

# **ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ**

**IV научно-практической конференции**

**Математическое моделирование  
и компьютерные технологии  
в процессах разработки месторождений,  
добычи и переработки нефти**

**ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»**

**Москва**

**2011**

---

# СОДЕРЖАНИЕ

---

<b>Абдуллаев К.У.</b> Применение методов глобальной оптимизации для адаптации модели нефтяного месторождения и оптимизации системы ППД.....	6
<b>Агзамов Р.Т., Ибрагимова Е.Г., Старцев М.А., Щербакова З.Г.</b> Мониторинг обводненности продукции в ПК «РН-Добыча» .....	7
<b>Акелян Н.С.</b> Применение статистических моделей для прогнозирования эффективности геолого-технических мероприятий.....	8
<b>Амиров А.А., Кожин В.Н., Романов С.А., Солодов И.С., Шевелев Д.А., Середа И.А.</b> Создание централизованной базы данных физико-химических свойств нефти.....	9
<b>Асмандияров Р.Н., Слабецкий А.А., Лубнин А.А., Юдин Е.В.</b> Развитие методики краткосрочного планирования уровней добычи в ООО «РН-Юганскнефтегаз».....	10
<b>Асмандияров Р.Н., Лубнин А.А., Юдин Е.В., Щербакова З.Г.</b> Автоматизация анализа нефтепромысловых замеров .....	11
<b>Багманов Р.Д.</b> Применение новых методов интерпретации ГДИС для определения пластового давления на примере ООО «РН-Юганскнефтегаз».....	12
<b>Багров А.А.</b> Возможности программного комплекса MATLAB для обработки данных сейсморазведки .....	13
<b>Байков В.А., Бадиков И.Х., Галеев Р.Р., Муллагалиев Т.И., Мухамадеев Д.С., Яковлев А.А.</b> Новые и значимые эффекты фильтрационного течения в пористых средах.....	14
<b>Байков В.А., Борщук О.С., Гимазов А.А., Колонских А.В., Макастров А.К., Политов М.Е., Сергеев Е.И., Телин А.Г., Бобков В.Е.</b> Экспериментальное исследование и математическое моделирование фильтрационных потоков в низкопроницаемых коллекторах: линейный и нелинейный законы фильтрации .....	15
<b>Байков В.А., Бочков А.С., Галеев Р.Р., Яковлев А.А.</b> Цикл геолого-гидродинамического моделирования на примере Приобского месторождения .....	16
<b>Байков В.А., Бочков А.С., Мухамадеев Д.С., Яковлев А.А., Штангеев А.Л., Ермолаев Е.А., Халиуллина М.Р.</b> Алгоритмы и методики геологического моделирования высокорасчлененных коллекторов.....	17
<b>Байков В.А., Гарипов Т.Т., Желтова И.С., Яковлев А.А., Лукин С.В.</b> Роль пластового давления, температуры и внешних напряжений при гидравлическом разрыве пласта.....	18
<b>Барашков С.В., Поднебесных А.В.</b> Особенности применения нейросетевых алгоритмов для прогноза коллекторских свойств в условиях гетерогенных коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири .....	19
<b>Будкин К.Д., Ивлиева О.А.</b> Учет влияния фундамента на строение неокомского комплекса при геологическом моделировании залежей Нижне-Шапшинского месторождения.....	20
<b>Бульгин Д.В., Вильданов А.А., Шевченко Д.В.</b> Использование алгоритмов расчета компенсации отбора закачкой для залежи нефти при адаптации геолого-фильтрационных моделей.....	21
<b>Вавилов Н.В., Атнагулов А.Р., Шарипов Р.Ф.</b> Система оптимизации инфраструктуры месторождений ОАО «НК «Роснефть».....	22
<b>Габбасиоров А.В., Некрасов А.С.</b> Комплексное изучение карбонатных коллекторов смешанного типа на месторождениях Соликамской депрессии.....	23

<b>Гаврись А.С., Иванцов Н.Н., Соколов С.В., Степанов С.В.</b> Анализ чувствительности гидродинамической модели неоднородного пласта к масштабированию относительных фазовых проницаемостей.....	24
<b>Галиев Р.Р., Абдрахимов Р.И.</b> Комплексная интерпретация данных сейсмических исследований и ГИС с целью выявления условий осадконакопления и прогноза распространения песчаных тел на примере Приобского месторождения.....	25
<b>Галиуллин М.М., Зимин П.В., Васильев В.В.</b> Методика выбора скважин-кандидатов для интенсификации добычи с использованием математического аппарата нечеткой логики.....	26
<b>Герасименко П.Н., Каранов В.В., Зырянов С.А.</b> Планирование разработки, изучение сложных коллекторов Южно-Приобского лицензионного участка Приобского месторождения.....	27
<b>Грязнов А.Н., Поднебесных А.В.</b> Методика построения куба пористости по данным 3D сейсморазведки с его последующим учетом при геологическом моделировании.....	28
<b>Денисов А.Н.</b> Применение реконструкции порового пространства методами компьютерной томографии для прогнозирования петрофизических характеристик горных пород.....	29
<b>Доманюк Ф.Н.</b> Производительность горизонтальной скважины со сложным профилем в анизотропном пласте.....	30
<b>Залялиева А.Р.</b> Прогноз развития зон карбонатизации верхнеюрских отложений на Таловой площади Игольско-Талового месторождения.....	31
<b>Зацепин В.В.</b> Анализ адекватности гидродинамического моделирования водогазового воздействия на пласт для случая гидрофильных коллекторов на примере Новогоднего месторождения.....	32
<b>Зетун А., Фахретдинов Р.Н.</b> Упрощенное моделирование пластовых условий для добычи нефти вторичным методом с использованием химических веществ и перекрытия водоносных горизонтов.....	33
<b>Иванов Е.Н., Кононов Ю.М., Мухамадиев Р.В.</b> Разработка методики выбора месторождений при обосновании применения методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Томской области.....	34
<b>Кадочникова Л.М., Шихов С.В., Снохина А.В., Дергунов Н.В.</b> Выбор стратегии разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами на основе анализа неопределенностей.....	35
<b>Кальмыков Г.А., Балушкина Н.С., Гаврилова Е.В., Ганичев Д.И., Роговцева С.М.</b> Изучение коллекторов в отложениях баженовской свиты: новые методики исследований и интерпретации скважинных данных.....	36
<b>Каримов М.Р., Шарипов Р.Ф., Свечников Л.А., Атнагулов А.Р., Саляев В.В., Пороло И.О.</b> Оптимизация системы кустования скважин при разработке нефтегазовых месторождений с учетом технико-экономических показателей.....	37
<b>Качуровский Ю.А.</b> Методы анализа твердых частиц в пластовом флюиде.....	38
<b>Козинко В.А., Шигапова Д.Ю., Антонов А.А.</b> Опыт моделирования трещиноватого карбонатного коллектора месторождения на стадии разведки.....	39
<b>Кондаков Д.Е., Gladkov A.B., Юлдашев А.В., Барышников А.В., Сидоренко В.В., Тимохович Ю.И., Королев Д.М.</b> Живые гидродинамические модели.....	40
<b>Костюченко С.В.</b> Технология создания полномасштабных моделей больших месторождений на основе сопряженных секторных моделей (на примере пласта АВ1-5 Самотлорского месторождения).....	41
<b>Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Чеканцев Н.В.</b> Применение интеллектуальных моделирующих систем для повышения ресурсоэффективности процессов нефтепереработки на заводах «Роснефти».....	42
<b>Кудин Е.В., Королев С.Н., Поляков А.А., Гайдук А.В.</b> Методы геометризации залежей УВ в глинистых толщах олигоцене Ставропольского края (на примере Ачикулакского месторождения).....	43

<b>Кузнецов М.А., Севастьянова К.К.</b> Методика расчета капитальных затрат на строительство морских нефтедобывающих сооружений в Арктике.....	44
<b>Лаптев В.В., Бабушкин И.П., Феофилактов С.В.</b> Мониторинг разработки многопластовых объектов в скважинах с УЭЦН.....	45
<b>Леви В.Б.</b> Усовершенствование гидродинамического моделирования на основе автоматизированного моделирования и анализа неопределенностей.....	46
<b>Луканов Д.А., Лубсандоржиева Л.К., Тыщенко В.А., Синичкин В.Ю.</b> Управление качеством продуктов установки ГФУ-1 ОАО «АНХК» путем выбора оптимальных зон регулирования.....	47
<b>Мансафов Р.Ю., Алферов А.В., Юдин А.А.</b> Создание модуля анализа работы ШПНУ в ПК RosPump.....	48
<b>Мантуров В.Ю.</b> Создание и внедрение системы автоматизированной диагностики MES-системы ОАО «АНХК».....	49
<b>Меркушкина Ю.В., Ганичев Д.И., Постникова О.В., Исаева В.</b> Основные итоги и проблемы поисков нефти и газа в венд-кембрийских карбонатных породах юга Сибирской платформы (в пределах ЛУ ОАО «НК «Роснефть»).....	50
<b>Мизгулин В.В., Кадушников Р.М., Федорцов И.В.</b> Облачные вычисления при моделировании сложных геологических объектов на примере порового пространства керна.....	51
<b>Михайлов А.К., Тихонов И.В.</b> Построение, внедрение и сопровождение информационной системы «Контроль и управление строительством скважин» в ОАО «НК «Роснефть».....	52
<b>Михалицын Л.А., Иванова И.В.</b> Многомерный статистический контроль параметров качества продуктов нефтепереработки в режиме реального времени методом ближней инфракрасной спектроскопии.....	53
<b>Мурыжников А.А., Насибуллин Р.А., Салихов М.Р.</b> Анализ устойчивости систем разработки к неопределенностям геологического характера.....	54
<b>Недоступов А.З., Шарафутдинов Т.Р.</b> Сейсморазведка 3D. Технологии вчера и сегодня.....	55
<b>Никишин В.А., Рейдик Ю.В., Ихсанов Б.И., Обметко В.В., Мальшев Н.А.</b> Современная геологическая модель Печорского шельфа на основе переинтерпретации данных сейсморазведки 2D.....	56
<b>Оленчиков Д.М., Сапожников А.Е., Штин Н.А., Чебкасов Д.С.</b> Повышение точности оценки продуктивности пласта при помощи учета статистических данных о его свойствах.....	57
<b>Петров И.А., Азаматов М.А., Григорьев К.С., Корябкин В.В.</b> Перспективы применения технологии радиального вскрытия пласта для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти пласта 1БП11 Вынгаяхинского месторождения.....	58
<b>Петров Е.И., Амелин Н.В., Амбросимов И.В.</b> Анализ погрешностей сейсморазведочных работ при оценке ресурсов.....	59
<b>Полторанин В.Н.</b> Применение искусственных нейронных сетей в процессе создания гидродинамической модели.....	60
<b>Попков В.И., Хамитов И.Г., Шакшин В.П., Салеев В.В., Криков, Некипелова О.А., Маньшин П.А.</b> Имплисит метод и потенциально-гравитационный метод моделирования фильтрационных процессов разработки высоковязких нефтегазовых месторождений.....	61
<b>Рошкетаяев А.П., Якасов А.В., Краснов В.А., Мусабилов Т.Р.</b> Оценка продуктивности скважин в неоднородных пластах на основе статистических характеристик коллекторов.....	62
<b>Саегталева Я.Х.</b> Оценка продуктивности коллекторов способом статистической корреляции лабораторных данных.....	63
<b>Самолов Д.А.</b> Вариационная постановка и конечно-элементный подход к решению задачи о притоке жидкости к скважинам сложной геометрии.....	64
<b>Скобелев Д.О., Перепелица В.Л.</b> Информационное поле предприятия ЛИМС.....	65

