



IX научно-практическая конференция  
**Математическое моделирование  
и компьютерные технологии  
в процессах разработки  
месторождений**

12–14 апреля 2016 г.,  
г. Уфа

Организатор



# **ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ**

**IX научно-практической конференции**

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

**ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»**

**Москва**

**2016**

---

# СОДЕРЖАНИЕ

---

<b>Азаров П.П.</b> Построение модели двойной пористости карбонатных коллекторов в условиях отсутствия данных специальных методов геофизических исследований скважин.....	4
<b>Аксаков А.В., Борщук О.С., Газизов Р.К.</b> Разработка корпоративного симулятора гидроразрыва пласта ОАО «НК «Роснефть» .....	5
<b>Амбарян Т.А., Новиков А.В., Оленчиков Д.М., Посвянский Д.В.</b> Расчет взаимодействия скважина – пласт при моделировании многофазного притока к скважине произвольной траектории.....	6
<b>Атнагулов А.Р., Вавилов Н.В.</b> Автоматизация производственных бизнес-процессов ПАО АНК «Башнефть» на базе корпоративной геоинформационной системы .....	7
<b>Байков В.А., Колонских А.В., Федоров А.И.</b> Проектирование разработки с учетом переориентации повторной трещины гидроразрыва пласта.....	8
<b>Виноградов П.В., Лутфурахманов А.Г., Ефимов Д.В.</b> Особенности создания интегрированной модели нефтяного месторождения им. Р. Требса в условиях применения водогазового воздействия.....	9
<b>Галлямова Д.Ч., Ардисламова Д.Р., Безруков А.В.</b> Методика построения одномерных геомеханических моделей и их применение на примере месторождения им. Р. Требса.....	10
<b>Гимазов А.А., Лукманов Н.Ф., Кондратьева Н.Р., Хайруллин Р.У., Карачурина Э.В., Сергеев Е.И., Зайнулин А.В.</b> Создание и корректировка геолого-гидродинамической модели месторождения им. Р. Требса: адаптация и распространение ее результатов на неразбуренную часть.....	11
<b>Зиннатуллин Д.Ф.</b> Техничко-экономическая оценка расходов на информационно-технологическое обеспечение проектной деятельности .....	12
<b>Зубик А.О., Гансеев Д.А.</b> Преобразование представления и геологической модели месторождений им. Р. Требса и А. Титова .....	13
<b>Карачурина Э.В., Саяхутдинов А.И.</b> Анализ влияния выбора системы разработки и исходных экономических показателей на коэффициент извлечения нефти и экономическую эффективность проекта с применением нейронных сетей .....	14
<b>Кобяшев А.В., Волков В.А.</b> Результаты опытно-промышленных работ по организации заводнения на примере Сузунского месторождения .....	15
<b>Колонских А.В., Топольников А.С., Жонин А.В.</b> Опыт имитационного моделирования бизнес-процессов при формировании плана развития технологий автоматических гидродинамических исследований скважин .....	16
<b>Костюченко С.В., Китаев И.В., Сопко Т.А., Харалгина Ю.А.</b> Метод моделирования крупных нефтегазовых месторождений системами сопряженных секторных моделей .....	17
<b>Костюченко С.В., Черемисин Н.А.</b> Моделирование нелинейной фильтрации в симуляторе «РН-КИМ» с использованием динамических фазовых проницаемостей.....	18
<b>Кузеванов М.А.</b> Методика оптимизации разработки месторождения на примере проекта TDMO .....	19
<b>Кузьмичев О.Б., Гарифуллин И.И.</b> Технология и аппаратурно-методический комплекс исследования низкоомных коллекторов месторождений Западной Сибири .....	20
<b>Модла Д.М., Антонов Д.В., Кузилов И.О.</b> Моделирование структуры фильтрационно-емкостного пространства в карбонатном разрезе .....	21

<b>Наугольников М.В., Теляков Н.Ф., Бородкин А.А.</b>	
Разработка аналитических инструментов для проведения полного цикла вероятностной оценки разработки месторождения .....	22
<b>Невмержцкий Я.В.</b> Исследование скважин на нестационарный приток при кусочно-линейной фильтрации .....	23
<b>Нелепов М.В., Томашев Д.В., Папоротная А.А., Луценко О.О.</b>	
Повышение достоверности геологических моделей на основе новой (клиноформной) концептуальной модели осадконакопления аптского яруса .....	24
<b>Пальчик С.А., Мавлетов М.В., Иксанов И.М., Шайхнуров М.Ф., Сахибгараев Р.Р.</b> Гидродинамическое обоснование зависимости проницаемости трещины гидроразрыва от фракции проппанта на основе лабораторных испытаний .....	25
<b>Рзаев И.А.</b> Моделирование различных сценариев разработки нефтегазовой залежи на примере группы пластов АВ Самотлорского месторождения .....	26
<b>Рязанова Е.Н., Тимохина Е.С.</b> Особенности гидродинамического моделирования разрабатываемого участка залежи пласта АС <sub>3</sub> месторождения им. В.Н. Виноградова .....	27
<b>Ситников А.Н., Асмадияров Р.Н., Пустовских А.А., Зулькарниев Р.З.</b>	
Результаты внедрения и планы развития информационной системы «Подбор ГТМ» на Приобском месторождении (ЮЛТ).....	28
<b>Соловьева А.Я., Черкунов Д.Е., Зайцева Е.С.</b>	
Новый подход к анализу рисков отклонений разработки от проектных уровней .....	29
<b>Старосветсков В.В.</b> Особенности геологического сопровождения бурения горизонтальных скважин на месторождении им. В.Н. Виноградова .....	30
<b>Тагирова К.Ф., Вульфин А.М., Булгакова Г.Т., Рамазанов А.Р., Фатхулов А.А.</b>	
Система координированного управления группой добывающих скважин на основе иерархической системы динамических моделей .....	31
<b>Тихоцкий С.А., Баюк И.О., Токарев М.Ю.</b> Интеграция данных с использованием подходов Rock Physics при создании объемных моделей механических свойств месторождений .....	32
<b>Устюгов А.С.</b> Экспресс-диагностика причин обводнения скважин на основе автоматизированного анализа промысловых данных с использованием математических методов .....	33
<b>Червякова А.Н., Дарий С.Д., Баранов Т.С., Петров С.В., Привалова О.Р., Фокеева Е.Е.</b> Сопровождение детальной геолого-гидродинамической модели при активном разбуривании пластов БС <sub>7</sub> <sup>0</sup> , БС <sub>7</sub> <sup>2</sup> Соровского месторождения .....	34
<b>Юсифов Т.Ю.</b> Новые способы проведения гидравлического разрыва пласта в зависимости от пластовых и эксплуатационных условий скважин .....	35
<b>Юсифов Т.Ю.</b> Методы увеличения эффективности повторного гидроразрыва пласта .....	36

## **Построение модели двойной пористости карбонатных коллекторов в условиях отсутствия данных специальных методов геофизических исследований скважин**

***П.П. Азаров  
(ООО «БашНИПИнефть»)***

---

В настоящее время для решения задач проектирования, управления и контроля разработки нефтяных и газонефтяных месторождений привлекаются цифровые геолого-технологические модели, использующие всю совокупность геолого-геофизической и промысловой информации. Использование как стандартных, так и специальных методов геофизических исследований скважин (ГИС) позволяет детально воспроизвести геологическую основу и неоднородность моделируемого объекта. На практике специализированные исследования ориентированы в основном на вновь открытые месторождения или месторождения, находящиеся на первых стадиях разработки. Интерес представляют проблемы отсутствия геолого-геофизических исследований и способ ее решения особенно для месторождений со сложным строением карбонатного коллектора и длительной историей разработки.

Рассмотрен промысловый опыт разработки нефтяных залежей Башкортостана, приуроченных к карбонатным коллекторам порового и порово-трещиноватого типов. В периоды активного разбуривания месторождений фактически отсутствовали методы ГИС, позволяющие выделять и характеризовать коллекторы сложного строения. В таких случаях единственным возможным источником дополнительной информации может стать динамическая характеристика объектов. Анализ дебитов скважин в совокупности с описанием кернового материала позволил получить количественную оценку пустотности трещинной составляющей. Изменение продуктивности в сочетании с обводненностью предопределили взаимосвязь матричной составляющей с системой трещин. Анализ пластовых и забойных давлений способствовал описанию активности законтурной области.

На основании исторических данных создана геолого-гидродинамическая модель, отражающая строение и неоднородность карбонатных коллекторов. Сформированы статистические и динамические параметры, такие как емкость, развитие сети трещин, проницаемость, связанность трещинной составляющей с поровыми разностями. Для карбонатных отложений, осложненных вторичной пустотностью, созданная цифровая модель позволяет получить качественные результаты в условиях отсутствия данных специальных методов ГИС.

