

# **ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ**

**VIII научно-практической конференции**

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

**ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»**

**Москва**

**2015**

---

# СОДЕРЖАНИЕ

---

<b>Афанасьев О.П., Коноплев А.В., Зиянбердин Р.И., Нугаева А.Н.</b> Улучшение достоверности воспроизведения истории разработки и локализации остаточных запасов в залежах прибрежно-морского генезиса методом воспроизведения в геологической модели руслового строения .....	4
<b>Бадыков И.Х., Байков В.А., Борщук О.С.</b> Программный комплекс гидродинамического моделирования залежей углеводородов «РН-КИМ» .....	5
<b>Виноградов И.А., Загоровский А.А.</b> Исследование процесса рассолонения засоленных терригенных коллекторов Верхнечонского месторождения .....	6
<b>Виноградов П.В., Садреев Э.А., Нугуманов Э.Р., Сергеев Е.И., Николаев В.А.</b> Совершенствование алгоритмов интегрированного моделирования месторождений на примере Саратовско-Беркутовской группы газоконденсатных месторождений .....	7
<b>Гайдуков Л.А., Новиков А.В., Посвянский Д.В., Тухватуллина Р.Р.</b> Математическое моделирование термогидродинамических процессов в пласте для определения структуры околоскважинной зоны .....	8
<b>Галимов Р.Н., Солодов И.С., Шакшин В.П.</b> Применение упрощенных моделей пласта для эффективного решения задачи узлового анализа в рамках интегрированного проектирования .....	9
<b>Галимов Р.Н., Шакшин В.П.</b> Расчет PVT-свойств флюидов на основе компонентной модели при интегрированном проектировании газоконденсатных месторождений .....	10
<b>Дрынкина Т.Н.</b> Разработка программного комплекса GEO PIPE INFORM для проектирования подземных трубопроводов с учетом свойств грунтов и наличия опасных геологических процессов.....	11
<b>Заболотнов А.Р., Баширов И.Р., Червякова А.Н., Дарий С.Д., Баранов Т.С., Петров С.В., Привалова О.Р., Имашев Р.Н.</b> Сопровождение детальной геолого-гидродинамической модели при активном разбуривании пластов $BC_7^0$ , $BC_7^2$ Соровского месторождения.....	12
<b>Иванов А.В., Степанов С.В.</b> Исследование влияния дискретизации расчетной сетки на результат численного решения в случае двухфазной плоскорадиальной фильтрации .....	13
<b>Ишмуратов И.Ф., Макарова Е.С., Семёнов А.А.</b> Оценка неопределенностей при планировании и реализации программы бурения боковых стволов на объекте ЮВ <sub>1</sub> Варынского месторождения Западной Сибири .....	14
<b>Карнаков П.В.</b> Двухмерная модель переноса пропанта в трещине гидроразрыва .....	15
<b>Клийменко Д.В., Посвянский Д.В., Тимошенкова Л.П.</b> Оптимизация системы поддержания пластового давления на основании упрощенной гидродинамической модели .....	16
<b>Кондратьев М.А., Дикалов Д.В.</b> Использование возможностей гидродинамического моделирования для интенсификации добычи нефти (на примере участка Северный-2 Северо-Даниловского месторождения) .....	17
<b>Кузьмичев О.Б.</b> Оценка подсчетных параметров слоистых (анизотропных) коллекторов для подсчета запасов углеводородов и геолого-гидродинамического моделирования .....	18

<b>Линд Ю.Б.</b> Искусственные нейронные сети при решении актуальных задач нефтедобычи.....	19
<b>Макаров Е.С.</b> Вероятностная оценка уровней добычи газа по месторождениям, находящимся на стадии геолого-разведочных работ в условиях высокой неопределенности исходных данных.....	20
<b>Маргарит А.С., Пустовских А.А., Ахметов А.В.</b> Реализация проактивного подхода в инструменте блочно-факторного анализа.....	21
<b>Матвеев И.В.</b> Применение фрактальной теории для моделирования трещиноватости карбонатного коллектора и оценка продуктивности проектных скважин на примере месторождения СК.....	22
<b>Мишикеева Л.Р., Шлычков К.Е., Ефимов Д.В., Сергеев Е.И.</b> Разработка инструментов в области отбора проб флюидов и анализа их свойств.....	23
<b>Мосесян А.А., Симаков Я.О., Нагорный С.А., Передерий А.М.</b> Экспертиза и анализ технологических возможностей повышения эффективности разработки нефтеконденсатных месторождений компании.....	24
<b>Невmerzицкий Я.В.</b> Методика интерпретации данных гидродинамических исследований скважин с учетом особенностей фильтрации.....	25
<b>Нугуманов Э.Р., Гимазов А.А.</b> Автоматизированные инструменты анализа и обработки результатов лабораторных исследований керна.....	26
<b>Сазонов Е.О., Нугасава А.Н.</b> Получение псевдофункций полимера и относительных фазовых проницаемостей при расчетах на грубой сетке.....	27
<b>Сивов Ю.А.</b> Автоматизация процесса построения картографического материала при сопровождении фильтрационных 3D моделей.....	28
<b>Ситников А.Н., Пустовских А.А., Гильманов Р.Р., Шеремеев А.Ю., Зилькарниев Р.З.</b> Создание цифровых информационных систем для оптимизации процесса формирования комплексных программ геолого-технических мероприятий.....	29
<b>Слабещкий А.А., Писарев Д.Ю., Лепихин Е.А., Давлетбаев А.Я.</b> Эффективное управление заводнением как контроль за энергетическим состоянием пласта в рамках прокси-модели.....	30
<b>Степанов С.В., Бембель Г.С.</b> Численное моделирование четочного течения нефти и воды в системе капилляров.....	31
<b>Суходанова С.С., Метт Д.А.</b> Создание геолого-фильтрационных моделей сложнопостроенных коллекторов по результатам комплексирования различных геолого-геофизических методов на примере нижнепермских отложений Варандейского месторождения.....	32
<b>Федоров А.И., Колонских А.В., Давлетова А.Р.</b> Программное обеспечение для решения прикладных задач механики пласта.....	33
<b>Хайруллин Р.У., Кондратьева Н.Р., Рахимов М.Р., Карачурина Э.В., Викторов Э.П.</b> Учет неоднородности коллекторских свойств при моделировании водогазового воздействия на месторождении им. Р. Трєба.....	34
<b>Чуйко А.И., Аубакиров А.Р., Пятиратов П.В.</b> Выбор объектов и перспективных участков для применения циклического заводнения.....	35
<b>Шигапова Д.Ю., Макарова Е.С., Бреславич И.Д.</b> Примеры практического применения технологии моделирования с учетом оценки неопределенностей к месторождениям с трудноизвлекаемыми запасами.....	36
<b>Шлычков К.Е., Ефимов Д.В., Сергеев Е.И., Савичев В.И.</b> Создание инструмента расчета поверхностного обустройства месторождения.....	37
<b>Юсифов Т.Ю.</b> Влияние закачки на выработку запасов при планировании геолого-технических мероприятий.....	38
<b>Яковлев А.А., Исмагилов Н.С.</b> Численно-аналитические методы исследования математических моделей фильтрации в неоднородных анизотропных средах.....	39

## **Улучшение достоверности воспроизведения истории разработки и локализации остаточных запасов в залежах прибрежно-морского генезиса методом воспроизведения в геологической модели руслового строения**

***О.П. Афанасьев, А.В. Коноплев (ООО «Роксар Сервисиз»),  
Р.И. Зианбердин, А.Н. Нугаева (ООО «Башнефть-Добыча»)***

---

Ряд нефтяных залежей Башкирии относятся к пластам терригенного девона прибрежно-морского происхождения. Такие отложения характеризуются наличием вытянутых геологических тел разного генезиса (прибрежные бары, русла приливо-отливных каналов, подводное продолжение дельтовых проток). Использование традиционных как стохастических, так и детерминистических методик не позволяло в полной мере воспроизвести указанные особенности и отобразить продвижение фронта воды от законтурных нагнетательных скважин в центр залежи. Основой геологической модели, воспроизводящей русловые тела, могут служить как качественные данные 3D сеймикоразведки, так и карты эффективных толщин и пористости (в случае высокой разбуренности на большой площади). Разделение коллекторов на литотипы, в соответствии с электрокаротажными характеристиками, повышает достоверность распределения петрофизических свойств, а в случае достаточного количества керновых данных – позволяет получить собственные зависимости для каждого из выделенных литотипов.

В пластах  $D_1 - D_{IV}$  Шкаповского месторождения отчетливо проявляются вытянутые геологические тела, которые могут быть интерпретированы как русла приливных каналов/подводное продолжение дельтовых проток, наиболее крупные в юго-западной части – как бары.

Авторами разработана оригинальная методика построения геологической модели, позволившая значительно улучшить воспроизведение истории разработки и повысить достоверность локализации остаточных запасов.

Ключевыми особенностями использованной методики являются следующие:

- выделение линий русел по картам эффективных толщин и пористости;
- построение карт азимутов русел;
- разделение коллекторов на три литотипа по кривой ПС (ГК);
- построение кубов вероятности каждого литотипа с использованием азимутов;
- создание куба фаций с воспроизведением геолого-статистического разреза;
- распределение петрофизических свойств, отдельно по литотипам, также с использованием карт азимутов.

## **Программный комплекс гидродинамического моделирования залежей углеводородов «РН-КИМ»**

***И.Х. Бадыков, В.А. Байков, О.С. Борщук  
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)***

---

В декабре 2004 г. было получено первое свидетельство о государственной регистрации программного комплекса (ПК) гидродинамического моделирования залежей углеводородов «РН-КИМ» (ранее «NGT BOS»).

Пакет гидродинамического моделирования залежей углеводородов «РН-КИМ» представляет собой инструмент для трехмерного моделирования течения углеводородов в пористой среде. В качестве основы используется так называемая «модель черной нефти» (black-oil model), позволяющая описывать течение флюидов в пласте при помощи трех основных компонентов (нефть, газ, вода) с возможностью растворения газа в нефти и vaporизации нефти в газе. Пакет обладает широкой функциональностью по гидродинамическому моделированию основных процессов, происходящих при разработке месторождений.

С момента своего появления проект позиционировался как инструмент для гидродинамического моделирования месторождений, специфичных для компании «Роснефть». Это означало, что кроме развития базовой функциональности для моделирования течения флюидов в пласте, происходило развитие новых, ранее не опробованных в других коммерческих пакетах гидродинамического моделирования, инструментов для моделирования. Такой подход к развитию программного комплекса позволил создать новую функциональность по описанию таких внутрипластовых процессов, как приток к трещине гидроразрыва пласта (ГРП), развитие самопроизвольных трещин автоГРП, учет нелинейных эффектов при фильтрации в низкопроницаемых коллекторах. Выбранная стратегия развития привела к тому, что в 2014 г. более 85 % гидродинамических моделей в ООО «РН-УфаНИПИнефть» было рассчитано и защищено в государственных органах с использованием ПК «РН-КИМ». Наличие собственного программного обеспечения позволило не только кардинально сократить зависимость от стороннего программного обеспечения, но и повысить точность и прогнозируемость гидродинамических моделей за счет развития новых технологий моделирования и учета дополнительных физических эффектов.