<b>Слабецкий А.А., Юдин Е.В., Лубнин А.А.</b> Использование промысловых данных для оптимизации режимов работы скважин .....	66
<b>Томин В.П., Кабышев В.А.</b> Разработка логической схемы управления процессом химико-технологической защиты установок гидроочистки нефтяных фракций.....	67
<b>Томин В.П., Забродина С.В.</b> Изменение качества и уровня потерь товарных автомобильных бензинов в условиях оборота топлива при хранении и транспортировании.....	68
<b>Томин В.П., Круглова О.А.</b> Развитие системы ЛИМС в ОАО «Ангарская нефтехимическая компания».....	69
<b>Томин В.П., Гусакова Ж.Ю., Цветков Д.А., Мозилина О.Ю., Михалицын Л.А.</b> Использование колебательной Фурье спектроскопии на базе специализированного ПО для поточного контроля качества комплекса изомеризации легкой прямогонной нефти.....	70
<b>Томин В.П., Старикова О.В.</b> Поведение дизельных топлив с ультразвуком содержанием серы, включающих функциональные присадки, в условиях нативного и инициированного окисления .....	71
<b>Топольников А.С., Латыпов О.А., Волошин А.И., Хабибуллин Р.А., Гютвиг К.Л.</b> Математическое моделирование при прогнозировании осложнений в механизированной добыче нефти.....	72
<b>Уразаков К.Р, Бахтизин Р.Н., Ризванов Р.Р.</b> Оптимизация конструкции насосной штанги методом конечных элементов .....	73
<b>Утарбаев А.И., Никишов В.И., Федоров В.А.</b> Методика материального баланса для расчета прогноза разработки нефтяного месторождения.....	74
<b>Федоров К.М., Им П.Т., Ишимов И.А., Рублев А.Б.</b> От анализа погрешностей входных данных к оценке неопределенностей прогноза значений технологических параметров.....	75
<b>Федотов С.Л., Бабенко И.А., Некрасова Т.В., Евдокимова М.Л., Дистанова Л.А., Крылова М.В.</b> Построения геологической модели сложнопостроенных карбонатных месторождений с помощью геостатистической инверсии .....	76
<b>Черемисин А.Н., Черемисин Н.А.</b> Моделирование волнового воздействия на нефтенасыщенный коллектор .....	77
<b>Чинаров А.С., Заграновская Д.Е.</b> Влияние малой тектоники на добычные способности скважин.....	78
<b>Шаймарданов А.Н.</b> Комбинированное паротепловое и физико-химическое воздействие. Опыт гидродинамического моделирования .....	79
<b>Якушин В.Б., Фахретдинов Р.Н.</b> Новые технологии расчета технологической эффективности от проведенных ГТМ и планирования ГТМ на нефтегазовых месторождениях.....	80

## **Применение методов глобальной оптимизации для адаптации модели нефтяного месторождения и оптимизации системы ППД**

**К.У. Абдуллаев**  
**(ООО «РН-Пурнефтегаз»)**

Проблема моделирования разработки месторождений актуальна практически для всех нефтяных компаний. В большинстве случаев работы по созданию, адаптации и оптимизации гидродинамических моделей выполняются в ручном режиме и занимают много времени и сил.

Целью данной работы является рассмотрение возможностей применения методов глобальной оптимизации для ускорения и автоматизации процессов адаптации модели месторождения и оптимизации системы ППД, таких как градиентный поиск и генетическое программирование.

В работе представлены два алгоритма использования градиентной и генетической оптимизации с интеграцией программного комплекса Eclipse, Petrel, Excel, ГИД, которые позволили быстро осуществлять выбор участка и проводить оптимизацию. Сначала выбирается участок адаптации из программного комплекса ГИД, включающего объемы добычи, объекты разработки, режимы работы скважин. Далее создается начальная модель участка в программном комплексе Petrel и выполняется инициализация начального набора параметров. Начальный набор параметров характеризует множество вариантов свойств пласта, представляющих собой неопределенность в их значении, т.е. вся неопределенность начальной геологической модели и ее трансформации в гидродинамическую модель представлена этим набором параметров. Далее все варианты рассчитываются в программном симуляторе Eclipse и вычисляется матрица корреляции отклонений фактических и расчетных объемов добычи нефти от значений пористости и проницаемости в каждой ячейке. Поскольку данная процедура занимает много времени, она реализована в консольном приложении .NET. Матрица корреляции используется для обновления текущего набора параметров. Проводится несколько циклов итераций до тех пор пока суммарная ошибка не станет стабильной. Основным новшеством данного метода является возможность уточнения гидродинамической модели при получении новых данных о добычи – они могут быть быстро ассимилированы в имеющуюся модель за небольшой период времени без адаптации с начала разработки. Применение данного метода позволяет адаптировать гидродинамическую модель за 1 день и уточнять модель за 1-2 ч при размерности модели 50000 ячеек.

Адаптированная модель используется для поиска оптимальной стратегии заводнения: оптимального режима работы нагнетательных скважин. Для этого применяется второй рассматриваемый в работе метод глобальной оптимизации - генетическое программирование. Метод генетической оптимизации, так же как и градиентной, предусматривает создание начального набора параметров, которыми в данном случае являются объемы закачки воды в нагнетательные скважины. Далее проводится имитация процессов скрещивания, мутации, естественного отбора, в результате популяция вариантов закачки все время улучшается.

Практическая значимость данных методов состоит в том, что они позволяют автоматизировать и ускорить процессы адаптации и оптимизации гидродинамических моделей.

## Мониторинг обводненности продукции в ПК «РН-Добыча»

*Р.Т. Агзамов, Е.Г. Ибрагимова, М.А. Старцев  
(ООО «РН-Уфанипинефть»),  
З.Г. Щербакова (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

Обводненность добываемой продукции является одним из основных факторов, характеризующих работу скважин. Достоверная, своевременная и полная информация о содержании воды в продукции скважин крайне важна для оценки эффективности разработки продуктивного пласта, рентабельности эксплуатации скважины, принятия решений о проведении ГТМ в скважине.

Внедрение в ДДО компании программного комплекса «РН-Добыча» привело к значительному росту числа регистрируемых инструментальных замеров в скважинах, в частности, числа анализов проб жидкости на обводненность, что решило задачу получения полных и своевременных данных об обводненности.

Однако данные об обводненности продукции подвержены влиянию как объективных технико-технологических, так и субъективных факторов. Поэтому с учетом постоянно возрастающих объемов данных анализов обводненности продукции их достоверная оценка требует применения автоматизированных процедур на основе математических моделей.

В 2010 г. в специалистами УРМ ООО «РН-Юганскнефтегаз» разработан метод анализа нефтепромысловых замеров обводненности, основанный на использовании статистических алгоритмов обработки данных. С помощью этого подхода удастся определить проблемные скважины для проведения контрольных исследований, а также устранять возможные ошибки при интерпретации полученных результатов.

Таким образом, актуальной задачей является разработка подсистемы мониторинга обводненности добываемой продукции как части программного комплекса «РН-Добыча». Данная подсистема автоматизирует следующие функции:

– статистическую оценку анализов на обводненность по модели, предложенной в ООО «РН-Юганскнефтегаз»;

– отображение исходных данных и результатов оценки в текстовом и графическом видах с возможностью повторной оценки с указанными пользователем параметрами модели;

– планирование графиков отбора проб по результатам оценки и контроль их исполнения;

– сводный анализ динамики обводненности по административным, геологическим и технологическим группам скважин с возможностью детализации данных по скважинам.

Внедрение данной подсистемы позволит:

– снизить временные затраты на ежедневные процедуры мониторинга обводненности продукции сотрудниками геолого-технологической службы;

– повысить достоверность утвержденных данных об обводненности продукции (в базе данных IS OilInfoSystem, технологическом режиме скважин);

– сократить расхождение замерной добычи нефти и добычи нефти по оперативным узлам учета, адекватно оценивать потенциал скважин, эффективность проведенных в скважинах ГТМ.

## Применение статистических моделей для прогнозирования эффективности геолого-технических мероприятий

*Н.С. Акелян*  
(ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»)

Повышение эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ) является одной из основных проблем разработки нефтяных месторождений. Поскольку в настоящее время большинство месторождений находится на поздней стадии разработки, прогноз эффективности ГТМ приобретает особое значение. Эффективная доработка таких объектов возможна при наличии математического аппарата, позволяющего выполнять достоверные прогнозы параметров технологической эффективности ГТМ, вносить корректировки в технологии уже на стадии планирования работ.

