которым выполняется данное условие, можно считать условно рентабельными и рекомендованными к дальнейшему расчету. Для с месторождения В все варианты, по которым фактический PI был больше минимально рентабельного, были идентифицированы как истинно положительные (TP) либо ложно положительные (FP) (табл. 2). Истинно отрицательные варианты (TN) исключаются из дальнейших расчетов, а число ложно отрицательных (FN) вариантов должно быть равно нулю, не допускается ошибка алгоритма в идентификации рентабельных вариантов как нерентабельных.

Таблица 2

Идентификация результата прогноза	Число вариантов
TP ( $PI \geq 1,15$ )	4442
FP ( $1,15 > PI \geq 1,15 RE_{max}^i$ )	259
TN ( $PI < 1,15$ )	3529
FN ( $1,15 RE_{max}^i > PI \geq 1,15$ )	0
Всего	8230

Таким образом, для дальнейшего моделирования было рекомендовано 4442 истинно положительных и 259 ложно положительных вариантов, т.е. 56 % выборки, с учетом просчитанных моделей – 58 %, что позволит сэкономить 42 % общего времени расчетов.

## ВЫВОДЫ

1. Доказана возможность прогнозирования технологических (КИН) и экономических (NPV и PI) показателей вариантов разработки по ограниченной выборке результатов расчетов при определении оптимальных систем разработки.
2. Рассмотренный подход не зависит от физических особенностей используемого симулятора и способен работать как на полноценных ГДМ, так и на основе расчетов в упрощенных моделях (например, на основе тубок тока);
3. Применение подхода позволяет сэкономить до 40 % времени при расчетах выбора оптимальной системы разработки;
4. Возможно дальнейшее развитие методики с получением комплексного параметра на основе PI, NPV и КИН с последующим ранжированием по привлекательности и расчетом очень ограниченного объема моделей.

## Список литературы

1. Klimov V.Yu., Choice of stable development system - way to improve asset value (In Russ.), PRONEFT". Professional'no o nef'ti, 2017, no. 1, pp. 60–66.
2. Выбор оптимальных параметров системы разработки нефтяного месторождения / М.М. Хасанов, О.С. Ушмаев, С.А. Нехаев, Д.М. Карамутдинова // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 26–31.
3. Белоногов Е.В., Пустовских А.А., Ситников А.Н. Критерий выбора способа разработки низкопроницаемых коллекторов // ПРОНЕФТЬ. – 2019. – № 1. – С. 49–51.
4. Ситников А.Н. Оптимальная система горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта при разработке залежи на упругом режиме // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 4. – С. 68–71.
5. Критерий выбора способа разработки низкопроницаемых коллекторов / А.Н. Ситников, А.А. Пустовских, Е.В. Белоногов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 56–59.

## Reference

1. Klimov V.Yu., Choice of stable development system - way to improve asset value (In Russ.), PRONEFT". Professional'no o nef'ti, 2017, no. 1, pp. 60–66.
2. Khasanov M.M., Ushmaev O.S., Nekhaev S.A., Karamutdinova D.M., Selection of optimal parameters of oil field development (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry, 2012, no. 12, pp. 26–31.
3. Belonogov E.V., Pustovskikh A.A., Sitnikov A.N., Methodology for determination of low-permeability reservoirs development (In Russ.), PRONEFT". Professional'no o nef'ti, 2018, no. 1, pp. 49–51.
4. Sitnikov A.N., Optimal multiple-fractured horizontal well pattern for depletion drive reservoirs (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry, 2017, no. 4, pp. 68–71.
5. Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Belonogov E.V., Samolovov D.A., Kubochkin N.S., Methodology for determination of low-permeability reservoirs optimal development by wells with multi-stage fracturing (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry, 2016, no. 12, pp. 56–59.



ниторинга и управления сигнализациями (СМУС) автоматизированной системы управления и безопасности платформы. Интеллектуальный программный комплекс СМУС помогает решать ключевые вопросы повышения безопасности производственных процессов в аспекте снижения числа поступающих сигналов на рабочую станцию инженера-технолога центрального поста управления (ЦПУ), который управляет всеми системами платформы 24 ч в сутки. Цель проекта внедрения СМУС на МЛСП «Приразломная» заключалась в повышении уровня промышленной безопасности технологических процессов путем снижения числа срабатываний сигнализаций, уменьшения нагрузки на инженеров-технологов ЦПУ и увеличения эффективности их действий по своевременному обнаружению и предотвращению аварийных ситуаций. Каждую смену в АСУБ платформы «Приразломная» происходит генерация около сотни тревожных сигналов (алармов), которые в основном связаны с вводом в эксплуатацию оборудования и отклонениями от норм технологического режима в установленных лимитах [2]. Эффективная система сигнализации обес-

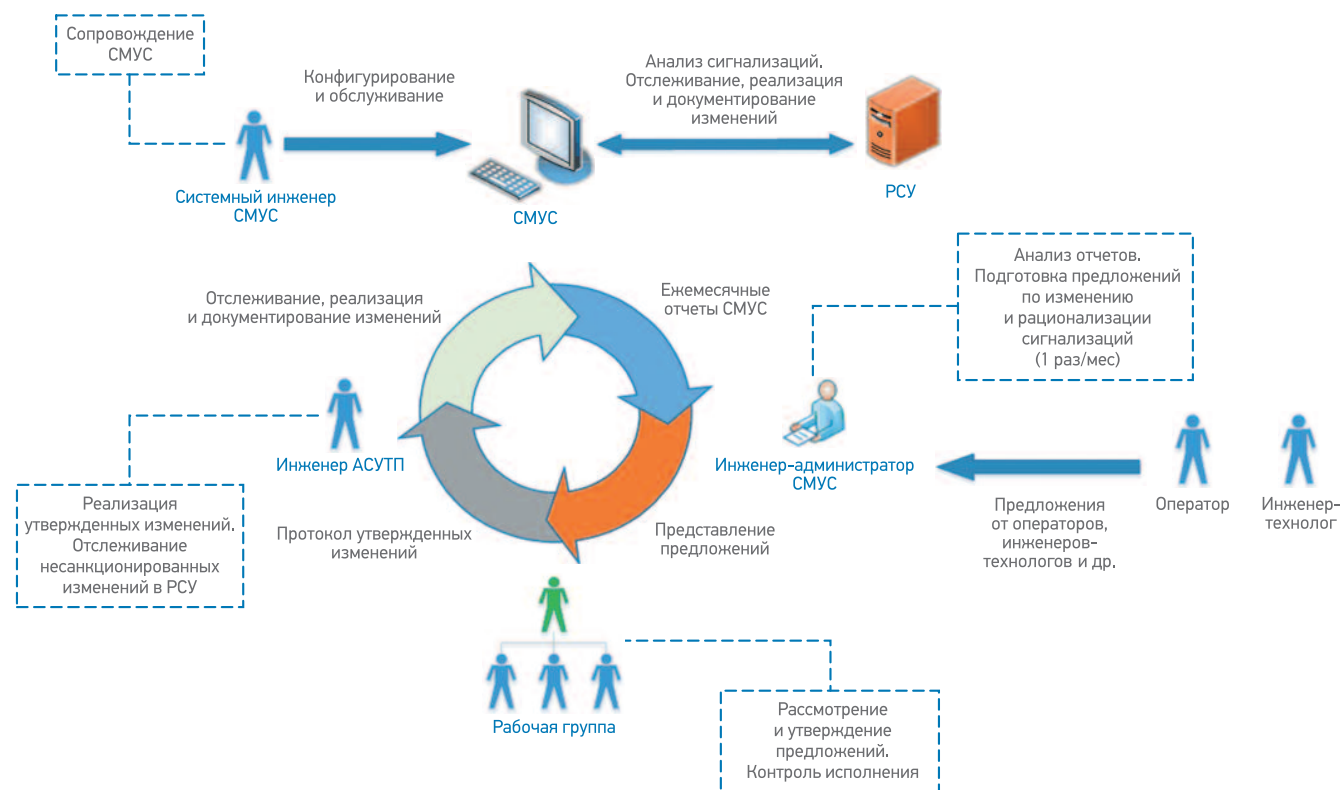
печивает оповещение инженера-технолога ЦПУ в нужное время, при этом сигналы поступают в приоритетном порядке с необходимой информацией. При поступлении на автоматизированное рабочее место (АРМ) ЦПУ большого числа активных тревожных сигналов инженеру-технологу ЦПУ иногда трудно заметить новые критически важные тревожные сообщения, появившиеся на консоли управления, и своевременно принять действия для недопущения развития потенциальных последствий, как в случае игнорирования тревожного сигнала. Учитывая специфику работы на шельфе Арктики, цена ошибки принятия решений очень высока [3]. Внедрение СМУС (Alarm Management) помогает отследить текущее состояние системы с помощью мониторинга показателей системы тревожных сообщений. Но для того, чтобы улучшить целостность и надежность МЛСП, нужен комплексный подход при работе со СМУС (см. **рисунок**). Такой подход должен обязательно включать не только сам инструмент в виде программного обеспечения в новой версии Honeywell, но и процесс пересмотра и оптимизации всех тревожных сообщений (Alarm Rationa-

lization) технологической службой, а также внедрение системы статического и динамического подавления алармов (Static and Dynamic Alarm Suppression). Повышение эффективности СМУС за счет применения нового инструмента «статическое и динамическое подавление сигнализаций», позволяет отфильтровать ненужные, устаревшие сигналы на АРМ ЦПУ. Это благоприятно влияет на работу инженера-технолога ЦПУ: в связи с тем, что снижается информационная нагрузка, он может полностью сконцентрироваться на ключевых индикаторах происходящих технологических процессов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выбранный вектор развития на Приразломном нефтяном месторождении, направленный на соблюдение правил техники безопасности производства, развитие компетенций персонала, применение передовых практик, дает положительные результаты, что подтверждается статистикой.

СМУС позволяет повышать уровень знаний об объекте, указывает на «узкие места» и позволяет прогнозировать развитие процессов, определять ресурсы, необходимые для оптимизации технологических процессов, накапливает информацию об аналогичных событиях, на основе чего персоналом разрабатывается детальный план компенсирующих мероприятий [4]. Применение «умных» цифровых технологий на МЛСП «Приразломная» дает возможность персоналу платформы принимать верные решения, непрерывно совершенствовать работу и повышать уровень коллективной и персональной культуры безопасности.



Управление системой сигнализаций на МЛСП «Приразломная» (PCU – распределенная система управления)

## Список литературы

1. Когнитивные технологии будущего. – <https://mipt.ru/za-nauku/hardcopies/2008/1812/technologii.php>
2. Серенко И.А., Билалов А.Д. Внедрение системы мониторинга и управления сигнализациями систем обеспечения управления и безопасности платформы «Приразломная» // Сборник тезисов Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа (Арктика-2017). – 2017. – С. 152-153.
3. Билалов А.Д., Мохнаткин И.В. Сравнительный анализ лучших мировых и российских подходов в вопросах обеспечения безопасности на примере месторождения «Приразломное» // Сборник тезисов конференции RAO CIS Offshore. – 2019. – С. 140-142.
4. Мохнаткин И.В., Билалов А.Д. Внедрение системы мониторинга и управления сигнализациями на МЛСП «Приразломная» // Сборник тезисов конференции RAO CIS Offshore. – 2017. – с.182-183.