## **Разработка корпоративного симулятора гидроразрыва пласта ОАО «НК «Роснефть»**

***А.В. Аксаков (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),  
О.С. Борщук (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),  
Р.К. Газизов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)***

---

Для повышения эффективности операций гидроразрыва пласта (ГРП) в настоящее время российские компании используют зарубежное программное обеспечение, которое, как правило, основано на двумерных моделях теории упругости и одномерных моделях гидродинамики (модели pseudo3D). Более адекватные модели, имеющие в своей основе двумерные модели гидродинамики и трехмерные модели упругости (модели Planar3D и Full3D), в настоящее время находятся под санкционными ограничениями для использования российскими нефтяными компаниями.

В настоящее время в ООО «РН-УфаНИПИнефть» реализуется проект по созданию отечественного корпоративного симулятора, предназначенного для моделирования процессов ГРП и базирующегося на моделях типа Planar3D. Анализ вычислительных алгоритмов решения задач механики деформации горных пород и течения неньютоновских суспензий позволил построить замкнутую математическую модель и выбрать эффективные вычислительные алгоритмы для ее численной реализации. Адекватность численной модели проверена сравнением с аналитическими решениями и результатами моделирования на зарубежном аналоге программного продукта.

Опыт создания отраслевых программных продуктов, накопленный специалистами «РН-УфаНИПИнефть», будет использован для максимально эффективной разработки симулятора ГРП. В ближайших планах – создание базы данных гелей и пропантов, разработка модуля подготовки и анализа входных данных и визуализации результатов расчета (пре- и постпроцессинг), а также создание новых и расширение уже существующих моделей ГРП для описания геолого-технических мероприятий на месторождениях с осложняющими факторами.

## **Расчет взаимодействия скважина – пласт при моделировании многофазного притока к скважине произвольной траектории**

*Т.А. Амбарян, А.В. Новиков, Д.М. Оленчиков, Д.В. Посвянский  
(Филиал Компании с ограниченной ответственностью  
«Роксар Технолоджис АС»)*

---

Ввиду больших градиентов давления вблизи скважин, расчет сообщаемости скважины и пласта в гидродинамических симуляторах представляет определенные трудности. Как правило, коэффициент сообщаемости рассчитывается с помощью формулы Писмана, которая получена в предположении о радиальности притока флюида к скважине. Для широкого спектра задач (неполное вскрытие пласта, горизонтальные скважины) это приближение является достаточно грубым и может влиять на точность расчета всей модели. Повысить точность можно с помощью локального измельчения сетки вблизи скважин, однако это, как правило, приводит к существенному снижению скорости расчета.

Предложен полуаналитический метод расчета коэффициента сообщаемости скважины и пласта с использованием функций Грина при решении трехмерного уравнения Лапласа для функций Лейбензона и Христиановича. Данный метод позволяет получить коэффициенты продуктивности нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин с учетом геометрии ствола и фазовых переходов в призабойной зоне скважины. Выполнено сравнение результатов расчетов дебитов скважин по данной методике с результатами, полученными на 3D гидродинамическом симуляторе. Показано, что в ряде случаев использование гидродинамической сетки с типичными размерами ячеек (10×100 м по латерали) приводит к существенному различию результатов численных и полуаналитических расчетов. Измельчение сетки приближает численное решение к полуаналитическому, однако ведет к заметному увеличению времени счета.

Показано, что использование предлагаемого полуаналитического подхода позволяет улучшить точность численных расчетов без проведения измельчения сетки. Выполнена грубая оценка эффективности данного подхода в сравнении с измельчением гидродинамической сетки.

## **Автоматизация производственных бизнес-процессов ПАО АНК «Башнефть» на базе корпоративной геоинформационной системы**

*А.Р. Атнагулов, Н.В. Вавилов  
(ООО «БашНИПИнефть»)*

---

В 2014 г. в ПАО АНК «Башнефть» стартовал проект по созданию корпоративной геоинформационной системы (КГИС), нацеленной на решение двух основных задач:

– консолидация информации по объектам обустройства: пространственной (расположение объектов на карте местности), атрибутивной (характеристики объектов обустройства) и замерной (оперативные данные);

– автоматизация процессов решения инженерных и производственных задач по развитию наземной инфраструктуры в рамках единого информационного пространства.

На первом этапе работ разработана база данных системы и загружены данные НГДУ «Уфанефть», «Чекмагушнефть» и «Туймазанефть». Для доступа к этим базам создан веб-модуль, позволяющий просматривать данные с любого рабочего места в корпоративной сети компании. Кроме того, разработаны подсистемы, автоматизирующие бизнес-процессы отдельных подразделений: концептуального проектирования и оптимизации инфраструктуры, расчета и визуализации данных для бурения скважин, кадастрового учета, экологического мониторинга.

В 2016 г. проводится опытно-промышленная эксплуатация данных подсистем. Кроме того, ведется разработка мобильного приложения КГИС, позволяющего выполнять исполнительную съемку построенных объектов обустройства с помощью GPS-позиционирования; подсистемы подготовки проектов проектно-изыскательских работ, позволяющей загружать проекты по объектам обустройства в базу данных КГИС; подсистемы учета сетей связи, содержащей оцифрованную информацию о сетях объектов связи.

Реализация представленной Системы позволит создать единое информационное пространство для принятия решений о развитии наземной инфраструктуры.

## **Проектирование разработки с учетом переориентации повторной трещины гидроразрыва пласта**

***В.А. Байков, А.В. Колонских, А.И. Федоров  
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)***

---

Анализ публикаций за последние несколько лет показывает интерес мирового научного и инженерного сообщества к технологии переориентации трещин повторного гидроразрыва пласта (ГРП). Повторная операция ГРП является одним из мероприятий, проводимых для интенсификации добычи на поздних стадиях разработки месторождений. Как правило, на ранних стадиях разработки месторождения направление трещин ГРП совпадает с азимутом регионального напряженного состояния (с азимутом действия максимального главного напряжения регионального стресса). В рамках текущего проекта показано, что в процессе разработки по мере изменения поля давления в пласте напряженное состояние может изменяться. В частности, максимальное напряжение может измениться не только по величине, но и по направлению. При проведении операций ГРП в зонах измененного пластового давления направление трещин первичного ГРП могут не совпадать с направлением регионального напряженного состояния и будут определяться его локальным значением. Повторные операции ГРП, как правило, проводятся в добывающих скважинах, поле давления вокруг которых также возмущено. Кроме того, на формирование поля давления вокруг добывающих скважин могут влиять скважины окружения, в частности, нагнетательные.

Представлены результаты моделирования направления повторного ГРП пласта. Оценена эффективность ГРП. Приведены критерии образования поперечных трещин ГРП. В качестве основы для создания математической модели, описывающей пористую упругую среду, выбрана статическая теория континуальной фильтрации. Численная реализация алгоритма выполнена на основе непрямого метода граничных элементов с введением функций влияния. Для оценки достоверности моделирования проведено сравнение результатов моделирования с наиболее достоверными практическими данными.

## **Особенности создания интегрированной модели нефтяного месторождения им. Р. Требса в условиях применения водогазового воздействия**

*П.В. Виноградов, А.Г. Лутфурахманов, Д.В. Ефимов  
(ООО «БашНИПИнефть»)*

---

С целью эффективного использования нефтяного газа и повышения коэффициента извлечения нефти на нефтяном месторождении им. Р. Требса предполагается использовать в качестве основного способа разработки водогазовое воздействие (ВГВ). Газ для закачки в пласт будет формироваться на основе двух потоков: нефтяной газ месторождения им. Р. Требса и нефтяной газ месторождения им. А. Титова, расположенного на расстоянии около 40 км. Реализация данного проекта требует учета в процессе разработки взаимосвязи между уровнями добычи и закачки, влияния режимов работы наземного оборудования, добывающих и нагнетательных скважин, а также фильтрационных процессов в пласте в условиях вытеснения нефти газом и водой. В связи с этим было принято решение разработать интегрированную модель месторождения им. Р. Требса. На основе анализа требований к точности расчетов и их оперативности принято решение сформировать собственный расчетный инструмент интегрированного моделирования.

В расчетном инструменте выделено четыре блока: пласт, добывающие и нагнетательные скважины, наземное оборудование. Расчетные блоки интегрированы друг с другом и образуют взаимосвязанную, закольцованную систему материальных потоков.

Пластовая система рассчитывается на основе материального баланса с учетом многопластового блочного строения залежи. Для учета эффекта ВГВ при различных соотношениях закачиваемых фаз разработана методика применения модифицированных характеристик вытеснения. Уровни добычи возвратного газа рассчитываются по методике с использованием коэффициента возврата. Характеристики вытеснения и коэффициенты возврата по расчетным блокам и пластам определяются на основе секторного гидродинамического моделирования.

Потоки в добывающих и нагнетательных скважинах, а также в сетях системы сбора и поддержания пластового давления рассчитываются с использованием известных методик многофазного течения. Увязка материальных потоков подземных и наземных элементов проводится на устье скважин. Алгоритм увязки позволяет выполнить распределение материальных потоков по участкам трубопроводных сетей и определить «узкие места» в системах добычи и закачки.