Основные показатели эффективности ГТМ (увеличение дебитов скважины, накопленная добыча углеводородов и др.) целесообразно определять с помощью такого вида статистических моделей, как множественная регрессия. Данные модели позволяют измерить характер и степень комбинированного влияния нескольких показателей-факторов на изучаемый параметр. Статистическая модель для прогнозирования эффективности ГТМ позволяет учитывать факторы, присущие реальному месторождению, в отличие от различных моделей радиального притока в скважину, где многие параметры реальной скважины остаются неучтенными, что приводит к значительным погрешностям. Множественная регрессия представляет собой регрессию результативного признака с двумя или большим числом переменных. К основным видам множественной регрессии относятся:

а) полиномиальная регрессия, содержащая «главные эффекты» (эквивалентно тому, что значения различных предикторов независимы и входят в модель в первой степени) и эффекты высшего порядка для непрерывных предикторов, но не содержащая взаимодействия эффектов;

б) факторная регрессия, определяемая как функция, в которой присутствуют все возможные произведения непрерывных факторов;

в) регрессии квадратичной поверхности отклика – смешанный тип регрессии со свойствами функции полиномиальной и факторных регрессионных функций;

г) регрессионные модели с точками разрыва (кусочно-линейная регрессия), используемая в случаях, когда вид зависимости между предикторами и переменной различается в разных областях значений переменных.

Такие функции нелинейной регрессии как степенная, экспоненциальная, логарифмическая, удобно применять при небольшом числе предикторов.

Для построенной модели множественной регрессии проводится оценка регрессионных параметров путем подбора коэффициентов, минимизирующих дисперсию остатков (сумму квадратов остатков). После подбора регрессионных параметров выполняется оценка прогнозной модели. Основные методы проверки пригодности модели: объясненная доля дисперсии, метод максимального правдоподобия (хи-квадрат), *t*-критерий и др.

Проблема прогнозирования технологических результатов ГТМ в настоящее время для нефтедобывающих предприятий является достаточно сложной и многоаспектной, до конца не решенной. Для ее решения и совершенствования инструментов прогнозирования с целью последующей оптимизации технологических показателей рекомендуется использование статистических моделей, в частности модели множественной регрессии.

Рассмотренный подход к прогнозированию ГТМ был успешно опробован на ряде нефтяных месторождений ХМАО, находящихся на поздней стадии разработки.



## **Создание централизованной базы данных физико-химических свойств нефти**

*А.А. Амиров, В.Н. Кожин, (ОАО «Самаранефтегаз»),  
С.А. Романов, И.С. Солодов (ООО «СамараНИПИнефть»),  
Д.А. Шевелев (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),  
И.А. Середа (ОАО «НК «Роснефть»)*

Наличие данных о физико-химических свойствах нефти играет огромную роль при проектировании и эксплуатации нефтяных месторождений. Точное знание этих свойств позволяет провести уточнение ресурсной базы, построить более качественный прогноз добычи, осуществлять наиболее корректный подбор скважинного оборудования. Несмотря на это, данные о физико-химических свойствах разрознены и часто противоречивы. Их сбор и анализ может занимать длительное время, что не способствует быстрому принятию решения.

Основной задачей данной работы было создание единой централизованной базы данных о физико-химических свойствах нефти. При этом в базе должна аккумулироваться информация из различных источников и представленные данные не должны быть противоречивыми.

Для решения этой задачи были начаты разработка и внедрение реляционной базы данных (SQL), интегрированной в существующие корпоративные решения, содержащей информацию из различных источников (баланс нефти, техрежимы, ПТД и др.). При этом дополнительный аналитический блок к БД должен осуществлять обработку данных, отбраковку некорректных проб, выявление противоречий и планирование исследований по их устранению, проведение автоматизированного корреляционного анализа (сопоставление различных альбомов – сопоставление таблиц-сопоставлений из различных источников на различные даты). Дополнительно клиентская часть для доступа к данным должна обладать простым и доступным интерфейсом, возможностью добавления данных разных форматов (таблицы Excel, БД Access и др.) и позволять осуществлять операции экспорта данных в утвержденные форматы (альбом PVT).

В рамках выполнения работы было принято решение об организации модульной структуры. Модуль ФХС отвечает за отображение имеющихся данных, рассчитывает статистики, проводит сравнение данных из различных источников и проверку их целостности. Этот модуль также выполняет импорт, экспорт и анализ данных, автоматический расчет корреляции свойств, отбраковку некорректных проб, выявляет противоречия и планирует исследования по их устранению.

Преимущества предложенной структуры данных перед существующей на текущий момент заключается в непротиворечивости, легкой доступности и наглядности. Ее применение позволит существенно упростить получение информации о физико-химических свойствах нефти. Модульная структура позволяет объединить данный проект с существующими наработками из других областей. Информация, хранящаяся в единой централизованной базе, будет применяться и в других корпоративных решениях, что позволит выстроить единую информационную цепочку по обработке данных – от загрузки до получения необходимого результата в определенной форме. В настоящее время особо важную роль играет интеграция с ПК «Геология и добыча», куда выверенные данные будут поступать напрямую.

Рассмотренный проект является частью единой системы, направленной на централизацию, стандартизацию и унификацию данных.

## **Развитие методики краткосрочного планирования уровней добычи в ООО «РН-Юганскнефтегаз»**

*Р.Н. Асмандияров, А.А. Слабецкий,  
А.А. Лубнин, Е.В. Юдин  
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

---

Одной из основных задач разработки месторождений является планирование добычи нефти и жидкости. В зависимости от стадии эксплуатации месторождения и типа решаемой задачи периоды прогнозов и точность расчетов могут различаться. Например, для планирования добычи на новом месторождении на весь срок его разработки используют упрощенные оценочные методики, так как степень неопределенности входных параметров очень высока. По мере разработки месторождения, накопления результатов различных исследований, статистических данных работы скважин точность расчета повышается. Так, для бизнес-планирования добычи в ОАО «НК «Роснефть» применяется специально разработанная интегрированная методика расчета показателей разработки нефтяных месторождений на срок пять лет. Она основана на использовании аналитических физически содержательных методов: материального баланса, закона Дарси, а также статистических зависимостей (темпа снижения дебита нефти, жидкости, кривых вытеснения). Так как основными входными параметрами для расчета являются результаты месячных эксплуатационных рапортов, минимальный интервал прогнозирования с помощью данной формы ограничен одним месяцем.

В настоящее время для основных месторождений компании ООО «РН-Юганскнефтегаз» необходимо выполнять ожидаемый посуточный расчет добычи нефти на ближайший месяц до его окончания и далее - помесечно до конца года. Однако, из-за особенностей утвержденной помесечной формы планирования она неприменима для решения описанной задачи. Сетевой график, используемый для мониторинга выполнения бизнес-плана, также не позволяет решить эту задачу. В частности, в данной форме прогнозный период ограничен одним месяцем. Кроме того, методика сетевого графика основана на использовании упрощенных линейных статистических зависимостей, поэтому при планировании добычи на срок один год могут возникнуть существенные ошибки в расчетах.

В данной работе рассматривается новая методика краткосрочного планирования добычи. Предлагаемый алгоритм расчета предназначен как для прогноза добычи посуточно в текущем месяце и мониторинга выполнения бизнес-плана, так и помесечно со следующего периода до конца года. Методика основана на использовании физически содержательных методов и оперативных данных добычи, позволяет рассчитать дополнительную добычу от геолого-технических мероприятий, проводимых для поддержания базовой добычи. Это помогает спрогнозировать темп снижения добычи в зависимости от объема данных симуляций и принять решение об изменении числа операций, проводимых для достижения плановых показателей.

## **Автоматизация анализа нефтепромысловых замеров**

*Р.Н. Асмандияров, А.А. Лубнин,  
Е.В. Юдин, З.Г. Щербакова  
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

С развитием технологий разработки месторождений и методов интенсификации добычи нефти совершенствуются нефтепромысловое оборудование, способы мониторинга эксплуатации залежи. Для контроля работы отдельных скважин и месторождения в целом скважины снабжают автоматическими групповыми замерными установками (АГЗУ), регулярно отбирают устьевые пробы для определения процентного содержания воды в продукции и др. Полученные результаты заносят в соответствующие базы данных, обрабатывают и анализируют в специальных программных комплексах.

Мониторинг разработки месторождения с большим эксплуатационным фондом скважин связан с обработкой огромного числа параметров, причем замерные данные сильно зашумлены из-за технических и технологических ограничений аппаратуры. Кроме того, на точность измерений влияют погрешности лабораторных методов, организационные и субъективные факторы. Специалисты геолого-технической службы вынуждены самостоятельно принимать решения о корректности измерений, необходимости повторных контрольных исследований. Из-за субъективизма на стадии обработки замеров возникают ошибки при определении потенциала скважины, вычислении добычи нефти по замерным данным. Появляется расхождение между замерной добычей нефти, определенной с использованием промысловых данных (дебита жидкости, обводненности нефти, плотности нефти), и добычей нефти, измеренной на центральном пункте сбора нефти.

Указанные проблемы осложняют оперативный контроль состояния разработки месторождения, поэтому внедрение в производственный процесс алгоритмов автоматизированного анализа промысловых данных приобретает особую актуальность. Разрабатываемые методы должны позволять определять текущие технологические параметры работы скважин и своевременно выявлять осложнения в их эксплуатации для оперативного устранения возникающих проблем.

В представленной работе предложен метод анализа результатов нефтепромысловых замеров (обводненности, дебита жидкости, газового фактора и др.), основанный на использовании статистических алгоритмов обработки данных. Целью работы является создание методики, направленной на повышение оперативности мониторинга разработки месторождения путем автоматизации анализа измерений технологических параметров эксплуатации скважин. С помощью применения предлагаемого подхода удастся своевременно выявлять проблемные скважины для проведения контрольных исследований, а также устранять возможные ошибки при интерпретации полученных результатов. Последнее обстоятельство позволяет повысить точность расчета добычи нефти с использованием данных оперативных измерений. Предложенная методика рассмотрена на примере обработки замеров обводненности добываемой жидкости на одном из месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз».

## **Применение новых методов интерпретации ГДИС для определения пластового давления на примере ООО «РН-Юганскнефтегаз»**

*Р.Д. Багманов (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

В нефтяной промышленности широко используется термин «пластовое давление». Как количественная, так и качественная его оценки являются необходимыми при проведении расчетов потенциала скважин, а также для определения энергетического состояния участка залежи нефти. К сожалению, нередко этот термин употребляется неверно, что, как минимум, приводит к возникновению неточностей в расчетах. Одной из актуальных задач является получение значений пластового давления по данным гидродинамических исследований скважин.