## Reference

1. Kognitivnye tekhnologii budushchego (Cognitive technologies of the future), URL: <https://mipt.ru/za-nauku/hardcopies/2008/1812/technologii.php>
2. Serenko I.A., Bilalov A.D., Vnedrenie sistemy monitoringa i upravleniya signalizatsiyami sistem obespecheniya upravleniya i bezopasnosti platformy "Prirazlomnaya" (Implementation of a monitoring and alarm management system for the Pirazlomnaya platform security and management systems), Proceedings of International competition of scientific, scientific, technical and innovative developments aimed at the development and development of the Arctic and the continental shelf (Arctic-2017), 2017, pp. 152-153
3. Bilalov A.D., Mokhnatkin I.V., Sravnitel'nyy analiz luchshikh mirovykh i rossiyskikh podkhodov v voprosakh obespecheniya bezopasnosti na primere mestorozhdeniya Prirazlomnoe (Comparative analysis of the best world and Russian approaches to safety issues using the Pirazlomnoye field as an example), Proceedings of conference of RAO CIS Offshore, 2019, pp. 140-142.
4. Mokhnatkin I.V., Bilalov A.D., Vnedrenie sistemy monitoringa i upravleniya signalizatsiyami na MLSP "Prirazlomnaya" (Implementation of the alarm monitoring and control system on the Pirazlomnaya offshore ice-resistant fixed platform), Proceedings of conference of RAO CIS Offshore, 2017, pp.182-183.

# ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СИТУАЦИЙ, СВЯЗАННЫХ С «ПОЛЕТОМ» ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН НА ОБЪЕКТАХ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

**В.Г. Юрин, А.Н. Дубровин**

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

**А.Э. Кунцман**

ООО НПФ «Пакер»

**Электронные адреса:** Yurin.VG@gazpromneft-ntc.ru, Dubrovin.ANi@gazpromneft-ntc.ru, Kuncman@npf-paker.ru

В «Газпром нефти», как и в других компаниях отрасли, актуальна задача предотвращения «полета» оборудования на забой скважины при эксплуатации УЭЦН. Основными причинами таких «полетов» являются износ НКТ и расчленение по корпусу и креплениям УЭЦН. Такие ситуации могут привести к разрушению погружного оборудования, длительным ловильным работам в процессе ремонта скважин и, как следствие, к снижению коэффициента эксплуатации.

Для решения этой проблемы специалисты Департамента по технике и технологиям добычи нефти Научно-Технического Центра «Газпром нефти» запустили технологический проект, целью которого была разработка технологии, включая проектирование специализированного оборудования, для исключения риска «полета» узлов УЭЦН на забой скважины из-за самопроизвольного расчленения узлов УЭЦН или НКТ в процессе эксплуатации.

В партнерстве с поставщиком внутрискважинного оборудования ООО НПФ «Пакер» (г. Октябрьский) был проведен анализ известных решений и технологий. Изучен принцип работы более 30 устройств, которые применялись для решения задачи предотвращения «полетов» оборудования в скважинах в течение последних 40 лет.

Было отмечено, что наиболее эффективными являются устройства, принцип срабатывания которых основан на надежном и значительном по усилию контакте со стенками эксплуатационной колонны, не зависящем от температурных, манометрических и гидродинамических условий скважины.

По результатам анализа специалистами Научно-Технического Центра «Газпром нефти» было разработано техническое задание, которое включало следующие требования.

1. Устройство должно надежно фиксировать вышерасположенное оборудование на стенках эксплуатационной колонны и препятствовать его перемещению вниз при «полете» оборудования.
2. Должны быть обеспечены его гарантированное транспортное положение для беспрепятственного спуска в эксплуатационную колонну на глубину подвески и защита от несанкционированного срабатывания в процессе спуска независимо от скорости.
3. УЭЦН должен находиться в подвешенном нейтральном положении и иметь свободный ход для компенсации изменения длины колонны НКТ при запусках/остановках УЭЦН, температурных изменениях режима работы насосной установки, т.е. не иметь жесткой связи с эксплуатационной колонной в процессе работы. Устройство должно быть активировано и находиться в ожидании возможного аварийного расчленения компоновки.
4. Устройство должно быть рассчитано на длительную эксплуатацию в скважинных условиях, а следовательно, должен быть минимизирован риск прихвата рабочих органов оборудования, который возникает вследствие седиментации механических примесей (частиц), падения клемс крепления электрокабеля или других посторонних предметов в процессе эксплуатации УЭЦН.

В качестве наиболее близкого аналога такому устройству был выбран якорь производства

НПФ «Пакер» (см. **рисунок**), работоспособность сцепления и срабатывания которого неоднократно подтверждены в различных скважинных условиях. Конструкция якоря была доработана с учетом технического задания.

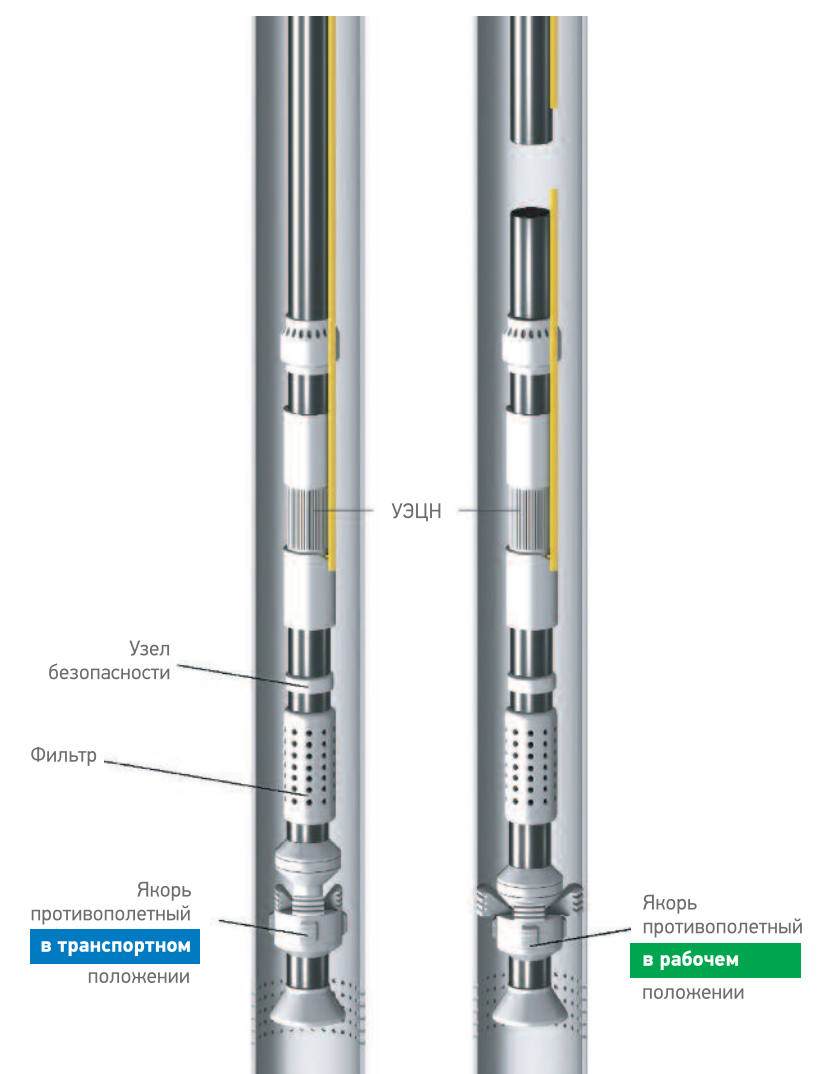
Главной особенностью модернизированной конструкции стал узел с инновационной составляющей, который позволяет удерживать якорь в транспортном положении в процессе спуска компоновки оборудования и осуществлять его перевод в активное (предвзведенное) состояние после запуска УЭЦН в работу. При этом время, необходимое на перевод якоря из транспортного положения в активное состояние, может настраиваться в зависимости от скважинных условий, таких как температура и состав скважинной жидкости.

В верхней части конструкции якоря имеется узел, который надежно защищает основной рабочий механизм устройства от негативного воздействия механических примесей и посторонних предметов в процессе эксплуатации. Узел значительно повышает надежность оборудования в случае его длительного нахождения в работающей скважине.

Для проверки работоспособности якоря ЯМ05(Р) были проведены его стендовые испытания в заводских условиях. В декабре 2019 г. при содействии сотрудников «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» И.Р. Биглова и А.Н. Осина были организованы опытно-промышленные испытания якоря ЯМ05(Р).

На Суторминском месторождении «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» под руководством В.Г. Юрина – руководителя технического проекта Научно-Технического Центра «Газпром нефти» и А.Э. Кунцмана – представителя НПФ «Пакер» проведены испытания в скважинных условиях. Оборудование было спущено на рабочую глубину 2639 м, затем проведена имитация аварийного «полета» с полной разгрузкой веса подвески НКТ на активированный якорь. Якорь успешно прошел испытания, результаты которых доказали его эффективность.

Применение якоря ЯМ05(Р) в добывающих скважинах с УЭЦН в дочерних обществах «Газпром нефти» дает возможность снизить аварийность, связанную с «полетами» оборудования,



Противополетный якорь

минимизировать затраты на извлечение аварийного оборудования и продлить срок службы погружного оборудования, но самое главное – позволит снизить потери нефти и повысить коэффициент эксплуатации.



# БЕЗЛЮДНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ: НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ

**Е.А. Кибирев, М.И. Кузьмин**

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

**А.Ю. Зацепин, Е.В. Клинов**

ООО «ИТСК»

**Электронные адреса:** Kibirev.EA@gazpromneft-ntc.ru, kuzmin.mi@gazpromneft-ntc.ru, zatsepin.ayu@gazprom-neft.ru, klinkov.ev@gazprom-neft.ru

В статье представлен обзор концепций безлюдных добывающих активов на шельфе, используемых ключевыми международными вертикально интегрированными нефтяными компаниями, и исследованы ключевые технологии для снижения трудозатрат на наземных активах добычи. Проведен анализ процессов и операций по добыче нефти на типовом наземном месторождении, включая их сегментирование по критерию трудозатрат. Сформирован объединенный подход к описанию и организации проведения работ по добыче нефти и газа на наземном активе без непосредственного участия человека, представлены примеры потенциальных технологических и цифровых решений, которые с точки зрения критериев эффективности и готовности к внедрению могут быть приняты для снижения численности обслуживающего персонала на промысле.

**Ключевые слова:** безлюдные месторождения, цифровые технологии, автоматизация, инновации, шельф, наземная добыча нефти

UNMANNED OIL FIELD: PRESENT AND THE FUTURE

**E.A. Kibirev, M.I. Kuzmin**

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

**A.Yu. Zatsepin, E.V. Klinkov**

ITSC LLC, RF, Saint-Petersburg

This article reviews the concepts of unmanned offshore oil and gas assets used by key international vertically integrated oil companies, explores key technologies to reduce labor costs on typical land-based oil and gas assets. An analysis of the processes and operations of oil production on the onshore field, including its segmentation according to the criterion of labor costs. A joint approach to the description and organization of unmanned operations in oil and gas production on a onshore asset has been formed, examples of potential technological and digital solutions that can be used to reduce the number of service personnel in the field, in terms of performance readiness for implementation.

**Keywords:** Un-manned oilfields, digital technologies, automation, innovations, shelf, onshore

DOI: 10.24887/2587-7399-2020-1-64-68

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефтедобывающие компании вынуждены переходить к разработке месторождений, расположенных в крайне суровых условиях, где персоналу физически трудно находиться и выполнять работу. Для освоения таких месторождений необходимы принципиально новые теоретические и технические решения.

