

# СБОРНИК ДОКЛАДОВ



НЕФТЕГАЗОВЫЕ  
РОССИЙСКИЕ  
КОНФЕРЕНЦИИ

## XIV научно-практическая конференция МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОЦЕССАХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

14–15 СЕНТЯБРЯ 2022 г.  
(ГИБРИД)

Организатор



# **ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ**

**XIV научно-практической конференции**

**Математическое моделирование  
и компьютерные технологии  
в процессах разработки  
месторождений нефти и газа**

**ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»  
Москва  
2022**

---

# СОДЕРЖАНИЕ

---

<b>Агунов М.А., Рычков А.Ф., Мурыськина К.И.</b> Подготовка исходных данных для интегрированного моделирования.....	4
<b>Аковецкий В.Г., Афанасьев А.В., Суарес Д. Рамирес</b> Геоинформационная среда управления геоэкологическими рисками проектов нефтегазового комплекса.....	5
<b>Вознюк С.А., Демин Е.В., Хабибуллин Р.А., Ющенко Т.С.</b> Динамическое моделирование механизированной добычи малодебитными скважинами с протяженным ГС и МГРП.....	6
<b>Гуськова З.Р., Шипаева М.С., Делёв А.Н.</b> Применение геомеханического моделирования и геоиндикаторных технологий при адаптации гидродинамических моделей карбонатных коллекторов.....	7
<b>Девятка Н.П., Каширских Д.В., Овчинникова А.С., Гилязетдинов А.О., Паромов С.В., Максимова Е.Н.</b> Цифровой подход к литолого-седиментологическому описанию керна.....	8
<b>Дербышев Д.Ю., Боронин С.А., Осипцов А.А., Овчинников Г.В.</b> Улучшение сходимости нелинейного алгоритма моделирования гидроразрыва пласта и цементирования скважин методом ускорения Андерсона.....	9
<b>Дубиня Н.В., Баюк И.О.</b> Математическое моделирование взаимосвязей упругих свойств и характеристик пустотного пространства для обоснования методики определения хрупкости пород-коллекторов.....	10
<b>Еремин Н.А., Абиров Р.Ж.</b> Обзор методов искусственного интеллекта при оптимизации скрининга кандидатов для внедрения полимерного заводнения.....	11
<b>Закиров Т.Р.</b> Режимы динамической адсорбции полимеров в искусственных и природных цифровых кернах: численное моделирование с использованием решеточных уравнений Больцмана.....	12
<b>Зиганшин Э.Р.</b> Оценка величины и азимута главных напряжений в нефтяной скважине (западная часть Южно-Татарского свода).....	13
<b>Иванова И.В.</b> Учет постседиментационных процессов при создании трехмерной геологической модели Сна (примере отложений викуловской свиты Красноленинского месторождения).....	14
<b>Кобяков М.А., Абрамов П.А.</b> Алгоритм прогнозирования обводненности скважины на основе регрессионного анализа.....	15
<b>Кокымбаева Г.Ж., Еремков Э.В., Досниязов Р.У.</b> Моделирование PVT свойств в пределах блока Тайсоган на примере месторождений Уз, Уз Восточный, Уз Северный.....	16
<b>Костин Д.С., Булгакова Г.Т., Купавых В.А.</b> Разработка алгоритмов для определения константы скорости реакции кислоты с карбонатной горной породой.....	17
<b>Литвинцева Е.В., Санников И.Н.</b> Вероятностное геолого-технологическое моделирование разработки морских месторождений для количественной оценки рисков и формирования стратегии разработки.....	18

<b>Лубнин А.А.</b> Обоснование технико-экономических критериев переоснащения скважин с газлифтного способа добычи на применение установок электроцентробежных насосов .....	19
<b>Мулюков Д.Р., Федоров А.И.</b> Начало инициализации трещины ГРП в прискваженной зоне .....	20
<b>Муртазин Т.А., Усманов С.А., Валидов М.Ф., Судаков В.А., Амерханов М.И., Тахаув А.А.</b> Разработка автоматизированной системы геологического моделирования залежей сверхвязкой нефти на примере Республики Татарстан .....	21
<b>Пашали А.А.</b> Алгоритмы повышения эффективности предварительного отбора воды из промысловых трубопроводных сетей месторождений нефти и газа .....	22
<b>Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., Патрушев И.И., Овчинникова А.С., Насыбуллин А.В., Орехов Е.В.</b> О подходе к оптимизации добычи с использованием химических методов воздействия на пласт .....	23
<b>Поваляев А.А., Дильмухаметов И.Р., Цыбин С.С., Федоров А.З., Кондров М.В.</b> Анализ подходов к снижению неопределенности прогнозных расчетов в гидродинамических моделях систем разработки низкопроницаемых литологически-неоднородных коллекторов .....	24
<b>Саламатин А.А., Усманов С.А., Agias Ariel, Шевченко Д.В., Судаков В.А.</b> Моделирование динамики пара в стволе скважины для оценки эффективности его закачки в пласт .....	25
<b>Трухин И.С., Задорожный П.А., Суховерхов С.В., Маркин А.Н.</b> Усовершенствование методологических принципов прогнозирования процессов солеосаждения в нефтепромысловом оборудовании .....	26
<b>Тухбатова Э.Р., Локшин Д.А., Черных Д.В., Ахмадишин А.Т.</b> Численное исследование влияния рассолонения засоленных терригенных коллекторов Верхнечонского месторождения на распределение флюидов в пласте при реализации уплотняющего бурения .....	27
<b>Федоров К.М., Шевелёв А.П., Выдыш И.В., Анурьев Д.А.</b> Общий подход к дизайну и прогнозу эффективности работ по выравниванию профиля приемистости в нагнетательных скважинах .....	28
<b>Харисов М.Н., Малов А.Г., Баширов Д.М., Хазиахметова Д.Р.</b> Повышение эффективности заводнения карбонатных коллекторов .....	29
<b>Цыбин С.С., Поваляев А.А., Федоров А.Э.</b> Разработка методики оценки эффективности уплотняющего бурения с учетом потерь добычи базового фонда .....	30
<b>Черемисин Н.А.</b> Определение критической водонасыщенности из распределения пор по размерам .....	31
<b>Шарифуллин А.Р., Лутфуллин А.А., Абусалимов Э.М., Булгакова Г.Т.</b> Создание и исследование методов проектирования и анализа кислотной обработки карбонатных коллекторов на основе численного моделирования .....	32
<b>Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В.</b> Высокообводненные скважины – предвестники трудноизвлекаемых запасов .....	33
<b>Шевко Н.А.</b> Особенности моделирования сложного нетрадиционного карбонатного коллектора на примере залежей Ближнего Востока .....	34
<b>Якушин В.Б.</b> Проблемы и 20-летний опыт прогноза добычи нефти и анализа эффекта от проведения геологотехнических мероприятий с использованием характеристик вытеснения .....	35

## Подготовка исходных данных для интегрированного моделирования

М.А. Агупов<sup>1</sup>, А.Ф. Рычков<sup>2</sup>, К.И. Мuryськина<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

<sup>2</sup>ЛУКОЙЛ Мид-Ист Лимитед

<sup>3</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

**Адреса для связи:** Mikhail.Agupov@pnn.lukoil.com,  
andrei.rychkov@lukoil-international.com, Kristina.Muryskina@pnn.lukoil.com

**Ключевые слова:** интегрированное моделирование, моделирование месторождений, анализ данных, статистический анализ, исходные данные, регрессия, машинное обучение

---

Цифровые интегрированные модели (ИМ) являются инструментом контроля и управления разработкой месторождений. Выполнен обзор основных сложностей при подготовке исходных данных для ИМ. Приведен перечень данных, которые принимаются для описания объектов, входящих в состав ИМ. Выделены два крупных класса данных:

1) условно-постоянные – относящиеся к конструкции оборудования; механизмы проверки чаще всего сводятся к сопоставлению физических характеристик объектов с информацией из сопроводительной (паспортной, проектной) документации;

2) переменные - характеризующие режимы работы установок и такие промышленные данные, как дебиты, давления, температуры, скорости; здесь в каждом конкретном случае необходима проработка механизмов проверки данных, их согласования, а также насыщения.

Дано описание объема исходных данных в задачах интегрированного моделирования. Этот объем чаще всего характеризуется высокой размерностью (десятки параметров) и ограниченным набором исторических наблюдений по элементам. Поскольку выборка имеет небольшой размер (дискретность данных снижается за счет объединения по дням и месяцам) это не позволяет в достаточной мере идентифицировать скрытые зависимости в рамках одного рассматриваемого месторождения или объекта моделирования путем применения методов машинного обучения или нейронных сетей. Однако применение этих методов может давать устойчивые результаты при анализе на уровне систем хранения данных всего добывающего предприятия (группы месторождений). В качестве инструментов контроля качества как на уровне систем хранения данных, так при инженерном анализе, выступают различного рода статистические модели, фильтры выбросов, реже трендовые фильтры.

Приведены примеры применения ИМ как инструмента для валидации исходных данных (проверка качества гидродинамических исследований, замеренного дебита скважины, поиск распределения фазовых дебитов, выбор даты калибровки системы).

## **Геоинформационная среда управления геоэкологическими рисками проектов нефтегазового комплекса**

**В.Г. Аковецкий<sup>1</sup>, А.В. Афанасьев<sup>1</sup>, Д. Рамирес Суарес<sup>1</sup>**  
<sup>1</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

**Адрес для связи:** [geoinforisk@mail.ru](mailto:geoinforisk@mail.ru)

**Ключевые слова:** геоэкология, риски, геоинформационная среда, цифровая платформа, нефтегазовый комплекс, проект, управление рисками

---

Управление инвестиционными проектами нефтегазового комплекса (НГК) сопряжено с продолжительным инвестиционным циклом (40–100 лет), в течение которого изменяются параметры их реализации, в том числе природное, технологическое, экологическое и социальное состояние инфраструктуры территорий, нормативные документы, условия финансирования проекта, стоимость ресурсов. Это является причиной возникновения неопределенных ситуаций и требует оперативного учета происходящих изменений. Неопределенность источников воздействия на территории НГК обусловлена одновременным проявлением как планетарных геосферных процессов, так и локальных природных и техногенных факторов.