Рассмотрены перспективы развития собственного программного обеспечения – комплекса гидродинамического моделирования залежей углеводородов «РН-КИМ», добавления новой функциональности, расширения возможностей по импортозамещению.

## **Исследование процесса рассолонения засолоненных терригенных коллекторов Верхнечонского месторождения**

***И.А. Виноградов, А.А. Загоровский  
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)***

---

Верхнечонское конденсатогазонефтяное месторождение в настоящее время является крупнейшим по запасам углеводородов эксплуатируемым месторождением Восточной Сибири. Основным объектом разработки является горизонт, представленный терригенными отложениями с преобладанием разнородных песчаников и гравелитов. Пласт имеет ряд особенностей, осложняющих его эксплуатацию: низкая пластовая температура, близкая к температуре выпадения парафинов; наличие газовой шапки; пластовое давление, равное давлению насыщения нефти газом; сложное геологическое строение со множеством региональных разломов. Однако особого внимания требует наличие в поровом пространстве коллектора отложений хорошо растворимых солей, преимущественно галита.

Результаты опытов на образцах породы свидетельствуют о существенном изменении структуры порового пространства при растворении соли: пористость и проницаемость образцов керн увеличиваются соответственно в 100 и 1000 раз.

Рассмотрено влияние рассолонения коллектора на процесс добычи нефти. Выполнена оценка рисков заводнения пласта пресной водой, прогнозирование влияния рассолонения на дальнейшую эксплуатацию объекта и объемов попутно добываемой соли. В рамках работы проведены поточные эксперименты на керне, получены динамические характеристики процесса.

Результаты экспериментов послужили основой для построения фильтрационных моделей и проведения численного исследования влияния рассолонения коллектора на вытеснение нефти пресной водой. Моделирование осуществлялось с помощью гидродинамического симулятора, в котором был реализован набор опций, позволяющий с достаточной для практики точностью воспроизвести процесс растворения соли на основе кинетического уравнения Богусского – Каяндера, учесть изменение реологических свойств воды и фильтрационных свойств продуктивного пласта. Настройка и верификация математической модели проводили по данным лабораторных исследований.

На основе численных расчетов синтетических фильтрационных моделей и моделей пласта установлены основные факторы, влияющие на эффективность вытеснения нефти в засолоненных коллекторах. Предложены решения, позволяющие регулировать процесс и использовать положительные факторы рассолонения для повышения нефтеотдачи пласта.

## Совершенствование алгоритмов интегрированного моделирования месторождений на примере Саратовско-Беркутовской группы газоконденсатных месторождений

*П.В. Виноградов, Э.А. Садреев, Э.Р. Нугуманов,  
Е.И. Сергеев, В.А. Николаев (ООО «БашНИПИнефть»)*

В настоящее время одним из прогрессивных подходов в области повышения эффективности разработки газовых и газоконденсатных месторождений является применение совместного (интегрированного) моделирования режимов работы промысла. Интегрированный расчет позволяет учесть все возможные ограничения и диапазоны режимов работы оборудования, а также рассчитать взаимодействие элементов системы добычи продукции. В итоге интегрированная модель промысла позволяет с высокой степенью точности выполнять расчет прогнозных показателей промысла и обеспечивать оптимизацию добычи. Однако создание интегрированных моделей месторождений осложнено отсутствием единой методологии объединения отдельных моделей объектов добычи и выбора математических алгоритмов для выполнения расчетов. Не является тривиальной задачей и определение параметров совместной работы скважин и сети сбора в условиях многофазного потока.

Для выполнения интегрированного моделирования разработки газоконденсатных месторождений разработан алгоритм совместного расчета режима работы пласта, скважин, наземных сетей сбора и подготовки продукции. Данный алгоритм позволяет объединить в единую расчетную систему уже существующие модели перечисленных объектов, выполненные в различных специализированных коммерческих программных продуктах. Объединение моделей предусматривается в процессе последовательного расчета, в ходе которого обеспечивается схождение давлений, температур и расходов, полученных в отдельных моделях. На основе метода сопряженных элементов, применяемого к узлу на устье скважины перед штуцером, для каждой скважины определяется рабочий диапазон дебитов. При этом учитывается гидравлическая характеристика скважины, а также многофазный поток в трубопроводах сети сбора.

На основе предложенного алгоритма разработан программный код, обеспечивающий обмен данными между моделями пласта, скважин, сети сбора и подготовки продукции. Взаимодействие с программами для моделирования обеспечивается через открытые интерфейсы. В рамках решения задачи по распределению добычи по скважинам и месторождениям реализован оптимизационный функционал. Основными исходными данными для расчета являются уровни отбора газа и давление на входе пункта сбора (установки подготовки газа). Результатом расчета являются распределение расходов продукции по скважинам, параметры (давление, температура, расход газа) во всех элементах промысловой системы сбора газа, а также объемы продукции на выходе установки подготовки продукции (УПП).

Разработанные алгоритмы использованы при построении интегрированной модели Саратовско-Беркутовской группы газоконденсатных месторождений. В силу территориальной близости, а также имеющихся экономических и экологических ограничений месторождения объединены в единую систему сбора, подготовки и реализации товарной продукции (газ, конденсат, элементарная сера), что обуславливает жесткую взаимозависимость режимов работы скважин, газосборной сети и УПП в рамках замкнутой системы. Интегрированная модель рассчитана на весь период разработки.

## **Математическое моделирование термогидродинамических процессов в пласте для определения структуры околоскважинной зоны**

*Л.А. Гайдуков (ОАО «НК «Роснефть»),  
А.В. Новиков (МФТИ),  
Д.В. Посвянский, Р.Р. Тухватуллина  
(«Роксар Технолджис АС»)*

---

При формировании околоскважинной зоны (ОЗ) существенную роль играют следующие процессы: коагуляция твердыми частицами, проникающими в пласт вместе с буровым раствором и техническими жидкостями; деформация горной породы; защемление технических жидкостей в порах; образование асфальтосмолопарафиновых отложений и др. Для учета влияния этих процессов на продуктивность скважины используется интегральный параметр – скин-фактор, который определяется по данным гидродинамических исследований скважин и зависит от структуры ОЗ (размера и фильтрационных свойств). Знание структуры ОЗ необходимо для качественного планирования мероприятий по восстановлению/повышению продуктивности скважин. Однако для определения структуры ОЗ данных о динамике забойного давления недостаточно, так как восстановление давления – относительно быстрый процесс, который неинформативен для расстояний около 1 м от скважины. Кроме того, на практике при проведении исследований проявляется эффект влияния ствола скважины, который искажает начальные участки КВД. В последнее время наряду с давлением при исследовании скважин также записывается динамика забойной температуры с высокой степенью разрешения (0,01 С), что позволяет использовать эти данные для получения дополнительной информации о пласте.

При эксплуатации скважин в пласте происходит ряд термогидродинамических процессов, которые приводят к изменению/восстановлению забойной температуры: эффект Джоуля – Томпсона, адиабатическое расширение, выделение тепла при фазовом переходе флюидов, теплопередача. В то же время на динамику восстановления забойной температуры после остановки скважины влияют фильтрационные свойства ОЗ, что позволяет использовать эти данные для идентификации структуры ОЗ.

Использована математическая термогидродинамическая модель двухфазной (нефть – газ) фильтрации в окрестности вертикальной скважины с учетом наличия ОЗ. Математическая модель учитывает эффект Джоуля – Томпсона, адиабатическое расширение, выделение тепла при разгазировании нефти, теплопередачу и позволяет рассчитывать динамику забойных давления и температуры в зависимости от дебита скважины, свойств пласта и структуры ОЗ. Показано, что структура ОЗ существенно влияет на динамику восстановления забойной температуры после остановки скважины (в отличие от давления). Проведен анализ степени влияния различных факторов на динамику забойной температуры. Предложен алгоритм совместной интерпретации данных термогидродинамических исследований скважин, позволяющий наряду со стандартными параметрами определять структуру ОЗ. Представлены примеры реализации разработанных алгоритмов на примере реальных промысловых данных по нескольким скважинам.



## **Применение упрощенных моделей пласта для эффективного решения задачи узлового анализа в рамках интегрированного проектирования**

***Р.Н. Галимов, И.С. Солодов, В.П. Шакиин  
(ООО «СамараНИПИнефть»)***

---

Региональное интегрированное проектирование нефтяных и газовых месторождений представляет собой решение комплекса задач по разработке месторождений, наземному обустройству, транспорту продукции и расчета экономической эффективности. В настоящее время интегрированное проектирование является эффективным инструментом для планирования капитальных вложений. При интегрированном проектировании используют совместно три типа моделей: разработки месторождения, наземного обустройства и экономическую. Преимущество такого подхода состоит в возможности оценки влияния изменения параметров одной модели на поведение другой.

Рассмотрена проблема взаимодействия моделей наземного обустройства и разработки месторождения.

Поскольку региональное интегрированное проектирование в рамках нефтегазового предприятия может охватывать сотни месторождений и площадных объектов, тысячи скважин, в нем применяют упрощенные модели пласта, основанные на материальном балансе. Данные модели позволяют быстро оценить динамику пластового давления исходя из отборов жидкости и получить прогнозные уровни добычи. Затем результаты расчета переподаются в модель наземного обустройства в качестве входных данных. При таком подходе модель наземного обустройства не может непосредственно влиять на модель пласта.

В работе сделана попытка устранить указанное ограничение. Разработана модель пласта, позволяющая решать задачу узлового анализа для каждой скважины в рамках разветвленной системы нефтесбора. Предложенная модель позволяет более эффективно решать задачи интегрированного проектирования с учетом различных режимов работы скважин.

Предложенная методика апробирована на тестовых задачах в рамках программного комплекса для регионального интегрированного проектирования. Результаты апробации показали высокую эффективность применяемых математических алгоритмов. В дальнейшем планируется применить данную методику для регионального интегрированного проектирования на месторождениях Самарской и Оренбургской областей.

## **Расчет PVT-свойств флюидов на основе компонентной модели при интегрированном проектировании газоконденсатных месторождений**

***Р.Н. Галимов, В.П. Шакин  
(ООО «СамараНИПИнефть»)***

Интегрированное проектирование нефтяных и газовых месторождений представляет собой процесс одновременного расчета прогнозных уровней добычи на месторождениях, системы поверхностного обустройства для сбора и транспортировки добываемой продукции, а также экономической эффективности указанных процессов. Интегрированное проектирование позволяет проводить глубокий анализ выбранной стратегии разработки месторождений с учетом планируемых мероприятий по наземному обустройству, что, как правило, ведет к увеличению экономической эффективности проектов. В настоящее время для интегрированного проектирования в нефтедобывающих компаниях широко используется специализированное программное обеспечение. Моделирование PVT-свойств флюида в подобных программных комплексах является одной из ключевых процедур, поскольку затрагивает как прогнозирование уровней добычи на месторождениях, так и расчет системы сбора добываемой продукции.