Целью данной работы являлись поиск оптимального, технико-экономически обоснованного варианта эксплуатации нефтегазового актива, а также первичное формирование интегрированного и комплексного подхода к решению текущих задач производства. Решение заключалось в создании концепции «Безлюдное месторождение». Внедрение принципов концепции направлено на:

- реализацию принципиально новых и недоступных проектов;
- обеспечение полностью безопасного и практически безремонтного производства;
- развитие уникальных отраслевых компетенций мирового уровня;
- исключению рутинных операций и создание новых высокотехнологичных рабочих мест.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ БЕЗЛЮДНОГО АКТИВА ДОБЫЧИ

Международные вертикально интегрированные нефтяные компании (ВИНК) активно осваивают безлюдные активы на шельфе и отмечают значительное снижение операционных затрат на их эксплуатацию за счет минимизации присутствия человека:

- исключается практически вся инфраструктура жизнеобеспечения, требующая значительных ресурсов;
- минимизируются производственные происшествия, связанные с человеческим фактором;
- повышается управляемость актива за счет глубокой автоматизации, цифровизации и операционных преобразований бизнес-процессов.

Следует отметить, что ВИНК и аналитические компании понимают «безлюдность» по-разному. Мировой опыт эксплуатации морских платформ трактуется определение безлюдного актива в зависимости от принципов организации производства: персонал все еще обслуживает актив, но численность персонала и длительность посещений актива для его обслуживания, а следовательно, и трудозатраты, значительно сокращены. Например, под термином «безлюдные платформы» (UWP – Unmanned Wellhead Platforms) одни аналитики понимают условно безлюдные платформы различной конфигурации, которые требуют посещения персонала с определенной периодичностью, ранжированной по типам (рис. 1) [1]:

- 0 – до 7 дней;
- 1 – до 2-3 недель;
- 2 – до 3-5 недель;
- 3 – от 6 мес до 2 лет;
- 4 – в течение длительного времени.

Другие аналитики описывают подход к концепции безлюдных платформ в применении принципа ESSA (Eliminate, Simplify, Standardize and Automate) – Устранение / Упрощение / Стандартизация / Автоматизация [2]. Например, крупная международная ВИНК придерживается схожей концепции при проектировании безлюдных платформ и отмечает следующие ключевые принципы: сокращение функционала, акцент на минимизации обслуживания, Walk-to-Work концепция. Еще одна ВИНК определяет концепцию работы безлюдных платформ преимущественно в предотвращении отказов оборудования и новых подходах к архитектуре платформ для снижения сложности конструкции, однако персонал также может присутствовать на платформе, в зависимости от ее типа [3]:

- NNM (Not Normally Manned) — имеется жилая инфраструктура для краткосрочного пребывания;
- NUI (Normally Unmanned Installations) — отсутствует жилая инфраструктура, но высокая частота посещения;
- NUI-1Y – предполагается посещение один раз в год.

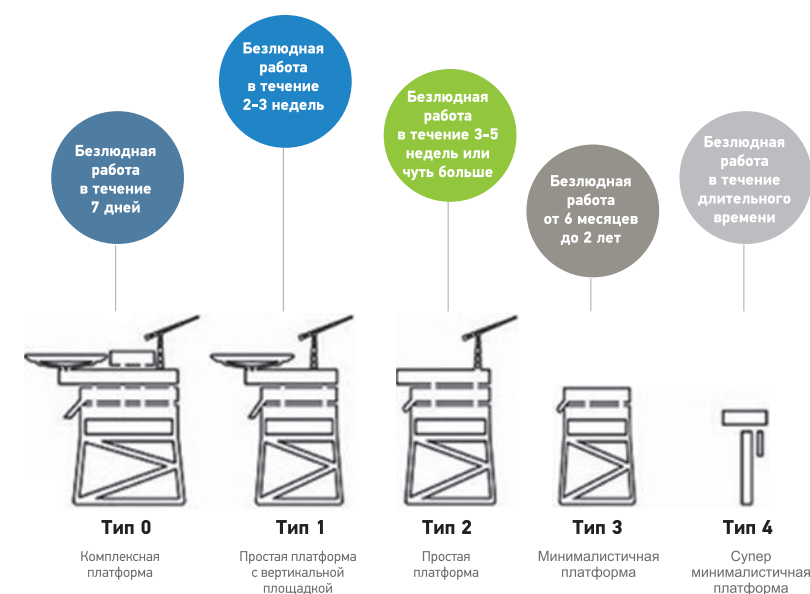


Рис. 1. Классификация безлюдных морских платформ

## ПРИЧИНЫ НЕРАЗВИТОСТИ БЕЗЛЮДНЫХ АКТИВОВ НА СУШЕ

Несмотря на то, что в настоящее время все больше месторождений на шельфе разрабатывается по безлюдной технологии, примеры наземных безлюдных активов добычи отсутствуют. Это обусловлено технологическими особенностями, экономическими и политическими факторами.

**Технологические особенности:**

- инфраструктура и дизайн морских установок намного проще, чем традиционных наземных месторождений, даже при возрастающем уровне сложности проектирования оборудования, установленного на морском дне;
- при морской добыче основное внимание уделяется размещению высококачественного и высоконадежного оборудования на морском дне;
- в море внимание уделяется предотвращению отказов и увеличению сроков межремонтного обслуживания за счет применения новых технологичных и конструктивных разработок; на суше с целью сокращения численности персонала частично переходят к автоматизации части процессов.

**Экономические факторы:**

- существенно более высокая стоимость обслуживания морской платформы, чем наземного месторождения, поэтому ВИНК при работе на шельфе заинтересованы в разработке инновационных решений, исключающих участие персонала;
- прогресс в развитии подводных технологий в ближайшее время может привести к отказу



Рис. 2. Предпосылки создания безлюдных активов и их преимущества

от применения морских технологических платформ и широкому использованию подводных добычных систем.

**Политические факторы:**

– более широкое развитие добычи на шельфе за рубежом, где создаются передовые технологии в морской добыче [4, 5].

### ПОТЕНЦИАЛ РАЗВИТИЯ БЕЗЛЮДНЫХ НАЗЕМНЫХ АКТИВОВ

Необходимость развития безлюдных наземных активов в «Газпром нефти» обусловлена следующими предпосылками (рис. 2):

- переход к освоению активов в труднодоступных регионах;
  - динамичное развитие технологий контроля процессов добычи;
  - технологические цели «Газпром нефти» в стратегии ГПН-2030;
  - преобразование рынка труда.
- Работа в направлении формирования наземных безлюдных активов в будущем может дать значительный эффект. Компания активно развивает деятельность в труднодоступ-

ных районах и на высокосернистых месторождениях, где персоналу находиться крайне опасно. Кроме того, технологии контроля процессов добычи совершенствуются и могут исключить вмешательство человека. При этом «безлюдность» должна рассматриваться не только с позиции полного исключения промышленного персонала, выполняющего рутинные операции, но и с позиции развития текущих и создания новых высокотехнологичных рабочих мест в отдалении от промысла.

### ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ БЕЗЛЮДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ДОБЫВАЮЩЕМ АКТИВЕ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

Для формирования технологических решений для безлюдного месторождения операции добычи, выполняемые на единице добывающего актива компании – типовом кусте скважин, были структурированы в укрупненные единицы – бизнес-процессы и функции. Для каждой операции подсчитаны трудозатраты (рис. 3) и выявлено, что 83 % трудозатрат приходится



Рис. 3. Расчетное снижение трудозатрат на кусте скважин

на технологические процессы и сервисные работы. Наиболее трудозатратными являются бизнес-процессы по обслуживанию инфраструктуры и скважин, мониторинг технологических показателей, управление фондом скважин и работа с технологическими жидкостями. В перспективе все операции добычи имеют потенциал исключения персонала посредством применения автоматизации (АТ), информационных технологий (ИТ) или операционного изменения бизнес-процессов (ОТ). При исследовании текущих процессов определено более 40 сценариев применения технологических решений, исключающих или минимизирующих участие персонала в операциях добычи за счет применения АТ/ИТ/ОТ, при этом многие технологические решения имеют высокий уровень рыночной зрелости и организационной готовности к внедрению. Например, с целью исключения бизнес-процессов, связанных с работой автоматической групповой замерной установки (АГЗУ), можно не использовать данную установку, размещая на устье скважины устьевой анализатор, позволяющий получать данные о составе скважинной жидкости с большой точностью и в режиме реального времени (рис. 4).

Однако для реализации концепции безлюдного наземного актива добычи необходим системный, объединенный подход. Описанные выше принципы ВИНК для безлюдных активов на шельфе позволяют сформировать объединенный подход «Газпром нефти» к созданию безлюдного наземного актива добычи, основанного на совокупности следующих технологических принципов:

- исключение;
- новые материалы и инновационное оборудование;
- цифровизация (АТ+ИТ);
- новые принципы инжиниринга.

Реализация такого подхода дает возможность сократить трудозатраты персонала на активе добычи на 76 %: за счет цифровизации (АТ+ИТ) – на 50 %, исключения операций – на 16 %, применения новых материалов и инновационного оборудования – на 10 %. Таким образом, для реализации концепции безлюдного месторождения в первую очередь необходимо пересмотреть текущие производственные процессы и исключить/заменить устаревшие технологических принципы с последующей автоматизацией «упрощенной» (оптимизированной) инфраструктуры (рис. 5).



Рис. 4. Сценарий применения устьевых анализаторов вместо АГЗУ для снижения трудозатрат

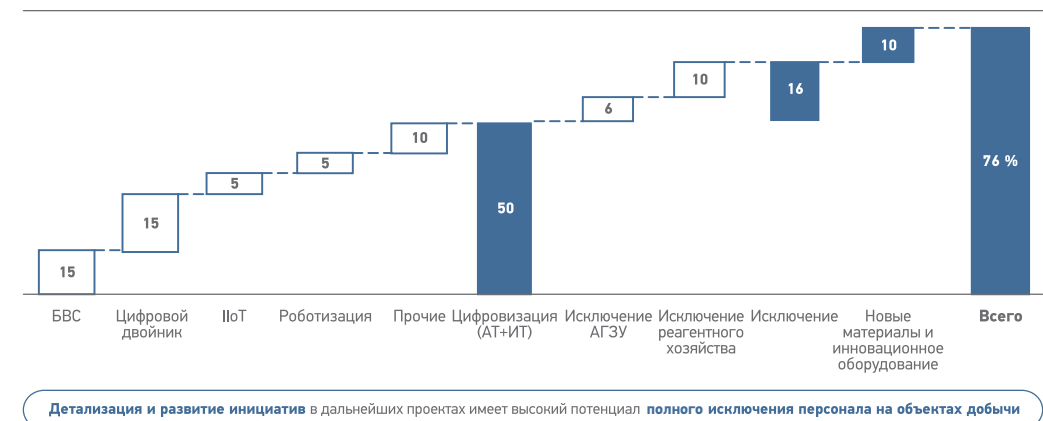


Рис. 5. Сокращение трудозатрат на наземном активе добычи за счет внедрения рассмотренных решений (БВС – беспилотное воздушное средство)



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При разработке концепции безлюдного месторождения ВИНК исходят из частоты посещения объекта для проведения планового технического обслуживания и замены модулей ключевого оборудования. При этом действительно безлюдные активы характеризуются максимальным снижением нагрузки на техническое обслуживание и исключением операционных процессов, которые требуют повышенного внимания человека. Для оценки эффективности внедрения новых технологических решений в рамках концепции безлюдного месторождения необходимо следующее:

- анализ задач, которые решает та или иная система;
- изучение альтернативных технологий (и инновационных подходов), позволяющих решать эти же задачи, но автоматически / удаленно / в рамках самодиагностируемых систем / другим, более простым и менее трудозатратным способом;
- разработка принципиально новых производственных процессов, которые дают возможность исключить целый ряд технологических операций (за счет новых более стойких и агрессивным средам интеллектуальных материалов, а также оборудования с новыми свойствами и функциями и новых конструктивных решений);
- оценка ключевых показателей эффективности, таких как уровень сокращения персонала (числа операций, частоты посещения), а также технико-экономическое обоснование; при этом важно учитывать не только прямые операции, которые затрагивает

новая технология, но и сопутствующие / связанные с ней процессы;

- определение влияния внедрения новых систем на всю цепочку взаимосвязанных операций.