Учет возникающих рисков и минимизация их проявления осуществляются в рамках управления природоохранными проектами НГК на глобальном, национальном, региональном, локальном и детальном уровнях. Эффективность выполнения таких проектов зависит от полноты информации об исследуемых процессах на протяжении временного периода, связанного с происходящими негативными воздействиями. Именно наличие полной и доступной информации о характере и уровне негативного воздействия на состояние природных компонентов окружающей среды лежит в основе выбора наилучших доступных технологий для нейтрализации этого воздействия.

Целью данной работы являлась разработка моделей управления геоэкологическими рисками на разных стадиях реализации проектов освоения нефтяных и газовых месторождений с использованием цифровой платформы геоинформационной среды проекта. Рассмотрены следующие задачи: выбор стратегий управления рисками проекта на разных стадиях его реализации; инвентаризация источников возникновения геоэкологических рисков; построение моделей геоинформационной среды реализуемого проекта; создание макета цифровой технологической платформы для построения геопространственных и объектно-ориентированных моделей территории объектов НГК.

## **Динамическое моделирование механизированной добычи малодебитными скважинами с протяженным ГС и МГРП**

**С.А. Вознюк<sup>1</sup>, Е.В. Демин<sup>2</sup>, Р.А. Хабибуллин<sup>2</sup>, Т.С. Ющенко<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>ООО «ТКС»

<sup>2</sup>ООО «Газпромнефть НТЦ»

<sup>3</sup>ООО «Газпромнефть – Технологические Партнерства»

**Адреса для связи:** Svoznyuk@slb.com, Demin.EV@gazpromneft-ntc.ru, Khabibullin.RA@gazpromneft-ntc.ru, Yuschenko.TS@gazprom-neft.ru

**Ключевые слова:** низкодебитные скважины, скважины с ГС и МГРП, математическое моделирование, ЭЦН, оптимизация работы скважин

---

В настоящее время существует значительный фонд малодебитных скважин с ГС и МГРП, добывающих нефть из низкопроницаемых залежей механизированным способом при помощи ЭЦН, а также с использованием газлифта. Целью данной работы является динамическое моделирование различных режимов работы малодебитных скважинах с протяженным ГС и МГРП, добывающих флюид методом механизированной добычи, а также методы борьбы с возможными осложнениями и оптимизация режима работы.

Для корректного описания физических процессов в данной работе использован симулятор неустановившегося мультифазного потока с различными подходами к проведению численного моделирования многофазных течений в стволе скважины, в том числе с учетом изменения параметров притока и с учетом наличия ЭЦН в скважине и газлифтного оборудования. Показаны различные способы задания ЭЦН в скважине, в том числе при наличии газосепаратора, а также возможности моделирования режима ПКВ.

В рамках подбора и оптимизации режима работы ЭЦН учитываются изменяющиеся во времени показатели по продуктивности пласта, газовому фактору, режимам течения в стволе скважины, параметры ЭЦН, а также термодинамические показатели при остановке и запуске насоса. В работе продемонстрировано результаты расчетов многофазного течения в стволе скважины с ЭЦН на основе реальных данных. Показаны возможности по оптимизации режима работы скважины с помощью проведения многовариантных расчетов в специализированном ПО.

На примере реальных скважин показаны возможности по использованию беспакерного газлифта для низкодебитных скважин. Расчеты, проведенные в специализированном симуляторе нестационарного потока в скважине, позволяют подобрать оптимальный режим подачи газа в затрубное пространства для максимизации добычи и оптимальной работы скважины при газлифтом беспакерном способе эксплуатации.

## **Применение геомеханического моделирования и геоиндикаторных технологий при адаптации гидродинамических моделей карбонатных коллекторов**

**Э.Р. Гуськова<sup>1</sup>, М.С. Шипаева<sup>1</sup>, А.Н. Делёв<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Институт геологии и нефтегазовых технологий

**Адрес для связи:** zyl\_fiya@mail.ru

**Ключевые слова:** гидродинамическая модель, геомеханическая модель, геоиндикаторные технологии, адаптация, карбонатный коллектор, гидроразрыв пласта (ГРП)

---

В работе рассмотрена детальная адаптация постоянно действующей геолого-гидродинамической модели месторождения нефти, приуроченного к карбонатным отложениям среднего карбона в Республике Татарстан, с применением результатов геомеханического и геохимического моделирования. При анализе процесса разработки изучаемого месторождения в рамках построения гидродинамической модели выявлена низкая эффективности проведения гидроразрыва пласта (ГРП). Фактическая высота трещин ГРП предположительно достигала 30 м и более, что приводило к обводнению скважин башкирского яруса. Также, вероятно, в продукции скважин верейского горизонта имелись примеси флюида башкирского яруса.

При создании ГДМ в программном продукте tNavigator с целью детального анализа упруго-прочностных свойств пласта и уточнения латерального распространения трещин ГРП построена геомеханическая модель, включающая кубы скоростей продольной и поперечной волны, плотности пород, модуля Юнга и коэффициента Пуассона. Для анализа вертикального распространения трещин ГРП с целью определения источника поступления жидкости в добывающие скважины на рассматриваемом участке месторождения проведены специальные лабораторные исследования состава пластового флюида с помощью геоиндикаторных технологий.

По результатам работы настроена геометрия трещин ГРП с учетом фактического обводнения скважин, получено более точное распределение добычи нефти и воды по пластам, а также сохранен материальный баланс в модели. Таким образом, значительно повышены обоснованность принимаемых при адаптации модели решений и, следовательно, прогностическая способность модели. Подход к определению распространения трещин ГРП при адаптации ГДМ с применением геомеханического моделирования и геоиндикаторных технологий, представленный в данной работе, может применяться при решении задач анализа разработки многопластовых объектов.

## Цифровой подход к литолого-седиментологическому описанию керна

Н.П. Девятка<sup>1</sup>, Д.В. Каширских<sup>1</sup>, А.С. Овчинникова<sup>1</sup>, А.О. Гилязетдинов<sup>1</sup>,  
С.В. Паромов<sup>1</sup>, Е.Н. Максимова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**Адреса для связи:** npdevyatka@tnnc.rosneft.ru, dvkashirskikh@tnnc.rosneft.ru, asovchinnikova3@tnnc.rosneft.ru, aogilyazetdinov@tnnc.rosneft.ru, svparomov@tnnc.rosneft.ru, enmaksimova@tnnc.rosneft.ru

**Ключевые слова:** информационная система, керн, литологическое описание, седиментологические планшеты, цифровой проект

---

Важнейшим материалом, лежащим в основе изучения и моделирования свойств месторождений нефти и газа, являются результаты литологического и седиментологического изучения керна. Однако, несмотря на стремительно развивающиеся технологии, оформление результатов и их дальнейшее применение доставляет множество затруднений исследователям.

На базе лабораторного центра ООО «ТННЦ» реализован цифровой проект, который в корне изменил бизнес-процесс и привнес следующие инновации:

- исключена необходимость переноса информации с бумажного носителя в электронный вид после окончания работы с объектом изучения – она заносится напрямую в базу данных (БД) непосредственно в зале описания керна при помощи ноутбука;
- структура результатов представлена группой справочных значений (ключевых параметров), которые вносятся с помощью интерфейса информационной системы и на основе которых автоматически формируется итоговый текст;
- на базе информационной системы создан и обучен программный алгоритм, который на основе фотографий керна формирует предварительный вариант послойного описания, что является своеобразной «подсказкой» и помогает пользователю отметить все важные детали;
- результаты выгружаются в виде отчетных таблиц и итоговых планшетов нажатием кнопки;
- итоговые данные доступны любому потребителю в режиме реального времени, имеют универсальный и удобный вид, легко конвертируются в различные форматы для их дальнейшего использования при построении петрофизических зависимостей, создании литолого-фациальных и геологических моделей и др.

В работе рассмотрены преимущества внедренного комплексного цифрового подхода, дано развернутое описание реализованной схемы взаимодействия со смежными подразделениями, а также оценен эффект от его реализации и обозначены перспективы дальнейшего развития системы.

# Улучшение сходимости нелинейного алгоритма моделирования гидроразрыва пласта и цементирования скважин методом ускорения Андерсона

Д.Ю. Дербышев<sup>1</sup>, С.А. Боронин<sup>1</sup>, А.А. Осипцов<sup>1</sup>, Г.В. Овчинников<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Сколковский институт науки и технологий

Адрес для связи: [Dmitriy.Derbyshev@skoltech.ru](mailto:Dmitriy.Derbyshev@skoltech.ru)

---

Представлена система уравнений, описывающая течение жидкости с проппантом в канале раскрытой трещины гидроразрыва пласта (ГРП). Система состоит из квазилинейного эллиптического уравнения относительно давления и гиперболических уравнений переноса относительно объемных долей несущей фазы и частиц проппанта. Схожие системы уравнений описывают бурение и цементирование скважин, пластовые течения и иные многофазные течения при применении нефтесервисных технологий. Основную трудность, с вычислительной точки зрения, представляет решение нелинейного (в силу неньютоновской реологии суспензии) уравнения для давления. Широкое распространение получили итерационные методы, в частности метод простой итерации (ПИ).

Рассмотрен вариант алгоритма ускорения Андерсона (АА) для решения линейризованного уравнения давления, при котором АА применяется к вектору, состоящему не только из приближения к решению (как при стандартном методе АА), но и из матрицы и правой части линейризованной системы уравнения. Поскольку строгое теоретическое обоснование сходимости метода АА для систем нелинейных уравнений общего вида отсутствует, добавлено несколько проверок устойчивости на случай отсутствия сходимости; при срабатывании данных условий алгоритм сводится к методу ПИ на текущем временном шаге. Разработанный алгоритм уменьшает количество итераций на каждом временном шаге, позволяя ускорить вычисления независимо от оптимизаций решения линейной системы. Проведено сравнение с методом ПИ на тестовых расчетах течения вязкопластических жидкостей и жидкостей, вязкость которых подчиняется степенному закону, с твердыми частицами в узком канале. Для жидкостей, вязкость которых подчиняется степенному закону, результаты для методов АА и ПИ из-за малого количества итераций на каждом шаге по времени практически идентичны; для вязкопластических жидкостей при возникновении пробковых зон метод ПИ расходится на большинстве шагов по времени. Разработанный алгоритм сходится во всех рассмотренных тестовых случаях, что улучшает и скорость, и качество решения нелинейного уравнения для давления.