Рассмотрен опыт реализации программного модуля для композиционного моделирования при расчете PVT-свойств флюида в рамках программного обеспечения для интегрированного проектирования. Использование компонентной модели при расчете PVT-свойств позволяет достичь более высокой точности расчетов в сравнении с использованием модели нелетучей нефти. Охватывая более широкую область фазовой диаграммы давление – температура, компонентная модель флюида позволяет решать такие задачи, как определение мест вероятного накопления конденсата при транспортировке продукции газоконденсатных месторождений, расчет пластового давления и др.

Целью работы являлось расширение функционала и возможностей существующего программного модуля гидравлических расчетов, использующего модель нелетучей нефти. Решались такие задачи, как расчет фазовой диаграммы для смеси заданного состава, адаптация модели тяжелой фракции под заданные данные о дифференциальном разгазировании и др. Разработанная модель апробирована на тестовых задачах, результаты апробирования подтвердили адекватность разработанной модели (в сравнении с известными мировыми аналогами). В рамках программного комплекса для интегрированного проектирования разработанный модуль планируется применять, в частности, для моделирования PVT-свойств на газоконденсатных месторождениях Оренбургской области Западной Сибири.

## **Разработка программного комплекса GEO PIPE INFORM для проектирования подземных трубопроводов с учетом свойств грунтов и наличия опасных геологических процессов**

*Т.Н. Дрынкина*  
(ОАО «Гипровостокнефть»)

---

При разработке нефтяных и газовых месторождений в районах Восточной Сибири и Крайнего Севера при прокладке трубопроводов возникают проблемы, связанные с пересечением участков, на которых распространены такие опасные геологические процессы, как термокарст, солифлюкция, морозное пучение грунтов, многолетнемерзлые и просадочные грунты. Идентификация этих участков обусловлена качеством проводимых инженерных изысканий. Учет наличия этих участков при прокладке трубопровода требует применения определенных методов инженерной защиты от опасных геологических процессов и, как следствие, приводит к увеличению стоимости строительно-монтажных работ.

При построении профиля трубопровода в условиях сжатых сроков проектирования возникают трудности в определении местоположения тех участков трассы, на которых имеют место опасные геологические процессы. В настоящее время созданы и успешно используются программные продукты, позволяющие осуществлять автоматизированное построение профиля трубопровода как на линейных участках, так и на переходах через естественные и искусственные преграды. Однако возможности их достаточно ограничены.

Программный комплекс GEO PIPE INFORM позволяет идентифицировать наличие и местоположение участков специфических грунтов и опасных геологических процессов по трассе трубопровода, а также выдает рекомендации о методах инженерной защиты трубопровода. Работа программного комплекса основана на анализе физико-механических и теплофизических свойств грунтов, которые определяются в результате инженерно-геологических изысканий. Сравнение фактических свойств грунтов с нормативными, указанными в государственных стандартах, позволяет программе определить протяженность участков распространения опасных геологических процессов и расположение их по трассе трубопровода. Затем на основании опыта проектирования и рекомендаций, изложенных в нормативной документации, GEO PIPE INFORM выдает указания по применению методов инженерной защиты трубопровода, а также составляет ведомость объемов строительно-монтажных работ, необходимых для реализации этих методов.

Применение программного комплекса GEO PIPE INFORM позволяет создать большую базу данных свойств грунтов, которую можно использовать при анализе геологических условий всего месторождения, определить ореолы распространения участков опасных геологических процессов, использовать информацию при проектировании параллельных ниток нефте- и газосборных трубопроводов.

Применение программного комплекса GEO PIPE INFORM целесообразно при проектировании разветвленной сети промысловых трубопроводов системы сбора месторождений, расположенных в регионах с суровыми климатическими и сложными геологическими условиями.

## **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.Р. Заболотнов, И.Р. Баширов (ОАО АНК «Башнефть»),  
А.Н. Червякова, С.Д. Дарий, Т.С. Баранов, С.В. Петров,  
О.Р. Привалова, Р.Н. Имашев (ООО «БашНИПИнефть»)»***

Для успешного разбуривания основного актива Компании – Соровского месторождения – перед специалистами ООО «БашНИПИнефть» была поставлена задача в кратчайшие сроки создать и в дальнейшем сопровождать постоянно действующую геолого-гидродинамическую модель (ПДГМ). Основной целью данной работы является минимизация геологических рисков в зонах проектного бурения и выполнение качественного анализа разработки для последующего регулирования процесса выработки запасов.

Соровское месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе на двух лицензионных участках (Восточно-Сылымском и Восточно-Вуемском), в 150 км к юго-юго-западу от г. Нефтеюганска. Месторождение открыто в 2002 г., введено в разработку в 2012 г. На месторождении нефтеносны отложения мелового и юрского периодов. Основным объектом разработки являются пласты БС<sub>7</sub><sup>0</sup> и БС<sub>7</sub><sup>2</sup>, характеризующиеся сложным геологическим строением и представленные неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и карбонатных образований. Данные объекты имеют шельфовый генезис. Особенностью коллекторов является выделение в разрезе песчаных и алевролитовых разностей с разными фильтрационными свойствами: проницаемость отличается на порядок.

В настоящей работе рассмотрен Восточно-Вуемский лицензионный участок, недропользователем которого является ООО «Соровскнефть». Анализ сейсмических данных показал наличие корреляционной связи распространения песчаных тел с сейсмическими атрибутами, которые в дальнейшем были приняты как тренды при построении ПДГМ. Для повышения достоверности ПДГМ проводятся работы по переработке и переинтерпретации 3D сейсмических исследований. Критичными геологическими параметрами для бурения являются структурный фактор (особенно для водонефтяной зоны) и наличие песчаных прослоев в продуктивном разрезе.

При помощи ПДГМ решаются такие задачи геологии и разработки, как оценка подержаемости геологического строения, уточнение распространения песчаников, уточнение геологических параметров, корректировка целей бурения и способа заканчивания скважин, контроль выработки запасов, подбор ГТМ, контроль энергетического состояния пласта (формирование системы поддержания пластового давления (ППД)), прогноз уровней добычи.

Использование ПДГМ позволило в 2014 г. скорректировать цели бурения и пробурить 20 эксплуатационных скважин, эффективность которых на 27 % выше плановой, а также сформировать эффективную систему ППД: темп падения добычи из-за снижения пластового давления на конец года был нулевым.

Таким образом, в условиях активного разбуривания месторождения сопровождение и уточнение геолого-гидродинамической модели должно проводиться комплексно. Модель помогает в решении поставленных задач: повышение эффективности бурения скважин, оптимизация системы ППД и др., благодаря чему значительно повышается эффективность разработки месторождения.

## **Исследование влияния дискретизации расчетной сетки на результат численного решения в случае двухфазной плоскорадиальной фильтрации**

*А.В. Иванов, С.В. Степанов  
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Как известно, точность численного решения во многом зависит от дискретизации расчетной сетки. Очевидно, что для получения более точного решения необходимо использовать расчетные сетки с малыми пространственными шагами, однако использование таких сеток приводит к увеличению продолжительности расчета и необходимого объема оперативной памяти ЭВМ. Число узлов расчетных сеток можно уменьшить, учитывая специфику пространственного изменения физических параметров и связанную с этим точность аппроксимации производных конечными разностями. Так, в известной монографии Х. Азиза, Э. Сеттари, для случая плоскорадиальной фильтрации однофазной жидкости в однородном пласте исходя из логарифмического вида эпюры давления обосновывается расположение узлов расчетной сетки по геометрической прогрессии. При моделировании реальных добывающих скважин притекающая жидкость неоднородна, поэтому для обеспечения одинаковости в ошибке аппроксимации, расчетная сетка, очевидно, должна учитывать структуру насыщения. Поскольку насыщенность пласта зависит не только от пространственных координат, но и от времени, для создания равномерной точности аппроксимации можно использовать адаптивные расчетные сетки. Основная идея методов динамически адаптивных сеток состоит в уменьшении размеров ячеек в тех зонах расчетной области, где возникают большие ошибки решения.

Основной целью данной работы было исследование влияния адаптивной расчетной сетки на результат численного решения в случае двухфазной плоскорадиальной фильтрации. Алгоритм вычисления адаптивной сетки на каждом расчетном шаге предполагает изменение расположения координат узлов сетки без изменения их числа.

В рамках исследования рассмотрена модельная постановка, в которой нагнетательная скважина, работающая с постоянной приемистостью, окружена кольцевой батареей добывающих скважин, работающих с постоянным забойным давлением. В такой постановке задачу можно рассматривать как плоскорадиальную. Реализованный алгоритм предполагает равномерное сгущение узлов сетки в области, имеющей наибольший градиент насыщенности. Узлы сетки изменяли на каждом временном шаге. Значения параметров в новых узлах сетки вычисляли исходя из линейной интерполяции.

Для оценки эффективности адаптивной динамической сетки были рассчитаны варианты со стационарной расчетной сеткой: вариант, имеющий то же число узлов, что и в динамической сетке, и эталонный вариант со значительно большим числом узлов. Анализ вариантов показал, что динамическая сетка обладает более точным решением по давлению, решение по насыщенности, хотя и не описывает точное местоположение фронта вытесняющей фазы, позволяет получить характерный резкий скачок насыщения.

Использование метода динамически адаптивных сеток для случая плоскорадиальной фильтрации двухфазной жидкости в однородном пласте имеет преимущества перед стационарными расчетными сетками. Разработанный метод позволяет уменьшить ошибку аппроксимации, не прибегая к увеличению числа узлов расчетной сетки.

## Оценка неопределенностей при планировании и реализации программы бурения боковых стволов на объекте ЮВ<sub>1</sub> Варынского месторождения Западной Сибири

*И.Ф. Ишмуратов (ОАО «Негуснефть»),  
Е.С. Макарова, А.А. Семёнов (ООО «Роксар Сервисиз»)*

Уплотняющее бурение методом резки боковых горизонтальных стволов (БГС) на объектах с высокой обводненностью и падающей добычей является достаточно рискованным. При планировании и проведении резки БГС выполняется анализ геологической неопределенности и вырабатываются меры, направленные на минимизацию связанных с ней рисков. На примере одного из месторождений Западной Сибири представлена реализация процедуры оценки неопределенностей на компьютерной геолого-гидродинамической модели с последующей оптимизацией программы бурения.