Целевые уровни участия человека при создании безлюдного наземного месторождения могут быть следующими:

- 0 человек – полное отсутствие людей на объекте в межремонтный период;
- один раз в год – периодический осмотр оборудования (доставка бригады персонала вертолетным транспортом);
- один раз в 2 года – плановые остановки для проведения технического обслуживания и замены оборудования.

Внедрение новых технологических решений в лучшем сценарии должно приводить к увеличению технико-экономической эффективности эксплуатации.

Осуществление безлюдных работ на активах добычи возможно в 2025–2030 гг., но для этого необходимо развивать данное направление уже сейчас посредством научно-исследовательских, опытно-конструкторских и опытно-промышленных работ, разрабатывая и внедряя инициативы поэтапно, с отслеживанием промежуточных результатов на коротких временных промежутках. Первые результаты проектов должны объединяться в модульные, масштабируемые и приносящие эффект решения с ориентацией на синергию, которая станет основой для достижения стратегических целей и нового технологического прорыва в отрасли.

# К ВОПРОСУ ОБОСНОВАНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОТБОРА ГЛУБИННЫХ ПРОБ С АЗОТНОЙ КОМПЕНСАЦИЕЙ ДАВЛЕНИЯ

**А.А. Лобанов, к.т.н., С.А. Федоровский, И.О. Промзелев, Е.В. Тихомиров, В.В. Жуков**

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

**В.А. Коваленко**

ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика»

**Г.Д. Сергеев, Е.Н. Липатникова**

Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова

**Электронный адрес:** Lobanov.aa@gazpromneft-ntc.ru

С усложнением горно-геологических условий начественный отбор проб пластовых флюидов становится все более трудной задачей, для ее решения требуются новые технологии и глубокое понимание физико-химических процессов, протекающих в пласте и скважине. Использование глубинных пробоотборников с азотной компенсацией давления – относительно новое для Российской Федерации направление, которое могут предложить сервисные компании для решения данной задачи. Однако отсутствие четких критериев обоснования необходимости использования дорогостоящих компенсаторных пробоотборников приводит к сдерживанию их применения. В данной статье в качестве таких критериев предложено использовать результаты оценки стабильности асфальтенов (степени вероятности отложений асфальтенов). Приведено описание разработанного алгоритма экспертной оценки необходимости применения компенсаторного отбора.

**Ключевые слова:** пластовые флюиды, глубинные пробы, азотная компенсация давления, асфальтены, оценка стабильности асфальтенов

ON THE ISSUE OF SUBSTANTIATING THE USE OF NITROGEN PRESSURE-COMPENSATION  
DOWNHOLE SAMPLING TECHNOLOGY

**A.A. Lobanov, S.A. Fedorovskiy, I.O. Promzelev, E.V. Tikhomirov, V.V. Zhukov**

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

**V.A. Kovalenko**

Gazpromneft Noyabrskneftgazgeofizica LLC, RF, Noyabrsk

**G.D. Sergeev, E.N. Lipatnikova**

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

With the increasing complexity of geological conditions, quality sampling of reservoir fluids becomes an increasingly difficult task, which requires new approaches to technology and a deep understanding of the physical and chemical processes occurring in the reservoir and well. The use of samplers with nitrogen pressure compensation is a relatively new direction in the Russian Federation that service companies can offer to solve this problem. However, the lack of clear criteria for justifying the use of compensatory samplers leads to a containment of their application due to their high cost. In this paper, the authors propose to use the procedures for evaluating the stability of asphaltenes (the probability of asphaltene deposits) as such criteria and describe the developed algorithm for expert evaluation of the need to use compensatory samplers.

**Keywords:** reservoir fluids, downhole samples, nitrogen pressure-compensation technologies, asphaltenes, asphaltenes stability screening

**DOI: 10.24887/2587-7399-2020-1-69-74**

## ВВЕДЕНИЕ

Принцип работы глубинных пробоотборников с компенсацией давления основан на поджати отобранной глубинной пробы азотом, хранящимся в специальной камере пробоотборника. За счет этого после закрытия пробоприемной камеры в ней создается избыточное давление, которое обеспечивает такую компенсацию изохорического снижения давления вследствие падения температуры при подъеме на земную поверхность, при которой давление в пробоотборнике при стандартной температуре становится выше

давления в точке отбора. Наиболее наглядно данный процесс можно проиллюстрировать при помощи наложения термобарических условий в пробоприемной камере на фазовую диаграмму флюида (рис. 1). Из рис. 1 видно, что флюид в камере пробоотборника вследствие снижения температуры и соответствующего падения давления (кривая Well), в зависимости от своего состава и термобарических условий отбора, может испытывать четыре вида фазовых переходов: 1) разгазирование нефти при снижении давления ниже давления насыщения нефти газом (кривая Pb);

## Список литературы

1. Beyko E. Un-manned minimal floating platforms // Proceedings of Offshore Technology Conference, 6-9 May. – Houston, Texas, 2019. – doi.org/10.4043/29648-MS.
2. Nevin M. Unmanned facilities: The way to \$30bn savings // SPE-197302-MS. – 2019.
3. http://www.total.com
4. http://www.akerbp.com
5. Munoz J-M. Normally unattended installations, the new frontier for cost reduction // SPE-197513-MS. – 2019.

## Reference

1. Beyko E., *Un-manned minimal floating platforms*, Proceedings of Offshore Technology Conference, 6-9 May, Houston, Texas, https://doi.org/10.4043/29648-MS.
2. Nevin M., *Unmanned facilities: The way to \$30bn savings*, 2019, SPE-197302-MS, https://doi.org/10.2118/197302-MS.
3. URL: www.total.com
4. URL: www.akerbp.com
5. Munoz J-M., *Normally unattended installations, the new frontier for cost reduction*, SPE-197513-MS, 2019, https://doi.org/10.2118/197513-MS.

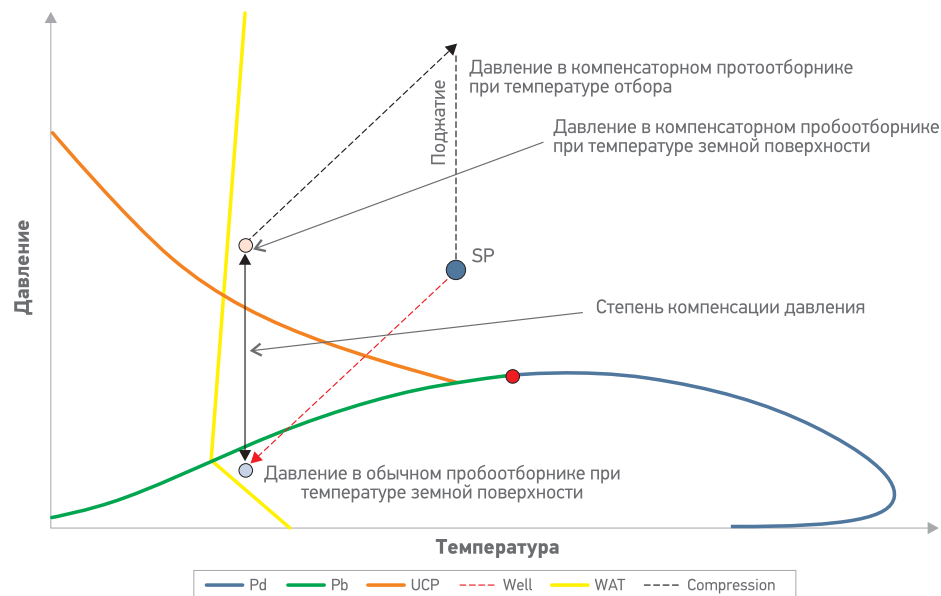


Рис. 1. Типичная фазовая диаграмма пластового углеводородного флюида, совмещенная с термобарическими условиями в камере пробоборника в процессе отбора, поджата и подъема на земную поверхность

2) конденсация газа при снижении давления ниже давления начала конденсации (кривая Pd);  
3) кристаллизация парафинов при снижении температуры ниже температуры насыщения нефти парафином (кривая WAT);  
4) выпадение асфальтенов при снижении давления ниже давления насыщения нефти асфальтеном (кривая AOP).  
Первые три фазовых перехода являются обратимыми, т.е. при повторном создании условий в камере до условий точки отбора (точка SP) и при перемешивании пробы флюид способен полностью перейти в исходное однофазное состояние. Фазовое поведение асфальтенов характеризуется тем, что после выпадения они полностью или частично (в зависимости от свойств флюида) не растворимы в нефти [1, 2]. Таким образом, по сути компенсаторный отбор проб направлен только на предотвращение выпадения асфальтенов (кривая Compression не должна пересекать кривую AOP), поскольку все остальные фазовые переходы не влияют на возможность гомогенизации пробы в лаборатории и возможность восстановления ее до состояния в исходных пластовых условиях. Именно по этой причине большинство работ, затрагивающих тему компенсаторного отбора, связаны с обсуждением проблематики исследования фазового поведения асфальтенов [3, 4]. Известно, что выпадение асфальтенов наблюдается в довольно ограниченном диапазоне свойств пластовых флюидов. Высокая стоимость лабораторных исследований фазового поведения асфальтенов и риски, связанные с их выпадением, привели к раз-

работке большого числа методов предварительной оценки их стабильности в пластовых флюидах. Предлагаемый авторами алгоритм обоснования использования компенсаторных пробоборников основан на этих методах.

#### ОПИСАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОГО АЛГОРИТМА И ПРИМЕР ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ

Авторами предлагается обосновывать решение о применении технологии отбора проб с азотной компенсацией давления на основе анализа свойств пластовых флюидов изучаемой залежи или залежи-аналога. Анализ заключается в расчете и расстановке оценок объекта в соответствии с критериями стабильности асфальтенов. Оценки выставляются по трехбалльной системе, где 3 соответствует наименьшей стабильности асфальтенов (высокая вероятность выпадения), а 1 – наибольшей (низкая вероятность выпадения). Авторами также введен параметр «Достоверность анализа», характеризующий полноту введенной информации. В качестве базовых выбраны критерии de Boer (DB), Resins to Asphaltenes Ratio (RTA), Asphaltenes stability index (ASI) и Colloidal instability (CII). Список используемых критериев можно увеличить, поскольку их разработка ведется с 90-х годов XX века по настоящее время [5]. Рассмотрим предлагаемый алгоритм на примере данных из табл. 1 (по каждому из флюидов представлен ограниченный объем информации).