В блоке «Поверхностное обустройство» моделируются процессы подготовки нефти и газа, определяются объем нефтяного газа и воды для закачки в пласт. Поскольку добываемая продукция представляет собой сложную смесь, состоящую из нескольких фаз и формируемую потоками с разных эксплуатационных объектов с различным компонентным составом, принято решение использовать для расчета потоков в технологическом оборудовании композиционное моделирование на основе трехпараметрического уравнения состояния.

Для реализации интегрированной модели месторождения им. Р. Требса разработано корпоративное программное обеспечение RS-Sim.

## **Методика построения одномерных геомеханических моделей и их применение на примере месторождения им. Р. Требса**

*Д. Ч. Галлямова, Д. Р. Ардисламова, А. В. Безруков  
(ООО «БашНИПИнефть»)*

---

Рассмотрены вопросы моделирования напряженного состояния и прочностных свойств пласта в масштабе скважины. Построение одномерных геомеханических моделей представлено на примере карбонатного месторождения с развитой трещиноватостью. Для получения компонентов модели изучены предлагаемые в литературе методики и сформирован набор необходимых исходных данных и исследований. Для скважин из целевого набора восстановлены непрерывные кривые механических свойств породы, кривые порового и горного давлений, оценены направления и амплитуды горизонтальных напряжений. Для оценки изменчивости напряжений в рамках месторождения проведен сопоставительный анализ моделей скважин, находящихся в различных тектонических блоках. Далее выявленная по данным имиджевых каротажей естественная трещиноватость проанализирована на наличие критически напряженных трещин на основе теории Кулона – Мора. Поскольку в ряде работ утверждается, что критически напряженные трещины обладают повышенной проводимостью, проведена проверка данного предположения путем моделирования на секторной модели дискретной сети трещин. Рассмотрено также применение результатов одномерного геомеханического моделирования для расчетов устойчивости ствола скважины в процессе бурения и выбора оптимальной траектории при прохождении целевых интервалов продуктивных отложений.

Таким образом, выполнен обзор существующих методик расчета компонентов одномерных геомеханических моделей и разработан алгоритм построения моделей для исследуемого месторождения. Приведены примеры использования результатов геомеханического моделирования в масштабе скважины для оценки проводящих свойств естественной трещиноватости и выбора оптимальной траектории бурения скважины. Кроме того, показано, что построенные одномерные геомеханические модели используются для дизайна кислотного гидроразрыва пласта.

## **Создание и корректировка геолого-гидродинамической модели месторождения им. Р. Требса: адаптация и распространение ее результатов на неразбуренную часть**

***А.А. Гимазов, Н.Ф. Лукманов, Н.Р. Кондратьева, Р.У. Хайруллин,  
Э.В. Карачурина, Е.И. Сергеев (ООО «БашНИПИнефть»),  
А.В. Зайнулин (ПАО АНК «Башнефть»)***

---

Рассмотрено создание геолого-гидродинамической модели нового, лишь частично разбуренного месторождения.

По фактическим данным, в частности, по результатам гидродинамических исследований, можно заключить, что месторождение разделено на блоки. Коллектор в данных блоках характеризуется хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, а низкая проницаемость границ между блоками препятствует интенсивному перетоку, вследствие чего при разработке на истощение происходит быстрое падение пластового давления, и в то же время часть новых скважин вводится в эксплуатацию с начальным пластовым давлением. Первичная адаптация добычи на месторождении выполнена путем корректировки проницаемости трещин в блоках, положения их границ и проницаемости в разбуренной части месторождения. Для распространения полученных закономерностей выявленные особенности использовались при анализе сейсмических данных и построении дискретной сети трещин.

По результатам настройки модели на фактические данные границы разделены на два типа: слабопроницаемые и непроницаемые. Слабопроницаемые границы обусловлены наличием малоамплитудных разломов и зон с неразвитой трещиноватостью, что подтверждается имиджевыми каротажными диаграммами в горизонтальных скважинах. Положение выявленных границ сравнивалось с нарушениями на картах когерентности, полученными по данным сейсморазведки, уточнения наличия разломов в разбуренной части, а затем – в неразбуренной части. Слабопроницаемые границы, не подтвержденные сейсмическими данными, реализовывались в модели сети дискретных трещин, как зоны слабой развитости трещиноватости. Сеть трещин строилась на основе геомеханической модели, в которой в качестве трендов для распространения свойств принимались карты плотности и модуля Юнга породы, полученные методом сейсмической инверсии. Эти карты наилучшим образом описывали наличие слабопроницаемых границ, не связанных с малоамплитудными разломами. После этого гидродинамическая модель адаптировалась еще раз для уточнения структуры порового пространства.

Таким образом, по данным разработки на истощение центральной части месторождения им. Р. Требса уточнено геологическое строение продуктивных пластов, полученные закономерности распространены на все месторождение, в том числе на неразбуренные участки. Построенная геолого-гидродинамическая модель позволяет успешно прогнозировать начальное пластовое давление в новых скважинах.

## **Технико-экономическая оценка расходов на информационно-технологическое обеспечение проектной деятельности**

*Д.Ф. Зиннатуллин*  
*(ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)*

---

Значительная часть расходов современного предприятия связана с информационными технологиями (ИТ). Однако даже научно-исследовательские и проектные институты (НИПИ), формализующие каждый бизнес-процесс, в котором участвуют, не определили для себя оптимальные уровни расходов на ИТ. Еще одним фактором, повышающим необходимость хотя бы качественного решения этой задачи, является функционирование крупных холдингов. Например, для вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) ситуация осложняется тем, что внедрение новой ИТ приходится проводить во всех сегментах компании, а экономический эффект от такого внедрения может быть ощутим только в отдельных точках – в головном офисе холдинга или корпоративном НИПИ.

Изучение подходов зарубежных и отечественных авторов к этому вопросу позволяет охарактеризовать общее мнение: расчет экономического эффекта от внедрения ИТ трудоемок, базовые данные, на которых можно построить расчеты, или сложно получить, или они субъективны. При этом также отмечается, что необходимо учитывать нематериальные преимущества, так как капитализация предприятия включает и в нематериальные активы.

Для целей обоснования инвестиций в ИТ предложено использовать подход к стратегическому управлению предприятием, разработанный в Гарвардской школе высшей экономики в конце XX века, Balanced Scorecard (система сбалансированных показателей эффективности предприятия – ССП). Соединяя ряд ключевых показателей работы организации в единую систему измерения, разработчики ССП через свой инструмент ориентируют действия каждого работника (или подразделения в целом) на достижение единых стратегических целей компании.

С учетом специфики работы НИПИ внутри ВИНК предложено описать составляющие успешной работы ИТ в НИПИ как в терминах проектного управления, которое по сути отражает вектор стратегического развития научно-производственного комплекса компании, так и в терминах задач бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча», которые показывают стратегию работы нефтегазодобывающих обществ внутри ВИНК.

Разработанная ССП для НИПИ была успешно применена ее для комплексного обоснования расходов на разработку и поддержание любых информационно-технологических мероприятий. Универсальность метода позволяет в единой системе координат сравнить инновации из разных областей деятельности института и выбирать наиболее эффективные из них, с учетом текущей экономической ситуации на предприятии.

## **Преобразование представления и геологической модели месторождений им. Р. Требса и А. Титова**

*А.О. Зубик, Д.А. Ганеев  
(ООО «БашНИПИнефть»)*

---

Промышленная нефтеносность месторождений им. Р. Требса и А. Титова связана с карбонатными отложениями верхнего и нижнего девона, верхнего силура. Продуктивные пачки характеризуется сложным геологическим строением, изменчивостью общей и эффективной толщины, фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу. Терригенная толща тимано-саргаевского горизонта, которая является региональной покрывкой, определяет основные осложнения, связанные с неустойчивостью ствола скважины, и является существенным фактором риска при проводке скважин.

На первых стадиях залежи ограничивались контурами развития зон эрозии, с которыми сопряжены контуры отсутствия коллекторов. В геологической модели учитывалась только серия амплитудных тектонических нарушений, разделяющих месторождение им. Р. Требса на серию вытянутых изолированных тектонических блоков. На месторождении им. А. Титова разломы не выделялись. В строении пустотного пространства на месторождении им. Р. Требса основополагающая роль отводилась трещинам, месторождение им. А. Титова рассматривалось как чисто поровое.

На месторождении проведены обширные работы по сейсмическому изучению методами МОГТ 3D, отобран и изучен значительный объем ядерного материала. Исследование скважин ведется с привлечением специализированных геофизических методов, позволяющих не только оценивать емкостные характеристики коллекторов, но и давать описание вторичной пустотности.