В данной работе предлагается четкое разделение понятий «пластового давления» по физическому смыслу (давление в точке, на контуре, среднее в зоне дренирования одной скважины или группы скважин) и приводится набор практических сложностей и неопределенностей, возникающих при обработке и интерпретации данных ГДИС с целью оценки величины этого параметра. Рассматриваются базовая теория обработки результатов ГДИС (метод Хорнера), а также методики связанные с ГДИС на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки, где исследуемая скважина окружена другими скважинами. Одной из методик стал метод МБХ (Мэтьюс – Бронс – Хейзербрук), где на экстраполированное давление по результатам исследований вводится поправка, учитывающая влияние окружающих добывающих скважин на месторождении, разрабатываемом на режиме истощения. Для получения данных о среднем пластовом давлении в зоне исследуемой скважины, окруженной как добывающими, так и нагнетательными скважинами, используется метод Ларсена, в котором применяется принцип суперпозиции для описания сложных систем с помощью уравнений для более простых случаев.

Этот метод был использован для оценки фактических результатов исследований. Расчет проводился по данным 23 ГДИС на участке Малобалькского месторождения: 12 КВУ и 11 КПД. При оценке среднего пластового давления учитывались не только полученные замеры, но и история работы скважины и окружающих ее скважин, форма и размер области дренирования. Для визуализации распределения давления в пласте в результате интерференции скважин создавались искусственные идеализированные модели системы, на которых опробовались различные сценарии. Полученные данные были сопоставлены с результатами интерпретации, принятыми в компании, оценены абсолютные и относительные различия полученных значений.

По мнению автора, корректная оценка пластового давления позволяет не только более точно представить распределение энергетического баланса в пласте, но и принять правильные решения для своевременного контроля разработки месторождения. Одной из составляющих получения достоверных результатов является применение современных уточненных алгоритмов обработки данных.

## Возможности программного комплекса MATLAB для обработки данных сейсморазведки

*А.А. Багров  
(ЗАО «Софтлайн Трейд»)*

---

Задача программного обеспечения – сделать подход к обработке и интерпретации результатов сейсморазведки максимально творческим и гибким. В работе рассмотрены пакеты обработки сейсмических данных SeisLab и SeismicLab, возможности ПК MATLAB для обработки больших массивов информации и использования геоинформационных систем.

1. Пакеты обработки сейсмических данных.

Пакеты SeisLab и SeismicLab содержат весь «классический» набор функций для обработки сейсмической информации и построения сейсмограмм. Основные преимущества пакета: открытый код, возможность написания собственных функций, генерация C/C++ кода, создание собственного приложения.

2. Обработка больших массивов информации.

Когда данные не могут быть загружены в оперативную память персонального компьютера, их необходимо распределить по оперативной памяти кластера либо применить виртуальную оперативную память на постоянных запоминающих устройствах (ПЗУ), после сегментировать данные и загружать в оперативную память для анализа по частям. Реализация обоих подходов требует дополнительной доработки программного обеспечения и специальных навыков от исследователя. Кроме того, при обработке больших массивов данных возникает необходимость ускорения вычислений. Это можно сделать, применив распределенные вычисления с использованием либо многоядерного процессора на персональном компьютере, кластере, либо графического процессора.

В работе приводится описание возможностей среды MATLAB для анализа больших объемов данных и проведения ресурсоемких расчетов на примере обработки результатов сейсморазведки. Описывается способ работы с большим объемом информации, который нельзя разместить в оперативной памяти одного компьютера. Приводятся результаты распределенных вычислений на 64 независимых вычислительных единицах. Описаны возможности ускорения анализа данных сейсморазведки с использованием графических процессоров (GPU).

Особое внимание уделено работе с распределенными данными и возможности выполнения распределенных вычислений без использования специальных навыков программирования. Подчеркивается, что для работы с большим набором данных и распределения вычислений, в том числе с использованием графических процессоров, в среде MATLAB от исследователя не требуется дополнительных навыков программирования.

3. Mapping Toolbox. Анализ и визуализация геоинформационных данных

Возможность работы с геоинформационными данными приобретает все большее значение. Основные направления использования ГИС в нефтегазовой отрасли: мониторинг, обеспечение промышленной и экологической безопасности, планирование разработки и добыча нефти, структурно-тектонический анализ и др.

## **Новые и значимые эффекты фильтрационного течения в пористых средах**

***В.А. Байков, И.Х. Бадьков,  
Р.Р. Галеев, Т.И. Муллагалиев,  
Д.С. Мухаммадиев, А.А. Яковлев  
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)***

При изучении вытеснения флюидов в пористой среде важное значение имеют вопросы, касающиеся сложности проводимых построений, вычислений и устойчивости полученных решений. Часто на практике решение данных вопросов ассоциируется с применением простых, «быстрых» двумерных (2D) и сложных, «медленных» трехмерных (3D) моделей. Однако из-за отсутствия аналитического решения задачи фильтрации в 2D и 3D возникает необходимость численного моделирования и, как следствие, вопрос определения параметров сетки, ее размеров, типа, и задания в ней фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

Если линейные размеры неоднородности пласта намного меньше характерных размеров исследуемого объекта (например, расчетной ячейки сетки, элемента разработки), то возможны усредненные свойства пористой среды, определение ее эффективных характеристик на рассматриваемом объекте. При геолого-гидродинамическом моделировании разработки месторождений данный вопрос является важным, поскольку ФЕС пласта заданы непрерывным случайным образом (посредством геостатистического моделирования). Более того, задача осложняется недостаточной развитым математическим аппаратом усреднения процессов в случайных средах. Например, при оценке эффективной проницаемости случайных сред даже вопрос положительности тензора проницаемости может вызывать большие затруднения. В частности, для этого необходимо предопределение факта связности случайной структуры, которое в свою очередь является нерешенной ключевой задачей теории перколяции.

При заводнении пласта возможно возникновение неустойчивости фронта вытеснения с образованием «прорывов» вытесняющего агента от нагнетательных скважин к добывающим. Отмеченное связано с проникновением (за счет случайных возмущений) частиц более подвижного флюида в область, занятую менее подвижным флюидом, при этом движение частиц ускоряется. Если более подвижный флюид является вытесняющим, то это может привести к разрастанию возмущений (возникновению «вязких пальцев»). Разница в подвижностях, различное начальное насыщение и сама случайная среда пласта усложняют процесс фильтрации и могут влиять на коэффициент извлечения нефти (КИН). Таким образом, при определении эффективных (усредненных) характеристик пласта (в том числе, при переходе из 3D в 2D или укрупнении сетки) необходимо сохранение характера фильтрационного течения.

В работе рассмотрены вопросы описания случайной среды с точки зрения вытеснения (посредством линий тока) и геометрии (через топологические, геометрические и перколяционные характеристики). Приведены некоторые ключевые задачи усреднения случайных и периодических сред. Получены новые эффекты фильтрационного течения в случайных и однородных средах. Показано возможное увеличение КИН в неоднородных средах за счет создания точечных возмущений фронта вытеснения в нагнетательных скважинах.

## **Экспериментальное исследование и математическое моделирование фильтрационных потоков в низкопроницаемых коллекторах: линейный и нелинейный законы фильтрации**

*В.А. Байков, О.С. Боршук, А.А. Гимазов, А.В. Колонских, А.К. Макастров, М.Е. Политов, Е.И. Сергеев, А.Г. Телин (ООО «РН-УфаНИПИнефть»), В.Е. Бобков (УГАТУ)*

Одним из ярких примеров месторождений с трудноизвлекаемыми запасами является Приобское нефтяное месторождение, которое характеризуется низкопроницаемым коллектором (проницаемость 0,001-0,01 мкм<sup>2</sup>). Для неразбуренной части предполагаемая средняя проницаемость составляет около 0,001 мкм<sup>2</sup>. На Приобском месторождении накоплен уникальный опыт разработки низкопроницаемых коллекторов, однако этого недостаточно, так как начинают разрабатываться участки месторождения, фильтрационно-емкостные характеристики которых мало изучены. Повысить эффективность их эксплуатации можно путем учета новых физических закономерностей, полученных в процессе математического моделирования разработки месторождения.

В ООО «РН-УфаНИПИнефть» были проведены многочисленные фильтрационные эксперименты на низкопроницаемых образцах керн (проницаемость для газа составляла 0,001; 0,025 и 0,25 мкм<sup>2</sup>) с определением зависимости скорости фильтрации от градиента давления при различной насыщенности водой и нефтью. В ходе экспериментов было установлено отклонение от линейного закона фильтрации Дарси при низких градиентах давления. Подобное отклонение получено даже при фильтрации через водонасыщенный керн воды, которая с точки зрения реологии относится к ньютоновским жидкостям.

В результате интерпретации данных лабораторных экспериментов подобрана эмпирическая зависимость нелинейного закона фильтрации, согласно которой степень нелинейности определяется эффективной проницаемостью при данной насыщенности фаз (фазовой проницаемостью). Данная зависимость выбрана таким образом, что при высоких значениях градиента давления или фазовой проницаемости закон фильтрации стремится к линейному закону фильтрации Дарси. В ходе интерпретации выявлено, что градиент давления, меньше которого закон фильтрации отклоняется от линейного (граничный градиент), зависит от фазовой проницаемости. С уменьшением фазовой проницаемости от 0,006 мкм<sup>2</sup> (проницаемость для газа 0,025 мкм<sup>2</sup>) до 0,002  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (проницаемость для газа 0,001 мкм<sup>2</sup>) граничный градиент давления увеличивается от 0,01 до 1 МПа/м. С учетом технологического режима работы скважин данный эффект является значимым при разработке Приобского месторождения. Следует отметить, что схожее отклонение от линейного закона Дарси в низкопроницаемых коллекторах было получено в лабораторных экспериментах на образцах керн месторождений Daqing и Changqing в Китае (проницаемость 0,001 мкм<sup>2</sup>).

Для учета эффектов нелинейности закона фильтрации при моделировании разработки месторождений эмпирическая зависимость интегрирована в Корпоративный гидродинамический симулятор NGT BOS. С целью проведения расчетов в гидродинамическом симуляторе дополнительно была модернизирована расчетная схема.