Таблица 1

Параметры	Обозначение	Флюид		
		1	2	3
Пластовое давление, МПа	$p_R$	62,8	69,7	27,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	$p_b$	45,2	13,2	12,3
Давление недонасыщения, МПа	$p_{US} = p_R - p_b$	17,6	56,5	15,6
Плотность в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_R$	525,1	Нет данных	725,4
Плотность при давлении насыщения нефти газом, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_b$	488,4	Нет данных	Нет данных
Плотность недонасыщения, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{US} = \rho_R - \rho_b$	36,7	Нет данных	Нет данных
Мольное содержание, %: компонентов C <sub>1</sub> -C <sub>3</sub>	$n_{C_1-C_3}$	79,4417	39,481	Нет данных
компонентов C <sub>7+</sub>	$n_{C_7+}$	12,5713	47,4020	Нет данных
Массовое содержание, %: насыщенных углеводородов	$Sat$	Нет данных	80,87	Нет данных
ароматических углеводородов	$Ar$	Нет данных	18,13	Нет данных
смола	$Res$	4,53	0,05	14,50
асфальтенов	$As$	0,18	0,95	0,30

Таблица 2

Параметры	Критерий оценки			Оценка флюида		
	1	2	3	1	2	3
$p_R$ , МПа	< 35,0	35,0 – 40,0	> 40,0	3	3	1
$p_b$ , МПа	< 6,2	6,2 – 10,0	> 10,0	3	3	1
$n_{C_1-C_3}$ , %	< 27,0	27,0 – 37,0	> 37,0	3	3	-
$n_{C_7+}$ , %	> 59,0	46,0 – 59,0	< 46,0	3	2	-
$Res$ , %	> 3,0	1,0 – 3,0	< 1,0	3	3	3
$As$ , %	> 11,0	4,0 – 11,0	< 4,0	2	3	1
Среднее арифметическое				2,8	2,8	1,5

**Критерий DB1.** В табл. 2 приведены критерии DB1. Данные критерии представлены сотрудниками компании Shell в работе [6] и основаны на данных статистического анализа свойств пластовых флюидов с известным поведением асфальтенов. В табл. 2 по каждому параметру выставляется оценка. Суммарная оценка параметров рассчитывается как среднее арифметическое оценок по всем параметрам. В случае отсутствия значения какого-либо параметра соответствующая ячейка в расчете среднего арифметического не учитывается.

**Критерий DB2** известен как «график де Воера» и является одним из наиболее широко известных методов оценки стабильности асфальтенов. Данный график, построенный по результатам моделирования растворимости асфальтенов, описан в работе [6] и представляет собой график областей вероятности выпадения асфальтенов в зависимости от давления недонасыщения и плотности флюида в пластовых условиях. График де Воера для флюида 1 приведен на рис. 2. В этом и последующих критериях при отсутствии данных хотя бы по одному пара-

метру критерий для флюида не оценивается, в связи с этим график де Воера для флюидов 2 и 3 не строится. Из рис. 2 видно, что флюид 1 находится в области высокой вероятности выпадения асфальтенов, что соответствует оценке 3.

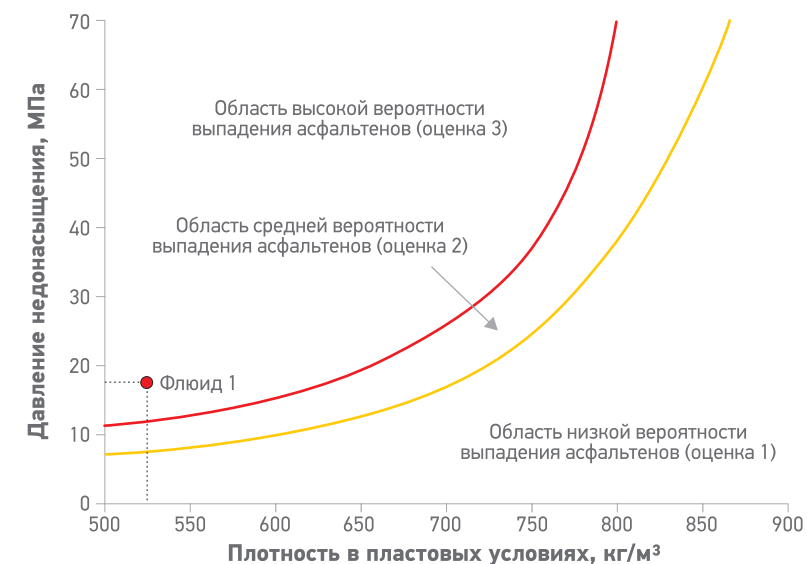


Рис. 2. График де Воера для флюида 1



ВЫСОКАЯ СТОИМОСТЬ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ  
 ФАЗОВОГО ПОВЕДЕНИЯ АСФАЛЬТЕНОВ И РИСКИ,  
 СВЯЗАННЫЕ С ИХ ВЫПАДЕНИЕМ, ПРИВЕЛИ К РАЗРА-  
 БОТКЕ БОЛЬШОГО КОЛИЧЕСТВА МЕТОДОВ  
 ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ ОЦЕНКИ ИХ СТАБИЛЬНОСТИ  
 В ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДАХ. ПРЕДЛАГАЕМЫЙ АВТОРАМИ  
 АЛГОРИТМ ОБОСНОВАНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ  
 КОМПЕНСАТОРНЫХ ПРОБООТБОРНИКОВ ОСНОВАН  
 НА ЭТИХ МЕТОДАХ

Для автоматизации расчетов критерия de Boer авторы предлагают использовать уравнение, полученное аппроксимацией полиномом 6-й степени граничных кривых (DB2<sub>H</sub> – для верхней границы относительно области высокой вероятности выпадения асфальтенов; DB2<sub>L</sub> – для нижней границы):

$$DB2_H = 1,7196 \cdot 10^{-12} \rho_R^6 - 6,4644 \cdot 10^{-9} \rho_R^5 + 1,0086 \cdot 10^{-5} \rho_R^4 - 8,3590 \cdot 10^{-3} \rho_R^3 + 3,8804 \rho_R^2 - 956,62 \rho_R + 97847,97;$$
(1)

$$DB2_L = 1,3925 \cdot 10^{-14} \rho_R^6 - 5,0964 \cdot 10^{-11} \rho_R^5 + 8,1280 \cdot 10^{-8} \rho_R^4 - 7,0985 \cdot 10^{-5} \rho_R^3 + 0,0354 \rho_R^2 - 9,463 \rho_R + 1058,56.$$
(2)

Оценки расставляются следующим образом:  
 1) 1, если  $p_{US} < DB2_L$ ;  
 2) 2, если  $DB2_L < P_{US} < DB2_H$ ;  
 3) 3, если  $p_{US} > DB2_H$ .  
*Критерий RTA* – отношение содержания смол к содержанию асфальтенов, основанный на статистическом анализе свойств пластовых флюидов с известным поведением асфальтенов, оценивает вероятность осаждения асфальтенов в пластовых условиях по содержанию смол и асфальтенов:

$$RTA = Res / As.$$
(3)

Смолы оказывают стабилизирующее воздействие на асфальтены, поэтому чем больше отношение количества смол к количеству асфальтенов, тем более стабильным является пластовый флюид. В научно-технической литературе представлены два варианта данного критерия: с двумя (стабильная/нестабильная [7]) и тремя (стабильная/переходная/не-

стабильная [8]) областями. Авторы выбрали в качестве базового второй вариант. Оценка определяется исходя из следующих условий:  
 1) 1, если  $RTA > 2,5$ ;  
 2) 2, если  $2,5 < RTA < 1,5$ ;  
 3) 3, если  $RTA < 1,5$ .  
 По критерию RTA флюид 1 получает оценку 1, флюид 2 – оценку 3 и флюид 3 – оценку 1.

*Критерий ASI* – индекс стабильности асфальтенов, разработанный компанией Schlumberger, основан на статистическом анализе свойств пластовых флюидов с известным поведением асфальтенов и оценивает вероятность осаждения асфальтенов в пластовых условиях по одному параметру – плотности недонасыщения [7]. Оценка определяется следующим образом:  
 1) 1, если  $\rho_{US} < 24,7$ , кг/м<sup>3</sup>;  
 2) 3, если  $\rho_{US} > 24,7$ , кг/м<sup>3</sup>.  
 По критерию ASI флюид 1 получает оценку 1, для остальных флюидов оценка не выставляется в связи с отсутствием необходимой информации.

*Критерий CII* – индекс коллоидной нестability, разработанный компанией Baker Petrolite [7, 8], оценивает вероятность выпадения асфальтенов по содержанию насыщенных и ароматических углеводородов, смол и асфальтенов:

$$CII = \frac{As + Sat}{Ar + Res}.$$
(4)

Смолы и ароматические углеводороды оказывают стабилизирующее воздействие на асфальтены, насыщенные углеводороды – де-стабилизирующее.  
 Оценка по критерию CII:  
 1) 1, если  $CII < 0,7$ ;  
 2) 2, если  $0,7 < CII < 0,9$ ;  
 3) 3, если  $CII > 0,9$ .  
 Критерий CII флюида 2 равен 4,5, следовательно, флюид получает оценку 3. Флюиды 1 и 3 не оцениваются в связи с отсутствием необходимых параметров.

ОБОБЩЕННАЯ ОЦЕНКА ОБЪЕКТА И ДОСТОВЕРНОСТЬ АНАЛИЗА

В связи с тем, что методы оценки стабильности асфальтенов не зависят друг от друга, на практике принято считать флюид нестабильным к асфальтенам в случае, если хотя бы один из критериев показал его нестабиль-

ность [7]. Таким образом, если оценка по одному из критериев равна 3, то ставится обобщенная оценка 3. В обратном случае обобщенная оценка рассчитывается как среднее арифметическое оценок всех критериев. Как показывает практика, часто специалисты геологических служб, анализирующие требования к отбору проб, минимизируют трудозатраты на поиск и обоснование параметров объекта, в связи с чем возможна нежелательная практика оценки объекта по минимуму параметров. Для исключения таких случаев авторы ввели параметр «Достоверность анализа» – Rel (reliability), который показывает, насколько полно охарактеризован объект исследования. Достоверность анализа оценивается следующим образом:  
 – если обобщенная оценка равна 3, то Rel=100 % (критерий, показывающий нестабильность флюида, найден);  
 – если обобщенная оценка меньше 3, то Rel рассчитывается как сумма вкладов достоверностей оценки каждого критерия

$$Rel = \sum_{i=1}^n Rel_i = Rel_{DB1} + Rel_{DB2} + Rel_{RTA} + Rel_{ASI} + Rel_{CII};$$
(5)

если критерий не рассчитывался, то его вклад в достоверность общего анализа равняется нулю; в обратном случае вклад в достоверность каждого из критериев:

$$Rel_i = \frac{x100}{ny},$$
(6)

где  $n$  – число использованных в анализе критериев (возможно увеличение числа критериев, однако авторы не рекомендуют исключать из списка базовые, например, в данной работе максимальный вклад каждого из пяти представленных критериев в достоверность общего анализа равен 20 %);  $y$  – число независимых друг от друга связей параметров; по критериям типа DB1, которые анализируют не связанные друг с другом параметры,  $y=6$  – числу анализируемых параметров; по критериям типа DB2, RTA, ASI и CII, которые анализируют связанные параметры,  $y = 1$ ;  $x$  – число введенных независимых друг от друга параметров; для критериев типа DB1  $x$  равен числу параметров, приведенных в **табл. 2**, например,  $x=6$  для флюидов 1 и 2;  $x=4$  для флюида 3; для критериев типа DB2, RTA, ASI и CII  $x=1$ .  
 В случае, если обобщенная оценка объекта:  
 – равна 3, то на объекте **необходимо** проводить отбор проб с азотной компенсацией давления;  
 – составляет от 2 до 3, то **рекомендуется** проводить отбор проб с азотной компенсацией давления;  
 – меньше 2, **возможен** отбор с применением проб традиционных технологий.  
 Авторы рекомендуют считать результаты анализа достоверными, если его достоверность составляет не менее 66 % (проанализировано 2/3 доступных критериев). Результаты проведенного анализа представлены в **табл. 3**.