## **Математическое моделирование взаимосвязей упругих свойств и характеристик пустотного пространства для обоснования методики определения хрупкости пород-коллекторов**

**Н.В. Дубиня<sup>1,2</sup>, И.О. Баяук<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Московский физико-технический институт  
(Национальный исследовательский университет)

<sup>2</sup>Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН

**Адреса для связи:** Dubinya.NV@gmail.com ibayuk@yandex.ru

**Ключевые слова:** хрупкость, Rock Physics, геомеханика, петроупругое моделирование

---

В работе рассмотрено прогнозирование хрупкости пород-коллекторов: индекс хрупкости является одной из величин, которые принимаются во внимание при планировании различных геолого-технических мероприятий (ГТМ), связанных с механическими процессами, в частности, с проведением гидроразрыва. Основной проблемой прогноза хрупкости в нетрадиционных коллекторах является отсутствие единой методики определения индекса хрупкости. Согласно литературным данным, в настоящее время существует несколько десятков различных определений индекса хрупкости, сформулированных для конкретных залежей. Рассмотрен подход, который позволяет использовать имеющиеся данные о внутренней структуре пород, их минеральном составе и механических свойствах для того, чтобы выбрать из существующих определений индекса хрупкости те, которые могут быть применимы для описания конкретной породы.

С учетом данных, используемых для прогноза хрупкости, в качестве инструмента выбрано петроупругое моделирование. Наиболее корректные и обоснованные индексы хрупкости могут быть получены по результатам исследований керна, однако прогнозной способностью в большей степени обладают индексы хрупкости, рассчитанные по материалам геофизических исследований скважин и сейсмическим данным. Поскольку петроупругое моделирование позволяет определить, как изменяются эффективные свойства среды на разных масштабах при изменении ее состояния, можно обосновать связь между индексами хрупкости, полученными разными способами. Благодаря этому можно установить, какие подходы к определению индексов хрупкости являются непротиворечивыми. Появляется возможность создать методику, позволяющую сократить количество некорректных определений индекса хрупкости для конкретных пород. Результаты моделирования, проведенного в рамках работы, позволили выявить основные проблемы, связанные с определением хрупкости при работе с нетрадиционными коллекторами.

## **Обзор методов искусственного интеллекта при оптимизации скрининга кандидатов для внедрения полимерного заводнения**

**Н.А. Еремин<sup>1</sup>, Р.Ж. Абилов<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

<sup>2</sup>Казахстанско-Британский Технический Университет

**Адреса для связи:** Ermn@mail.ru, rustabi@gmail.com

**Ключевые слова:** искусственный интеллект, оптимизация, полимерное заводнение, скрининг, методы увеличения нефтеотдачи, парадигма, мультисенсоризация, скрытые закономерности

---

Обработка и интерпретация больших геоданных в проектах добычи нефти требует использования методов машинного обучения. Аналитика больших геоданных – это процесс поиска системных закономерностей в массивах геоинформации и интерпретации найденных явлений. Применение методов искусственного интеллекта открывает новые возможности для оптимизации технологии полимерного заводнения.

Модели, работающие с большими геоданными, представляют собой набор из трех уровней искусственного интеллекта: предиктивного, предписывающего и когнитивного. Блок прогнозирования получает физические параметры резервуара в качестве входных данных и прогнозирует результат для тысяч возможных проектов при различных вариантах геологической среды с использованием передовых методов машинного обучения и глубокого обучения. Предписывающий блок находит оптимальные решения, исходя из целей и рисков проекта, используя методы оптимизации. Когнитивный блок находит наилучшее решение из оптимального подмножества.

Метод полимерного заводнения не применяется при разработке месторождений с газовой шапкой, трещиноватыми коллекторами, высокой проницаемостью пласта и активным вытеснением. При применении полимерного заводнения коэффициент извлечения нефти увеличивается на 3-10 %. Усовершенствованный дизайн полимерного заводнения может обеспечить сокращение удельных затрат на добычу нефти. Применение методов искусственного интеллекта высокоэффективно при выборе систем размещения скважин, а также при контроле работы добывающих и нагнетательных скважин. Задача выбора местоположения скважины, интервала перфорации и типа заканчивания скважины в неоднородном пласте является сложной из-за мультимодальности целевой функции. Оптимизация управления скважиной включает определение зависящих от времени рабочих переменных, таких как забойное давление и дебиты нефти и газа.

В работе впервые предложены методы искусственного интеллекта, в том числе машинного обучения, для оптимизации процессов полимерного заводнения. Применение методов искусственного интеллекта повышает эффективность процессов добычи нефти и снижает эксплуатационные расходы.

## **Режимы динамической адсорбции полимеров в искусственных и природных цифровых ядрах: численное моделирование с использованием решеточных уравнений Больцмана**

**Т.Р. Закиров<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Институт геологии и нефтегазовых технологий,  
Казанский (Приволжский) федеральный университет

**Адрес для связи:** [tirzakirov@kpfu.ru](mailto:tirzakirov@kpfu.ru)

---

Динамическая адсорбция полимеров происходит при их закачке в залежи углеводородов. В работе дано описание отличительных особенностей режимов динамической адсорбции полимеров. Инструментом исследования являлось математическое моделирование, основанное на решеточных уравнениях Больцмана. В качестве модели поверхностной реакции использовано кинетическое уравнение Ленгмюра. Вычислительные эксперименты проведены как на двухмерных искусственно сгенерированных цифровых моделях пористых сред, так и на природных образцах, цифровая модель которых получена при помощи рентгеновской компьютерной микротомографии. Показано, что режимы динамической адсорбции в пористых средах определяются соотношением между коэффициентами вне- и внутрочастичной диффузии. Чувствительность скорости адсорбции к изменению коэффициента внутрочастичной диффузии значительно возрастает при росте коэффициента внечастичной диффузии. Показано, что размер частиц существенно влияет на скорость адсорбции, однако режим адсорбции зависит от влияния соотношения коэффициентов диффузии. При высоких коэффициентах (6000) скорость динамической адсорбции возрастает по мере увеличения размеров частиц. При средних коэффициентах (1500) обнаружена немонотонная зависимость размера частиц от скорости динамической адсорбции. Это означает, что чрезмерное измельчение частиц может негативно отразиться на скорости адсорбции. При низких коэффициентах (150), в отличие от случая с высокими коэффициентами, скорость адсорбции увеличивается по мере роста размера адсорбирующих частиц. Получено, что неоднородность порового пространства приводит к существенному замедлению скорости динамической адсорбции в случае малых размеров частиц, однако по мере роста их размеров, влияние неоднородности значительно снижается. Характеристики режимов динамической адсорбции, полученные для двумерных структур, успешно перенесены в цифровые модели трехмерных природных песчаников и верифицированы.

## Оценка величины и азимута главных напряжений в нефтяной скважине (западная часть Южно-Татарского свода)

Э.Р. Зиганшин<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет

**Адрес для связи:** Eduard-ziganshin@mail.ru

**Ключевые слова:** сложные коллекторы, геомеханика, напряженное состояние пород, гидроразрыв пласта (ГРП)

---

Карбонатные отложения Республики Татарстан обладают большим потенциалом для добычи углеводородов. Одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти является гидроразрыв пласта (ГРП). Однако из-за сложности строения пустотного пространства и низкой изученности карбонатных коллекторов в ряде случаев технология ГРП оказывается малоэффективной. Как следствие, данный метод применяется в незначительных объемах. Для корректного дизайна ГРП необходимо определить напряженное состояние пластов и их геомеханические характеристики.

В рамках данной изучено напряженно-деформированное состояние массивов горных пород вокруг ствола скважины. Определены величины и азимут главных напряжений, действующих в пластах. Вертикальное напряжение  $\sigma_v$ , рассчитывали путем интегрирования плотности горных пород по глубине. Минимальное горизонтальное напряжение  $\sigma_{hmin}$  определяли по результатам проведенного ГРП как давление закрытия трещины на забое с учетом реального пластового давления. Максимальное горизонтальное напряжение  $\sigma_{hmax}$  находили путем построения полигона напряжений. Исходя из величин напряжений, сделан вывод, что на данном месторождении преобладает тектонический режим сброса-сдвига  $\sigma_v > \sigma_{hmax} > \sigma_{hmin}$  и соответственно трещина ГРП будет вертикальной. В рассматриваемой скважине проведены исследования электрическим микросканером. По результатам интерпретации данных направление техногенных трещин в башкирском ярусе составило в среднем  $115^\circ$ , что соответствует направлению максимального горизонтального напряжения  $\sigma_{hmax}$ . Следовательно, трещина ГРП будет распространяться в направлении с северо-запада на юго-восток. Если сравнивать напряженное состояние в верейском горизонте, каширском подъярусе и башкирском ярусе, то явных различий в величинах напряжений не наблюдается. Это свидетельствует о том, что существенных «барьеров», которые могли бы ограничить рост трещины в высоту, не наблюдается. Для более точной оценки контраста напряжений необходимы актуальные данные о пластовых давлениях в различных интервалах.

Полученные данные о напряжениях являются крайне важным материалом при планировании ГРП. Они позволяют спрогнозировать геометрию трещины и ее траекторию движения.