В качестве подтверждения точности расчетов на гидродинамическом симуляторе были повторены лабораторные эксперименты на керне. В результате проведенных математических экспериментов были определены недостающие параметры в эмпирической зависимости, а результаты математического эксперимента показали высокую сходимость с лабораторными данными. Тем самым была подготовлена основа для математического моделирования разработки низкопроницаемых коллекторов.

## Цикл геолого-гидродинамического моделирования на примере Приобского месторождения

*В.А. Байков, А.С. Бочков, Р.Р. Галеев, А.А. Яковлев  
(ООО «РН-УфаниПИНефть»)*

Геолого-гидродинамические модели (ГГДМ) служат мощным инструментом для анализа текущего состояния месторождения, прогнозирования коэффициента извлечения нефти и технологических показателей разработки. В связи с этим создание таких моделей, достоверно описывающих строение залежей и фильтрационные процессы, является актуальной задачей.

Для обеспечения высокой степени достоверности модели проводится процедура адаптации, связанной с уточнением фильтрационных и емкостных параметров пласта, функций относительных фазовых проницаемостей для нефти, воды и газа, полей давлений, насыщенности фазами, параметров скважин. Традиционный подход к созданию и адаптации ГГДМ состоит из нескольких этапов: создание геологической модели; подготовка данных для инициализации гидродинамической модели (ГДМ); ремасштабирование геологической модели; пробный расчет ГДМ, формирование плана адаптации; адаптация модели на основе полномасштабного расчета. Одним из недостатков данного подхода является его «линейность», не предполагающая обратной связи со специалистом-геологом при адаптации ГДМ. В результате ГДМ после адаптации часто имеет мало общего с исходной геологической моделью.

В данной работе рассматривается цикл геолого-гидродинамического моделирования, разработанный при создании модели для локализации остаточных запасов на участке Приобского месторождения и дальнейшего планирования зарезки боковых стволов (ЗБС). Данный цикл предлагает использование нового метода геологического моделирования на основе спектральной теории. В основе этого метода лежит моделирование кубов физических полей (GK, NKTD), а затем пересчет их в кубы петрофизических свойств, благодаря этому облегчаются изменение и уточнение модели при поступлении новой информации по скважинам. В результате возникает тесное взаимодействие специалиста-гидродинамика со специалистом-геологом для учета данных разработки и гидродинамики в геологической модели (корректировка нормировки кривых ГИС, уточнение петрофизических зависимостей, корректировка профиля проницаемости, заполнение неопределенности на расстояниях между скважинами).

Другой особенностью предлагаемого цикла геолого-гидродинамического моделирования является использование новых возможностей гидродинамического симулятора NGT BOS для моделирования трещин ГРП в трехмерной ГДМ. Ключевое слово FRACTURE в симуляторе NGT BOS позволяет задавать параметры трещин (высоту, полудлину, раскрытость) в соответствии с дизайном ГРП без локального измельчения сетки. Возможно задание трещин конечной и бесконечной проводимостей. Корректное задание трещин особенно актуально при моделировании систем разработки с интерференцией скважин, обусловленной эффектом автоГРП в нагнетательных скважинах.

Автоматизация процесса адаптации ГГДМ с использованием секторных моделей и вычислительных мощностей кластерной системы УГАТУ является третьим отличительным свойством рассматриваемого цикла геолого-гидродинамического моделирования.

Хорошее совпадение фактических данных разработки с результатами расчетов по ГГДМ подтверждает корректность предлагаемого цикла, а результаты ретроспективного анализа ЗБС, проведенных на моделированном участке месторождения, - его эффективность и возможность дальнейшего использования при создании и адаптации ГГДМ других месторождений.



## Алгоритмы и методики геологического моделирования высокорасчлененных коллекторов

*В.А. Байков, А.С. Бочков, Д.С. Мухамадеев,  
А.А. Яковлев (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),  
А.Л. Штангеев, Е.А. Ермолаев, М.Р. Халиуллина (УГАТУ)*

Работа посвящена реализации нового метода построения геостохастических геологических моделей по скважинным данным с использованием спектрального представления стационарных случайных полей. При этом явно не будут использоваться конечно-параметрические модели вариограмм, а также ослаблено требование к стационарности и гауссовости распределения геофизического параметра. Данный подход включает преимущества непараметрического анализа вариограмм, обеспечивает высокую оптимизацию цифровых вычислений и является принципиально параллелизуемым методом. Его важной особенностью является прозрачный учет экспертной информации геолога-модельера, а также снижение субъективизма при выборе и обосновании типа и параметров вариограмм.

При разбуривании низкопроницаемых и высокорасчлененных коллекторов необходимы пересмотр и адаптация принятых методик изучения месторождений к условиям глинистых, слабосвязанных и высокорасчлененных пластов. С учетом сложного характера залегания коллекторов, процессов, происходящих во время и после осадконакопления, не вызывает сомнений, что ни один из рассматриваемых пластов не характеризуется равномерностью. Вследствие введения в разработку низкопроницаемых и сильно расчлененных коллекторов данный фактор является одним из основных.

В результате работ, выполненных Жоржем Матероном из Центра Геостатистики Парижской Горной Школы и его учениками созданы прикладные методы геостохастического моделирования, которые легли в основу современных пакетов геологического конструирования. В наиболее распространенных коммерческих продуктах геологического моделирования в качестве математического аппарата используется вариограммный (ковариационный) подход. На его основе созданы библиотека моделирования свойств GSLib и ее аналоги. При этом в наиболее распространенных продуктах геологического моделирования применяется достаточно ограниченный набор возможных экспериментальных вариограмм. Как показано в данной работе, этот подход имеет значительные ограничения, которые иногда приводят к невозможности его применения. Кроме того, в «чистом виде» изотропность практически не встречается на практике, и, как правило, особенно на больших масштабах нет и стационарности.

Предлагаемая математическая модель основана на идее моделирования форм каротажных кривых. Заложенный математический инструментарий является новым в геостохастике и позволяет отказаться от параметрического вариограммного анализа, не учитывать условие геометрической анизотропии, стационарности и гауссовости.

Благодаря моделированию физических полей (ГИС) и их дальнейшей интерпретации можно проследить в пространстве отдельные геологические тела, их смещение относительно стратиграфического каркаса вследствие особенностей условий осадконакопления. Данный подход позволяет создать эффективную связь геолога и гидродинамика-разработчика.

Рассматриваемый подход был апробирован на участках Приобского и Малобалыкского месторождений. Сравнение результатов гидродинамических расчетов модели с данными эксплуатации подтвердило адекватность математической модели геологического строения пласта.

## **Роль пластового давления, температуры и внешних напряжений при гидравлическом разрыве пласта**

*В.А. Байков, Т.Т. Гарипов, И.С. Желтова,  
А.А. Яковлев (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),  
С.В. Лукин (Институт механики УНЦ РАН)*

В настоящее время большинство нефтегазовых месторождений России находится на завершающей стадии разработки. Новые месторождения содержат трудноизвлекаемые запасы углеводородов, их коллекторы характеризуются низкой проницаемостью и высокой расчлененностью. Одним из основных методов интенсификации разработки сложных и проблемных нефтегазовых месторождений является гидравлический разрыв пласта (ГРП). На основных месторождениях компании существуют проблемы преждевременного обводнения эксплуатационного фонда скважин и эффективного планирования ГРП. Данные проблемы связаны, в частности, с эффектом автоГРП (с ростом трещин в нагнетательных скважинах) и эффектом концевой экранирования. Кроме того, существует проблема определения геометрии (направления) трещины в зависимости от распределения пластового давления.

При рассмотрении таких задач часто используется классический подход к возникновению трещин в пластично-упругом материале, исследуются классические уравнения теории упругости и пластичности. Большой вклад в изучение поведения трещин внесли механики А. Гриффитс и Г. Ирвин, которые предложили энергетический критерий и силовой критерий разрушения материала. При изучении ГРП необходимо учитывать отток части жидкости через поверхность трещины в горные породы. Возникающие фильтрационные потоки в породе порождают массовые источники, приводящие к изменению полей напряжений и температуры вблизи трещины. На поздних стадиях развития трещины ГРП возникает эффект концевой экранирования – в определенный момент кончик трещины заполняется частицами пропантанта, и рост трещины прекращается.

В ООО «РН-УфаНИПИнефть» создан программный модуль, позволяющий определить геометрию трещины и ее рост в 3D модели с учетом температуры нагнетаемой жидкости. В основе программного модуля лежит математическая модель деформации насыщенной пористой среды, предложенная Р.И. Нигматулиным с учетом уравнения энергии Э.Б. Чекалюка и критерия разрушения Г. Ирвина.

В Институте механики УНЦ РАН решена подзадача влияния режима закачки пропантанта на динамику раскрытия трещины и ее конечную форму. Для численного описания динамики трещины гидроразрыва разработана математическая модель в приближении Перкинса. Разработан компьютерный код, реализующий численное решение уравнений модели. Исследовано поведение трещины ГРП при различных упругих и коллекторских свойствах пласта, а также при разных свойствах агента гидроразрыва и режимах закачки.

Численные результаты созданных программных модулей могут использоваться для выбора режимов проведения ГРП, работы нагнетательных скважин и планирования операций ГРП.

## Особенности применения нейросетевых алгоритмов для прогноза коллекторских свойств в условиях гетерогенных коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири

*С.В. Барашиков, А.В. Поднебесных  
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)*

При построении геологических моделей главным является наличие максимально точной исходной базы данных: сеймики, интерпретации ГИС и др. Выявлено, что в существующих интерпретациях ГИС, часто попластовых, «потеряна» неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). При этом интерпретация формально корректна – она согласуется с усредненными значениями ФЕС по керну как в целом по объекту, так и по выделенным интервалам в скважинах. Однако при поточечном сравнении связь РИГИС – керн нередко слабая, особенно по коэффициенту проницаемости. Задача детального моделирования неоднородности ФЕС по разрезу часто требует пересмотра подхода к интерпретации, в частности, к проведению интерпретации в поточечном режиме с последующим поточечным сравнением с данными керна по пористости  $K_{п}$  и проницаемости  $k_{пр}$ .