Таблица 3

Критерий	Оценка флюида		
	1	2	3
DB1	2,8	2,8	1,5
DB2	3,0	-	2,0
RTA	1,0	3,0	1
ASI	3,0	-	-
CII	-	-	-
Обобщенная оценка по объекту	3,0	3,0	1,5
Достоверность проведенного анализа, %	100	100	67
Вывод	Анализ достоверен. На объекте необходимо проводить отбор проб с азотной компенсацией давления	Анализ достоверен. На объекте необходимо проводить отбор проб с азотной компенсацией давления	Анализ достоверен. На объекте возможен отбор проб с применением традиционных технологий

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленный авторами алгоритм позволяет достаточно просто и оперативно обосновать применение глубинных пробоотборников с азотной компенсацией давления, однако необходимо отметить следующее.

– Статистически обоснованные критерии стабильности асфальтенов разработаны на основе анализа свойств зарубежных нефтей (в основном, регионов Северного моря, Северной Африки, США); возможно, данные критерии недостаточно точно описывают поведение отечественных нефтей.

– При всем многообразии критерии стабильности асфальтенов остаются достаточно грубыми инструментами предварительной оценки и применяются только в условиях неопределенности. Следовательно,

любая оценка не дает гарантии однозначного результата и ответа на вопросы: будут ли наблюдаться выпадение асфальтенов в пластовой нефти и насколько оправдано применение однофазных пробоотборников. Таким образом, перед отечественной наукой и промышленностью стоит задача оценки адекватности применения, и, возможно, разработки собственных региональных критериев. Данную задачу можно решить лишь повсеместным внедрением практики лабораторных исследований выпадения асфальтенов.

## ДЕТАЛЬНАЯ ДИАГНОСТИКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ СКАНИРУЮЩЕЙ МАГНИТНО-ИМПУЛЬСНОЙ ДЕФЕКТΟΣКОПИИ

**А.Ю. Вдовин**, к.т.н., **А.Э. Пекина**, **Р.Н. Минахметова**,  
**И.Ю. Асланиян**, к.ф.-м.н., **А.В. Трусов**  
Компания TGT Oilfield Services  
**Р.Г. Шайдуллин**  
ПАО «Татнефть»

**Электронные адреса:** alexey.vdovin@tgtdiagnostics.com,  
roza.minakhmetova@tgtdiagnostics.com, irina.aslanyan@tgtdiagnostics.com,  
shajdullinRG@tatneft.ru

Данная статья раскрывает концепцию конструктивных решений и особенности методологии интерпретации данных сканирующей магнитно-импульсной дефектоскопии. Представленная технология позволяет выявлять дефекты с минимальным размером сквозной коррозии, соизмеримым с размером перфорационных отверстий. Концепция апробирована в рамках лабораторных тестов и полевых исследований, выполненных с целью диагностики технического состояния нефтяных и газовых скважин.

**Ключевые слова:** сканирующая магнитно-импульсная дефектоскопия, диагностика технического состояния скважины, 3D моделирование

## COMPREHENSIVE WELL INTEGRITY DIAGNOSTICS USING A SCANNING ELECTROMAGNETIC PULSE TECHNOLOGY

**A.Yu. Vdovin, A.E. Pekina, R.N. Minakhmetova, I.Yu. Aslanyan, A.V. Trusov**  
TGT Oilfield Services, RF, Kazan  
**R.G. Shajdullin**  
Tatneft PJSC, RF, Almeteyevsk

This paper expounds on the design concepts and specific features of scanning electromagnetic pulse technology. The proposed technology permits identification of small-scale penetration corrosion defects commensurate in size with perforations. The concept has been tried out during lab tests and field studies that were focused on oil and gas well integrity diagnostics.

**Keywords:** scanning electromagnetic pulse technology, well integrity diagnostics, 3D modelling

DOI: 10.24887/2587-7399-2020-1-75-80

## ВВЕДЕНИЕ

Поддержание фонда скважин в работоспособном состоянии является одной из важных задач нефтедобывающего предприятия, определяющих его технико-экономическую эффективность. Срок службы нефтяных и газовых скважин в неагрессивной среде варьируется от 10 до 30 лет и зависит от многих факторов: качества бурения и обсаживания скважины, глубины залегания и геолого-физических свойств целевого пласта, способов эксплуатации скважины, проведенных ремонтов и др. В процессе эксплуатации металлические элементы ее конструкции могут подвергаться коррозии (или эрозии), а также может происходить

механический износ скважинных металлических труб. Для контроля технического состояния скважины используют различные глубинные приборы, наиболее распространенными из которых являются электромагнитные и ультразвуковые дефектоскопы, а также многорычажные механические профиломеры-каверномеры. Если ультразвуковые и механические профиломеры применяются для определения профиля сечения первого металлического барьера (НКТ и эксплуатационная колонна), то с помощью электромагнитных дефектоскопов может быть просканировано одновременно несколько металлических колонн без необходимости из-

## Список литературы

1. *Asphaltene* Precipitation from Live Crude Oil / N.B. Joshi [et al.] // Energy & Fuels. – 2001. – V. 15. – № 4. – С. 979–986.
2. *Asphaltene* Precipitation from Live Oils: An Experimental Investigation of Onset Conditions and Reversibility / A. Hammami [et al.] // Energy & Fuels. – 2000. – V. 14. – № 1. – С. 14–18.
3. *Jamaluddin A., Ross B., Hashem M.* Single-phase Reservoir Sampling: Is it Necessary or Luxury // 1999CSPG and Petroleum Society Joint Convention. Calgary, 1999.
4. *Single-Phase* Bottomhole Sampling Technology / A.K.M. Jamaluddin [et al.] // J. Can. Pet. Technol. – 2002. – V. 41. – № 7. – С. ???
5. *Evaluation* and Improvement of Screening Methods Applied to Asphaltene Precipitation / V.J. Pereira [et al.] // Energy & Fuels. – 2017. – V. 31. – № 4. – С. 3380–3391.
6. *Screening* of Crude Oils for Asphalt Precipitation: Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors / R.B. Boer [et al.] // SPE 24987-PA. – 1995.
7. *Jamaluddin A.K.M., Nighswander J., Joshi N.* A Systematic Approach in Deepwater Flow Assurance Fluid Characterization // SPE 71546-MS. – 2001.
8. *Rodrigues D.L.G.* Modeling of asphaltene precipitation and deposition tendency using the PC-SAFT equation of state // A thesis submitted for the degree of Doctor of Philosophy, Rice University, 2008.

## Reference

1. Joshi N.B. et al., *Asphaltene precipitation from live crude oil*, Energy & Fuels, 2001, V. 15, no. 4, pp. 979–986.
2. Hammami A. et al., *Asphaltene precipitation from live oils: An experimental investigation of onset conditions and reversibility*, Energy & Fuels, 2000, V. 14, no. 1, pp. 14–18.
3. Jamaluddin A., Ross B., Hashem M., *Single-phase reservoir sampling: Is it necessary or luxury*, 1999CSPG and Petroleum Society Joint Convention, Calgary, 1999.
4. Jamaluddin A.K.M. et al., *Single-phase bottomhole sampling technology*, J. Can. Pet. Technol., 2002, V. 41, no. 7.
5. Pereira V.J. et al., *Evaluation and improvement of screening methods applied to asphaltene precipitation*, Energy & Fuels, 2017, V. 31, no. 4, pp. 3380–3391.
6. Boer R.B. de et al., *Screening of crude oils for asphalt precipitation: Theory, practice, and the selection of inhibitors*, SPE-24987-PA, 1995, <https://doi.org/10.2118/24987-PA>
7. Jamaluddin A.K.M., Nighswander J., Joshi N., *A systematic approach in deepwater flow assurance fluid characterization*, SPE-71546-MS, 2001, <https://doi.org/10.2118/71546-MS>.
8. Rodrigues D.L.G., *Modeling of asphaltene precipitation and deposition tendency using the PC-SAFT equation of state: A thesis submitted for the degree of Doctor of Philosophy*, Rice University, 2008.



вращения труб на поверхность [1]. Кроме того, в отличие от механических профиломеров электромагнитные приборы способны выявлять дефекты как на внешней, так и на внутренней стенках труб, они нечувствительны к солевым, парафиновым и другим непроводящим/немагнитным отложениям и не содержат движущихся механических частей. Точность определения потерь металла (дефектов) и разрешающая способность классического магнитно-импульсного дефектоскопа с расположенной вдоль оси прибора одиночной приемной катушкой, длина которой соизмерима с диаметром исследуемых труб, обычно существенно ниже, чем у многорычажного профиломера или ультразвукового дефектоскопа. Такие приборы фиксируют отклик от всего объема окружающего его металла и поэтому не позволяют различать равномерную потерю металла от локальных дефектов [2, 3]. Для увеличения точности сканирования НКТ и эксплуатационной колонны были разработаны сканирующий магнитно-импульсный дефектоскоп и 3D симулятор, который используется для интерпретации данных. Магнитно-импульсный дефектоскоп позволяет определить наличие и местоположение дефектов (поперечных и продольных) в НКТ, а также в эксплуатационной колонне, вычислить величину отклонения толщины стенок исследуемых труб от номинала. Полученная информация дает возможность контролировать техническое состояние скважины, выявлять дефекты, а также планировать ремонтные работы, оптимизируя эксплуатационные расходы и финансовые ресурсы. В данной статье представлены результаты лабораторных тестов и полевых испытаний разработанного прибора.

## ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ СКАНИРУЮЩЕГО МАГНИТНО-ИМПУЛЬСНОГО ДЕФЕКТОСКОПА

Сканирующий электромагнитный прибор состоит из восьми сенсоров, представляющих собой короткие катушки индуктивности, которые расположены по окружности вокруг оси генерирующей катушки прибора (рис. 1). Генерирующая катушка возбуждает низкоамплитудный импульс, индуцирующий вихревые токи Фуко в трубе вокруг прибора, а восемь сенсоров (приемных катушек) регистрируют затухания магнитных полей, излучаемых от наиболее близкорасположенных к ним сегментов трубы [4, 5]. Подобное расположение восьми электромагнитных сенсоров реализует азимутальное разрешение и позволяет получить развертку толщины стенки трубы скважины, выделить локальные дефекты, а в интервале перфорации – отдельные перфорационные отверстия. При этом зоны чувствительности секторных сенсоров перекрываются, не оставляя «белых пятен», как это происходит в случае применения, например, многорычажного профиломера, когда часть внутренней поверхности труб оказывается между измеряющими рычагами [6]. Для защиты от агрессивной среды разработанный прибор имеет титановый кожух и специальные уплотнительные кольца, позволяющие проводить исследование в скважинах с содержанием сероводорода до 30 % и углекислого газа – до 100 %.