## **Учет постседиментационных процессов при создании трехмерной геологической модели (на примере отложений викуловской свиты Красноленинского месторождения)**

**И.В. Иванова<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**Адрес для связи:** [ivivanova@tnnc.rosneft.ru](mailto:ivivanova@tnnc.rosneft.ru)

**Ключевые слова:** постседиментационные преобразования, карбонатизация, трехмерная геологическая модель, геометризация

---

В настоящее время цифровая геологическая модель является основой для оценки запасов углеводородов и гидродинамических расчетов при проектировании и контроле разработки месторождений. Трехмерные геологические модели активно используются на этапе планирования размещения и проводки наклонно направленных и горизонтальных скважин. Важной частью геологической модели является модель литологии, описывающая литологическую неоднородность резервуара и отражающая результаты процессов седиментогенеза и постседиментационных преобразований. Постседиментационные процессы влияют на первоначальные фильтрационно-емкостных свойств за счет изменения структуры порового пространства вмещающих пород. Прогноз пространственного расположения пород, испытавших влияние постседиментационных процессов, важен для совершенствования систем разработки залежей углеводородов.

Одним из распространенных постседиментационных процессов в терригенных отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна является карбонатизация пород – процесс отложения карбонатных минералов в обломочных породах при воздействии углекислоты. Комплексный анализ результатов исследований ядра, шлифов, растрово-электронной микроскопии, геофизических исследований скважин позволил изучить влияние процесса карбонатизации на фильтрационно-емкостные свойства пород, выявить закономерности и оценить масштабы развития карбонатизированных пород в продуктивных отложениях ВК1-3 викуловской свиты Красноленинского свода. Карбонатизированные породы пластов ВК1-3 представлены алевролитом-песчанистыми породами с базально-поровым карбонатным цементом. Благодаря процессу карбонатизации произошло почти полное заполнение пустотного пространства между зернами породы карбонатным цементом, что привело к значительному снижению фильтрационно-емкостных свойств. Учет карбонатизированных пород при создании трехмерной геологической модели позволил провести геометризацию и спрогнозировать развитие этих пород в неразбуренных частях залежи продуктивного резервуара викуловской свиты.

## Алгоритм прогнозирования обводненности скважины на основе регрессионного анализа

**М.А. Кобяков<sup>1</sup>, П.А. Абрамов<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

**Адреса для связи:** Mikhail.Kobyakov@pnn.lukoil.com,  
Pavel.Abramov@pnn.lukoil.com, Aleksandr.Mitroshin@pnn.lukoil.com,  
Vladimir.Volkov@pnn.lukoil.com

**Ключевые слова:** скважина, обводненность, интегрированная модель, уравнение регрессии, регрессионный анализ, забойное давление

---

В работе рассмотрен новый подход к прогнозированию обводненности добывающих скважин на основе исторических данных. Алгоритм представлен в MS Excel и опробован на различных математических зависимостях, таких как экспоненциальная, логарифмическая зависимости и многофакторная регрессия. В результате анализа с применением различных методов выбор сделан в пользу уравнений трех- и четырехфакторной регрессии, а также определены параметры работы скважины, которые закладываются в уравнение регрессии. Для оценки сходимости с данными о фактической обводненности выполнен прогнозный расчет на 1 год по уравнению регрессии, функциям Corey и трендам из гидродинамической модели.

## **Моделирование PVT свойств в пределах блока Тайсоган на примере месторождений Уаз, Уаз Восточный, Уаз Северный**

**Г.Ж. Кокымбаева<sup>1</sup>, Э.В. Ермаков<sup>1</sup>, Р.У. Досниязов<sup>1</sup>**  
ТОО «КМГ Инжиниринг» Атырауский филиал

**Адрес для связи:** G.Kokymbayeva@kmg.kz

**Ключевые слова:** месторождение, эксперимент, модель PVT

---

Наличие достоверных данных о PVT свойствах пластовых флюидов играет ведущую роль при подсчете запасов нефтяных и газовых залежей, оценке коэффициента извлечения нефти, исследовании скважин, численном моделировании коллекторов и принятии обоснованных решений при проектировании разработки месторождений.

На практике результаты промысловых, лабораторных и теоретических исследований используются одновременно для обоснования свойств природных углеводородных смесей. На каждом из отмеченных этапов специалисты стремятся повысить достоверность получаемых данных и развить методы их интерпретации. Определение свойств пластовых флюидов нефтяного месторождения является обязательным условием эффективного применения различных методов воздействия на призабойную зону, подбора оборудования для эксплуатации скважин. Свойства пластовых флюидов определяются различными термобарическими условиями и меняются в зависимости от текущего состояния пласта и пластового давления. Все известные методы определения свойств пластовых флюидов можно разделить на две группы: экспериментальные и расчетные. В настоящее время актуальной задачей является создание PVT-моделей, адекватно воспроизводящих свойства пластовых углеводородных смесей.

## Разработка алгоритмов для определения константы скорости реакции кислоты с карбонатной горной породой

Д.С. Костин<sup>1</sup>, Г.Т. Булгакова<sup>2</sup>, В.А. Купавых<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Тетаком»

<sup>2</sup>Уфимский гос. нефтяной технический университет

**Адреса для связи:** kostindenis@mail.ru, bulgakova.guzel@mail.ru, kupavyh-vadim@mail.ru

**Ключевые слова:** константа скорости реакции, кислота, карбонатная горная порода, уравнение Авраами – Ерофеева, компьютерное моделирование, алгоритмы обработки лабораторных данных

---

Для математического моделирования процессов, происходящих в призабойной зоне пласта в процессе кислотных обработок, одним из важнейших параметров является константа скорости реакции. При этом в отечественной научной литературе освещены лишь общие сведения о методах определения константы скорости реакции и уравнениях, лежащих в их основе, в то время как алгоритмы обработки исходных данных не приводятся.

С целью совершенствования методологии определения скорости взаимодействия кислоты с карбонатной горной породой и обеспечения воспроизводимости результатов исследований на языке программирования Python разработан ряд алгоритмов обработки лабораторных данных на основе уравнения Авраами – Ерофеева. Проведено сравнение результатов расчетов различными методами, показана их зависимость от продолжительности экспериментов. В результате сформирован перечень необходимых элементов алгоритмов для повышения воспроизводимости расчетов:

- удаление лишних данных в конце эксперимента по критериям стабилизации;
- учет объема дозируемой соляной кислоты в начале эксперимента;
- подбор максимально возможного объема выделяющегося углекислого газа вместо поиска максимального значения в экспериментальных данных.

Анализ результатов расчетов и компьютерного моделирования убедительно доказывают необходимость разработки и дальнейшего совершенствования алгоритмов для более точного и воспроизводимого определения константы скорости реакции кислоты с породой. Полученные алгоритмы могут быть использованы в различных лабораторно-информационных системах для автоматической обработки данных, а также при подготовке научных работ в области моделирования солянокислотных обработок и подбора оптимальных кислотных составов.

## **Вероятностное геолого-технологическое моделирование разработки морских месторождений для количественной оценки рисков и формирования стратегии разработки**

**Е.В. Литвинцева<sup>1</sup>, И.Н. Санников<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

**Адреса для связи:** Elizaveta.Litvintseva@lukoil.com, Ivan.Sannikov@lukoil.com

**Ключевые слова:** неопределенность, риск, вероятностная геолого-технологическая модель, проектирование разработки, статистический эксперимент

---

Для морских месторождений, расположенных в акваториях Каспийского и Балтийского морей, созданы многовариантные геолого-технологические модели газоконденсатного и нефтяного месторождений для вероятностной оценки технологических показателей разработки. Подготовка вероятностной модели месторождения заключалась в формировании перечня параметров, влияющих на профиль добычи, значение которых достоверно неизвестно, и диапазонов их изменения; поиске закономерностей распределения их вероятности, определения взаимосвязей между этими параметрами. Модель обеспечивала автоматическое создание произвольного количества сочетаний возможных значений варьируемых параметров, выполнение прогнозных расчетов и оценку неопределенности показателей разработки (эксперимент «Латинский гиперкуб»). По результатам расчетов из группы реализаций выбрана базовая модель (P50) для выполнения оценки чувствительности показателей разработки к изменению варьируемых параметров фильтрационной основы (эксперимент «Торнадо»). В результате эксперимента определены и ранжированы ключевые параметры, характеризующиеся высокой степени неопределенности, по степени их влияния.

Для технико-экономического обоснования разработки и обустройства месторождений, а также обеспечения гибкости варианта разработки выбраны реализации P10, P50 и P90, на которых детализированы мероприятия по минимизации геологических рисков и реализации возможностей проектов.

В результате работы предложены адаптивные варианты разработки, обеспечивающие минимизацию рисков и реализацию возможностей, возникающих по мере реализации проектов. Внедрение вероятностного геолого-технологического моделирования для оценки неопределенностей технологических показателей позволяет обосновать надежность оценки показателей проекта для принятия инвестиционных решений.

## **Обоснование технико-экономических критериев переоснащения скважин с газлифтного способа добычи на применение установок электроцентробежных насосов**

**А.А. Лубнин<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>СП «Вьетсовпетро»

**Адрес для связи:** alubnin@gmail.com

**Ключевые слова:** газлифт, установка электроцентробежного насоса (УЭЦН), шельф, геолого-технологическое мероприятие (ГТМ), технико-экономическая модель, оптимизация добычи, аналитическая модель

---

Газлифтный способ добычи в настоящее время широко применяется на шельфовых проектах. Преимущество данного метода обусловлено возможностью обеспечить значительное время наработки на отказ внутрискважинного оборудования (ВСО), так как проведение капитального ремонта скважин (замена вышедшего из строя ВСО) в условиях шельфа требует привлечения дорогостоящей буровой установки. Однако, несмотря на преимущества, газлифт не позволяет достичь достаточно низких забойных давлений, чтобы реализовать потенциал скважин (особенно высокообводненного фонда). В результате внедрения УЭЦН можно обеспечить более низкие забойные давления и существенно увеличить добычу на месторождениях. В то же время переоборудование скважин с газлифтного способа добычи на УЭЦН требует дополнительных инвестиций в проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ) в начальный момент и капитальный ремонт скважин после выхода установок из строя в последующие периоды.