В результате выполненных работ представление о геологическом строении рассматриваемых месторождений существенно изменилось. Тектоническая модель насчитывает более 300 разноамплитудных и разнонаправленных нарушений, охватывая оба месторождения. Кардинально изменились представления о развитии и роли сети трещин. Данные разведочного бурения позволили расширить площадь нефтеносности, создав предпосылки к дальнейшему изучению месторождения.

## **Анализ влияния выбора системы разработки и исходных экономических показателей на коэффициент извлечения нефти и экономическую эффективность проекта с применением нейронных сетей**

*Э.В. Карачурина, А.И. Саяхутдинов  
(ООО «БашНИПИнефть»)*

---

Одним из методов анализа неопределенности и прогнозирования результатов является экспериментальный дизайн. Метод заключается в построении поверхности отклика по некоторой ограниченной выборке расчетов. Построенная поверхность позволяет быстро предсказать результат без расчета в гидродинамическом симуляторе и получить вероятностное распределение прогнозируемого параметра. Поверхность отклика может быть построена различными математическими методами, в частности при помощи нейронных сетей. Данный метод был опробован на месторождениях им. Р. Требса и А. Титова.

Месторождение им. Р. Требса, введенное в разработку в августе 2013 г., характеризуется сложным геологическим строением, наличием зон выщелачивания и трещиноватости, неоднородностью свойств по простиранию. Вследствие этого возникают затруднения в определении параметров пласта (доля запасов, приходящихся на вторичную пустотность, вертикальная анизотропия и сжимаемость трещин и каверн). Эти параметры выбраны в качестве варьируемых при создании выборки расчетов, по которой с помощью нейронных сетей построена поверхность отклика с допустимой ошибкой обучения. С помощью поверхности отклика получены расчеты для более чем 1000 различных случаев комбинации исследуемых параметров, установлены параметры, определению которых следует уделить большее внимание при построении полномасштабной модели месторождения.

Месторождение им. А. Титова, введенное в разработку в 2014 г., также характеризуется сложным строением коллектора, наличием большого числа структурных нарушений (разломы, зоны эрозии). Для данного месторождения был проведен анализ влияния выбора системы разработки и исходных экономических показателей (цена на нефть, стоимость бурения одной скважины) на коэффициент извлечения нефти и рентабельность разработки. Расчеты проводились на полномасштабной однопоровой модели месторождения. Рассмотрены пять основных схем размещения скважин: линейно-рядная, сотовая, обращенные семиточечная, пятиточечная, девятиточечная. Расстояние между скважинами также варьировалось. Таким образом, для построения поверхности отклика была получена выборка из 15 моделей, по результатам расчета на которых выполнена экономическая оценка эффективности при различных сценарных условиях.

Предложенный метод позволяет учесть взаимовлияние неопределенных параметров, оценить степень их влияния на прогнозируемый результат, получить вероятностное распределение результата, а также провести экспресс-анализ при различных сценариях.

## Результаты опытно-промышленных работ по организации заводнения на примере Сузунского месторождения

*А.В. Кобяшев, В.А. Волков  
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

---

Проектирование заводнения вводимых в разработку месторождений в большинстве случаев осуществляются в условиях недостатка информации о пласте и/или значительной неопределенности. Представлено обобщение результатов лабораторных и опытно-промышленных работ в части обоснования параметров закачки воды. В основу описания параметров процесса заводнения заложены результаты лабораторных исследований.

С целью обоснования системы разработки и оценки эффективности заводнения на пилотном участке Сузунского месторождения (пласт Нх-1) реализован комплекс опытно-промышленных работ (ОПР). В результате установлено, что соотношение коэффициента продуктивности и коэффициентов приемистости составило 10/1, фазовая проницаемость для воды при остаточной нефтенасыщенности для этих условий – 0,03. Параметры сняты при закачке ниже давления раскрытия трещин автоГРП. Полученные значения в 4 раза ниже предварительной оценки, базирующейся на данных лабораторных исследованиях. Для определения причины значительного отклонения выполнено ранжирование факторов, снижающих приемистость. В качестве наиболее вероятных причин выделены образование АСПО и низкая фазовая проницаемость для воды. Дополнительные лабораторные исследования пластовой нефти показали, что образование АСПО начинается при температуре 40 °С, в то время как температура закачиваемой воды на забое изменялась от 10 до 40 °С. Для устранения неопределенности также запланировано дополнительное исследование относительных фазовых проницаемостей в лабораторных условиях. Для дальнейших исследований на пилотном участке рекомендовано выполнить закачку пластовой воды при первоначальной пластовой температуре 58 °С и оценить подвижность закачиваемой воды без влияния АСПО.

Анализ месторождения-аналога показали, что соотношение коэффициентов продуктивности и приемистости большинства скважин равнялось 2/1, исключение составляли 10–15 % скважин, в которых давление закачки было близким к давлению раскрытия трещин автоГРП (38 МПа) или превышало его. Подвижность воды для условий без автоГРП – 0,5 при фазовой проницаемости для воды 0,2. Образование АСПО на месторождении-аналоге не наблюдалось.

## **Опыт имитационного моделирования бизнес-процессов при формировании плана развития технологий автоматических гидродинамических исследований скважин**

*А.В. Колонских, А.С. Топольников, А.В. Жонин  
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

---

Имитационное моделирование бизнес-процессов добывающих дочерних обществ имеет ряд особенностей. На первом месте здесь связь бизнес-структуры, информационной структуры и реальных физических процессов. Большинство организационных решений влияют на производственные показатели, поэтому для создания имитационных моделей в данном направлении необходимы не только классический аппарат дискретно-событийного моделирования или теория очередей, но и непосредственное физическое моделирование. Это позволяет обоснованно прогнозировать эффекты от применения организационных решений и планировать комплекс разнородных мероприятий совместно.

Представлен опыт применения имитационного моделирования бизнес-процессов добывающих дочерних обществ при планировании внедрения технологий автоматических гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Разработаны имитационные модели, включающие следующие компоненты: добывающие скважины, оснащенные установками электроцентробежных насосов, системы сбора, хранения и обработки данных.

Имитационное моделирование позволило в рамках отдельных структурных единиц добывающих дочерних обществ получить прогнозные оценки числа успешно интерпретируемых автоматических (ГДИС) при планировании внедрения данной технологии и подобрать оптимальные рекомендации к внедрению. Конечным результатом работы стал план развития технологий автоматических ГДИС.

## **Метод моделирования крупных нефтегазовых месторождений системами сопряженных секторных моделей**

*С.В. Костюченко, И.В. Китаев, Т.А. Сопко, Ю.А. Харалгина  
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

---

Рассмотрены проблемы полномасштабного и секторного моделирования крупных и гигантских нефтегазовых месторождений. Разработана открытая параллельная вычислительная технология для моделирования крупных нефтегазовых месторождений системами сопряженных секторных моделей. Открытость технологии состоит в возможности выполнять полномасштабные расчеты с сопряжением секторных моделей, созданных для одной или разных гидродинамических программ-симуляторов (РН-КИМ и др.), для однородных или разнородных расчетных сеток, для моделей с несинхронизированными расписаниями работы скважин.

Приведены основные алгоритмы программной системы ИНТЕРМОД, которая не является самостоятельным гидродинамическим симулятором, а использует симуляторы как решающий модуль. ИНТЕРМОД существенно расширяет возможности симуляторов и позволяет выполнять полномасштабные расчеты на моделях с практически неограниченным числом расчетных ячеек. В основу программной системы ИНТЕРМОД заложен разработанный итерационный алгоритм Iterative Fitting Boundary Conditions (IFBC) сопряжения моделей.

Алгоритм IFBC позволяет выполнять гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа отдельным счетом по секторным моделям и сопрягать секторные модели по динамическим пластовым давлениям и потокам пластовых флюидов для сохранения гидродинамической целостности моделируемого объекта с автоматическим контролем невязок. Алгоритм IFBC может быть применен для последовательных и параллельных расчетов с выделением ресурсов каждого вычислительного ядра, процессора или рабочей станции для решения задач моделирования в каждой из секторных моделей. При этом появляется возможность моделировать гигантские месторождения на компьютерах с ограниченной производительностью, создавать полномасштабные модели крупных месторождений с детальностью секторных моделей, исключать дублирование секторных и полномасштабных моделей, эффективно распараллеливать и ускорять вычислительные процессы на многоядерных вычислительных кластерах.

## **Моделирование нелинейной фильтрации в симуляторе «РН-КИМ» с использованием динамических фазовых проницаемостей**

*С.В. Костюченко, Н.А. Черемисин  
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

---

В традиционных симуляторах для моделирования процессов разработки заложены классические представления о теории фильтрации: постоянство остаточных насыщенныхностей, зависимость относительных фазовых проницаемостей (ОФП) только от локальной насыщенности фильтрующихся фаз. При моделировании с помощью таких гидродинамических симуляторов возникают следующие проблемы:

- практически полное отсутствие зависимости расчетной накопленной добычи и коэффициента извлечения нефти от плотности сетки скважин, системы воздействия на пласт, а также от ряда других параметров;
- невозможность адекватного расчета охвата воздействием и других эффектов при моделировании геолого-технических мероприятий.