Объектом исследования являлись продуктивные отложения верхней (горизонт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>) и средней (горизонт ЮВ<sub>1</sub><sup>2-3</sup>) частей Наунакской свиты верхнеюрских отложений Варынского месторождения. Пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, расположенный в прикровельной части Наунакской свиты, представлен песчаниками, характеризующимися наихудшими фильтрационно-емкостными свойствами среди пластов группы ЮВ<sub>1</sub>, и отделен от нижележащего пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>2-3</sup> глинистой перемычкой толщиной 0,5–3 м. Продуктивный объект ЮВ<sub>1</sub><sup>2-3</sup> подразделяется на два пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> (представлен песчаниками и алевролитами, иногда замещенными глинистыми фациями) и ЮВ<sub>1</sub><sup>3</sup> (преимущественно песчаный), глинистый раздел между ними в основном выдержан по площади залежи. В краевых зонах нефтяной залежи ЮВ<sub>1</sub><sup>2-3</sup> отмечается слияние пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>3</sup>. Месторождение находится в разработке с середины 90-х годов XX века, текущая обводненность продукции ЮВ<sub>1</sub> составляет около 80 %.

В качестве исследуемых неопределенностей были выбраны параметры моделей пористости, проницаемости, песчаности, начальной и связанной водонасыщенности, уровень водонефтяного контакта, PVT-свойства нефти, функции относительных фазовых проницаемостей, сжимаемость порового пространства, параметры модели водонапорного горизонта, вертикальная анизотропия проницаемости, а также высота трещин гидроразрыва и минимальная толщина, при которой неколлектор остается непроницаемым. Проведенный анализ чувствительности показал, что существенный вклад в неопределенность показателей разработки вносят только параметры моделей проницаемости и водонапорного горизонта, вертикальная анизотропия проницаемости и пороговое значение толщины неколлекторов. Для оценки неопределенностей был создан ансамбль реализаций геолого-гидродинамической модели, учитывающий как исходные геолого-геофизические данные, так и историю разработки. По результатам анализа с использованием прокси-моделей было выявлено, что все реализации, обеспечивающие воспроизведение истории разработки, можно разделить на два кластера: с преобладанием латеральной и вертикальной фильтрации. Для дальнейшего анализа было выбрано по одной реализации из каждого кластера.

По результатам совместного анализа полей остаточной нефтенасыщенности обеих реализаций определены точки входа БГС в пласт и их оптимальная длина. В рамках процедуры автоматизированной оптимизации для каждой реализации выбрано оптимальное число БГС, их взаимное расположение, азимуты и вертикальное положение забоя. В результате разработана программа бурения, состоящая из двух первоочередных и двух зависимых БГС, а также трех БГС с высокими рисками.

Всего пробурено пять безводных БГС. По данным, полученным в ходе реализации программы, сделан вывод, что на месторождении преобладает латеральная фильтрация (экранирующие свойства неколлекторов оказались высокими, а длины трещин гидроразрыва – недостаточными для обеспечения существенных вертикальных перетоков вдали от скважин).

## Двухмерная модель переноса проппанта в трещине гидроразрыва\*

*П.В. Карнаков*

*(Институт вычислительных технологий СО РАН)*

Технология гидроразрыва пласта (ГРП) в настоящее время активно применяется для интенсификации работы нефтяных и газовых скважин. Путем закачки жидкости гидроразрыва под высоким давлением в нефтяном пласте создают трещину и заполняют ее расклинивающим агентом (проппантом) для поддержания в раскрытом состоянии.

Построена математическая модель процесса ГРП. Предположения о форме трещины повторяют положения РКН-модели, в которой трещина распространяется вдоль плоскости в одном направлении и имеет в каждом поперечном сечении эллиптический профиль раскрытия. Течение смеси жидкости и проппанта в трещине предполагается двухмерным (свойства усреднены по ширине трещины), причем режим течения зависит от концентрации проппанта: при низкой концентрации скорости жидкости и проппанта совпадают, при высокой – проппант останавливается, а жидкость фильтруется через проппант согласно закону Дарси. Утечки жидкости учитываются по формуле Картера. Таким образом, течение смеси описывается двухмерной двухскоростной моделью.

Для численного решения уравнения переноса проппанта использован метод частиц в ячейках, который позволяет снизить эффект численной диффузии и обеспечивает лучшую детализацию границы раздела компонентов смеси по сравнению с конечно-разностными методами. Процедура совместного решения уравнений модели основана на методе релаксации с модификацией, ускоряющей сходимость итераций и позволяющей рассматривать профили с нулевой шириной.

Особенностями модели являются возможность описания эффекта остановки проппанта при высокой концентрации из-за трения о берега трещины и происходящей при этом фильтрации жидкости через проппант, а также учет неравномерности распределения проппанта вдоль плоскости трещины. Последнее становится актуальным ввиду появления в последнее время технологий неоднородного размещения проппанта в трещине.

Проведены численные эксперименты для различных режимов закачки проппанта. Показано влияние режима закачки на длину и итоговую форму трещины, заполненной проппантом.

\*Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект №14-11-00234).

## Оптимизация системы поддержания пластового давления на основании упрощенной гидродинамической модели

*Д.В. Клийменко, Д.В. Посвянский,  
Л.П. Тимошенкова  
(«Роксар Технолджис АС»)*

Система поддержания пластового давления (ППД) с закачкой воды в продуктивные пласты является в настоящее время одним из основных методов воздействия при разработке месторождений. Для обеспечения эффективного поддержания пластового давления необходимо оптимальное распределение закачки между нагнетательными скважинами. Такая задача требует рассмотрения и анализа большого числа вариантов разработки. Существуют различные способы проведения сравнительного анализа, основанные на применении метода линий тока или на основе привлечения интеллектуальных систем (нейронных сетей). Наиболее точную количественную оценку можно получить, только проведя расчеты на полномасштабных 3D гидродинамических моделях, адаптированных по истории разработки месторождения. Однако значительные временные затраты существенно затрудняют использование трехмерного гидродинамического моделирования для принятия оперативных решений.

Предложена методика оптимизации системы ППД на основе совместного использования трехмерного моделирования и расчетов, выполненных на упрощенных гидродинамических моделях (УГМ). УГМ строится путем усреднения трехмерных моделей и представляет собой двумерную двухфазную фильтрационную модель в межскважинном пространстве, в то время как в прискважинных областях она учитывает трехмерный характер течения флюидов. Упрощения, сделанные при создании такой модели, не позволяют с ее помощью точно оценивать абсолютные значения эффекта от того или иного варианта разработки, однако дают возможность проводить корректное сопоставление различных вариантов. Скорость расчетов на УГМ значительно превосходит скорость расчетов на 3D модели. Использование УГМ позволяет гораздо быстрее проводить оптимизацию системы ППД и только лучшие варианты рассчитывать на 3D симуляторе. Показано, что, несмотря на количественные расхождения, качественное ранжирование вариантов после расчетов на УГМ в целом согласуется с их ранжированием после расчетов на полномасштабных моделях. Расчеты на УГМ являются своеобразным фильтром для трехмерного моделирования.

Предлагаемая технология реализована на базе программных продуктов компании ROXAR, ResView и Tempst. Предлагаемая методика тестировалась на моделях различных месторождений и показала свою работоспособность.



## **Использование возможностей гидродинамического моделирования для интенсификации добычи нефти (на примере участка Северный-2 Северо-Даниловского месторождения)**

*М.А. Кондратьев, Д.В. Дикалов  
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)*

---

Целью работы являлось использование фактических результатов контроля разработки (промыслово-геофизические исследования, трассерные исследования) и возможностей гидродинамического моделирования для оптимизации системы разработки и интенсификации добычи нефти на примере участка Северный-2 Северо-Даниловского месторождения. Поставленная задача решалась на основе 3D геолого-технологических моделей Северо-Даниловского месторождения и имеющихся фактических результатов исследований скважин по контролю разработки месторождения.

Участок Северный-2 характеризуется следующими особенностями разработки:

- трудноизвлекаемые остаточные запасы пласта  $P_1$ , находящиеся в низкопроницаемом коллекторе;
- неравномерная выработка запасов, связанная с неоднородностью продуктивных коллекторов по проницаемости и опережающим вытеснением нефти из высокопроницаемых интервалов;
- высокий водонефтяной фактор (ВНФ), недостаточная компенсация накопленных отборов жидкости.

Для интенсификации добычи были намечены геолого-технические мероприятия, которые сформировали варианты разработки. Подбор технологических режимов работы нагнетательных скважин основывался на 2D+ модели пласта, которая учитывает трехмерный характер течения жидкости в прискважинной зоне; силу тяжести; распределение притока вдоль ствола скважины.

Оптимизация системы поддержания пластового давления (ППД) заключается в изменении объемов нагнетания воды при сохранении системы с целью повышения уровней добычи нефти. 2D+ симулятор позволяет рассчитать достаточное для оценки эффективности системы ППД множество сценариев. Средняя скорость расчета одного сценария на встроенном 2D+ симуляторе в разы превышает скорость расчета на гидродинамическом симуляторе. Сопоставление абсолютных значений накопленной добычи нефти и жидкости после пересчета лучших сценариев на симуляторе подтвердило пригодность 2D+ модели пласта для экспресс-оценки эффективности системы ППД.

Физико-химическое воздействие моделировалось при помощи опции в гидродинамическом симуляторе, которая предусматривает задание зависимости изменения вязкости воды от концентрации химического реагента, полученной по результатам лабораторных исследований.

Для проверки изменения направления фильтрации использовалась модель линий тока, главным преимуществом которой является визуализация структуры потоков. Полученные результаты зафиксировали увеличение охвата заводнением и перераспределение потоков по разрезу.

## Оценка подсчетных параметров слоистых (анизотропных) коллекторов для подсчета запасов углеводородов и геолого-гидродинамического моделирования

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

Рассмотрена проблема оценки подсчетных параметров низкоомных коллекторов. Как правило, в таких коллекторах подсчетные параметры, рассчитанные по традиционным методикам, оказываются заниженными, и коллекторы оцениваются как водонасыщенные, в то время как при испытаниях пластов получают значительные притоки нефти. К низкоомным коллекторам относятся коллекторы юрской толщи Ватьеганского, Северо-Покамасовского, Свободного и других месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», коллекторы пластов АВ<sub>1-3</sub> Кечимовского месторождения, тонкослоистые коллекторы пласта БС<sub>10</sub> Тевлинско-Рускинского месторождения и др. Выявлены следующие причины, обуславливающие низкоомность коллекторов:

- наличие примесей железа, содержащихся в породе в форме сульфидов (пирита) и в виде окислов;
- присутствие в породе трехслойных глинистых минералов, содержащих межслоевые катионы гидрослюды (иллита), хлорита и монтмориллонита;
- низкая минерализация пластовых вод и, как следствие, высокая поверхностная проводимость порового пространства глинистых коллекторов (Ямал и Большехетская впадина);
- большое количество рыхлосвязанной воды в поровом пространстве глинистых коллекторов (пласты типа «рябчик», например, АВ<sub>1-3</sub> Кечимовского месторождения);
- измеренная кажущаяся низкоомность обусловлена анизотропией электрических свойств коллектора при измерениях удельного электрического сопротивления (УЭС) методом стандартного индукционного каротажа (ИК) и др.