Для учета совокупности технико-экономических показателей каждого из способов эксплуатации и определения наилучшего метода на практике успешно применяется подход, основанный на оптимизации чистого дисконтированного дохода. Метод позволяет учесть особенности каждой из технологий добычи и избежать субъективных оценок. В данной работе для обоснования критериев переоснащения скважин с газлифтного способа добычи на УЭЦН применен аналогичный подход. Предложена аналитическая модель эксплуатации скважины шельфового месторождения. Получены комплексы технико-экономических параметров, с использованием которых создана методика для оперативного подбора скважин-кандидатов для проведения ГТМ. Определено количественное влияние различных технико-экономических факторов на результаты расчетов. Построены универсальные диаграммы для ранжирования скважин-кандидатов.

Применение разработанного подхода показано на примере решения задач поиска и обоснования проведения ГТМ на месторождении СП «Вьетсовпетро». Метод, представленный в работе, применим как для шельфовых месторождений, так и для месторождений, расположенных на суше с учетом адаптации экономической модели к условиям конкретного проекта.

## Начало инициализации трещины ГРП в прискваженной зоне

Д.Р. Мулюков<sup>1</sup>, А.И. Федоров<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть»

**Адреса для связи:** MulyukovDR@bnipi.rosneft.ru, fedorovai-ufa@bnipi.rosneft.ru

**Ключевые слова:** трещина гидроразрыва пласта (ГРП), геомеханические свойства, региональный стресс, полярный угол, азимутальный угол, коэффициент Пуассона, минимальное горизонтальное напряжение, максимальное горизонтальное напряжение, горное давление, давление гидроразрыва, давление смыкания трещины

---

В данной работе рассматривается вопрос инициализации трещины и её направление в пласте при проведении операции ГРП. Предложенный метод позволяет для заданных технологических и геомеханических условий, определить значения, такие как давление разрыва, давление закрытия трещины, перфорационные отверстия, из которых преимущественно произойдёт инициализация трещины, а так же начальное направление простирания самой трещины для любых положений комбинаций траекторий ствола скважины и перфорационных отверстий.

В работе рассмотрены случаи, которые часто встречаются на практике, а именно процесс образования трещины в вертикальной, наклонно-направленной и горизонтальной скважины с учётом плотности перфорационных отверстий, фазировки перфораций и ориентацией перфораций в скважине. Так же в работе отражено влияние на направление развития трещины геомеханических свойств породы, а именно коэффициента Пуассона. Расчёты приведены для условия низкопроницаемых коллекторов с слабовыраженным контрастом напряжений.

В частности, в работе рассмотрен случай с горизонтальной скважиной пробурённой поперёк максимального горизонтального напряжения. Данный пример является актуальными в силу увеличения бурения горизонтальных скважин в перпендикулярном направлении для образования поперечных трещин ГРП. Продемонстрировано, что трещина в данном случае может развиваться как вдоль, так и поперёк максимального горизонтального напряжения. Определены условия для образования поперечных трещин. Также рассмотрены и классические случаи с вертикальной скважиной. Показано, что при отсутствии перфорационных отверстий в вертикальной скважине, трещина будет простираться вдоль максимального горизонтального напряжения. Однако, при наличии перфорационных отверстий, расположенных случайным образом в вертикальной скважине, будет наблюдаться отклонение трещины от первоначального положения в виду влияния перфорационных отверстий на напряжённом состоянии ствола скважины.

В работе даны рекомендации по оптимальной плотности перфораций, фазировке, ориентации перфоратора в зависимости от типа заканчивания скважины в различных геомеханических условиях для разных типов пород.

# Разработка автоматизированной системы геологического моделирования залежей сверхвязкой нефти на примере Республики Татарстан

Т.А. Муртазин<sup>1</sup>, С.А. Усманов<sup>1</sup>, М.Ф. Валидов<sup>1</sup>, В.А. Судаков<sup>1</sup>,  
М.И. Амерханов<sup>1</sup>, А.А. Тахауев<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Институт геологии и нефтегазовых технологий

**Адрес для связи:** sausmanov@gmail.com

**Ключевые слова:** залежь сверхвязкой нефти, геологическая модель, микросервисная архитектура, интерпретация геофизических исследований скважин

---

Значительная часть запасов углеводородов в Республике Татарстан относится к сверхвязким нефтям (СВН). Целью данной работы являлось создание серии программных алгоритмов на языке программирования Python, объединенных под микросервисной архитектурой для автоматизации процесса построения геологической модели залежей СВН и расчета запасов на примере Республики Татарстан. Выбор архитектуры позволил обеспечить взаимодействие микросервисов между собой и с другими информационными ресурсами, при этом разработанные алгоритмы могут быть реализованы на разных языках программирования и разными командами разработчиков.

В работе представлены основные подходы, позволившие решить часть рутинных задач при построении геологических моделей СВН, в том числе таких как автоматизация определения стратиграфических отбивок, увязка данных изучения керна и геофизических исследований скважин, расчет фильтрационно-емкостных свойств по скважинам, а также определение водонефтяного контакта и расстановка дополнительных скважин с учетом поверхностных ограничений. Автоматизация построения геологических моделей позволяет при наличии входных данных удовлетворительного качества оперативно получить представление о геологическом строении залежи за несколько минут. Автоматически построенные модели могут быть использованы для проверки согласованности данных, принятия оперативных решений, а также итоговая система может обновлять модель в процессе получения данных о новых скважинах.

Подходы, приведенные в данной работе, разработаны на примере залежей СВН Республики Татарстан, однако используемые принципы могут быть перенесены на аналогичные объекты с модификацией используемых признаков.

## **Алгоритмы повышения эффективности предварительного отбора воды из промысловых трубопроводных сетей месторождений нефти и газа**

**А.А. Пашали<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ПАО «НК «Роснефть»

---

В настоящее время в трубопроводных симуляторах отсутствует функционал, позволяющий на основе математического прогнозирования структур течения трехфазной смеси газ – вода – нефть определять участки промысловой трубопроводной системы с расслоенной структурой трехфазного течения, наиболее пригодные для отбора подтоварной воды. Предложен алгоритм, который позволяет осуществить ступенчатое прогнозирование структуры течения скважинной продукции, вначале структуры течения жидкость – газ, затем вода – нефть. Отмечено, что отбор воды 90 % возможен лишь при наличии на входе в путевые водоотделители (ПТВО) предварительно подготовленной смеси в виде расслоенных режимов течения жидкость – газ и вода – нефть.

Разработан алгоритм прогнозирования прироста объема товарной нефти за счет регулирования температуры сепарации нефтяного газа. Для прогнозирования объема нефтяного газа, выделившегося при сепарации скважинной продукции, использован метод расчета термодинамического баланса между жидким и газообразным состоянием нефти. Расчету фазовых превращений при сепарации нефтяного газа на дожимной насосной станции (ДНС) предшествует математическое моделирование компонентного состава нефти, который условно разбивается на фракции, в состав которых входят как чистые вещества (углеводородные газы), так и группы углеводородов (псевдокомпоненты), содержащие алканы, циклоалканы, ароматические соединения, гетерокомпонентные соединения с одинаковым количеством атомов углерода.

Результаты расчетов показали эффект от предварительного отбора подтоварной воды на участках трубопровода одной из промысловых систем Мамонтовского месторождения. Применение ПТВО на рекомендуемых участках трубопроводной системы позволит существенно снизить объем поступающей из трубопроводной системы нефтесбора на ДНС подтоварной воды, температуру скважинной продукции на входе ДНС в летний и зимний периоды. Снижение температуры сепарации нефтяного газа на анализируемой ДНС обеспечит прирост количества товарной нефти за счет перехода широкой фракции легких углеводородов из газообразной фазы в жидкую.

## О подходе к оптимизации добычи с использованием химических методов воздействия на пласт

М.Г. Персова<sup>1</sup>, Ю.Г. Соловейчик<sup>1</sup>, И.И. Патрушев<sup>1</sup>,  
А.С. Овчинникова<sup>1</sup>, А.В. Насыбуллин<sup>2</sup>, Е.В. Орехов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Новосибирский гос. технический университет

<sup>2</sup>Альметьевский гос. нефтяной институт

**Адрес для связи:** mpersova@mail.ru

**Ключевые слова:** оптимизация разработки, гидродинамическое моделирование, поверхностно-активное вещество (ПАВ), ПАВ-полимерное заводнение

---

В работе рассмотрен подход к оптимизации разработки месторождений нефти, включая высоковязкую, с использованием химических методов воздействия на пласт. Целевая функция строится таким образом, что минимизируются обводненность продукта, масса закачиваемых химических агентов, объем закачиваемой воды и при этом либо максимизируется нефтедобыча, либо обеспечивается приближение объема добываемой нефти к желаемому. Для каждого слагаемого вводится «стоимостной» коэффициент, что позволяет выполнять оптимизацию при различных стратегиях разработки. Формируется набор оптимизируемых параметров. На параметры накладываются ограничения, которые устанавливаются с учетом возможностей используемых технологий разработки. На вход процедуры оптимизации подается гидродинамическая модель, представленная распределениями пористости, абсолютной и фазовыми проницаемостями, а также фазово-компонентного состава и его свойств. Эта модель может быть построена по скважинным данным или получена в результате автоадаптации. Расчет прогнозных характеристик добычи для очередного плана разработки, а также функций чувствительности к изменению параметров выполняется путем полного гидродинамического моделирования.

Метод полного гидродинамического моделирования многофазного многокомпонентного потока в неоднородной трехмерной пористой среде основан на узловом методе конечных элементов со специальной процедурой балансировки потоков, что обеспечивает локальное сохранение массы для каждого компонента и выполнение требования ограничения насыщенностей фаз. Перенос фаз и обновление компонентно-фазового состава в каждой ячейке конечноэлементной сетки моделируются «явно» в зависимости от объема и состава фаз, втекающих, вытекающих и остающихся в ячейке, а также с учетом зависимостей свойств фаз от давления, насыщенностей и массовых долей компонентов. Проанализирована применимость метода оптимизации добычи для различных моделей месторождений. Предлагаемый подход позволяет снизить трудозатраты на проектирование и повысить качество принятия решений.