Рассмотрены теоретические и практические основы неравновесной фильтрации (нелинейность закона Дарси для фильтрующихся жидкостей, существование предельного градиента сдвига), влияющие на результаты гидродинамического моделирования разработки. Показано, что фазовые проницаемости – это динамические величины, определяемые не только локальной насыщенностью, но и физико-химическими свойствами коллектора и градиентом давления, действующим в данной зоне.

Вычислительные эксперименты показали замечательное влияние эффектов неравновесной фильтрации на результаты гидродинамического моделирования и проектирования систем разработки месторождений нефти и газа. Для учета этих факторов разработаны методические приемы, алгоритмы и прикладное программное обеспечение с использованием симулятора «РН-КИМ». Приведены результаты тестовых расчетов на моделях в сравнении с классическим подходом, а также примеры решения таких задач для моделей реальных месторождений.

## Методика оптимизации разработки месторождения на примере проекта TDMO

*М.А. Кузеванов*  
*(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

---

Рассмотрена методика оптимизации разработки месторождения на примере проекта TDMO (Top-Down Modeling and Optimisation), главной целью которого являлся анализ неопределенности и обоснование оптимального сценария разработки газоконденсатной залежи.

Для оптимизационных расчетов из общей выборки адаптированных вариантов отобраны три реализации P90, P50 и P10, соответствующие пессимистичному, базовому и оптимистичному сценариям разработки. В целевую функцию с разным весом вошли коэффициенты извлечения конденсата, NPV и PI. Параметрами оптимизации выбраны дизайн ГРП, ограничение дебита и бурение/ввод дополнительной скважины (максимум восемь скважин). Анализ чувствительности (OVAT) показал, что наибольшее влияние оказывают дизайн ГРП и ограничение дебита. Прирост накопленной добычи газа и конденсата в вариантах с вводом новой скважины составляет в среднем 1 %, а индекс доходности (PI) отрицателен. По результатам анализа чувствительности не удалось сократить число оптимизационных параметров и сузить диапазоны их значений. Поэтому были выполнены расчеты методами Full Factorial Design и Latin Hypercube, которые показали, что бурение пяти из восьми дополнительных скважин негативно влияют на целевую функцию. В дальнейшем данные скважины были исключены из процесса оптимизации. Также обнаружено, что при улучшенном дизайне ГРП и более высоком ограничении дебита значения целевой функции в целом выше. По этим параметрам было выполнено сужение диапазонов. В ходе прокси-моделирования выявлено, что оптимальное ограничение дебита находится в диапазоне от 400 до 450 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Расчеты методом MCMC Optimisation показали, что наилучшие сценарии разработки характеризуются оптимистичным дизайном ГРП и ограничением дебита 450 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а накопленная добыча и экономические показатели имеют обратную зависимость. С целью определения оптимального сценария разработки для всех реализаций использован метод взвешенной трехточечной оценки. С учетом оптимальных значений по дизайну ГРП и ограничению дебита, число рассматриваемых сценариев сократилось до четырех. NPV данных сценариев превосходит NPV базового сценария в среднем на 10 %. В итоге установлено, что оптимальным сценарием разработки по целевой функции является сценарий с оптимистичным дизайном ГРП, ограничением дебита 450 тыс. м<sup>3</sup>/сут и вводом трех дополнительных скважин.

## **Технология и аппаратурно-методический комплекс исследования низкоомных коллекторов месторождений Западной Сибири**

***О.Б. Кузьмичев (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)  
И.И. Гарифуллин (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)***

---

В Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени разработан метод биградиентного (дивергентного) каротажа самопроизвольной поляризации (ПС). Метод отличается от существующего метода измерения потенциала ПС более высокой чувствительностью к сопротивлению, на которую не влияет проникновение бурового раствора в пласт, и более высокой разрешающей способностью по оси скважины (расчленение разреза на прослой). Аппаратура, реализующая предложенный метод, позволяет измерять потенциал ПС по новой измерительной схеме, первые разности потенциала ПС с расстоянием между измерительными электродами 0,4; 0,8 и 1,6 м, вторые разности потенциала ПС с расстоянием между измерительными электродами 0,4 и 0,8 м с использованием способа способу дивергентного каротажа Л.М. Альпина. Разрешающая способность метода с учетом погрешности измерения 0,1 м составляет 0,5 м, что подтверждается сопоставлением с данными микрометодов геофизических исследований скважин (ГИС).

Аппаратурно-методический комплекс биградиентного каротажа ПС (АМК БГК-ПС) защищен патентом РФ № 2251719. Методика совместной интерпретации биградиентного каротажа ПС и электрометодов ГИС, а также ее компьютерная реализация (программа IntREst<sup>®</sup>) прошли утверждение на ЭТС секции нефти и газа ГКЗ РФ 2 февраля 2006 г. и рекомендованы для оценки подсчетных параметров терригенных коллекторов.

Приведены результаты интерпретации низкоомных нефтенасыщенных коллекторов юрских отложений Малоключевого месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

## Моделирование структуры фильтрационно-емкостного пространства в карбонатном разрезе

*Д.М. Модла, Д.В. Антонов, И.О. Кузилов  
(ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)*

---

Карбонатные отложения мелового возраста в Месопотамском прогибе характеризуются сложным строением коллекторов. К таким объектам относится продуктивная формация Мишриф сеноманского яруса одного из месторождений. Особенностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) данного месторождения является высокая неоднородность удельной продуктивности скважин (от 1,4 до 58,2 м<sup>3</sup>/(сут · МПа · м)). Основным инструментом оптимизации разработки месторождений является фильтрационная модель.

По данным петрофизических исследований на рассматриваемом месторождении выделяются более десяти литотипов, которые объединены в шесть петротипов по схожим геофизическим характеристикам и ФЕС, которые описывают как коллекторы, так и неколлекторы. Такой подход позволил корректно задать и распределить в геолого-технологической модели геолого-физические параметры как коллекторов, так и неколлекторов. В фильтрационной модели задан переход от пород с кондиционными значениями к низкопроницаемым, что соответствует природному распределению отложений. Все пласты при этом соединены, и сохраняется минимальная сообщаемость. Предпосылкой к изучению и реализации данного подхода послужил карбонатный тип коллектора и значительная доля плотных пород (коэффициент песчаности 0,6).

Основное внимание в рамках представленной работы уделено корректному заданию геолого-физических свойств пород, характеризующихся ФЕС ниже граничных значений.

Учет геолого-физических свойств неколлекторов в фильтрационной модели позволил реалистичнее оценить текущее энергетическое состояние залежи и принять стратегические решения при создании концепции разработки месторождения.

## **Разработка аналитических инструментов для проведения полного цикла вероятностной оценки разработки месторождения**

*М.В. Наугольников, Н.Ф. Тепляков, А.А. Бородкин  
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

---

Рассмотрено создание простого аналитического инструмента для проведения вероятностной технико-экономической оценки разработки месторождений в условиях высокой неопределенности входных параметров. Разработаны подходы к проведению вероятностной оценки запасов, начальных дебитов, уровней добычи нефти, инфраструктурных затрат; анализу чувствительности и оценке влияния изменения макроэкономических параметров на экономические показатели проекта, а также определению оптимальных технико-экономических показателей проекта.

Программный модуль для решения поставленных задач реализован в среде MS Excel VBA. И основан на методе Монте-Карло, использующем дискретные и непрерывные распределения параметров для оценки запасов начальных дебитов скважин. Для оценки уровней добычи используются модель материального баланса или типовой кривой падения дебита. Обустройство месторождения анализируется с помощью модели оценки инфраструктурных затрат. Также простейшая экономическая модель применяется для оценки чистого дисконтированного дохода проекта. Работа программного модуля обеспечивается за счет последовательной полуавтоматической реализации всех этапов моделирования.

Кроме того, рассмотрены недостатки распространенных детерминистического и сценарного подходов к оценке актива, а также преимущества полного цикла вероятностной оценки. Показано влияние диапазона геологической неопределенности и рисков на экономические показатели проекта (в частности, на чистый дисконтированный доход). Использование многовариантного стохастического моделирования с нахождением наилучшей стратегии и разработки для каждой случайной реализации позволяет получить распределение оптимального решения и определить наиболее устойчивый к существующему коридору геологической неопределенности и рисков оптимум. В случае поиска решения одновременно по двум критериям строится поверхность оптимальных решений. Для определения устойчивости оптимального решения при колеблющихся курсе валют и цене на нефть выполняется вероятностная оценка макроэкономических параметров.

Область применения данного программного модуля пока ограничивается месторождениями, находящимися на этапе геолого-разведочных работ, которые предполагается разрабатывать на режиме истощения.