В рамках переинтерпретации результатов ГИС Первомайского месторождения рассматривались различные традиционные методы поточечного прогноза ФЕС (ПС, НК), однако приемлемого качества связи керн – ГИС достичь не удалось. Поэтому было решено использовать нейронные сети как один из наиболее современных методов прогноза параметров. Нейронные сети являются адаптивным алгоритмом, который позволяет воспроизводить линейные связи величин и нелинейные корреляции, в том числе между несколькими параметрами одновременно.

В качестве входных данных использовались расчетные каротажи относительных параметров ( $\alpha$ ПС,  $\Delta$ ГК, нормированный нейтронный каротаж) и основные каротажи (ПС, ГК, НК). В качестве исходного использовался индукционный каротаж.

Данные исследования керна для обучения нейронной сети фильтровались таким образом, чтобы исключить некорректные значения. Из обучающей выборки были убраны точки, лежащие в области неколлекторских значений пористости. При пределе пористости 11,5 % в обучающей выборке использовались образцы пористостью от 10 %. Это позволило не потерять качество прогноза в области коллекторов с низкими ФЕС.

Для расчета пористости была построена нейронная сеть типа «многослойный персептрон». Наличие нескольких слоев нейронов обуславливает прогноз результирующего параметра в несколько стадий, что позволяет максимально приблизиться к искомому значению. Полученный прогноз пористости показал удовлетворительную корреляцию с керном ( $R^2 \approx 0,7$  по сравнению с  $R^2 \approx 0,1$  для традиционной интерпретации). Для прогноза проницаемости использовались гидравлические единицы потока, прогноз которых осуществлялся также методом нейронных сетей. Это позволило в итоге получить адекватную корреляцию керн – ГИС как для пористости, так и для проницаемости.

Таким образом, применение нейронных сетей дало возможность учесть многофакторное влияние геологии на ФЕС и корректно спрогнозировать необходимые параметры. К основным факторам качества нейронных сетей следует отнести корректность обучающих данных, а также полноту набора входных параметров.

## Учет влияния фундамента на строение неокомского комплекса при геологическом моделировании залежей Нижне-Шапшинского месторождения

*К.Д. Будкин, О.А. Ивлиева  
(ООО «НТЦ РуссНефть»)*

Нижне-Шапшинское нефтяное месторождение расположено в западной части Сальмского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области. Его промышленная нефтеносность связана с продуктивным пластом  $AC_{11}^1$  черкашенской свиты неокома. Вышезалегающие пласты  $AC_4 - AC_9$  интерпретируются по данным ГИС как водонасыщенные. Пласты  $AC_{10}$  и  $AC_{12}$  полностью заглинизированы. В настоящее время на месторождении пробурено 130 скважин, в том числе 13 разведочных, проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3D в объеме 276 км<sup>2</sup>.

Авторами был проведен историко-геологический и палеотектонический анализ.

Фундамент на исследуемой территории характеризуется сложным строением. Он разбит на блоки и по геоморфологическому типу представляет собой систему хребтов с многочисленными отрогами и впадинами. В современном структурном плане абсолютные глубины поверхности домезозойского основания в пределах площади исследования изменяются от -3080 м в его центральной части до -3280 м на юго-востоке. Сложность строения фундамента определяется наложенностью унаследованных тектонических движений, происходивших в мезозое и кайнозое, и литологическим составом слагающих доюрский комплекс пород, подвергшихся длительному размыву. Основную часть территории занимает раскрывающийся в северо-восточном направлении сложнопостроенный выступ меридионального направления. В юго-западной части прослеживается поднятие изометричной формы с разнонаправленными субширотным и субмеридиональным выступами.

По результатам сейсморазведочных работ МОГТ 3D и данным бурения скважин на территории Нижне-Шапшинской площади был выполнен анализ толщин с целью определения истории формирования и развития песчаных тел. Проведенное сопоставление поверхности фундамента и расположения линз показало, что их границы совпадают с границами приподнятого блока фундамента меридионального простирания. По результатам выполненной работы уточнено геологическое строение пласта  $AC_{11}^1$ , прослежены три песчаных тела и уточнены их границы. Залежи нефти, которые приурочены к западной и центральной линзам, изолированы друг от друга и имеют разные ВНК, восточная линза водонасыщенна при более высоком гипсометрическом положении относительно центральной и западной линзы.

По результатам проведенного анализа был сделан вывод, что формирование юрских и меловых отложений происходило в платформенных условиях и сохранило унаследованный характер от поверхности доюрского фундамента. Формирование пласта  $AC_{11}^1$  происходило в условиях компенсированного заполнения морского бассейна, что привело к образованию клиноформных тел. При этом границы песчаных тел имеют ограниченное распространение и прослеживаются вдоль приподнятых блоков фундамента меридионального направления.

Выполненный анализ имеет важное практическое значение, так как обосновывает положение границ линз, которые раньше проводились условно.

## Использование алгоритмов расчета компенсации отбора закачкой для залежи нефти при адаптации геолого-фильтрационных моделей

*Д.В. Булыгин, А.А. Вильданов, Д.В. Шевченко  
(ООО «Дельта Ойл Проект»)*

При проведении геолого-промыслового анализа разработки месторождений одним из важных этапов является создание геолого-фильтрационной модели, которая бы адекватно отражала особенности распределения начальных и текущих запасов нефти, а также соответствовала реальным условиям эксплуатации объекта разработки. Информация по геологии и разработке не всегда корректно согласована с анализируемым объектом. Причинами рассогласования, в частности, могут быть:

- неточности в интерпретации геолого-геофизических данных скважин;
- техногенные изменения призабойной зоны, приводящие к корректировке эффективных интервалов перфорации по сравнению с номинальными (кольматация, заколонные перетоки и др.);
- некорректное распределение объемов добычи/закачки по объектам разработки при одновременной эксплуатации;
- погрешности учета при распределении объемов закачки по скважинам и на КНС;
- уход закачиваемой воды в заколонное пространство в нагнетательных скважинах;
- добыча «чужой» воды по заколонному пространству в добывающих скважинах.

Прямое выявление этих факторов возможно лишь при проведении дополнительных инструментальных исследований скважин.

В данной работе предлагается методика корректировки показателей истории разработки месторождения с оценкой непроизводительной закачки и «чужой» воды при адаптации ее с учетом энергетического состояния залежи. Это позволяет определить «эффективные» показатели разработки, связанные с гидродинамическими процессами внутри пласта, в отличие от «номинальных» показателей, имеющих в базе данных.

Технологические показатели работы скважин оказывают основное влияние на результаты гидродинамического моделирования, и адаптация модели должна проводиться по откорректированным данным. Результаты моделирования с корректировкой и уточнением показателей разработки позволяют получить более точные поля нефтенасыщенности и давления, более качественно оценить распределение текущих извлекаемых запасов нефти по скважинам. Кроме того, методика позволяет выявить потенциальные скважины с непроизводительной закачкой и негерметичными эксплуатационными колоннами.

Важным элементом предлагаемой методики является разработанный алгоритм построения карты компенсации отборов закачкой по номинальным дебитам на основе энергетического баланса пласта с учетом особенностей геологического строения. Совместный анализ карт компенсации и карт текущего пластового давления позволяет выделить области с непродуктивной закачкой, области заводнения законтурной водой и области добычи «чужой» воды.

На основе выявленных особенностей геологического строения, фактического состояния разработки и структуры запасов проводится выделение участков анализа, которые далее ранжируются по критериям по изменению основных параметров: удельных текущих запасов нефти, фактического пластового давления и компенсации отборов закачкой. В результате выявляются участки рассогласования («проблемные» участки). Для каждой группы таких участков предлагаются свои технологии воздействия с составлением комплексной программы проведения геолого-технических мероприятий.

## Система оптимизации инфраструктуры месторождений ОАО «НК «Роснефть»

*Н.В. Вавилов, А.Р. Атнагулов, Р.Ф. Шарипов  
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Экономическая эффективность разработки месторождений определяется не только капитальными вложениями, но и операционными затратами, имеющими тенденцию к росту на протяжении всего периода разработки. Эксплуатация существующей наземной инфраструктуры должна включать постоянно действующую систему оптимизации, нацеленную на снижение затрат, направленных на обслуживание объектов обустройства, и увеличение эффективности деятельности добывающих обществ. Основные этапы оптимизации инфраструктуры месторождений:

– выявление и оценка ограничений наземного обустройства, влияющих на эффективность системы разработки месторождения (увеличение дополнительной добычи жидкости в результате проведения ГТМ, бурения новых скважин)

- поиск решений по оптимизации существующей инфраструктуры;
- экономическое обоснование мероприятий по оптимизации обустройства.

Задачи по оптимизации инфраструктуры можно разделить по следующим системам:

- транспорт нефти: подбор конфигурации и технологических параметров сети, обеспечивающей минимальные затраты на обслуживание и транспортировку продукции;

- энергоснабжение: выявление областей энергодефицита, анализ возможности перераспределения потребителей между подстанциями, применение на высокообводнившемся фонде скважин насосов меньшей подачи для снижения загруженности подстанций и высвобождения свободных мощностей и др.;

- система поддержания пластового давления: подбор конфигурации сети водоводов, обеспечивающей минимальные затраты на обслуживание и закачку воды, децентрализация системы ППД, совместный расчет системы ППД с учетом скважин, водоводов и насосных станций и др.

Задачи оптимизации инфраструктуры необходимо решать по всем месторождениям добывающих обществ, что очень трудоемко и требует привлечения большого количества людских ресурсов. Существующие на рынке программные продукты, применяющиеся для работы с объектами обустройства (Pipesim, Avocet IAM, IPM), не позволяют решать все описанные задачи с необходимым набором требований. Автоматизация процесса решения задач по оптимизации инфраструктуры даст возможность снизить трудоемкость расчетов, повысить точность и качество принимаемых решений.

В ООО «РН-УфаНИПИнефть» ведутся работы по созданию системы принятия решений по задачам оптимизации наземной инфраструктуры, не имеющей полноценных аналогов. Система разрабатывается в рамках программного комплекса «Геология и Добыча». Создаются инструменты, позволяющие выделять проблемные зоны месторождения, решать задачи по оптимизации наземного обустройства и проводить экономическое обоснование всех мероприятий с учетом потенциального прироста добычи. Данная система проектирования позволяет разработать несколько различных вариантов развития инфраструктуры месторождения и сравнить их по различным параметрам.