## **Анализ подходов к снижению неопределенности прогнозных расчетов в гидродинамических моделях систем разработки низкопроницаемых литологически неоднородных коллекторов**

**А.А. Поваляев<sup>1</sup>, И.Р. Дильмухаметов<sup>1</sup>, С.С. Цыбин<sup>1</sup>,  
А.Э. Федоров<sup>1</sup>, М.В. Кондров<sup>1</sup>**  
<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть»

**Адреса для связи:** PovalyaevAA@bnipi.rosneft.ru, TsybinSS@bnipi.rosneft.ru

**Ключевые слова:** низкопроницаемый неоднородный коллектор, учет граничных условий, моделирование, рекомендации по расчету показателей разработки

---

Целью работы являлась подготовка рекомендаций по расчету показателей разработки с применением типовых систем расстановки скважин в условиях литологически неоднородных низкопроницаемых коллекторов. Показана возможность физически обоснованного расчета показателей разработки с использованием модели синтетического сектора, воспроизводящего типовой участок пласта с элементом симметрии регулярной системы расстановки скважин. При этом отмечена необходимость учета дополнительных условий при создании таких моделей. Даны рекомендации по созданию неоднородного куба литологии (NTG). Рассмотрены особенности использования моделей с репликациями элементов разработки и без них; задание граничных эффектов с помощью несоседних соединений (NNC) и с помощью множителей на поровый объем, проводимость краевых ячеек и на продуктивность краевых скважин; выгрузка результатов расчета из центрального элемента разработки в модели и из всей модели с усреднением. Проведены численные эксперименты по определению необходимого и достаточного количества реализаций модели для получения устойчивого решения.

Сделан вывод, что в пределах выбранного контура модели параметры геологических тел должны быть представительны (размер моделируемой области не меньше, чем размер моделируемых песчаных тел). В литологически неоднородных моделях не рекомендовано использовать NNC из-за несоответствия связанности через несоседние соединения связанности через геометрические соединения. Отмечено, что наиболее представительные результаты моделирования возможны при использовании моделей с репликациями элементов разработки. Показано, что чем больше значение NTG и ранга вариограммы, тем меньше расхождение результатов расчетов с разными реализациями куба NTG. В среднем рекомендуемое число реализаций куба NTG для моделей с репликациями – от 1 до 3; для моделей без репликаций – от 5 до 15.

## Моделирование динамики пара в стволе скважины для оценки эффективности его закачки в пласт

А.А. Саламатин<sup>1</sup>, С.А. Усманов<sup>1</sup>, Ariel Arias, Д.В. Шевченко<sup>1</sup>, В.А. Судаков<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет

Адрес для связи: arthur.salamatin2@gmail.com

---

В настоящее время малоподвижные фракции нефти (тяжелая и сверхтяжелая нефть и битум) составляют около 70 % ее общих запасов. Традиционные методы извлечения такой нефти оказываются неэффективными. Поэтому актуальной становится проблема создания новых подходов, учитывающих ограниченную подвижность целевых фракций, и обоснования экономической целесообразности их применения.

Многие из современных подходов включают доставку теплоносителя (пара) в пласт для его прогрева. Как правило, пар является влажным. Наибольшая эффективность таких подходов достигается, если на забой удается доставить паровую фазу, хотя бы при высокой степени конденсации. Из условия сосуществования фаз следует, что при этом теплоноситель сохраняет температуру устья (около 250–300 °С), а газовая фаза переносит и скрытую теплоту конденсации. Доставленное на забой тепло прогревает прискважинную область, в частности, в результате чего снижается вязкость нефти и повышается ее подвижность. Следствием применения таких подходов является повышение себестоимости нефти, что сильно ограничивает их повсеместное внедрение. Это связано с высокими стоимостью производства перегретого пара и интенсивностью рассеяния тепла в радиальном направлении на всей протяженности скважины от устья до забоя (в отдельных случаях до 1,5 км). В результате основная часть запасенной в теплоносителе полезной энергии рассеивается в процессе его движения к забою. Типичны ситуации, когда на забой попадает полностью конденсированная фаза при достаточно низкой температуре (около 50–100 °С).

В работе проанализирована динамика движения пара по НКТ, идентифицированы характерные режимы течения для типичных условий разработки отечественных месторождений. Для получения количественных оценок использована математическая модель движения влажного пара по вертикальным НКТ в обсаженной скважине. Модель включает уравнения баланса массы, импульса и энергии, а также замыкающие конститутивные соотношения, описывающие свойства (теплоемкость, плотность, энтальпия и проч.) газовой и жидкой фаз как функции температуры и давления. В модели естественным образом учитывается процесс конденсации пара и наличие области двухфазного течения жидкость – пар. Течение двухфазного флюида описано в односкоростном гомогенном приближении. В результате оценены продолжительность подготовительного этапа, необходимого для доставки пара на глубину забоя, и количество тепла, которое будет рассеяно в окружающие породы на этом этапе.

## **Усовершенствование методологических принципов прогнозирования процессов солеосаждения в нефтепромысловом оборудовании**

**И.С. Трухин<sup>1</sup>, П.А. Задорожный<sup>1</sup>, С.В. Суховерхов<sup>1</sup>, А.Н. Маркин<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Институт химии Дальневосточного отделения РАН

<sup>2</sup>Филиал Тюменского индустриального университета в г. Нижневартовске

**Адрес для связи:** truhin.ivan.91@gmail.com

**Ключевые слова:** моделирование солеотложения, нефтепромысловое оборудование, пластовая вода, физико-химические равновесия в водных растворах, магниезиальный кальцит

---

В работе рассмотрены вопросы усовершенствования методологических принципов прогнозирования процессов солеосаждения в системах добычи и подготовки нефти путем сравнения результатов математического моделирования с составом отложений из узлов нефтепромыслового оборудования. Показано, что применение программных комплексов позволяет прогнозировать образование карбонатов щелочноземельных металлов, алюмосиликатов натрия и калия, а также сульфата бария. Присутствие сульфатов кальция и магния, сульфида железа, а также хлоридов натрия, калия и кальция в осадке не согласуется с результатами расчетов, что связано с протеканием сложных физико-химических процессов. Образование хлоридов в ненасыщенных растворах, вероятно, вызвано выделением пузырьков газа, создающих многочисленные границы раздела фаз, которые являются благоприятной средой для зарождения и роста кристаллов солей. Присутствие сульфида железа, обусловлено протеканием микробиологических процессов и коррозии оборудования. Кроме того, попутно добываемая вода способна взаимодействовать с породами пласта-коллектора, что не всегда возможно учесть в расчетах. Показано, что при моделировании солеотложения следует принимать в расчет образование магниезиального кальцита.

Полученные результаты легли в основу нового методического подхода к исследованию физико-химических процессов осадкообразования в нефтепромысловом оборудовании, включающего как численное моделирование солеотложения на основе информации о химическом составе вод, так и изучение состава отложений из нефтепромыслового оборудования, что позволяет получить наиболее полное представление о характере протекающих процессов.

В работе использовано оборудование ЦКП «Дальневосточный центр структурных исследований» ИХ ДВО РАН.

## **Численное исследование влияния рассолонения засоленных терригенных коллекторов Верхнечонского месторождения на распределение флюидов в пласте при реализации уплотняющего бурения**

**Э.Р. Тухбатова<sup>1</sup>, Д.А. Локшин<sup>1</sup>, Д.В. Черных<sup>1</sup>, А.Т. Ахмадишин<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>АО «Верхнечонскнефтегаз»

**Адреса для связи:** ERTukhbatova@rosneft.ru, DALokshin@rosneft.ru, DVChernykh3@rosneft.ru, ATAkhmadishin@rosneft.ru

**Ключевые слова:** гидродинамическое моделирование, засоленный коллектор, галит, tNavigator

---

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение относится к крупнейшим месторождениям Восточной Сибири. Основным объектом разработки месторождения является пласт Вч. Помимо сложного геологического строения, в том числе множества разломов, которые делят месторождение на блочную структуру, и низкой пластовой температуры, разработка пласта осложнена наличием отложений соли в поровом пространстве коллектора. Вымывание соли нагнетаемой слабоминерализованной водой меняет начальные фильтрационно-емкостные свойства коллектора. Пористость и проницаемость породы увеличиваются кратно, что влияет на распределение флюидов в пласте.

В работе рассмотрено численное исследование влияния рассолонения порового пространства на прогнозирование фронта нагнетаемой воды в ходе реализации уплотняющего бурения на месторождении. Полномасштабная гидродинамическая модель пласта Вч реализована в симуляторе tNavigator, в котором имеется дополнительная опция, позволяющая моделировать вымывание соли пресной водой. Для проведения исследования выделены отдельные участки месторождения с реализацией программы уплотняющего бурения, на которых по результатам геофизических исследований скважин и данным изучения керна, разведочного и пилотного бурения регистрируется наибольшее содержание соли в коллекторе. Константа рассолонения применительно к гидродинамической модели Верхнечонского месторождения получена в ходе проведения экспериментов на собственном керне. Выполнен сравнительный анализ численных расчетов с учетом рассолонения коллектора и без его учета, проведено сопоставление с фактическими данными ввода и эксплуатации скважин. Установлено, что численный результат с учетом рассолонения наиболее близок к фактическим данным, получаемым после бурения скважин.

Результатом данной работы является более точный прогноз фронта нагнетаемой воды и, как следствие, повышение успешности уплотняющего бурения, увеличение выработки запасов.