## Исследование скважин на нестационарный приток при кусочно-линейной фильтрации

*Я.В. Невмержицкий  
(МФТИ)*

---

Низкопроницаемые пласты характеризуются высокими темпами падения добычи нефти, аномальной динамикой забойных давлений, а также низкой эффективностью поддержания пластового давления. Данное явление связывают с отклонением фильтрации от линейного закона Дарси, которое особенно сильно проявляется в коллекторах с низкой и сверхнизкой проницаемостью. Установлено, что основной причиной отклонения от линейного закона фильтрации является образование пограничного слоя в результате взаимодействия скелета и флюида в поровых каналах низкопроницаемого коллектора. Для таких коллекторов размер пристеночного слоя становится сопоставимым с радиусом порового канала, в результате чего фильтрация флюида не подчиняется закону Дарси.

В зарубежной литературе приводятся результаты лабораторных исследований по определению вида закона фильтрации в низкопроницаемых коллекторах. Приемлемой аппроксимацией закона фильтрации, полученного по результатам зарубежных экспериментов, является кусочно-линейный закон. Для определения параметров экспериментально полученного закона целесообразно использовать результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

Важные работы по фильтрации неньютоновских жидкостей были проведены в СССР. В частности, было получено приближенное решение задачи о вводе скважины в эксплуатацию с постоянным дебитом при кусочно-линейном законе фильтрации. Ввиду того, что при нелинейной фильтрации несправедлив принцип суперпозиции решений, при решении задач с переменным дебитом (переменным давлением) неприменимы стандартные методы анализа результатов циклических ГДИС (использование типовых масштабов времени: Хорнера и обобщенного логарифмического; интегральный метод и др.). Выходом из сложившейся ситуации, видимо, является моделирование полей давления и расхода для конкретных условий исследований и использование для интерпретации соответствующих типовых кривых или моделей.

Рассмотрена плоско-радиальная задача о вводе скважины с постоянным забойным давлением при кусочно-линейном законе фильтрации. Методом интегральных соотношений получено приближенное решение данной задачи, а также исследованы характерные режимы течения. В результате предложен метод определения параметров пласта и закона фильтрации по исследованиям скважин на нестационарный приток.

## **Повышение достоверности геологических моделей на основе новой (клиноформной) концептуальной модели осадконакопления аптского яруса**

*М.В. Нелепов, Д.В. Томашев,  
А.А. Папоротная, О.О. Луценко  
(ООО «НК «Роснефть»-НТЦ)»*

---

Анализ разработки нефтяных залежей, приуроченных к отложениям аптского яруса, выявил несоответствие данных эксплуатации принятым концептуальным представлениям. Было сделано предположение об иной геологической природе этих объектов – клиноформной.

С учетом методики моделирования клиноформных отложений выполненные исследования включали несколько этапов: создание концептуальной модели, детальную перекорреляцию изучаемых пластов, анализ флюидной модели, структурное моделирование, моделирование свойств пласта.

По результатам комплексной интерпретации результатов исследования скважин получены структурные поверхности клиноформ (кровля, подошва), которые редактировались с целью исключения аномальных зон изменения изогипс в межскважинном пространстве. На юго-востоке структуры выделены границы выклинивания клиноформ. Принималось, что простирание границы выклинивания клиноформы примерно параллельно границе литологического замещения коллекторов. На этапе нарезки слоев применялся метод построения от нижней поверхности зоны. В качестве опорной поверхности использовалась палеоструктурная карта осадконакопления. Моделирование куба литологии осуществлялось с использованием методов Kriging и SIS. В качестве геологических трендов применялись карты песчаности пластов с учетом концептуальной модели осадконакопления. Путем задания нескольких реализаций оценивались варианты распределения пород-коллекторов. Петрофизическое моделирование свойств, в целом, выполнялось стандартными методами.

В процессе моделирования были сделаны следующие выводы: а) необходимо проведение современной высокоразрешающей сейсморазведки, позволяющей применять специальные методы обработки; б) необходимы региональные работы по определению условий осадконакопления; в) необходимы специальные исследования по определению коэффициента некомпенсированного осадконакопления (при определении псевдопалеоструктурной поверхности он был принят условно равным 3; г) при распределении литологии настроечных параметров программы недостаточно, требуется доводка модели вручную.

Предложенная в работе клиноформная модель аптского яруса на рассмотренном месторождении существенно меняет границы залежей, а скважины, характеризующиеся максимальными отборами жидкости, логично располагаются в центральных частях выделенных песчаных тел. Опыт использования клиноформной концепции рассмотренных отложений показал, что геологические модели становятся более достоверными. Это позволяет в будущем выполнять аналогичные работы и на других месторождениях Восточного Предкавказья.

## **Гидродинамическое обоснование зависимости проницаемости трещины гидроразрыва от фракции пропанта на основе лабораторных испытаний**

***С.А. Пальчик (ООО «РН-Юганскнефтегаз»),  
М.В. Мавлетов, И.М. Иксанов, М.Ф. Шайхнуров, Р.Р. Сахибгараев  
(ООО «РН-Уфанипнефть»)***

---

Исследования последних лет, выполненные в ООО «РН-Уфанипнефть», показывают, что в условиях Приобского месторождения проводимость пропантов фракции 12/18 в среднем на 36 и 67 % выше, чем фракции соответственно 16/20 и 20/40. Преимущество пропантов крупных фракций не вызывает сомнений. Эффективность любого гидроразрыва пласта (ГРП) в большей степени зависит от проводимости созданной трещины. Проводимость в свою очередь зависит как от размера пропанта, так и от устойчивости к воздействию горного давления, его распределения в трещине и др.

Оценена возможность применения облегченного пропанта и пропанта мелких фракций разных производителей в условиях Приобского месторождения. Выполнено численное гидродинамическое моделирование для определения снижения дебитов скважин с ГРП за счет уменьшения остаточной проводимости пропантной упаковки и проявления скин-эффекта. Расчеты проведены на примере типичных операций ГРП на Приобском месторождении.

По экспериментальным данным получены корреляционные зависимости проницаемости облегченного пропанта и пропанта мелких фракций от времени. Снижение проницаемости во времени (по корреляции) по сравнению с долгосрочным тестированием по ISO 13503-5 (50 ч) достигает следующих значений: Fores 12/18 – 22 % через месяц и 39 % через год; Fores 16/20 – 19 и 33 %; Fores 30/50 – 13 и 18 %; ForProp 30/60 – 12 и 17 %.

Остаточная проницаемость трещины ГРП с пропантом фракции 16/20 в среднем в 2,2 раза выше, чем с пропантом мелких фракций.

Установлено, что использование облегченного пропанта и пропанта мелких фракций приводит к существенному снижению эффективности добычи: Fores 20/40 – на 17 %; Fores 30/50 – на 26 %; ForProp 30/60 – на 32 %.

## **Моделирование различных сценариев разработки нефтегазовой залежи на примере группы пластов АВ Самотлорского месторождения**

*И.А. Рзаев  
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

---

Рассмотрена оценка коэффициента извлечения газа залежей сложной структуры, которые характеризуются сопоставимыми толщинами нефтяной части и газовой шапки, при реализации различных вариантов разработки. В качестве объекта изучения выбрана группа пластов АВ<sub>1-5</sub> Самотлорского месторождения.

Исследование сценариев разработки выполнено методами гидродинамического моделирования как на синтетических моделях, так и на реальной полномасштабной модели группы пластов АВ<sub>1-5</sub> Самотлорского месторождения. Проведены расчеты вариантов с применением различных технологий разработки нефтегазовых залежей с целью определения возможности достижения проектного коэффициента извлечения газа и оценки их влияния на коэффициент извлечения нефти. Выполнено сравнение результатов расчетов различных сценариев разработки и проектных показателей.

В результате оценена возможность достижения максимального коэффициента извлечения газа при различных способах разработки и возможные потери нефти вследствие донасыщения изначально газонасыщенных коллекторов в процессе добычи газа из газовой шапки.

Полученные результаты могут применяться при поиске и обосновании оптимальных вариантов разработки сложнопостроенных нефтегазовых залежей.

## **Особенности гидродинамического моделирования разрабатываемого участка залежи пласта АС<sub>3</sub> месторождения им. В.Н. Виноградова**

*Е.Н. Рязанова, Е.С. Тимохина  
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде)*

---

Нефтяная залежь пласта АС<sub>3</sub> месторождения им. В.Н. Виноградова характеризуется недонасыщенным, аномально низкопроницаемым коллектором, малой нефтенасыщенной толщиной, наличием различных тектонических нарушений (сбросы, разломы). Активное разбуривание залежи ведется с 2013 г. по рядной системе: добывающие горизонтальные скважины, нагнетательные – наклонно направленные. При эксплуатации в большинстве добывающих скважин наблюдается высокая начальная обводненность продукции. Компенсация отборов закачкой превышает 200 %. В связи с этим одной из актуальных проблем разработки этой залежи является выявление причины обводнения скважин и пути миграции закачиваемой воды.