**Планирование исследования.** Сканирующий магнитно-импульсный дефектоскоп может работать как автономно, так и на кабеле с передачей информации на устье скважины в режиме реального времени. Высокая разрешающая способность прибора достигается при доста-

точно низкой скорости спуска/подъема прибора (от 2 до 6 м/мин) и высокой стабильности скорости спуска прибора. Особых требований к режиму работы скважины при исследовании прибором не предъявляется, поскольку электрическая проводимость флюида внутри скважины пренебрежимо мала по сравнению с электрической проводимостью металлов. Область применения прибора не ограничивается широко распространенными магнитными углеродистыми сталями, он может использоваться для исследования труб из слабо- и немагнитных коррозионностойких хромированных и хромоникелевых сплавов. Высокая скорость затухания токов Фуко в таких материалах потребовала применения быстродействующей электроники для обеспечения необходимого разрешения на коротких спадах электродвижущей силы (ЭДС) приемных катушек. Основные технические характеристики сканирующего магнитно-импульсного дефектоскопа приведены ниже.

Диапазон рабочей температуры, °C	... -20–150
Максимальное рабочее давление, МПа	..... 100
Максимальная концентрация H <sub>2</sub> S/CO <sub>2</sub> , %	..... ≤30/100
Материал корпуса	..... Титан
Максимальная толщина стенки исследуемой трубы (одиночной), мм	..... 14
Внешний диаметр исследуемых труб, мм	..... 73 – 245

## МЕТОДЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ

Существует несколько методик количественной оценки толщины стенок скважины с помощью магнитной дефектоскопии: нормировка, использование палеток и метод численного моделирования.

**Метод нормировки** является наиболее простым и поэтому наиболее распространенным для количественной интерпретации данных магнитно-импульсной дефектоскопии. Он заключается в том, что для каждого металлического барьера в конструкции скважины на основании лабораторных и полевых тестов определяется характерный временной канал (точка) на сигнале ЭДС приемной катушки, зависящем от изменения толщины этого барьера. Измеренные значения ЭДС на выбранном временном канале нормируются на номинальное значение толщины соответствующего металлического барьера, при этом предполагается линейная зависимость между амплитудой сигнала ЭДС и истинной толщиной. Такое предположение приближенное.

**Метод палеток** является альтернативой методу нормировки. Палетки представляют собой полученные в лаборатории эталонные спады ЭДС, замеренные магнитно-импульсным дефектоскопом на различных лабораторных стендах. Лабораторные стенды имитируют конструкции скважин с различным числом труб разных диаметров во всевозможных конфигурациях. Данный метод обеспечивает более точную оценку толщины труб, однако, не учитывает изменения электромагнитных параметров металлов (электрической проводимости и магнитной проницаемости).

## ДЛЯ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИНЫ ИСПОЛЬЗУЮТ РАЗЛИЧНЫЕ ГЛУБИННЫЕ ПРИБОРЫ, НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫМИ ИЗ КОТОРЫХ ЯВЛЯЮТСЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ И УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ ДЕФЕКТОСКОПЫ, А ТАКЖЕ МНОГОРЫЧАЖНЫЕ МЕХАНИЧЕСКИЕ ПРОФИЛЕМЕРЫ-КАВЕРНОМЕРЫ

**Метод численного моделирования** не имеет недостатков двух предыдущих эмпирических методов, поскольку реализует в разработанном 3D симуляторе численное решение уравнений Максвелла, с помощью которых рассчитывается электромагнитное поле вокруг прибора, с учетом геометрии самого прибора и окружающих его труб, а также их электромагнитных свойств. Результатами расчетов являются отклики, зарегистрированные приемными катушками сканирующего магнитно-импульсного дефектоскопа. Толщина стенки определенного сектора колонны определяется в результате решения обратной задачи: модельные сигналы ЭДС на всех приемных катушках сопоставляются с измеренными сигналами. Пример конечно-элементной трехмерной сетки для расчета электромагнитного поля, создаваемого сканирующим магнитно-импульсным дефектоскопом, показан на рис. 2, а.

## ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Для оценки и верификации метрологических возможностей сканирующего магнитно-импульсного дефектоскопа были проведены многочисленные лабораторные испытания, в том числе на чувствительность прибора в части определения минимальной потери металла, которую может фиксировать прибор при соблюдении рекомендуемых условий выполнения исследования. В результате установлено, что размер минимального дефекта (сквозного отверстия) существенно зависит от диаметра исследуемой трубы, наличия других колонн, спущенных в скважину, а также от свойств сплава, который опреде-

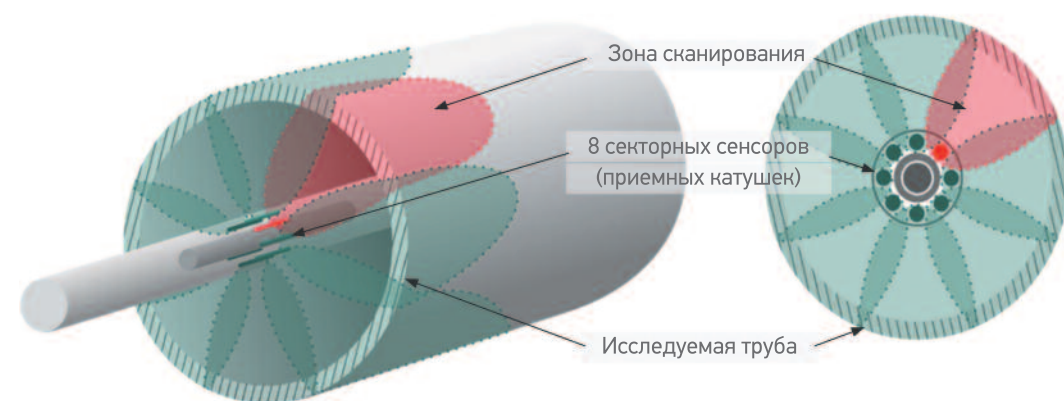


Рис. 1. Схема сканирующего магнитно-импульсного прибора

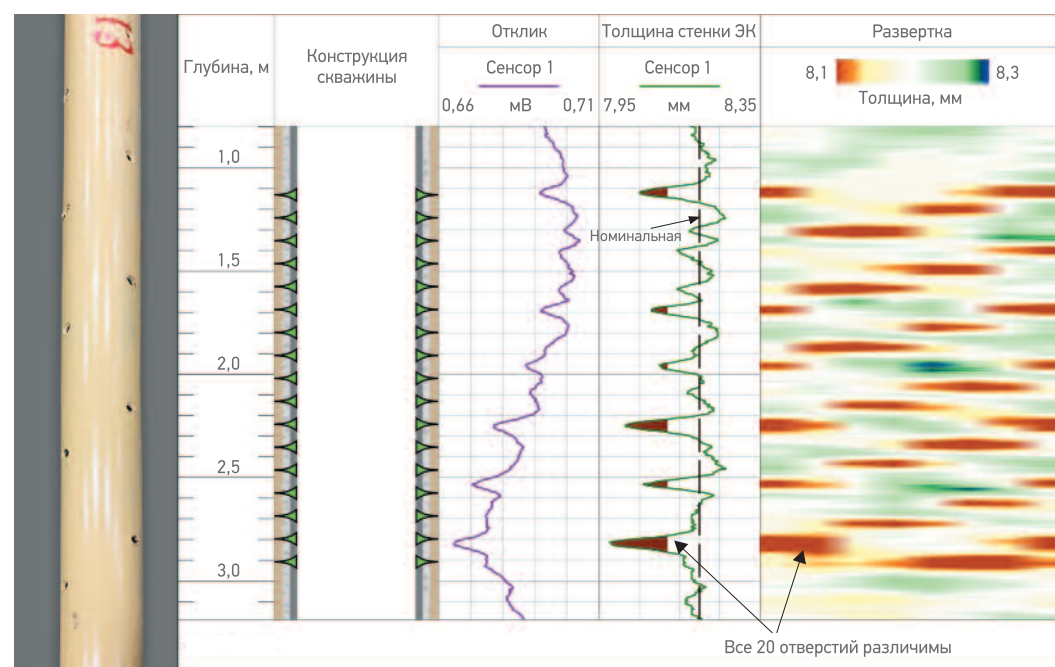


**Рис. 2.** Результаты лабораторного исследования по определению размера минимального дефекта, обнаруженного с помощью сканирующего магнитно-импульсного дефектоскопа:  
а – 3D моделирование сигнала ЭДС для расчета толщины стенки НКТ диаметром 89 мм; б – оценка размера минимального дефекта в НКТ диаметром 89 мм

ляет электромагнитные параметры труб. На **рис. 2, 6** приведены результаты лабораторных тестов в трубе диаметром 89 мм (имитация типовой НКТ), спущенной в колонну диаметром 245 мм. При этом было отмечено, что диаметр минимально определяемого отверстия составляет 8 мм. Такой дефект соответствует потере 0,9 % объема металла в расчете на сканируемый сектор трубы.

В результате проведенных лабораторных испытаний были также определены возможности технологии сканирующего магнитно-импульс-

ного дефектоскопа, включающей аппаратную часть, методику измерения и обработку данных с помощью 3D моделирования для определения качества перфорации. На **рис. 3** приведены результаты лабораторных испытаний в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм и длиной 6 м, в которой были выполнены перфорационные отверстия диаметром 12–15 мм с плотностью 10 отв/м в интервале 2 м. На основании измеренных каждым сенсором данных были рассчитаны толщины стенок труб, которые представлены в виде развертки



**Рис. 3.** Результаты лабораторных испытаний по определению минимального размера отверстия в эксплуатационной колонне (ЭК) диаметром 146 мм

на 360° (см. **рис. 3**). Можно видеть, что все 20 перфорационных отверстий надежно определяются, причем каждое перфорационное отверстие фиксируется тремя ближайшими к нему приемными катушками.

По совокупности данных, полученных в результате лабораторных испытаний, установлено, что прибор применим для определения потери металла в трубах диаметром от 73 до 245 мм при условии, что суммарная толщина стенок не превышает 14 мм.