Даже при правильном выделении низкоомных коллекторов их трудно количественно оценить. С практической точки зрения, использование традиционно измеренных значений УЭС для подсчета запасов углеводородов может привести к их занижению более чем на 60 % по сравнению с результатами интерпретации, учитывающими анизотропию УЭС.

Намечены пути решения задачи для разработки методики оценки подсчетных параметров низкоомных (анизотропных) коллекторов для подсчета запасов углеводородов и цифрового геологического моделирования. Для коллекторов, «низкоомность» которых определяется физико-химическим составом внутривпорового пространства и матрицей коллектора, разрабатывается методика расчета нефтенасыщенности, использующая зависимости керн – ГИС, которые не включают напрямую УЭС коллектора. Для коллекторов, «низкоомность» которых определяется структурной (слоистой) неоднородностью и анизотропией электрических свойств коллектора, предлагается разработка методики комплексной интерпретации геофизических данных: сейсмо-геологическая модель + керн + каротаж (инклинометр, наклономер, спектрометрический нейтронный гамма-каротаж, многозондовый электромагнитный каротаж).

## Искусственные нейронные сети при решении актуальных задач нефтедобычи

**Ю.Б. Линд**  
**(ООО «БашНИПИнефть»)**

Многие объекты нефтегазовой отрасли характеризуются разнотипностью и неполнотой обрабатываемой информации, отсутствием формальных подходов к решению задач, а также многокритериальностью этих задач. В последнее время все большее применение находят нейросетевые технологии искусственного интеллекта. В данной работе рассматриваются вопросы применения искусственных нейронных сетей к решению задач прогнозирования осложнений в бурении и оцифровки каротажных диаграмм.

Прогнозирование осложнений при бурении реализовано на основе анализа данных о ранее пробуренных скважинах с использованием искусственных нейронных сетей. Математически это задача идентификации системы с несколькими входами и выходами на основе множества маркированных примеров, в качестве которых выступают уже пробуренные на месторождении скважины. Наибольшую эффективность (соотношение точности и скорости вычислений) при решении поставленной задачи показала радиально-базисная сеть, обучающаяся на основе алгоритма  $k$ -средних. Алгоритм, реализующий описанную нейронную сеть, позволяет на ее основе программно строить кластеризованную карту месторождения по наличию осложнений и отслеживать тенденцию их распространения для каждого стратиграфического объекта. Опираясь на прогноз по всем стратиграфическим объектам месторождения, при бурении новой скважины можно обоснованно выбирать тип бурового раствора и параметры технологических операций.

Еще одной важной задачей, в решении которой эффективными оказываются искусственные нейронные сети, является оцифровка материалов геофизических исследований скважин (ГИС). В ООО «БашНИПИнефть» накоплен большой объем архивных каротажных диаграмм по ранее пробуренным скважинам на бумажных носителях. Существующие программные продукты обработки данных ГИС позволяют осуществлять оцифровку таких данных в полуавтоматическом режиме. Математически это задача распознавания образов: требуется построить алгоритм, который определяет принадлежность любого входного объекта к определенному классу. В настоящее время проводится отладка решателя поставленной задачи на основе предложенной искусственной нейронной сети. Разработанные алгоритмы позволяют однозначно распознавать данные ГИС, представленные на бумажных носителях, что увеличивает точность построенных на основе этих материалов моделей.

Полученные результаты позволяют повысить эффективность расчетов и снизить влияние человеческого фактора при проектировании строительства скважин и разработки месторождений. Построенные искусственные нейронные можно в дальнейшем использовать для структурной и параметрической идентификации объектов при решении задачи идентификации, классификации и распознавания образов в нефтегазовой отрасли.

## **Вероятностная оценка уровней добычи газа по месторождениям, находящимся на стадии геолого-разведочных работ в условиях высокой неопределенности исходных данных**

*Е.С. Макаров  
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

---

Месторождения на стадии геолого-разведочных работ (ГРП) зачастую характеризуются малой изученностью, нехваткой экспериментальных данных о пластах и флюидах. Это выражается в высокой неопределенности, связанной с запасами, фильтрационно-емкостными параметрами пласта, параметрами многофазной фильтрации, PVT-свойствами и др. Тем не менее уже на данной стадии проектирования необходимо оценить рентабельность планируемого проекта разработки. Для получения профиля, учитывающего основные неопределенности, влияющие на добычу, на основе исходных данных строится упрощенная гидродинамическая модель (ГДМ) и проводится анализ неопределенностей входных данных ГДМ. Затем отбираются наиболее существенно влияющие на добычу параметры модели (запасы, пористость, проницаемость, относительные фазовые проницаемости, PVT-свойства и др.), определяют интервалы их изменения. На основе расчета вариантов всех возможных вариаций каждого параметра неопределенности и из совокупности профилей находится усредненный на каждый год разработки профиль.

При увеличении мерности задачи (числа неопределенностей, влияющих на профиль добычи) возрастает и число расчетов (вариантов). Для десяти и более параметров неопределенности задача расчета всех профилей добычи и поиска среднего профиля становится трудно реализуемой.

Представлен статистический метод поиска среднего профиля добычи, учитывающего основные неопределенности. Суть данного метода заключается в представлении основных параметров неопределенности в виде случайных чисел. Процесс «разыгрывания случайной величины» позволяет получить некую совокупность значений. Среднее значение есть приближенное истинное значение параметра. Для  $n$ -мерной задачи используется  $n$  случайных величин, для каждой из которых разыгрывается свое значение. Совокупность одной реализации случайных параметров представляет собой один из вариантов разработки месторождения при заданных входных данных. Преимущество данного метода заключается в том, что количество расчетов в данном методе не зависит от выборки и числа выбранных параметров неопределенностей. Число реализации параметров неопределенности задается пользователем исходя из требований к точности и достоверности полученного распределения. Имея данное распределение, можно получить профили P90 (пессимистичный вариант), P50 (обрискованный вариант) и P10 (оптимистичный вариант), а также провести вероятностную оценку рентабельности ввода месторождения в разработку.

## Реализация проактивного подхода в инструменте блочно-факторного анализа

*А.С. Маргарит, А.А. Пустовских, А.В. Ахметов  
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

---

Реалии сегодняшнего дня таковы, что недостаточно просто реагировать на уже произошедшее событие, повлекшее снижение добычи нефти. Необходимо внедрение проактивного подхода, обеспечивающего переход от диагностики причин потерь добычи нефти к превентивному анализу и управлению добычей. Сделать инструмент блочно-факторного анализа проактивным позволило физически содержательное наполнение, позволяющее учитывать геолого-физические параметры залежи и динамику показателей разработки месторождения путем адаптации моделей материального баланса и характеристики вытеснения.

После усовершенствования алгоритмов последовательность решения задачи выглядит следующим образом:

- 1) автоадаптация PVT-параметров;
- 2) определение задержки реакции добычи жидкости на изменение закачки;
- 3) автоадаптация модели материального баланса;
- 4) автоадаптация модели характеристики вытеснения по фактическим данным;
- 5) ретроспективный анализ характеристики вытеснения;
- 6) прогноз эксплуатационных параметров и показателей разработки;
- 7) расчет целевой закачки и компенсации;
- 8) детализированный факторный анализ.

Разработанный подход позволяет решать ряд важнейших задач, возникающих при мониторинге и анализе эффективности разработки нефтяных месторождений.

Результаты расчетов позволяют с оптимизмом оценивать перспективы внедрения инструмента в промышленную эксплуатацию.

## **Применение фрактальной теории для моделирования трещиноватости карбонатного коллектора и оценка продуктивности проектных скважин на примере месторождения СК**

*И.В. Матвеев*  
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)

---

При планировании и осуществлении разработки залежей с трещинным типом коллектора необходимо учитывать влияние системы трещин на процессы, проходящие в пласте. Попадание скважины в трещиноватую область может значительно увеличить приток жидкости вместе с повышением риска преждевременного обводнения.

В настоящее время учет трещиноватости коллектора чаще осуществляется путем построения модели двойной пористости и проницаемости. Распространение областей трещиноватости можно проводить, используя разные подходы. Стохастический метод без учета сейсмических данных не дает положительных результатов. Существенно повысить точность метода можно, используя информацию, полученную при обработке данных сейсмических исследований. Учесть трещиноватость также можно, используя информацию о фрактальной структуре горных пород.

Целью данной работы являлось моделирование трещиноватости карбонатного коллектора на основе фрактальной теории с использованием в качестве исходных данных информации о положении разломов. В процессе выполнения работы была написана программа, которая на основе фрактальной теории осуществляет прогноз распространения трещиноватости. После получения вероятного расположения трещин с учетом данных о фактических опробованиях скважин строились карты индекса продуктивности скважин на рассматриваемом месторождении. Полученные карты можно использовать при выборе проектных точек бурения и оценки продуктивности проектных скважин.

## **Разработка инструментов в области отбора проб флюидов и анализа их свойств**

*Л.Р. Миникеева, К.Е. Шлычков, Д.В. Ефимов,  
Е.И. Сергеев (ООО «БашНИПИнефть»)*

---

Представлены результаты разработки различного функционального инструментария, направленного на информационную и методическую поддержку производственных процессов, связанных с исследованиями проб пластовых флюидов. Планирование годовых и месячных объемов исследований, подготовка и отбор проб, транспортировка отобранных проб, исследование проб в лаборатории – поддержку этих процессов осуществляет программный модуль планирования и мониторинга отборов проб.

Разработанные инструменты для проведения анализа результатов лабораторных исследований проб позволяют характеризовать представительность проб, осуществлять подбор корреляционных зависимостей, проводить расчет межфазового равновесия для углеводородных систем. Для определения свойств пластовой нефти на объектах с недостаточной степенью охарактеризованности пробами флюидов реализован алгоритм подбора флюида-аналога (т.е. объекта, близкого к целевому по рассматриваемым PVT-свойствам).

Рассматриваемые модули – это не отдельные, выполняющие определенный круг задач инструменты, а части единой информационно-аналитической системы, имеющей в качестве ядра базу данных PVT-свойств пластовой воды, нефти, газа. Пользовательский интерфейс позволяет работать с аналитическими функциями и модулями, а также выполнять различные манипуляции с хранящимися в базе данными: просмотр, добавление, редактирование, выгрузка.

Реализованная информационно-аналитическая система активно используется при решении различных производственных задач, таких как подсчет запасов, проектирование и мониторинг разработки.