Рассмотрены методы моделирования в гидродинамическом симуляторе Tempest MORE, с помощью которых можно исследовать различные механизмы поступления воды в добывающие скважины: подвижность рыхлосвязанной воды при эксплуатации скважин с высокими депрессиями, возможность заколонных перетоков, прорыв трещин многозонного гидроразрыва в вышележащий водоносный пласт.

Оценены вероятность ухода закачиваемой воды в верхний водоносный пласт через трещины автоГРП и фактический объем закачки в целевой пласт.

В результате работы освоены методы качественной адаптации и, как следствие, выполнен более корректный прогноз. Данный опыт может использоваться при адаптации моделей для аналогичных коллекторов.

## **Результаты внедрения и планы развития информационной системы «Подбор ГТМ» на Приобском месторождении (ЮЛТ)**

*А.Н. Ситников, Р.Н. Асмандияров, А.А. Пустовских, Р.З. Зулъкарниев  
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

---

С целью оптимизации процессов формирования комплексных программ геолого-технических мероприятий (ГТМ) на Приобском месторождении (Южная лицензионная территория) в 2015 г. введена в промышленную эксплуатацию информационная система (ИС) «Подбор ГТМ».

ИС «Подбор ГТМ» представляет собой автоматизированную систему для обработки цифровых баз данных с заложенными алгоритмами подбора скважин для проведения ГТМ с формированием рейтинга мероприятий и организационной процедуры согласования между ответственными участниками процесса в единой системе с накоплением банка данных о расчетах и истории принятия решений.

Остаточные извлекаемые запасы Приобского месторождения оцениваются в 354 млн т нефти. Действующий добывающий фонд на 01.03.16 г. составляет 2098 скважин. Для интенсификации добычи проводится более 500 ГТМ в год. Внедрение ИС «Подбор ГТМ» в 2015 г. позволило увеличить число выполненных повторных ГРП до 180 операций в год (на 50 больше, чем было предусмотрено бизнес-планом). Начальный прирост дебита увеличился до 14 т/сут (на 2 т/сут по сравнению с 2014 г.). Добыча нефти сверх бизнес-плана составила 76 тыс. т. В 2016 г. планируется увеличить число повторных ГРП до 260 операций/год.

Перспективными направлениями развития ИС «Подбор ГТМ» являются разработка и применение алгоритмов подбора скважин-кандидатов для проведения повторного множественного ГРП в горизонтальных скважинах. Данные ГТМ особенно актуальны в условиях динамичного роста фонда горизонтальных скважин. Проведение повторных множественных МГРП позволит обеспечить плановые уровни добычи при снижении продуктивности горизонтальных скважин.

## Новый подход к анализу рисков отклонений разработки от проектных уровней

*А.Я. Соловьева, Д.Е. Черкунов, Е.С. Зайцева  
(ООО «ТомскНИПИнефть»)*

---

Представлен подход к автоматизации формирования сводной отчетности для анализа состояния разработки проект – факт – бизнес-план, основанный на концепции многомерного «куба» показателей, комплексе технических решений и математических алгоритмов по агрегации данных, интеграции источников исходных проектных, промысловых данных, показателей бизнес-планирования. Особая роль отведена структуре базы данных (модель данных). Предложенное решение обеспечивает хранение показателей разработки в контексте сложной иерархической структуры объектов разработки, а также с учетом территориальной принадлежности (административные, лицензионные участки, месторождения, выделенные площади и залежи).

Выявлены две основных задачи:

1. Наполнение модели данных. Задача в общем случае сводится к преобразованию исходных данных смежных информационных систем «источников» в унифицированные форматы представления и последующим расчету и агрегации данных с сохранением результатов в информационном кубе. Задача формирования (расчета) агрегированных данных обеспечивает стандартизацию алгоритмов расчета в рамках всей компании.

2. Формирование сводных отчетов. Элементарной единицей хранения данных в каждой ячейке куба является цифровое значение показателя разработки в соответствии с номенклатурой, определенной в методических указаниях на разработку. С учетом критериев и ограничений, накладываемых на соответствующие измерения, с помощью аналитического блока представленного решения формируется сводный отчет сопоставления проектных показателей с фактическими уровнями и бизнес-планом. Основными критериями являются перечень территорий (месторождения, лицензионные участки и др.), период анализа динамики показателя.

Представленное решение позволяет выполнять комплексный анализ рисков по основному показателю разработки с заданной степенью детализации территорий деятельности добывающей организации (месторождения, лицензионные участки). Автоматизация процесса актуализации исходных данных и формирования сводных отчетов обеспечивает повышение актуальности и качества данных, сокращение затрат на их формировании, как следствие, рост оперативности и качества принятия управленческих решений по планированию и контролю разработки.

## **Особенности геологического сопровождения бурения горизонтальных скважин на месторождении им. В.Н. Виноградова**

***В.В. Старосветсков  
(Филиал «ООО ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде)***

---

В связи с падением добычи из традиционных коллекторов в России возникает необходимость ввода в разработку трудноизвлекаемых запасов с использованием современных технологий горизонтального бурения и многозонного гидроразрыва пласта (МГРП). Представлен опыт разбуривания системой горизонтальных скважин низкопроницаемого пласта на месторождении им. В.Н. Виноградова. Представлен алгоритм работ в процессе геологического сопровождения бурения. Описан основной комплекс первичных геолого-геофизических данных, используемых в процессе геонавигации. Выявлены основные причины невозможности применения глубинных методов исследования. Установлены основные риски, сопутствующие проводке скважин на указанном месторождении, и выработана стратегия бурения для их минимизации. Приведены примеры бурения скважин с визуализацией основных геологических неопределенностей и даны пояснения по принятию решений в том или ином случае. Показан алгоритм обновления геологической модели залежи на основе данных о горизонтальных скважинах для уточнения запасов и гидродинамических расчетов.

## **Система координированного управления группой добывающих скважин на основе иерархической системы динамических моделей**

***К.Ф. Тагирова, А.М. Вульфин, Г.Т. Булгакова,  
А.Р. Рамазанов, А.А. Фатхулов  
(«Уфимский гос. авиационный технический университет»)***

---

Обоснована необходимость использования координированного подхода к оптимизации работы скважин, на базе согласования взаимосвязанных элементов: пласт – призабойная зона скважины – скважина – скважинное оборудование. Стадии технологического процесса добычи нефти – поддержание пластового давления, добыча, подготовка нефти – образуют замкнутый технологический цикл. Поэтому координированное управление, т.е. принятие согласованных решений об управлении этими объектами, должно проводиться на основе обобщенной информации о ходе технологического процесса и состоянии оборудования.

Инструментом для координированного управления всеми элементами технологического процесса нефтедобычи в реальном масштабе времени может стать иерархическая система моделей, соответствующая иерархической структуре объектов нефтедобычи. Геолого-технологическая модель пласта используется в качестве источника информации о параметрах пласта, схеме размещения скважин и ретроспективной информации о дебитах, давлениях, объемах добычи. Упрощенная математическая модель взаимовлияния расположенных на локальном участке пласта скважин позволяет рассчитывать и формировать управляющие воздействия в реальном масштабе времени.

На нижнем уровне локального управления для описания работы всех частей установки и учета всех факторов, влияющих на коэффициент подачи насоса с достаточной для целей управления полнотой, используется динамическая модель системы скважина – штанговая насосная установка. Модель позволяет определять текущие параметры работы установки, в частности, дебит, динамический уровень. По текущему дебиту как основному параметру управления выбирается производительность насоса, соответствующая скорости притока в скважину.

Предложенной иерархической системе моделей соответствует иерархическая структура системы управления, состоящая из локальной (для согласования скорости откачки нефти со скоростью притока жидкости к забою скважины) и групповой (для поддержания оптимальной производительности насосного оборудования каждой скважины при совместной работе с учетом их взаимного влияния) подсистем управления. Основными параметрами управления в данной системе являются дебит скважин (или степень его изменения в процессе добычи нефти) и динамический уровень, которые определяются по данным динамометрирования.

## **Интеграция данных с использованием подходов Rock Physics при создании объемных моделей механических свойств месторождений**

*С.А. Тихоцкий, И.О. Баюк  
(Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН),  
М.Ю. Токарев (МГУ имени М.В.Ломоносова)*

---

Построение адекватной модели механических свойств месторождения является основой для всего последующего процесса геомеханического моделирования.

В геомеханике традиционно различают 1D и 3D моделирование. При построении 1D моделей используют информацию, получаемую из данных геологофизических, геолого-технологических и гидродинамических исследований скважин, а также лабораторного изучения кернa. При наличии широкого комплекса таких данных 1D модели механических свойств вдоль стволов скважин могут быть достаточно детальными и достоверными. Недостатком 1D моделирования является игнорирование взаимного влияния смежных частей модели по горизонтали, которое может быть весьма значительным для латерально неоднородных сред.