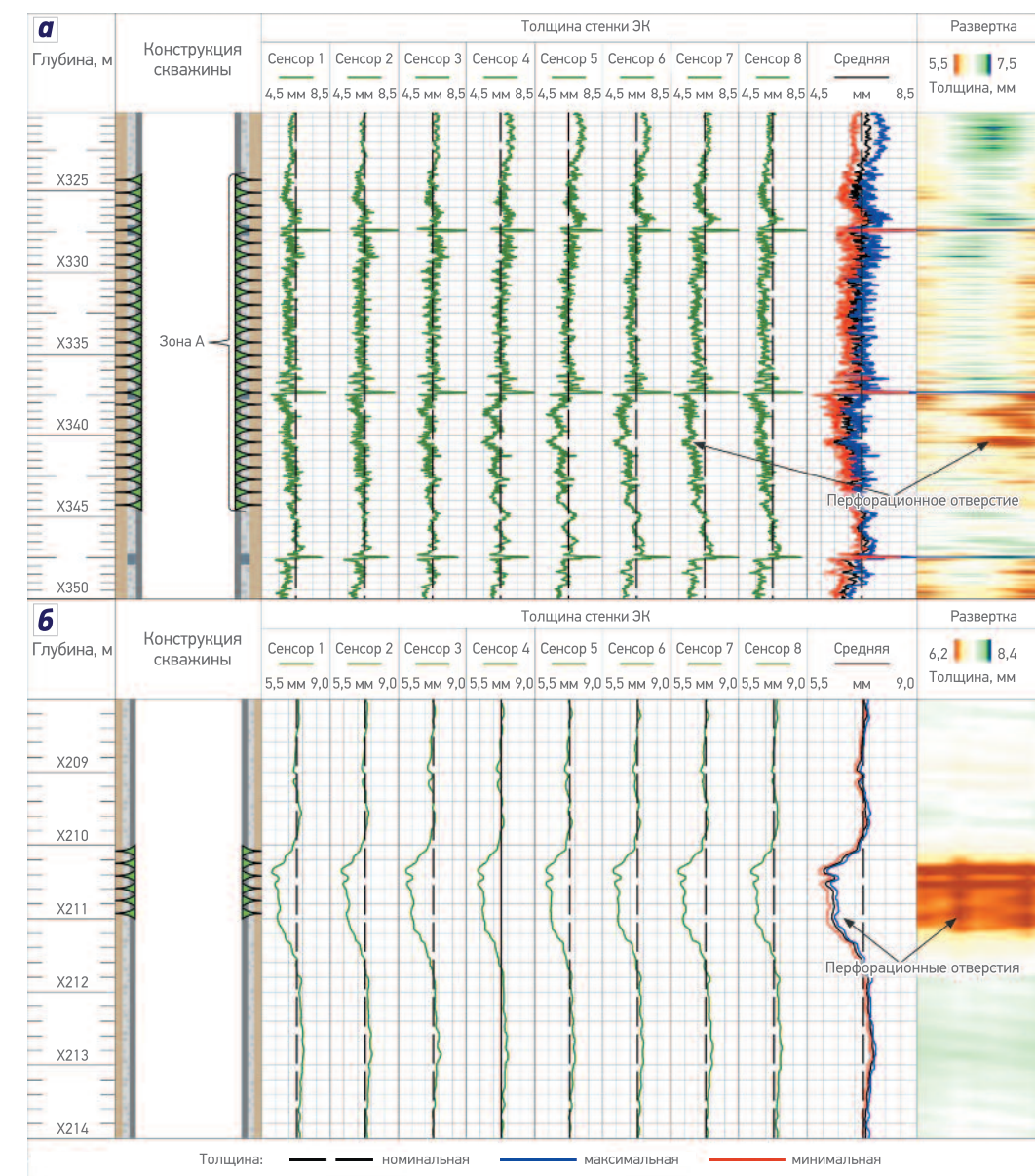
## ПОЛЕВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

На **рис. 4** представлены результаты полевых исследований сканирующим магнитно-импульсным дефектоскопом в двух вновь пробуренных скважинах с целью оценки каче-

ства перфорации.

Скв. П-1 была пробурена и обсажена эксплуатационной колонной диаметром 102 мм и после бурения находилась в освоении. Исследование выполнено после проведения перфорации в обсадной колонне в интервале зоны А. При освоении скважины планируемый приток вызвать не удалось. Задача исследования заключалась в определении технического состояния эксплуатационной колонны, а также интервала и качества перфорационных отверстий.

На рис. 4, а приведены результаты исследования в области перфорационных отверстий в скв. П-1. Средняя потеря металла составила 6 %, в то время как ожидаемая (расчетная) величина для конкретного случая примененной перфорационной системы должна была составлять 10 %.



**Рис. 4.** Результаты полевых исследований в скв. П-1 с эксплуатационной колонной диаметром 102 мм (а) и скв. П-2 с эксплуатационной колонной диаметром 168 мм (б), выполненных с целью проверки качества перфорации с помощью сканирующего магнитно-импульсного дефектоскопа



вить 12 %. Такой результат позволил предположить, что проведенная перфорация оказалась неэффективной, и это стало причиной отсутствия планового притока в скважине при ее освоении. После повторной перфорации скважина вышла на плановый приток. В скв. П-2 (см. **рис. 4, б**) при введении в работу в эксплуатационной колонне диаметром 168 мм была применена перфорационная система с расчетной потерей металла 4-5 %. По результатам исследования средняя потеря металла оказалась в 3-4 раза больше расчетной и составила в среднем 17 %; при этом в ходе интерпретации данных не удалось выделить отдельные отверстия перфораций. Полученные результаты позволили сделать вывод, что в скважине произошло растрескивание эксплуатационной колонны вблизи перфорационных отверстий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При эксплуатации нефтяных и газовых скважин очень важно получить точную количественную оценку потерь металла в трубах, произошедших в результате коррозии, эрозии, механических повреждений или перфорации. Сканирующий магнитно-импульсный дефекто-

скоп позволяет успешно решить перечисленные задачи для первого барьера в скважине (НКТ, обсадная или эксплуатационная колонна). Для увеличения точности расчетов толщин и надежности интерпретации данных прибора был разработан трехмерный симулятор, который численно решает соответствующие уравнения Максвелла, описывающие электромагнитные поля в физической модели прибора и конструкции скважины. В результате многочисленных лабораторных исследований был определен минимальный размер сквозного коррозионного отверстия, который может обнаружить рассмотренный прибор (7-8 мм для колонн диаметром 73-102 мм), что сопоставимо с размером перфорационных отверстий. Полевые испытания в скважинах после проведения перфорации показали, что предложенные сканирующий электромагнитный дефектоскоп, методика измерения и разработанный трехмерный симулятор являются эффективным решением для выявления не только равномерных потерь металла, но и небольших локализованных дефектов НКТ и эксплуатационных колонн.



Список литературы

1. Field trial results for 3rd barrier evaluation using technology of individual electromagnetic metal loss logging validated by actual excavations / A. Yugay [et al.] // SPE-188258-MS. – doi.org/10.2118/188258-MS.  
2. Memory magnetic imaging defectoscopy / A.A. Arbuzov [et al.] // SPE-162054-MS. – 2012. – doi.org/10.2118/162054-MS.  
3. Triple-barrier thickness scanning using through-tubing pulse-magnetic logging tool / A.A. Ansari [et al.] // SPE-176655-MS. – 2015.  
4. Dodd C.V., Cheng C.C., Deeds W.E. Induction coils coaxial with an arbitrary number of cylindrical conductors // Journal of Applied Physics. – 1974. – № 45 (2). – С. 638–647.  
5. De Groot S.R. Foundations of electrodynamics. – Noord-Hollandsche U.M. – 1972. – P. 535.  
6. Заявка на евразийский патент № EA201800606A1. Устройство для осуществления мультисенсорной электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн скважины и контроля технического состояния. Дата приоритета 28.11.18.

Reference

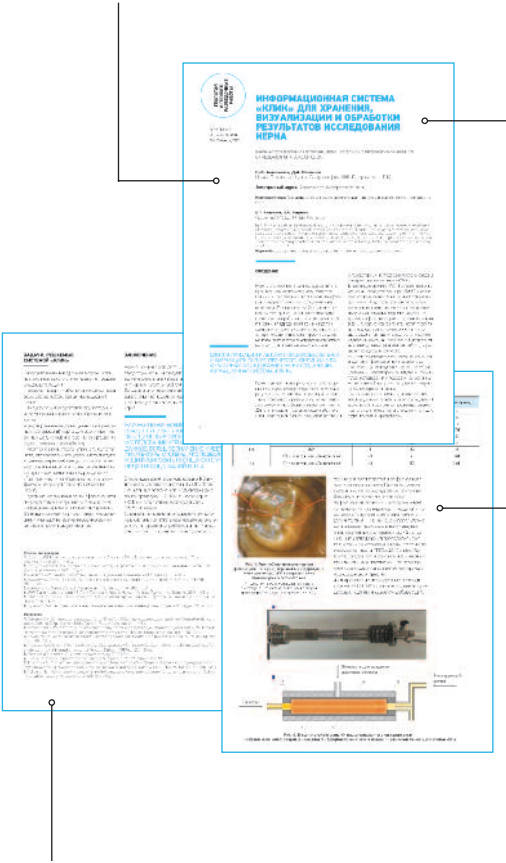
1. Yugay A. et al., Field trial results for 3rd barrier evaluation using technology of individual electromagnetic metal loss logging validated by actual excavations, SPE-188258-MS, 2017, https://doi.org/10.2118/188258-MS.  
2. Arbuzov A.A. et al., Memory magnetic imaging defectoscopy, SPE-162054-MS, 2012, https://doi.org/10.2118/162054-MS.  
3. Ansari A.A. et al., Triple-barrier thickness scanning using through-tubing pulse-magnetic logging tool, SPE-176655-MS, 2015.  
4. Dodd C.V., Cheng C.C., Deeds W.E., Induction coils coaxial with an arbitrary number of cylindrical conductors, Journal of Applied Physics, 1974, V. 45(2), pp. 638–647.  
5. De Groot S.R., Foundations of electrodynamics, Noord-Hollandsche U.M, 1972, 535 p.  
6. Patent no. EA201800606A1, Device for implementation of multi-touch electromagnetic defectoscopy of casing of wells and control of technical condition.

ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ  
**Эльвира Римовна КЕРИМОВА**, ученый секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти» (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»)   
Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru, тел.: +7 (812) 313 6924 доб. 3657

**АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ** должен быть не более шести человек. В сведениях об авторах необходимо указать фамилию, имя, отчество полностью, место работы, занимаемую должность, ученую степень, звание (если есть), рабочий почтовый адрес, рабочий телефон, адрес электронной почты.

**СТАТЬЯ ДОЛЖНА СОДЕРЖАТЬ:**  
- подробное введение с обоснованием целей, задач и актуальности работы;  
- основную часть с описанием самого исследования;  
- полноценные выводы или выделенное заключение.  
**ОБЪЕМ СТАТЬИ** не более 20 страниц, включая рисунки и таблицы (статья выполняется в Word, 14-м шрифтом с полуторным межстрочным интервалом, без элементов верстки, все символы, параметры и др. – выполнены в Word)



**ТАБЛИЦЫ** выполняются в Word, Excel, не рисунком.  
**РИСУНКИ** в CorelDRAW (версии 13 и более ранние), PowerPoint. Разрешение рисунков и фотографий в формате jpg, tif должно быть не менее 300 dpi. Рисунки должны быть четкими. Каждый рисунок должен быть снабжен подписочной 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.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.** В конце работы, в обязательном порядке, необходимо привести ссылки на все использованные литературные источники. Список литературы должен быть оформлен в соответствии с текущими требованиями к оформлению библиографических записей и ссылок. К статье необходимо приложить аннотацию, тезисы и ключевые слова на русском и английском языках.

**ФОРМУЛЫ.** Все входящие в формулу параметры должны быть расшифрованы. Расшифровку достаточно привести 1 раз, когда параметр встречается впервые. Более предпочтительным является использование Списка условных обозначений в конце статьи, тогда расшифровка в самом тексте не нужна. Сложные математические формулы желательно выполнять в формульном редакторе. Простые формулы и параметры в тексте необходимо выполнять в Word.



# ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Каждую вахту я чувствую себя покорителем Арктики. Но покорение — это не только преодоление экстремальных погодных условий, но и колоссальная ответственность за сохранение уникального животного мира региона. И я горжусь тем, что мы ведем добычу нефти в Арктике в полной гармонии с природой.



Реклама



*СТРЕМИМСЯ  
К БОЛЬШЕМУ!*

GAZPROM-NEFT.RU