## **Экспертиза и анализ технологических возможностей повышения эффективности разработки нефтеконденсатных месторождений**

*А.А. Мосесян, Я.О. Симаков, С.А. Нагорный,  
А.М. Передерий (ЗАО «Петролеум Технолджис»)*

---

Месторождения с газовыми шапками и нефтяными оторочками расцениваются как сложные, затратные в разработке и менее привлекательные, чем монофазные. Анализ и планирование разработки таких сложных месторождений с использованием стандартных методик и технологий обычно не позволяют достичь желаемых экономических результатов.

Целью данной работы являлся анализ возможных путей повышения технико-экономической эффективности разработки сложнопостроенных залежей со смешанными флюидными системами, к которым относятся нефтегазоконденсатные месторождения. Кроме того, обосновано применение нескольких составляющих проанализированных методов для условий выбранных месторождений.

Выполнен анализ нескольких десятков научных статей и практических примеров, а также баз данных Норвежского нефтяного директората (NPD) и Международного научно-исследовательского института Ставангера (IRIS). Ни в литературе, ни в специализированном программном обеспечении для скрининга методов увеличения нефтеотдачи не удалось найти технологию, которая бы полностью соответствовала геолого-технологическим условиям крупных нефтегазоконденсатных месторождений компании (высокая вязкость нефти, залегающей под обширной газовой шапкой, вода под нефтяной оторочкой). В связи с этим была сформирована технология, которая бы удовлетворяла условиям максимальной технологической и экономической эффективности проекта.

Предлагаемая технология включает следующие основные положения: использование горизонтальных скважин для добычи нефти и горизонтальных или наклоннонаправленных скважин для добычи газа; эксплуатация скважин на низких, докритических депрессиях; расположение нефтяных скважин посередине нефтяной оторочки или на расстоянии, равном  $1/3$  нефтенасыщенной толщины от газонефтяного контакта (ГНК); формирование на ГНК барьера, который препятствует прорыву газа из газовой шапки в нефтяную скважину.

Поскольку при построении моделей необходимо было учитывать целый спектр свойств, в том числе адсорбционную способность скелета породы полимерам и ПАВ, в качестве рабочего инструмента выбран симулятор тепловых и специальных процессов Computer Modelling Group (CMG) STARS. Этот симулятор позволяет моделировать любые технологии воздействия на пласт, включая химические и тепловые методы увеличения нефтеотдачи. Кроме того, с его помощью можно реализовать модели истощения или заводнения пласта. Таким образом, все возможные варианты оценивались в одном и том же симуляторе для того, чтобы исключить влияние расчета в разных симуляторах даже одного производителя на результат и обеспечить объективное сравнение.

Предложенная технология позволила увеличить нефтеотдачу при разумном уровне капиталовложений, экономическую привлекательность и устойчивость проекта в целом за счет параллельной добычи нефти и газа и продления времени работы нефтяных скважин в вязкой нефтяной оторочке под газовой шапкой.



## **Методика интерпретации данных гидродинамических исследований скважин с учетом особенностей фильтрации**

***Я.В. Невмержицкий (МФТИ)***

---

В настоящее время разрабатываемые низкопроницаемые пласты имеют ряд отличительных свойств, обуславливающих трудности их освоения. В частности, зоны, в которых в последнее время ведется эксплуатационное бурение, характеризуются большими коэффициентами падения добычи, низкими приемистостью и эффективностью системы поддержания пластового давления (ППД).

В результате долговременного стационарного мониторинга обнаружена изолированность рядов добывающих и нагнетательных скважин. Установлено, что данная разобщенность рядов, а также аномальное поведение забойного давления связано с возникновением режима истощения. Проанализированы различные причины этого явления. По результатам рассмотрения принята гипотеза нелинейности фильтрации, проявляющейся в низкопроницаемых коллекторах.

При нелинейной фильтрации флюидов забойное давление и расход характеризуются аномальным поведением. Потому для определения параметров коллектора представляется перспективным использование результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Однако при интерпретации данных ГДИС, полученных для низкопроницаемых коллекторов применяется стандартная методика, заключающаяся в определении проницаемости пласта и скин-фактора по наступлению радиального режима фильтрации. Полученные проницаемости, скин-факторы, а также длины трещины гидроразрыва не соответствуют реальным значениям. Потому возникает необходимость создания методики интерпретации материалов подобных исследований с учетом отклонения фильтрации от закона Дарси.

Так как интерпретация данных ГДИС осуществляется по временным зависимостям забойного давления и дебита, необходимо корректно моделировать поведение данных величин во времени при нелинейной фильтрации. Данная опция не предусмотрена в современных коммерческих симуляторах, поэтому основной задачей является создание программы, позволяющей проводить расчеты фильтрации флюидов, не подчиняющихся закону Дарси.

Полученные результаты моделирования сопоставлены с известными аналитическими решениями и с данными, полученными при эксплуатации низкопроницаемых коллекторов. По результатам моделирования предложена методика анализа информативности гидродинамических исследований. Данный анализ позволит определить подходы к интерпретации материалов ГДИС в низкопроницаемых коллекторах и использовать полученные данные для оптимизации системы разработки продуктивных пластов.

## **Автоматизированные инструменты анализа и обработки результатов лабораторных исследований керна**

*Э.Р. Нугуманов, А.А. Гимазов  
(ООО «БашНИПИнефть»)*

---

Для обеспечения эффективности разработки месторождений необходим широкий спектр данных о геологическом строении и свойствах объектов эксплуатации. Одним из важнейших источников информации для проектов разработки месторождений являются образцы горных пород – керн. В настоящий момент разработанная корпоративная база данных лабораторных исследований керна ОАО АНК «Башнефть» обеспечивает упорядоченное хранение и оперативный доступ к необходимым данным.

Одним из направлений, использующих керновые данные, является петрофизические исследования. Перед построением петрофизических зависимостей определяется литотип пород путем анализа множества типов керновых данных (фотографии, шлифы, результаты фильтрационных экспериментов и др.). Наличие и доступность данных, их формат во многом определяют продолжительность анализа, поэтому использование базы данных, содержащей все необходимые для работы параметры, может существенно повысить эффективность работы. Однако подбор зависимостей (особенно, многомерных) без использования специального программного обеспечения является неэффективной тратой времени.

Целью работы является алгоритмизация процессов и реализация инструментов автоматизированного подбора петрофизических зависимостей с использованием доступа к корпоративной базе данных лабораторных исследований керна и математических инструментов. Разработанные инструменты автоматизированного анализа и обработки результатов лабораторных исследований керна могут применяться специалистами для построения петрофизических зависимостей в целях снижения временных затрат и повышения эффективности работы.

## Получение псевдофункций полимера и относительных фазовых проницаемостей при расчетах на грубой сетке

*Е.О. Сазонов, А.Н. Нугаева*  
(ООО «Башнефть-Добыча»)

На современном этапе все большую актуальность приобретает применение методов увеличения нефтеотдачи, в том числе потокоотклоняющих технологий и полимерного заводнения. Задача прогнозирования эффекта от применения данных технологий часто решается при помощи численного моделирования.

В случае моделирования потокоотклоняющих технологий и полимерного заводнения, введение в уравнения двухфазной фильтрации еще одной переменной (концентрации полимера, растворенного в водной фазе) значительно усложняет решение прямой и обратной задач (адаптации модели). В связи с ограниченными вычислительными мощностями часто используют укрупнение сетки, что приводит, в одной стороны, к ускорению счета, а с другой – к потере информации. Поэтому актуальной задачей являются минимизация потери информации и учет микронеоднородности при ремасштабировании геологических и гидродинамических моделей.

Рассмотрены задачи численного моделирования полимерного заводнения на основе уравнений фильтрации двух несмешивающихся жидкостей и растворимого полимерного компонента в водной фазе. Информационной базой для создания геолого-гидродинамической модели, представляющей собой трехмерное распределение свойств пласта в каждый момент времени и воспроизводящей пластовые потоки, являются результаты геофизических и гидродинамических исследований скважин, сейсморазведки, лабораторных исследований керна и др. Каждый массив информации характеризуется своим собственным масштабом: от нескольких миллиметров до десятков километров. Для корректного учета разномасштабности при математическом моделировании необходимы специальные методы ремасштабирования данных.

Показана необходимость ремасштабирования свойств полимера и пластовых флюидов для корректного учета размера сетки при переходе от микромасштаба к мезо- и макромасштабу. Представлен метод, позволяющий на основе полученного решения на детальной модели получить ремасштабированные статические, динамические свойства пористой среды, модифицированные относительные фазовые проницаемости и свойства полимера для укрупненной сетки.

## **Автоматизация процесса построения картографического материала при сопровождении фильтрационных 3D моделей**

**Ю.А. Сивов**  
**(ОАО «ТомскНИПИнефть»)**

Построение картографического материала для 3D фильтрационных моделей выполняется в рамках сопровождения постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ). В процесс сопровождения включены загрузка обновленных данных о добыче и геолого-технических мероприятиях (ГТМ) в скважинах, продление расчета фильтрационных перетоков в модели на последний месяц и построение определенного набора карт по обновленной модели с их следующей передачей для загрузки в базу данных. Сопровождение ПДГТМ выполняется с определенной периодичностью, для большинства месторождений – раз в месяц.

Процесс картопостроения – является сложным процессом. В связи с этим было принято решение о создании ПО, позволяющего строить и оформлять карты в автоматическом режиме по строго заданным алгоритмам.

Инструменты решения поставленной задачи – программный комплекс Petrel и инструментарий разработчика Ocean SDK. Ocean SDK позволяет писать собственные подключаемые модули для Petrel. В качестве алгоритмов построения и оформления картографического материала в ПО заложены формулы и методические рекомендации по созданию карт из стандарта ОАО «НК «Роснефть» по экспертизе гидродинамических моделей, чтобы создаваемые карты отвечали корпоративным требованиям к оформлению сопроводительного картографического материала. В настоящее время в программном приложении реализовано построение карт для любых задач фильтрационного моделирования: построение карт, в частности средних значений давления, пористости, начального и текущего коэффициентов нефтенасыщенности, нефтотдачи, плотности остаточных запасов и др.

Использование программы дает следующие преимущества: существенная экономия человеко-дней, затрачиваемых на картопостроение; как было рассчитано, в год экономия составляет около 65 человеко-дней; возможность унификации процесса картопостроения, что играет важную роль при передаче модели на сопровождение другому сотруднику; использование универсальной программы для картопостроения нивелирует индивидуальные особенности оформления карт пользователями, позволяя добиться единообразия представления картографического материала; удобство использования программы по сравнению с построением карт вручную, когда вероятность ошибки возрастает в разы.

Разработанное ПО внедрено в ОМ ОАО «ТомскНИПИнефть» и активно используется при сопровождении ПДГТМ в рамках выполнения договора по сопровождению моделей.