## **Общий подход к дизайну и прогнозу эффективности работ по выравниванию профиля приемистости в нагнетательных скважинах**

**К.М. Федоров<sup>1</sup>, А.П. Шевелёв<sup>1</sup>, И.В. Выдыш<sup>1</sup>, Д.А. Анурьев<sup>1</sup>**  
<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**Адрес для связи:** [apshevelev@tnnc.rosneft.ru](mailto:apshevelev@tnnc.rosneft.ru)

---

Заводнение нефтяных пластов является традиционной технологией добычи нефти. При значительной неоднородности пласта по разрезу и простиранию возможен прорыв закачиваемой воды в добывающие скважины. Это приводит к резкому росту обводненности продукции, неполным охватом пласта заводнением и снижению эффективности закачки. При реализации технологий управления заводнением можно выделить два направления. Первое заключается в воздействии на призабойную зону нагнетательных скважин и выравнивание профилей приемистости между прослоями различной проницаемости. Реакция ближайших добывающих скважин обусловлена изменением латеральной пьезопроводности при формировании низкопроницаемых барьеров в высокопроницаемых прослоях. Однако наличие вертикальных перетоков между прослоями приводит к обтеканию этих барьеров и возвращению потоков к исходному состоянию. Различие скоростей вертикального выравнивания потоков и латеральной передачи возмущения давлений приводит к кратковременному (несколько месяцев) положительному эффекту в добывающих скважинах (снижение обводненности продукции, увеличение дебита нефти). Примерами технологий выравнивания профиля приемистости или воздействия на ближайшую к скважинам зону являются: закачка сшитых полимерных, гелеобразующих и осадкообразующих систем, применение термогелей, воздействие суспензиями или полимер-дисперсными системами и др. Второе направление применимо для пластов с локальными высокопроницаемыми каналами между нагнетательными и добывающими скважинами. Примерами таких нарушений являются «суперколлекторы», проницаемость которых отличается от средней по залежи в десятки и сотни раз, региональная или техногенная трещиноватость пластов. В качестве примеров можно привести локальную распространённость «суперколлектора» на Талинском месторождении или развитие трещин авто-ГРП на Приобском месторождении, где прорыв воды в добывающие скважины с ГРП происходит за счет сближения двух видов трещин.

В данной работе рассмотрены вопросы моделирования применения технологий выравнивания профиля приемистости. Показано, что для прогнозирования и оптимизации технологий с целью максимизации эффекта перераспределения потоков необходимы модели, позволяющие оценить и сопоставить эффективность воздействия в конкретных геолого-физических условиях.

## Повышение эффективности заводнения карбонатных коллекторов

М.Н. Харисов<sup>1</sup>, А.Г. Малов<sup>1</sup>, Д.М. Баширов<sup>1</sup>, Д.Р. Хазиахметова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть»

**Адрес для связи:** dilara\_khaz@mail.ru

**Ключевые слова:** разработка карбонатных коллекторов, заводнение карбонатных коллекторов, система поддержания пластового давления, геолого-технические мероприятия (ГТМ), дерево принятия решений, график Холла

---

Карбонатные резервуары широко распространены во всем мире, в них сосредоточено более 60 % мировых запасов нефти. Большая часть карбонатных коллекторов разрабатывается с использованием системы поддержания пластового давления. Целью исследования являлась разработка подхода к повышению эффективности заводнения карбонатных коллекторов на примере месторождений Республики Башкортостан.

В работе сформулированы ключевые проблемы заводнения карбонатных отложений, выявлены геологические факторы, влияющие на их возникновение. Предложены аналитические инструменты диагностики данных проблем, такие как алгоритм анализа графиков Холла для определения признаков авто-ГРП или снижения коэффициента приемистости нагнетательных скважин; алгоритм анализа эффективности закачки для оценки дополнительной добычи нефти в результате проведения геолого-технических мероприятий на нагнетательном фонде; алгоритмы АВС- и ВСГ-анализа с целью выявления скважин для проведения геолого-технических мероприятий.

На основе обобщения всех, полученных в ходе исследования результатов, предложено дерево принятия решений для повышения эффективности заводнения карбонатных коллекторов. Разработанное дерево принятия решений применено для анализа и рационализации системы поддержания пластового давления на карбонатных объектах месторождений Республики Башкортостан. В результате сформирована программа геолого-технических мероприятий по повышению эффективности системы поддержания пластового давления. В ходе реализации программы мероприятий получен существенный технологический эффект, позволяющий сделать вывод о целесообразности применения разработанного подхода для повышения эффективности заводнения карбонатных отложений.

## **Разработка методики оценки эффективности уплотняющего бурения с учетом потерь добычи базового фонда**

**С.С. Цыбин<sup>1</sup>, А.А. Поваляев<sup>1</sup>, А.Э. Федоров<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть»

**Адрес для связи:** TsybinSS@bnipi.rosneft.ru

**Ключевые слова:** низкопроницаемый неоднородный коллектор, подбор оптимальной системы уплотнения, методика анализа эффективности уплотняющего бурения

---

Целью работы являлась разработка методов принятия инженерных решений при проектировании систем расстановки уплотняющих скважин в условиях низкопроницаемого неоднородного коллектора ачимовской пачки. Рассмотрен программный модуль системы поддержки принятия решений, который позволит ускорить и автоматизировать процесс подбора оптимальной системы уплотнения для различных геологических условий ачимовской толщи.

Планируется, что готовый проект будет использовать базу данных прогнозных профилей добычи типовых сочетаний базовой и уплотняющей систем скважин в широком диапазоне геологических условий. С помощью интерфейса пользователь сможет в сжатые сроки подобрать оптимальную систему уплотнения или провести ретроспективный анализ уже принятых проектных решений. В рамках текущего этапа разработаны и апробированы подходы к моделированию и оценке эффективности систем с уплотнением для низкопроницаемых неоднородных коллекторов. Разработаны методики анализа фактических результатов уплотняющего бурения и оценки его эффективности с учетом влияния на базовую добычу. Созданы методики и алгоритмы проектирования нерегулярных систем расстановки уплотняющих скважин на участках низкопроницаемых неоднородных коллекторов, разбуренных регулярными системами скважин.

Тиражирование технологии возможно для ачимовских отложений и их аналогов на Приобском, Приразломном, Правдинском, Фаинском, Среднебалькском, Мамонтовском, Восточно-Сургутском, Угутском, Южно-Сургутском, Усть-Балыкском и других месторождениях.

Таким образом, разработанная методология в совокупности с синтетическими гидродинамическими моделями может быть использована для систематической оценки эффективности реализованного уплотняющего бурения и проектирования новых систем уплотнения.

## Определение критической водонасыщенности из распределения пор по размерам

Н.А. Черемисин<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**Адрес для связи:** NACheremisin@tnnc.rosneft.ru

**Ключевые слова:** критическая водонасыщенность, относительные фазовые проницаемости, остаточная водонасыщенность, капиллярные исследования, гидродинамическая модель

---

Остаточные и критические насыщенности всех участвующих в фильтрации фаз как самостоятельные величины присутствуют во входных данных большинства гидродинамических симуляторов, таких как Eclipse, tNavigator, PH-КИМ и др. Очевидно, что необходимость введения и определения этих величин обусловлена практикой разработки углеводородных месторождений. Согласно ГОСТ 22609-77, критическая водонасыщенность горной породы - это ее максимальная водонасыщенность, при которой из породы извлекается безводная нефть или газ. Наиболее распространенный способ определения критической водонасыщенности коллектора это расчет функции Баклея – Леверетта с использованием относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Недостатком экспериментальных методов определения ОФП является большой интервал и неопределенность кривой между значениями водонасыщенности на первых двух режимах измерения ОФП, между которыми, как правило, находится искомая величина критической водонасыщенности. Вследствие этого погрешность в определении критической водонасыщенности не поддается прогнозу. Кроме того, число экспериментов по определению ОФП, как правило, существенно меньше, чем количество капиллярных исследований. На основе изучения механизма вытеснения нефти водой, с использованием простой капиллярной модели пористой среды и без потери общности рассуждений, показано, что критическая водонасыщенность определяется распределением пор по размерам и их долевному участию в качестве каналов для фильтрации насыщающих коллектор флюидов. На основании этой связи в докладе обсуждается оригинальная методика расчета критической водонасыщенности по результатам капиллярных исследований без использования рассчитанных или измеренных ОФП. Представленный метод расчета критической водонасыщенности по результатам исследований кривых капиллярного давления хорошо сопоставим с наиболее часто используемым методом расчета по экспериментальным ОФП.

## Создание и исследование методов проектирования и анализа кислотной обработки карбонатных коллекторов на основе численного моделирования

А.Р. Шарифуллин<sup>1</sup>, А.А. Лутфуллин<sup>2</sup>, Э.М. Абусалимов<sup>2</sup>, Г.Т. Булгакова<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ООО «Тетаконм»

<sup>2</sup>ПАО «Татнефть»

<sup>3</sup>Уфимский гос. нефтяной технический университет

**Адреса для связи:** [cto@tetacom.pro](mailto:cto@tetacom.pro), [lutfullinaa@tatneft.ru](mailto:lutfullinaa@tatneft.ru),  
[abusalimovem@tatneft.ru](mailto:abusalimovem@tatneft.ru), [bulgakova.guzel@mail.ru](mailto:bulgakova.guzel@mail.ru)

**Ключевые слова:** кислотная обработка, червоточины, фильтрационные исследования, математическое моделирование, вычислительные исследования, гидродинамика

---

Для нефтяных компаний, разрабатывающих месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти, инженерный симулятор кислотного воздействия очень актуален, поскольку позволяет сделать процесс добычи нефти в сложных геологических условиях более эффективным и безопасным. На российском рынке программного обеспечения в настоящее время преобладают зарубежные решения для симуляции кислотных обработок (КО) и кислотного гидроразрыва пласта, но появляются и активно продвигаются российские импортозамещающие разработки.

В работе рассмотрены вопросы моделирования КО в карбонатных коллекторах на основе исследований по определению оптимальных режимов фильтрации кислотных составов, разработки математических моделей кислотного воздействия и их адаптации по данным лабораторных исследований для применения в отечественном симуляторе обработки призабойной зоны. Представлены результаты обзор различных подходов к моделированию процессов КО, дано описание подходов, использованных при разработке универсализированной модели КО скважины. Поскольку для достижения наибольшего эффекта от КО в карбонатных коллекторах предпочтительны червоточины, обходящие поврежденную зону и максимально глубоко проникающие в пласт, акцент сделан на необходимость использования адаптируемых моделей, базирующихся на результатах лабораторных исследований по формированию червоточин в керновых образцах породы. Показана необходимость моделирования поперечного вертикального течения при закачке кислотного состава в пласт с целью прогнозирования рисков прорыва кислотного состава в выше- или нижележащие интервалы, насыщенные водой или газом.