Результатом работы будет инструмент, обеспечивающий полномасштабное технологическое моделирование всех производственных подсистем наземной инфраструктуры, который даст возможность снизить издержки на эксплуатацию и обеспечить выполнение программы ГТМ за счет своевременного принятия корректных проработанных решений.

## Комплексное изучение карбонатных коллекторов смешанного типа на месторождениях Соликамской депрессии

*А.В. Габнасыров, А.С. Некрасов (ООО «ПермНИПИнефть»)*

Фаменско-турнейские карбонатные отложения являются перспективным объектом разведки, добычи нефти и газа во многих регионах России, в том числе в районах Урало-Поволжья и Республики Коми. В Пермском Прикамье на территории Соликамской депрессии открыто 29 нефтяных и газонефтяных месторождений и 15 перспективных структур, из которых только 10 введены в промышленную эксплуатацию. По результатам потокометрических исследований скважин Гагаринского и Уньвинского месторождений построены профили притока, показавшие, что после перфорации эксплуатационной колонны и проведения мероприятий по освоению скважин притоки нефти дают только 50 % проницаемых прослоев, выделенных по ГИС. По отношению к эффективной толщине коэффициент работающей толщины в среднем составляет 1,3, а превышение фактической проницаемости работающих прослоев над поровой от 4 до 1380 раз является прямым доказательством наличия трещиноватости. Это подтверждено данными исследований керна. Поэтому возникла проблема разработка методики выделения карбонатных коллекторов смешанного типа по комплексу ГИС.

Для решения поставленной задачи выполнено следующее.

1. Проведена внутрикомплексная корреляция карбонатных отложений.
2. По комплексу ГИС (БК, ННК-Т, ВАК, САТ), FMI разработан алгоритм выделения коллекторов смешанного типа, позволивший разделить карбонатные коллекторы по структуре порового пространства.
3. Выделены трещинные слои, рассчитаны их толщины и охват трещиноватостью. Коэффициент охвата пласта трещиноватостью отражает часть карбонатного разреза, которая способна давать промышленные притоки нефти или газа. Этот вывод действительно не только для плотной части разреза пористостью ниже кондиционного значения ( $K_{п} < 5\%$ ), но и для относительно высокопористой части разреза ( $K_{п} > 5\%$ ). Построены карты охвата трещиноватостью и фаций пластов Т-Фм, позволившие сделать выводы, что наиболее высокие значения коэффициентов охвата трещиноватостью органогенной постройки отмечаются в зонах сочленения фаций рифового гребня и рифового шлейфа, наиболее низкие – характерны для фации приливно-отливных каналов.

Результаты гидродинамических и потокометрических исследований скважин позволили установить, что при снижении первоначального пластового давления уменьшаются все параметры трещиноватости и объем дренируемых запасов нефти.

Составлена полная параметрическая модель трещиноватости пластов Т-Фм, включающая (при первоначальном пластовом давлении) параметры трещиноватости, потенциальный дебит и извлекаемые запасы нефти. Результаты комплексного изучения карбонатных коллекторов показывают следующее: объект Т-Фм имеет более сложное геологическое строение, чем представлялось на стадии проектирования разработки; скважины взаимодействуют между собой по высокопроницаемым межблоковым каналам; необходимо составить программу проведения ГИС в горизонтальных стволах с целью определения работающих интервалов разреза, обоснованной промысловой оценки скважин, оптимизации точек размещения, направлений, траекторий и длины горизонтальных стволов; необходимы оперативный пересмотр запасов и корректировка технологической схемы разработки на основе модели двойной пористости и проницаемости.

## **Анализ чувствительности гидродинамической модели неоднородного пласта к масштабированию относительных фазовых проницаемостей**

*А.С. Гавриш, Н.Н. Иванцов,  
С.В. Соколов, С.В. Степанов  
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

Одними из самых важных параметров гидродинамической модели (ГДМ) являются функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП), поскольку именно они во многом определяют динамику выработки запасов нефти. В качестве исходной информации для задания ОФП используются результаты немногочисленных лабораторных экспериментов, которые, как правило, не позволяют обоснованно сформировать систему функций для всего диапазона фильтрационных свойств моделируемого объекта.

Представляемая работа состоит из двух частей. В первой части предлагается алгоритм масштабирования исходных ОФП для неоднородного пласта с использованием дополнительной информации по результатам стандартных и специальных исследований керна, а также априорных представлений о поведении кривых ОФП. Вторая часть работы посвящена результатам численного исследования влияния масштабирования ОФП по конечным точкам и фазовым проницаемостям в конечных точках.

Особенностью рассматриваемой ГДМ является то, что месторождение мало изучено, на нем имеется несколько скважин, из которых осуществлялась добыча нефти с инструментальным замером забойного давления как во время их работы, так и во время восстановления давления после остановки. В связи с этим целью работы стала необходимость оценки достоверности возможных профилей добычи нефти при различных представлениях о свойствах моделируемого месторождения с учетом влияния заданных ОФП и сопутствующих зависимостей, т.е. проведение анализа чувствительности ГДМ относительно ОФП.

Новизна работы заключается в том, что в ГДМ выполнен детальный анализ имеющейся информации, который позволил построить эмпирические зависимости в условиях недостатка экспериментальных данных и их подверженности различным флуктуациям. Особенно показательна необходимость корректировок, связанная с влиянием деформации слабо консолидированного керна.

Адаптация ГДМ к фактическим промысловым данным проведена с использованием ежесуточных замеров забойного давления, а также данных по обводнению скважин. Обводнение носит фоновый характер, поэтому для настройки модели использованы также данные по обработке скважин, что отражается на скачке обводненности.

Анализ чувствительности выполнен путем расчетов на ГДМ следующих вариантов: 1) без масштабирования ОФП; 2) с учетом масштабирования по конечным точкам; 3) с учетом масштабирования по ОФП в конечных точках; 4) с учетом всех возможных масштабирований. Сравнение результатов расчетов показало, что масштабирование ОФП существенно влияет на динамику как добычи нефти, так и давления. Также показано, что помимо масштабирования ОФП, различие значений связанной и критической водонасыщенности, выявленное в ходе анализа лабораторных данных, приводит к более корректному поведению ГДМ. Это подтверждается сравнением результатов расчета на прогнозном интервале времени.



## **Комплексная интерпретация данных сейсмических исследований и ГИС с целью выявления условий осадконакопления и прогноза распространения песчаных тел на примере Приобского месторождения**

*Р.Р. Галиев, Р.И. Абдрахимов  
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Одним из крупнейших месторождений, нефтеносность которых связана с неокомскими клиноформными отложениями, является Приобское нефтяное месторождение, расположенное в центральной части Западно-Сибирской равнины.

Запасы углеводородов сосредоточены в пластах группы АС (АС<sub>7</sub>-АС<sub>12</sub>), в меньшей степени – в отложениях ачимовской толщи и в верхнеюрских отложениях. Основными объектами разработки являются горизонты АС<sub>10</sub>-АС<sub>12</sub>, залежи которых литологически экранированы и в основном полностью нефтенасыщены. В пластах группы АС палеогеографические обстановки, сменяющие друг друга в западном направлении, представлены наиболее полно: прибрежно-морские, шельфовые, склоновые и медленного осадконакопления в глубоком открытом море.

Изменение коллекторских свойств пород контролируется положением кромки палеошельфа. Коллектор в восточной части характеризуется относительно высокой проницаемостью – (6-10)  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, хорошей связанностью и в целом выдержан по площади (шельфовый тип). В западной части коллектор слабо связан, низкопроницаем – (1-3)  $\cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и крайне изменчив по латерали (глубоководный тип).

Большие перспективы связаны с глубоководными отложениями пластов АС<sub>10</sub>-АС<sub>12</sub>. Однако высокая расчлененность, сложная геометрия геологических тел обуславливают риски при бурении изучаемых объектов.

Для локализации перспективных зон была применена методика, которая включает следующие этапы.

1. По данным региональных исследований устанавливаются общие особенности осадконакопления региона, источники сноса и отложения осадков.

2. По данным бурения, анализа кривых электрического каротажа, исследований керна выделяются фациальные зоны.

3. По сейсмическим данным проводится процедура выделения сейсмодиагностических классов, основанная на кластерном анализе волновой картины в пределах выделенного продуктивного пласта.

4. Выделенные сейсмодиагностики картируются как тела, характеризующиеся особенностями осадконакопления.

5. Для каждой выделенной зоны проводится динамический анализ.

По результатам комплексной интерпретации данных сейсмических исследований и ГИС восстановлен процесс осадконакопления, что позволило уточнить границы распространения залежей, а также минимизировать риски при эксплуатационном бурении, эффективнее планировать мероприятия по доразведке.

## **Методика выбора скважин-кандидатов для интенсификации добычи с использованием математического аппарата нечеткой логики**

*М.М. Галиуллин, П.В. Зимин, В.В. Васильев  
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

---

Одной из основных задач для месторождений, находящихся долгое время в разработке, является поддержание добычи нефти с целью продления периода рентабельной эксплуатации. Характерной особенностью данного периода разработки является значительное число пробуренных скважин и часто экономически не выгодное бурение новых скважин. Поэтому основным направлением для поддержания и, возможно, увеличения добычи нефти должна стать интенсификация извлечения запасов существующим фондом скважин.

Основным методом ее обеспечения является проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ). Следствием большого числа пробуренных скважин является значительный объем информации как о самом месторождении, так и о работе скважин. Обработка такого объема информации вручную для получения корректного результата требует значительных трудовых и временных затрат. Следовательно, задача автоматизации обработки информации с использованием интеллектуального анализа данных (ИАД) является актуальной. Кроме того, ИАД позволяет найти ранее неизвестные, нетривиальные зависимости.

Представленная методика направлена на изучение истории эксплуатации высокодебитного фонда скважин, определение факторов, обуславливающих высокие дебиты и последующий перенос результатов анализа на низкодебитный фонд с целью дальнейшего подбора скважин-кандидатов для проведения ГТМ. Методика основывается на применении одного из кибернетических методов ИАД: математического аппарата – теории нечетких множеств.

В работе представлены результаты применения методики в одном из нефтегазодобывающих предприятий Оренбургской области.