## **Создание цифровых информационных систем для оптимизации процесса формирования комплексных программ геолого-технических мероприятий**

*А.Н. Ситников, А.А. Пустовских, Р.Р. Гильманов,  
А.Ю. Шеремеев, Р.З. Зулкарниев (ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

---

В 2014 г. в ОАО «Газпром нефть» стартовал проект по созданию цифровых информационных систем, направленных на оптимизацию процесса формирования комплексных программ геолого-технических мероприятий (ГТМ). Создание цифровых систем позволяет вывести этот процесс на новый качественный уровень с получением следующих результатов:

- подбор скважин для проведения ГТМ в единой системе, оперативная оценка потенциала возможных мероприятий и в соответствии с полученными результатами своевременное формирование программы ГТМ с максимальной эффективностью;
- единая система процессов согласования ГТМ по компании, загрузка и хранение сопровождающей информации по скважинам, ведение баз согласованных/несогласованных ГТМ, формирование программы комплексных ГТМ.

Цифровые информационные системы реализованы в web-интерфейсе, что позволяет пользователям вести процесс формирования программ ГТМ в режиме реального времени.

Внедрение цифровых информационных систем рассматривается ОАО «Газпром нефть» как метод построения успешного бизнес-процесса по формированию комплексных программ ГТМ.

## **Эффективное управление заводнением как контроль за энергетическим состоянием пласта в рамках прокси-модели**

*А.А. Слабецкий, Д.Ю. Писарев (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)  
Е.А. Лепихин, А.Я. Давлетбаев (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

---

При разработке низкопроницаемых коллекторов во всех скважинах осуществляется гидравлический разрыв пласта (ГРП). Закачка жидкости в скважины осуществляется при высоких давлениях нагнетания, что приводит к развитию в продуктивных пластах трещин авто ГРП. На добывающем фонде скважин имеют место прорывы закачиваемой жидкости и увеличение фонтанного фонда. Ввиду низких коллекторских свойств, высокой расчлененности пласта и влияния эффекта нелинейной фильтрации, дифференциация пластового давления в зоне отбора и нагнетания может достигать 25 МПа. Задачи по повышению эффективности системы поддержания пластового давления в целом и снижению прорывов воды в частности успешно решаются в модуле «Прокси-модель» программного комплекса «РН-КИН». Модуль «Прокси-модель» может также использоваться как быстрый способ оценки эффективности переводов в нагнетание скважин, полноты выработки запасов и выявления влияющих скважин.

Для настройки гидродинамических моделей (ГДМ), анализа энергетического состояния пласта и выявления «проблемных» элементов заводнения используются данные жидкостей глушения, данные гидродинамических исследований скважин на неустановившихся и установившихся режимах фильтрации, технологический режим скважин, динамика забойного давления, приемистости и др. Особенность описываемого метода заключается в том, что вместе со стандартными алгоритмами ГДМ встроенный в модуль «Прокси-модель» симулятор позволяет учитывать геомеханические изменения длин трещин авто ГРП при изменении приемистости нагнетательных скважин.

После настройки прокси-моделей происходит ранжирование элементов заводнения с точки зрения энергетического состояния и степени выработки запасов, составляется рейтинг «проблемных» участков. По всем добывающим скважинам рассматриваемых элементов заводнения путем настройки расчетных параметров модели на данные исследования и нормальной эксплуатации определяют влияющие нагнетательные скважины и степень их влияния. В дальнейшем для каждой нагнетательной скважины находят целевую приемистость и длину трещины авто ГРП таким образом, чтобы предотвратить дальнейший неконтролируемый рост трещины авто ГРП, снизить обводненность в скважинах с прорывом воды и создать благоприятные условия для перевода фонтанных скважин на механизированный способ эксплуатации. После достижения целевых приемистостей, эффективность геолого-технологических мероприятий оценивается в прокси-модели.

В данной работе обсуждаются отдельные примеры и результаты реализации этого подхода на ключевых месторождениях ОАО «НК «Роснефть». В ряде случаев отмечают сокращение фонтанного фонда скважин, числа «проблемных» участков и получение дополнительной добычи нефти по этим участкам.

## Численное моделирование четочного течения нефти и воды в системе капилляров

*С.В. Степанов, Г.С. Бембель  
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Как показывает практика гидродинамического моделирования, обеспеченность и корректность относительных фазовых проницаемостей (ОФП) часто является проблемным моментом. В частности, такая ситуация связана с недостаточным количеством лабораторных исследований, поэтому актуальным является развитие расчетных способов получения ОФП. Очевидно, что разработка таких способов должна основываться на представлении о механизмах многофазного течения в системе капиллярных поровых каналов. Представлены численная модель и результаты численного моделирования четочного течения нефти и воды.

Основная цель исследований заключалась в создании расчетного метода получения ОФП, который позволял бы имитировать физический эксперимент по методу стационарной фильтрации и при этом был бы достаточно быстродействующим. Созданная модель состоит из трех частей: модели порового пространства, метода задания граничных условий и физико-математической модели четочного течения. Модель порового пространства представляет собой совокупность (кластер) различных капиллярных каналов переменного сечения, причем функции распределения диаметров каналов одинаковы, но сами каналы в кластере различаются. Метод задания граничных условий предполагает такое чередование капель на входе в кластер, чтобы обеспечить стационарность фильтрации.

Основной трудностью при математическом описании четочного течения является наличие в многофазной системе разрывов фаз. Для описания такого многофазного течения применена модель «четкой границы». В рамках этой модели двухфазная система представляется в виде подобластей, в каждой из которых течение описывается системой уравнений Навье – Стокса, причем на менисках выполняются условия неразрывности среды и потока импульса. Это сделано с использованием дельта-функции Дирака. Моделирование стационарной фильтрации в пористой среде при четочном течении в отдельных капиллярах обуславливает пульсирующий перепад давления. В результате исследований получено, что интенсивность пульсаций с увеличением числа каналов в кластере быстро уменьшается.

С использованием разработанного метода получены ОФП, а также исследовано влияние некоторых факторов на двухфазный поток, в частности, влияние градиента давления. Обнаружено, что уменьшение капиллярного числа приводит не только к смещению, но и к деформации зависимостей градиента давления от насыщенности. Поскольку во всех расчетах задан одинаковый расход жидкости, увеличение градиента давления означает уменьшение ОФП. Для рассматриваемого примера это отражается в способности модели четочного течения описывать динамические ОФП, зависящие от капиллярного числа.

## **Создание геолого-фильтрационных моделей сложнопостроенных коллекторов по результатам комплексирования различных геолого-геофизических методов на примере нижнепермских отложений Варандейского месторождения**

*С.С. Суходанова, Д.А. Метт  
(ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)*

---

В настоящее время геолого-гидродинамическое моделирование залежей является основным инструментом управления разработкой месторождений углеводородов. От качества построения геолого-гидродинамической модели во многом зависят применение той или иной системы разработки на каждом конкретном месторождении, схема и технология разбуривания залежи, а также прогнозирование уровней добычи нефти, экономическая оценка эффективности проведения предполагаемых геолого-технологических мероприятий.

По-прежнему главная задача при построении геолого-гидродинамических моделей – их детализация. Целью данной работы является повышение достоверности геолого-гидродинамических моделей месторождений углеводородов на основе применения результатов анализа данных высокоинформативных гидродинамических исследований скважин, интерпретации сейсмических и геофизических материалов в промысловых условиях.

При построении геолого-гидродинамической модели проведена взаимная увязка сейсмического атрибута с распределением проницаемости в модели. Особенность движения жидкости в коллекторе, осложненном развитой системой высокопроводимых каналов и трещин описывалась путем модификации кривых фазовых проницаемостей. Подобный подход позволил не только достичь качественного моделирования истории разработки без использования специальных адаптационных приемов (необоснованного введения модификаторов проницаемости, использования не соседних соединений и др.), но и получить достоверный прогноз дебитов новых скважин. Представленный подход может быть использован для построения геолого-гидродинамических моделей карбонатных пластов.



## **Программное обеспечение для решения прикладных задач механики пласта**

***А.И. Федоров, А.В. Колонских, А.Р. Давлетова  
(ООО «РН-УфаниИНефть»)***

---

В настоящее время сформировался круг прикладных задач механики пласта, решение которых определяет эффективность разработки низкопроницаемых коллекторов. Класс таких задач затрагивает как ранние стадии, например, формирование системы разработки, так и более поздние стадии, такие как планирование уплотняющего бурения или мероприятия по ограничению закачки. Без привлечения механики пласта невозможно объяснить такие ключевые для разработки месторождения процессы, как образование и ориентацию трещин гидроразрыва, рост гидравлических трещин в нагнетательных скважинах с образованием прорывов, устойчивость стволов скважин, в том числе горизонтальных стволов в процессе эксплуатации и др. Практически все задачи механики пласта так или иначе связаны с расчетом локального напряженного состояния. Особую роль в процессе изменений напряженного состояния пласта играет динамика давления пластового флюида. Механизм этого влияния заключается в том, что, с одной стороны, пластовое давление является частью тензора напряжений пористой насыщенной матрицы, а с другой, – градиент пластового давления является дополнительной объемной силой, воздействующей на пласт.

Представлены отдельные задачи, а также общая схема реализации программного обеспечения для решения прикладных задач механики пласта, связанных с изменением параметров напряженного состояния пласта под действием измененного поля пластового давления. 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. Приведено также сравнение результатов моделирования с наиболее достоверными практическими примерами.

## **Учет неоднородности коллекторских свойств при моделировании водогазового воздействия на месторождении им. Р. Требса**

***Р.У. Хайруллин, Н.Р. Кондратьева, М.Р. Рахимов,  
Э.В. Карачурина, Э.П. Викторов (ООО «БашНИПИнефть»)***

Месторождение им. Р. Требса, введенное в разработку в августе 2013 г., относится к категории крупных и является приоритетным для компании «Башнефть». Изучаемые пласты характеризуются сложным строением и влиянием ряда факторов, усложняющих разработку месторождения. Основным инструментом учета всего комплекса данных является гидродинамическое моделирование, позволяющее определить вклад каждого физического процесса, протекающего в пласте.

На месторождении им. Р. Требса широко развиты разрывные структурные нарушения, хорошо выявляемые по сейсмическим материалам. Наличие нарушений и складкообразования является предпосылкой для формирования сети трещин, наложенной на первоначально матричную часть резервуара. Участки доломитизации, цементации, выщелачивания, трещинообразования и уплотнения неравномерно распределены по всему месторождению, создавая гетерогенный коллектор с неоднородными свойствами по простиранию. Брекчии, обрушения, каверны и вертикальные трещины являются особенностью данного месторождения. Данные изучения керна и каротажа указывают на присутствие нескольких видов пористости, что реализуется в модели двойной пористости/двойной проницаемости.

Математическая модель сети трещин базируется на стандартных статистических методах с учетом геологических особенностей (описание видов и причин образования естественных трещин и факторов, контролировавших различия в их ориентации и интенсивности по всей исследуемой площади). Комплексный анализ данных имидж-каротажей и данных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) позволяет установить гидравлические параметры трещин.