Основным способом построения 3D моделей механических свойств является объемная интерполяция 1D моделей в межскважинное пространство с учетом стратиграфических разбивок по сейсмическим данным. Такой подход не учитывает возможные фациальные замещения, вариации состава и структуры пород в межскважинном пространстве. Вместе с тем, подобную информацию можно получить из данных сейсморазведки 3D.

Рассмотрены подходы к построению объемных моделей механических свойств на основе интеграции всего объема имеющейся информации — данных скважинных и полевых геофизических методов и результатов лабораторных исследований кернa. Предлагаемая методика основана на построении содержательных физико-математических моделей осадочных пород, использующих информацию об их составе и микроструктуре. Модели калибруются по результатам лабораторных исследований кернa при пластовых условиях. Затронуты вопросы взаимосвязки лабораторных, скважинных и полевых данных. Проанализирована значимость неупругого поведения горных пород при пластовых условиях, а также механизмы их эффективной текучести.

Предлагаемый подход сопоставлен с использованием традиционных корреляционных связей керн — ГИС. Проанализированы ошибки, возникающие при замещении недостающих керновых и/или скважинных данных с использованием петрофизических зависимостей.

Сделаны выводы и даны рекомендации по комплексу полевых, скважинных и лабораторных исследований. Рассмотрены методы обработки и целевой интерпретации необходимых данных, прежде всего сейсмических. Отдельное внимание уделено вопросам применения материалов сейсморазведки для оценки эффективных свойств в объеме среды.

## **Экспресс-диагностика причин обводнения скважин на основе автоматизированного анализа промышленных данных с использованием математических методов**

*А.С. Устюгов*  
*(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

---

Разработана методика и алгоритм определения причин обводнения скважин на основе автоматизированного анализа исходных геолого-промышленных данных. Выполнен обзор существующих аналитических методов определения причин обводнения. Проведена серия экспериментов на гидродинамических моделях для изучения естественных (выработка запасов) и неестественных (конусообразование, прорыв краевой воды, прорыв от закачки, заколонная циркуляция) механизмов обводнения.

Разработан оригинальный алгоритм идентификации причин обводнения, на основе теории распознавания образов и методе графического анализа К.С. Чена, дополненного смоделированными видами обводнения.

Для повышения корректности модели и исключения проблем ложного распознавания введен учет дополнительных критериев (геолого-физическая характеристика объекта, результаты интерпретации геофизических исследований скважин, данные перфорации, координаты пластопересечений, история добычи и закачки, данные технологического режима работы скважин) и их граничных условий при использовании математического аппарата нечеткой логики.

Проведено тестирование алгоритма на фонде Белого месторождения. Для оценки корректности определения алгоритмом причин обводнения, выполнено сопоставление с имеющимися материалами исследований (трассерные исследования, геофизические исследования скважин, шестикомпонентный анализ проб воды) и результатами гидродинамического моделирования. Достоверность распознавания составила 50 % для алгоритма на основе теории распознавания образов и 84 % – для алгоритма с учетом дополнительных критериев.

Применение предложенного алгоритма дает возможность сократить трудозатраты на диагностику водопритока по промышленным данным, затраты на исследование, оптимизировать программы геолого-технических мероприятий и исследований. Данная методика является дополнительным способом определения причин обводнения скважин на основе анализа промышленных данных.

## **Сопровождение детальной геолого-гидродинамической модели при активном разбуривании пластов БС<sub>7</sub><sup>0</sup>, БС<sub>7</sub><sup>2</sup> Соровского месторождения**

***А.Н. Червякова, С.Д. Дарий, Т.С. Баранов, С.В. Петров,  
О.Р. Привалова, Е.Е. Фокеева (ООО «БашНИПИнефть»)***

---

С 2014 г. ООО «БашНИПИнефть» выполняет полный комплекс работ по научному сопровождению разработки Соровского месторождения.

Соровское месторождение расположено на двух лицензионных участках: Восточно-Сылымском и Восточно-Вуемском – в Ханты-Мансийском автономном округе, в 150 км к юго-юго-западу от г. Нефтеюганска. В работе рассмотрен Восточно-Вуемский лицензионный участок (недропользователь – ООО «Соровскнефть»). Месторождение открыто в 2002 г., введено в разработку в 2012 г. На месторождении нефтеносны отложения мела и юры. Основным объектом разработки являются пласты БС<sub>7</sub><sup>0</sup> и БС<sub>7</sub><sup>2</sup>, которые имеют сложное геологическое строение и представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

В начале 2014 г. была построена и в дальнейшем уточнялась постоянно действующая геолого-гидродинамическая модель (ПДГГМ) участка. Пробурено 17 эксплуатационных скважин на основной объект разработки, в 2015 г. – 36 скважин, в том числе 14 с горизонтальным окончанием. Для уточнения модели применены авторские методики: использование в литологической модели классов коллекторов, использование сейсмофациальных карт в качестве трендов распространения коллекторов, локальное обновление модели, корректное использование данных о горизонтальных скважинах, итерационные правки геологической модели с учетом результатов гидродинамического моделирования.

Создание и использование ПДГГМ позволило минимизировать геологические риски при бурении скважин (эффективность бурения возросла от 70 до 97 %), организовать систему поддержания пластового давления (ППД). В результате формирования на Соровском месторождении системы ППД темп падения добычи из-за снижения пластового давления на конец года достиг нуля. По результатам гидродинамических расчетов доказана высокая технико-экономическая эффективность бурения горизонтальных скважин. Бурение 15 таких скважин в 2015 г. позволило увеличить годовую добычу нефти от 780 тыс. до 1800 тыс. т.

Таким образом, в условиях активного разбуривания месторождения, сопровождение и уточнение геолого-гидродинамической модели должно проводиться комплексно.

## **Новые способы проведения гидравлического разрыва пласта в зависимости от пластовых и эксплуатационных условий скважин**

**Т.Ю. Юсифов**  
**(ООО «РН-УфаниПИНефть»)**

---

Задача выбора скважин-кандидатов для проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) является актуальной для месторождений на поздней стадии разработки.

Предметом исследования являлась разработка стратегии проведения ГРП в зависимости от пластовых и эксплуатационных условий скважин на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз». На поздней стадии разработки залежей применение ГРП ограничено риском обводнения, низким пластовым давлением, фронтом нагнетаемых вод, а также отсутствием фонда скважин для первичного ГРП.

В зависимости от пластовых условий определены критерии выбора скважин для проведения ГРП на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. Предложены научно обоснованные методы проведения операций гидро разрыва сложных коллекторов Западной Сибири, обеспечивающие наименьшие геологические и технологические риски. Индивидуальная оценка пластов является преимуществом по сравнению с подходами, основанными на анализе усредненных показателей. При проектировании ГРП наибольший эффект достигается, когда выбор скважин для проведения ГРП осуществляется с учетом свойств всей пластовой системы, взаимовлияния параметров закачки воды и добычи нефти.

Разработаны критерии выбора скважин:

- высокая обводненность;
- низкое пластовое давление;
- риск прорыва во фронт нагнетаемых вод;
- наличие зон статического фронта нагнетаемых вод.

Разработка критериев подбора скважин-кандидатов для проведения ГРП, основанная на конкретных методиках с учетом сложности эксплуатации залежей, позволила увеличить эффективность операций.

## **Методы увеличения эффективности повторного гидроразрыва пласта**

**Т.Ю. Юсифов**  
**(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)**

---

Анализ проблем применения гидроразрыва пласта (ГРП) на месторождениях Западной Сибири показал, что повторные гидроразрывы более эффективны, если изменяется точка инициации трещины. Установлено, что эффективность ГРП в скважинах с отсыпкой нижних интервалов выше, чем в скважинах без отсыпки. Есть основания предполагать, что в первом случае не только создается новая трещина, но и происходит ее переориентация.

В процессе эксплуатации горные породы деформируются, и их свойства, в частности, геомеханические характеристики, изменяются. Смещение основных напряжений пород пласта приводит к переориентации трещин ГРП. Как правило, переориентация трещины возможна при изменении таких свойств пласта, как модуль Юнга, коэффициент Пуассона.

Направление трещины является важным фактором, определяющим дебит жидкости и обводненность продукции после ГРП. Однако необходимо принимать во внимание, что на поздней стадии разработки месторождений в пласте нет единого регионального стресса, определяющего единую ориентацию трещин ГРП: в каждом геологическом блоке и куполе действует своя система ориентации напряжений, причем не стационарная, а динамически активная. При планировании ГРП в скважинах любые оценки, не учитывающие эти факторы, могут оказаться неверными.

Учет рассмотренных особенностей обеспечил увеличение дебита скважин в которых проводились повторные операции ГРП на 29 %. Практическая ценность предложенного подхода заключается в возможности использования повторного ГРП для создания новых переориентированных трещин путем изменения точек инициации.

Для заметок

**Для заметок**

Для заметок

Для заметок