С целью верификации исследуемых моделей рассчитаны различные варианты КО по данным фактически проведенных геолого-технических мероприятий. По результатам анализа сделаны выводы о применимости исследуемых моделей для разработки инженерного инструмента для проектирования скважинных работ по солянокислотному воздействию на карбонатные пласты.

## **Высокообводненные скважины – предвестники трудноизвлекаемых запасов**

**А.Х. Шахвердиев<sup>1</sup>, С.В. Арефьев<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Российский гос. геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе

<sup>2</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

**Адрес для связи:** ah\_shah@mail.ru

---

Рациональная разработка и эксплуатация нефтяных месторождений зависит от эффективности применяемых систем поддержания пластового давления. Наряду с высокой эффективностью технологии заводнения, зачастую можно наблюдать серьезные проблемы, связанные с преждевременными прорывами закачиваемой воды к добывающим скважинам, что ведет к обводнению их продукции. Добыча нефти из высокообводненных скважин становится нерентабельной, что, в свою очередь, не позволяет достичь проектного конечного коэффициента извлечения нефти по многим месторождениям. В работе рассмотрены варианты разделения объектов разработки по признаку высокой обводненности продукции скважин на группы и сделана попытка обосновать принцип отнесения этих запасов к категории нерентабельных трудноизвлекаемых.

Накопленный опыт работы и статистика показывают, что фонд добывающих скважин можно классифицировать, условно разделив на три группы, или кластера. Интерес представляет группа скважин, которые не имеют безводного периода добычи нефти, характеризуются очень высокой начальной обводненностью, не снижающейся со временем, и эксплуатируют неоднородные, недонасыщенные нефтью коллекторы. Очевидно, что запасы, разрабатываемые этой группой скважин, необходимо признать нерентабельными трудноизвлекаемыми и включить в перечень объектов, подпадающих под налоговые льготы. Даны практические рекомендации по применению инновационных технологий повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, адаптированных и апробированных в условиях недонасыщенных нефтью пластов.

Отмечено, что проблемы высокообводненных скважин, эксплуатирующих нерентабельные трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью неоднородных коллекторов необходимо решать в рамках системного подхода. Показано, что следует пересмотреть методические основы лабораторных и промысловых исследований, физического и математического моделирования процесса фильтрации в подобных условиях. Важно существенно расширить и усовершенствовать имеющийся арсенал инновационных технологий.

## Особенности моделирования сложного нетрадиционного карбонатного коллектора на примере залежей Ближнего Востока

Н.А. Шевко<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Газпромнефть Бадра Б.В.

**Адрес для связи:** Shevko.NA@gazpromneft-badra.com

**Ключевые слова:** плотные коллекторы, нетрадиционные залежи, численное моделирование, ускорение расчетов, разработка залежей, графические карты

---

Целью работы являлось улучшение прогностической способности традиционного гидродинамического моделирования применительно к разработке низкопроницаемого коллектора, осложненного как естественной трещиноватостью, так и множественными техногенными трещинами гидроразрыва. Рассмотрены геологические, фильтрационные и технологические особенности моделирования плотных нефтенасыщенных карбонатных коллекторов на примере залежей Ближнего востока.

Разработка плотных коллекторов требует применения современных технологий бурения протяженных горизонтальных скважин и многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП). Показано, что для таких условий воспроизведение процессов закачки жидкостей ГРП, очистки скважины, поведения скважины при гидродинамических исследованиях и прогноз выработки запасов требуют высокой степени детализации расчетной сетки и обязательного учета ряда физических эффектов.

Задача решалась в рамках модели «черной нефти» при учете следующих ключевых факторов: естественная трещиноватость, динамическое поведение трещин ГРП, гистерезис относительных фазовых проницаемостей и уплотнение породы. Из-за отсутствия в коммерческих симуляторах численной устойчивости расчетов на мелких вложенных сетках (LGR) использованы многоуровневые сетки и соответствующие мультисеточные методы решения. Для получения высокой эффективности расчетов при больших размерностях получаемых моделей использовались параллельные методы решения, реализованные на GPU.

На базе анализа промысловых данных, реализации усовершенствованных математических и численных алгоритмов, привлечения мультисеточных методов на инновационной архитектуре графических процессоров стали возможными успешная настройка модели на историю добычи скважин и детальные многовариантные расчеты для прогноза показателей разработки и выработки запасов сложного нетрадиционного карбонатного коллектора.

## **Проблемы и 20-летний опыт прогноза добычи нефти и анализа эффекта от проведения геолого-технических мероприятий с использованием характеристик вытеснения**

**В.Б. Якушин<sup>1</sup>**  
<sup>1</sup>ООО «ЕОР-Софт»

**Адрес для связи:** [info@eor-soft.com](mailto:info@eor-soft.com)

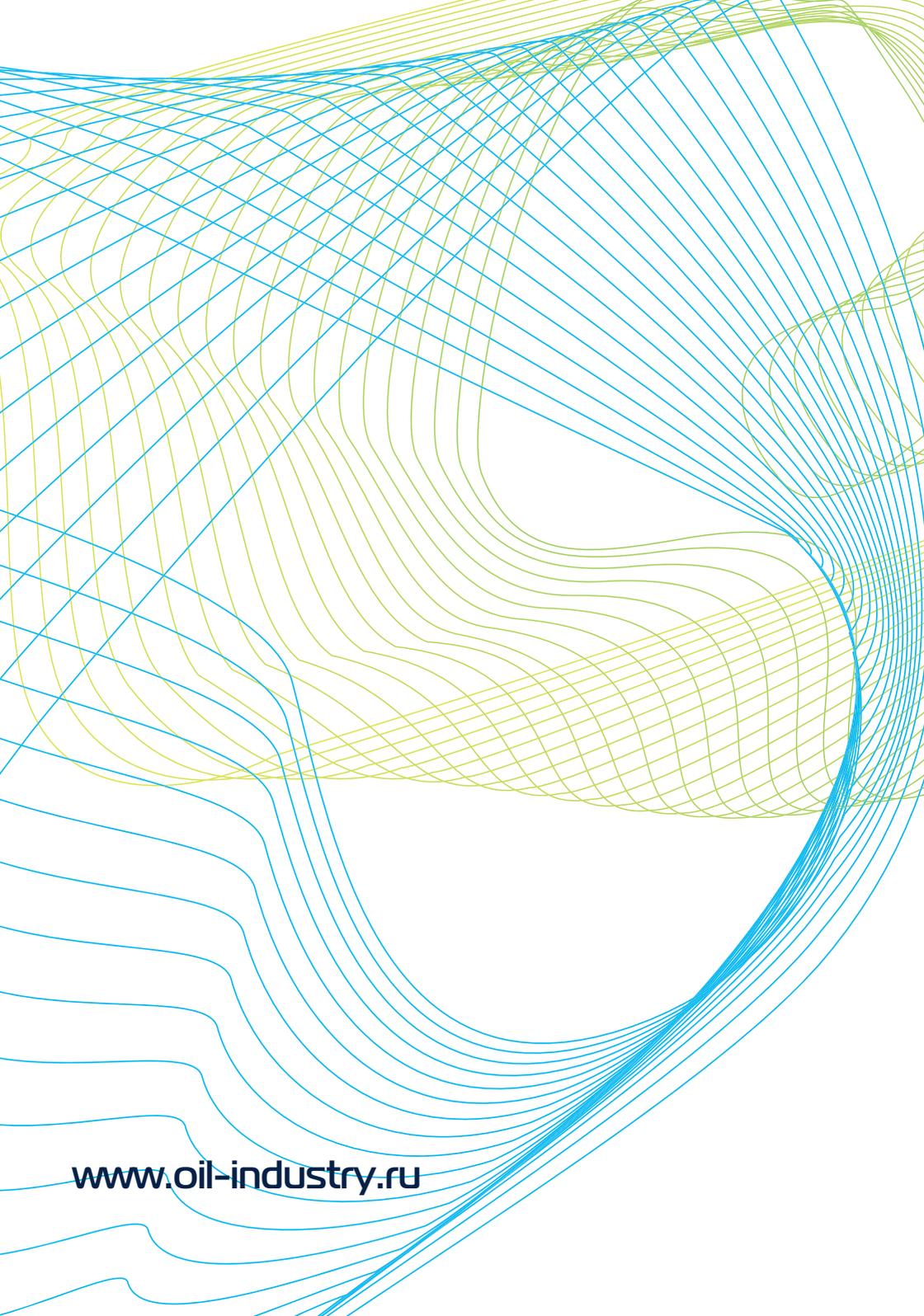
---

Обобщены проблемы и опыт их решения в промышленных расчетах в российских нефтяных компаниях по анализу и прогнозу эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ), расчетах извлекаемых запасов в ходе авторского сопровождения и модернизации программного обеспечения.

Эффективное управление разработкой нефтяных месторождений актуально для каждой нефтяной компании. Управление основывается на анализе успешности проведенных мероприятий и планировании. Программные инструменты анализа и планирования должны быть достоверными и эффективными.

В работе рассмотрены следующие вопросы достоверности выполнения расчетов: выбор способа расчета (прямой счет, тренды или характеристики вытеснения); выбор варианта аппроксимации (по участку или по каждой скважине); выбор базового периода. Проанализированы особенности интенсификации и снижения обводнения; влияние на качество расчета варианта прогноза добычи жидкости; изменение величины извлекаемых запасов после проведения ГТМ. Уделено внимание выбору реагирующих скважин для расчета, сравнению прогнозной добычи нефти, полученной с использованием характеристик вытеснения и 3D гидродинамических моделей. Рассмотрен опыт прогноза эффекта от ГТМ с использованием нейронных сетей.

Подняты также вопросы необходимости создания единого информационного пространства нефтяной компании, обмена информацией между подразделениями компании в разных городах и препятствий при его организации. Предпринята попытка ответить на вопрос, может ли искусственный интеллект или алгоритм сам сделать правильный выбор или следует полагаться только на «человеческий фактор»? Проанализирована целесообразность разработки нефтяными компаниями собственного программного обеспечения.



[www.oil-industry.ru](http://www.oil-industry.ru)