Механизмы вытеснения в моделях двойной пористости/двойной проницаемости должны учитывать специфические условия насыщения трещин и пористой матрицы, особенно связь насыщенности со смачиваемостью. Характер течения флюидов в матрице зависит от природы агентов, насыщающих ее, и сети трещин, окружающей блоки, а также от взаимодействия породы и жидкостей на различных стадиях вытеснения. Основными физическими эффектами, отвечающими за вытеснение нефти из матричных блоков, являются расширение нефти, пропитка матричного блока водой, гравитационное дренирование, диффузия нефти из матрицы в трещины и газа в матрицу из трещин.

Поскольку механизмы вытеснения воды и газа различаются и зависят от разных физических эффектов, то и остаточная нефтенасыщенность по-разному распределена в коллекторе на микро- и макроуровне. На гидродинамической модели произведены расчеты процесса закачки водогазовой смеси. Результаты расчетов и лабораторных экспериментов свидетельствуют о значительно большей эффективности технологии водогазового воздействия (ВГВ) в сравнении с базовым заводнением. Наблюдается общая тенденция увеличения коэффициента вытеснения нефти с ростом начальной газопроницаемости коллектора.

## **Выбор объектов и перспективных участков для применения циклического заводнения**

***А.И. Чуйко, А.Р. Аубакиров (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)  
П.В. Пятибратов (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)***

---

Одной из широкоизвестных и относительно недорогих для внедрения технологий, относящейся к гидродинамическим методам повышения нефтеотдачи, является циклическое заводнение. В ОАО «ВНИИнефть» и ООО «КогалымНИПИнефть» были разработаны методические подходы к выбору объектов и участков воздействия при циклическом заводнении, которые нашли широкое применение на практике. При разработке указанных методик использовались результаты теоретических и экспериментальных исследований, расчетные зависимости, а также накопленный практический опыт реализации циклического заводнения.

Логичным этапом развития методических подходов, используемых при проектировании циклического заводнения, является разработка алгоритмов выбора объектов и участков для применения технологии, а также планирования режимов работы скважин с использованием трехмерного гидродинамического моделирования.

Процесс планирования циклического заводнения включает выбор объектов для применения циклического заводнения и участков на конкретном объекте, обоснование параметров технологии.

Разработка алгоритма выбора объектов и локализации конкретных участков для применения циклического заводнения включает следующие этапы:

- исследование влияния циклического заводнения на эффективность выработки запасов с использованием синтетических гидродинамических моделей;
- формирование комплексного критерия применимости циклического заводнения;
- разработка процедуры выбора объектов и участков для применения циклического заводнения.

Проведенные численные расчеты показали, что для рассматриваемого участка одного из месторождений Западной Сибири основная часть проектного прироста накопленной добычи нефти от применения циклического заводнения получена на скважинах, расположенных в выделенных на основе разработанного алгоритма зонах, перспективных для применения технологии.

## **Примеры практического применения технологии моделирования с учетом оценки неопределенностей к месторождениям с трудноизвлекаемыми запасами**

***Д.Ю. Шуганова, Е.С. Макарова, И.Д. Бреславич  
(ООО «Роксар Сервисиз»)***

---

Отличительной чертой разработки стратегии освоения трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), по сравнению с традиционными запасами с высокой рентабельностью разработки, является гораздо более высокая степень неопределенности основных геолого-технологических параметров, что влечет за собой более высокие коммерческие риски при существенном отклонении фактических показателей разработки от проектных, оптимизации ожидаемых показателей.

В мировой практике стандартом повышения эффективности разработки является 3D моделирование. Однако при традиционной методике перебора вариантов без применения современных технологий время поиска оптимального решения становится неприемлемым даже при современном уровне развития вычислительных комплексов. Для решения этой проблемы крупнейшие мировые нефтегазовые компании в течение последних 10 лет используют программное обеспечение, в котором реализована технология моделирования с учетом оценки неопределенностей, что позволяет найти оптимальный сценарий разработки в сжатые сроки.

Рассмотрены результаты оптимизации разработки и оценки технологических рисков, полученные благодаря применению технологии моделирования с учетом неопределенностей на примере нескольких месторождений. Так, при апробации технологии на одном из месторождений в сжатые сроки был предложен эффективный сценарий оптимизации системы поддержания пластового давления, позволяющий увеличить добычу нефти на 8,7 % (1,4 млн. м<sup>3</sup> за 15 лет) и при этом уменьшить объем закачки на 20 %. Примечательно, что предложенный сценарий дает возможность получить дополнительную добычу нефти без бурения дополнительных скважин, т.е. без дополнительных затрат.

Апробация технологии на части другого месторождения с еще не сформировавшейся системой разработки позволила: 1) оценить риски проектных решений в зависимости от параметров трещин; 2) получить многовариантные профили добычи нефти; 3) рекомендовать оптимальную по чисто дисконтируемому доходу (ЧДД) систему разработки. При этом результат получен с сокращением традиционных сроков исследования как минимум в 3-5 раз.

## **Создание инструмента расчета поверхностного обустройства месторождения**

*К.Е. Шлычков, Д.В. Ефимов, Е.И. Сергеев,  
В.И. Савичев (ООО «БашНИПИнефть»)*

---

Представлен опыт создания инструмента расчета поверхностного обустройства. Инструмент является частью программы по интегральному расчету характеристик работы месторождения. Создание инструмента было направлено на повышение достоверности расчета поверхностного обустройства путем учета межфазовых переходов компонентов, миграции потоков фаз при движении по объектам обустройства. Расчет межфазового равновесия выполнялся на основе PVT-модели.

Инструмент позволяет определять свойства, объемы и компонентный состав потоков в системе поверхностного обустройства, а также решать множество дополнительных задач, среди которых определение давления насыщенных паров подготовленной нефти, влажности газа в потоках, риска выпадения водяного конденсата, объемов потоков воды в различных частях системы, теплотворной способности газа, содержания фракции C5+, мощностей компрессорного оборудования.

Созданный инструмент позволяет решать различные оптимизационные задачи, а также выполнять адаптацию к фактическим замерам. Например, решены такие оптимизационные задачи, как проверка необходимости компрессора первой ступени, оптимизация точки отбора газа на газотурбинную электростанцию.

Использование расчетного инструмента позволило оперативно рассчитать технологические и экономические показатели установок подготовки газа (УПГ). С помощью инструмента проведена оптимизация системы УПГ.

Инструмент может быть использован для определения наиболее экономически выгодного варианта утилизации газа.

## **Влияние закачки на выработку запасов при планировании геолого-технических мероприятий**

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

На месторождениях Западной Сибири, находящихся на поздней стадии разработки, обводненность продукции стремительно растет, и в большинстве случаев эффективность геолого-технических мероприятий (ГТМ), которые проводятся для интенсификации добычи, снижается. В обычной практике проведение гидроразрыва пласта (ГРП) в зонах фронта нагнетания воды (ФНВ) считается нецелесообразным, из-за риска прорыва трещины в зону закачки.

Для повышения эффективности доизвлечения запасов были предложены новые технологические методы проведения ГТМ-ГРП в условиях ФНВ.

Оценка эффективности ГТМ на месторождениях Западной Сибири в целом позволила выявить зависимость эффективности ГРП от объема и характера фронта закачиваемых вод. В результате установлено, что при статическом ФНВ эффективность проведения ГРП значительно выше, чем при динамическом.

Статический ФНВ – это неподвижный объем закачиваемых в пласт вод, при бездействующих скважинах в системе поддержания пластового давления (ППД). При остановке скважин для нагнетания воды, подвижная вода из заводненных прослоев вытесняется остаточной нефтью, поступающей из мало выработанных зон, в результате чего давление по площади залежи выравнивается, вода переходит в неподвижное состояние. После проведения ГРП флюид (нефть с водой) поступает к трещине, затем к стволу скважины. ГРП оказывает стимулирующее действие на режим притока флюида в околоскважинную зону, что приводит к восстановлению продуктивности скважин.

Динамический ФНВ – это подвижная вода в пласте, при действующих скважинах в системе ППД. Точка высокого напряжения породы находится в зоне закачки, в итоге трещина развивается в сторону динамического ФНВ. В результате, после проведения операции ГРП вероятность прорыва в зону закачки максимальна.

Обоснование проведения операций ГРП в зонах статического ФНВ обусловлено следующими факторами:

- а) закачка в этой части залежи уже многие годы не ведется;
- б) присутствуют остаточные извлекаемые запасы;
- в) происходит процесс миграций нефти к скважинам из-за длительного бездействия некоторых добывающих скважин;
- г) давление между зонами откачки и закачки выровнено.

Следует отметить, что из-за неподвижности закачиваемых вод их рассматривали как статический ФНВ и это послужило основанием для принятия решения о проведении ГРП в скважинах, которые находятся в зоне перекачки закачиваемых вод.

Предложенная концепция открывает возможность эффективного проведения ГТМ и существенного увеличения конечной нефтеотдачи пластов, осложненных фронтом нагнетаемых вод на поздней стадии разработки, что было подтверждено практическими результатами.

## **Численно-аналитические методы исследования математических моделей фильтрации в неоднородных анизотропных средах**

*А.А. Яковлев, Н.С. Исмагилов (ООО «РН-УфНИПИнефть»)*

---

В настоящее время при планировании и мониторинге разработки месторождений углеводородов практически ни одна компания не обходится без построения трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей. Это обусловлено, в частности, тем, что в последнее время акцент смещается на выработку запасов, сосредоточенных в высокорасчлененных и низкопроницаемых коллекторах.

В современной статистической подземной гидромеханике при исследовании сложных неоднородных задач фильтрации жидкостей, газов и их смесей в природных пластах подразумевается, что пласты представляют собой случайные поля в смысле, принятом в теории вероятности. Другими словами, пласты представляют собой конкретные реализации случайных полей, характеризуемые определенными вероятностными характеристиками. При этом усреднение гидродинамических характеристик фильтрационных полей можно понимать как теоретико-вероятностное усреднение по соответствующему статистическому ансамблю.

На практике для решения подобных задач используются два подхода. Первый из них можно отнести к теории возмущений – получение приближенного решения для исследуемого объекта в каком-то смысле близкого к идеальному, для которого имеется точное решение. В случае отсутствия близкого идеального объекта, например, ввиду сложности неоднородной анизотропной среды или необходимости получения приближенного решения для конечных временных интервалов, используют второй подход, иногда именуемый «монте-карловским» - усреднение ансамбля численно-аналитических решений.

Рассмотрены разработка качественных и приближенных численно-аналитических методов исследования математических моделей фильтрации в неоднородных анизотропных средах, учитывающих фрактальные, топологические, геометрические особенности строения области фильтрации; разработка математических методов проверки адекватности параметров математической модели геологического строения нефтяного пласта на основе данных натурного эксперимента, а также прогноза основных технологических показателей разработки нефтяных месторождений.

Для заметок