## **Планирование разработки, изучение сложных коллекторов Южно-Приобского лицензионного участка Приобского месторождения**

***П.Н. Герасименко, В.В. Каранов, С.А. Зырянов  
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)***

---

Приобское месторождение открыто в 1982 г., расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 65 км к востоку от г. Ханты-Мансийска и в 115 км к западу от г. Нефтеюганска. Южно-Приобский лицензионный участок (ЮЛТ) находится в центральной части Западно-Сибирской равнины на Среднеобской низменности. Район достаточно хорошо изучен 2D и 3D сейсморазведкой, поисково-разведочным и эксплуатационным бурением.

Южно-Приобский лицензионный участок является частью крупной нефтегазоносной зоны, приуроченной к моноклинали, вытянутой в субмеридиональном направлении и осложненной рядом локальных поднятий. Характерной особенностью района является наличие скоплений нефти в линзах песчано-алевритистых пород разной протяженности.

Геологические запасы нефти этого участка составляют около 1,5 млрд. т, извлекаемые – 330 млн. т. В настоящее время добыто 40 млн. т и пробурено более 2100 скважин.

В данный момент на территории ЮЛТ Приобского месторождения существует ряд неопределенностей, влияющих на прогноз и эффективность эксплуатационного бурения. К таким неопределенностям относятся значительная фациальная изменчивость залежей по площади и разрезу; сложные формы ловушек нефти; неоднозначность привязки ГИС – сеймика; сложность прогнозирования эффективных толщин и коллектора в целом.

Особенностью планирования эксплуатационного бурения ЮЛТ Приобского месторождения является комплексный подход с детальным анализом всей геолого-геофизической информации, направленным на минимизацию геологических рисков.

Целью данной работы является рассмотрение подхода к планированию бурения в условиях сложной геологии с использованием результатов 3D сейсморазведки, показателей разработки, данных ГИС, исследования керна и фациального анализа.

Данный подход по планированию разработки применяется и к другим месторождениям.

## Методика построения куба пористости по данным 3D сейсморазведки с его последующим учетом при геологическом моделировании

*А.Н. Грязнов, А.В. Поднебесных (ОАО «ТомскНИПИнефть»)*

Необходимость обработки данных 3D сейсморазведки с целью получения кубов распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) очевидна. Данная методика уже многократно применена на практике. Однако в ряде случаев даже многократно апробированные методы не дают должного эффекта, что требует поиска альтернативных способов решения проблемы. На Крапивинском нефтяном месторождении был разработан представляемый алгоритм создания куба пористости, который имеет прикладное значение и служит для создания трехмерного тренда распределения пористости в пространстве с целью использования в дальнейшем при геологическом моделировании и прогнозе ФЕС.

Описываемый метод на первом этапе включает расчет куба относительного акустического импеданса, который рассчитывается из куба 3D сейсмической амплитуды и может использоваться как индикатор относительного акустического контраста, поверхностей несогласий и изменения пористости. Относительный акустический импеданс представляет собой текущее значение суммы дискретных значений амплитуды и рассчитан с помощью интеграции сейсмограмм с пропуском результата через фильтр верхних частот Баттерворфа с запрограммированным отсечением по  $10x[\text{норма отбора}] \text{Гц}$ .

Использование в данном методе куба относительного акустического импеданса для получения пористости имеет физический смысл благодаря зависимости амплитуды от разницы акустических жесткостей граничных сред. Расчет куба пористости из куба относительного акустического импеданса осуществлен с использованием алгоритма «Генетическая инверсия» в программном пакете Schlumberger Petrel. С целью избежания ошибок при использовании в алгоритме генетической инверсии нейронных сетей, которые связаны с переизбытком неизвестных параметров, были выработаны критерии. Согласно этим критериям использованный куб относительного акустического импеданса был разбит на отдельные блоки площадью не более  $30 \text{ км}^2$  и ограничен по глубинам, а исходный каротаж пористости был сглажен фильтром длиной 1 м и разбит на отдельные каротажы для обоих продуктивных пластов. Внутри каждого выделенного блока с помощью генетической инверсии куб импеданса трансформировался в куб пористости отдельно для каждого пласта. После этого проведены перенос блоков сейсмической пористости в 3D грид (Seismic Resampling) и их объединение в единый куб.

Рассмотренный метод получения куба пористости из куба относительного акустического импеданса позволил реализовать трехмерное моделирование пористости по данным 3D сейсморазведки, что положительно повлияло на качество геологической модели месторождения. Описанная методика дает результаты даже при низком качестве сейсмических данных и позволяет проследить общие тенденции изменения пористости в объеме месторождения.

В дальнейшем с использованием нейронных сетей и некоторых объемных сейсмических атрибутов был создан куб водонасыщенности. Средние значения и распределения пористости и водонасыщенности, полученные по данным сейсморазведки и смоделированные методом SGS по результатам ГИС, имеют хорошую сходимость, что вместе с высокой корреляцией сейсмических пористости и водонасыщенности с данными ГИС доказывает применимость метода для прогноза свойств на неразбуренных участках месторождения.

## Применение реконструкции порового пространства методами компьютерной томографии для прогнозирования петрофизических характеристик горных пород

*А.Н. Денисов (ЗАО «ЭПАК-Сервис»),  
Jean-Marc Lombard, Marc Fleury (IFP Energies Nouvelle)*

В течение последних десятилетий для расчета петрофизических характеристик горных пород активно применяется численное моделирование поровой структуры пород в виде регулярной сетки поровых каналов. Однако прогнозирование характеристик по таким моделям значительно зависит от сложности геометрии порового пространства и топологии пор. Наибольшие проблемы возникают при моделировании карбонатных горных пород. Дополнительные проблемы связаны со сложностью отбора образцов керна таких пород. Применение компьютерной томографии высокого разрешения образцов произвольной формы или шлама в сочетании с новейшими алгоритмами скелетизации и оцифровки геометрии поровых каналов позволяет построить надежную 3D модель порового пространства и с высокой точностью оценить фильтрационные характеристики терригенных пород.

Цель данной работы – построение эквивалентной реальному образцу сетки пор, которая может быть применена для расчета петрофизических характеристик. Данный подход разделен на три основных шага. 1. Выделение скелета поровых каналов – построение сетки линий внутри порового канала, которые сохраняют топологию исходной структуры пор. После построения скелета выполняются расчет просветности каналов и маркирование пор по размерам. 2. Группирование скелета пор на группы трубок равного размера, эквивалентно представляющих реальную пору. 3. Геометрическое разделение и маркирование пор по размеру. В результате применения данного подхода для каждой реальной поры могут быть рассчитаны распределение пор по радиусу и координационное число поры, которое характеризует число соединяющихся пор. Полученные данные могут быть использованы для расчета капиллярного давления и проницаемости.

Предлагаемая методология была проверена на терригенных образцах керна и применена к серии образцов керна карбонатных пород различной степени гетерогенности. Рассчитаны капиллярное давление, открытая пористость и абсолютная проницаемость. Хорошее совпадение с экспериментальными данными получено для карбонатных пород с высокой степенью однородности. Модели порового пространства таких образцов по данным рентгеновской микротомографии адекватно описывают реальные образцы в терминах представительного объема и размеров пор, участвующих в фильтрации жидкостей. Для карбонатных пород с высокой степенью неоднородности совпадение между расчетными и измеренными фильтрационными характеристиками ниже. При численном моделировании сильно неоднородных образцов из-за наличия больших каверн не достигается условие представительности объема пор даже при наибольших разрешениях. При анализе низкопроницаемых образцов с большой долей кавернозной пористости важная часть порового пространства остается неразрешенной из-за большого разброса пор по размерам. Одним из способов решения данной проблемы является комбинация методов томографии различного разрешения.

Важным преимуществом данной методологии является возможность прогнозирования с достаточно высокой точностью петрофизических характеристик по образцам шлама, экстраполяции таких характеристик на скважины без отбора керна, а также исследования новых явлений, таких как растворение/выпадение карбонатов при инжекции углекислого газа.

## Производительность горизонтальной скважины со сложным профилем в анизотропном пласте

*Ф.Н. Доманюк  
(РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)*

В последние годы в практике добычи нефти и газа все большее распространение получают скважины со сложным пространственным профилем горизонтального участка в продуктивном пласте. К настоящему времени не разработано достаточно точных и надежных аналитических методов определения дебитов скважин со сложным профилем, что существенно затрудняет процесс их проектирования.

В работе рассматривается разработанная автором модель притока жидкости к скважине сложного профиля. Основная идея метода заключается в том, что скважина моделируется цепочкой сфер равного радиуса, ориентированных вдоль заданной траектории. При этом поверхности соседних сфер соприкасаются друг с другом. Условие непротекания на кровле и подошве обеспечивается вводом в систему фиктивных источников-сфер, а задача по определению профиля притока сводится к рассмотрению совместной работы всех сфер в пространстве. Решение соответствующих систем уравнений реализовано в программном комплексе Matlab для следующих типов траекторий скважин:

- скважины с прямолинейным профилем ствола (вертикальные, наклонно направленные, горизонтальные), произвольно ориентированные относительно кровли и подошвы;
- скважины, профиль которых в продуктивной части пласта искривляется в вертикальной плоскости;
- скважины, профиль которых в продуктивной части пласта искривляется в горизонтальной плоскости.

Полученное решение уравнения Лапласа в трехмерном пространстве включает быстросходящиеся бесконечные суммы. Анализ рядов, выполненный в пакете Mathematica, позволил существенно упростить исходное решение и получить простые и достаточно точные аналитические выражения для определения дебитов скважин перечисленных выше типов в анизотропной среде. Точность расчетных формул оценивалась путем их сопоставления с численным решением задачи.

На основании полученных аналитических моделей притока проведена количественная оценка влияния различных факторов на добычные возможности сложнопрофильных скважин. В частности, показано, что основное влияние на дебит скважины оказывают следующие параметры: толщина пласта, анизотропия и геометрические параметры скважины (длина вдоль оси ствола, высота «ребра» и их число, степень искривления траектории). Установлено, что в пластах с невысоким соотношением горизонтальной и вертикальной проницаемостей проводка волнообразных скважин неэффективна вследствие больших затрат при бурении и меньшего дебита таких скважин по сравнению с горизонтальными скважинами.

## **Прогноз развития зон карбонатизации верхнеюрских отложений на Таловой площади Игольско-Талового месторождения**

*А.Р. Залялиева (ОАО «ТомскНИПИнефть»)*

На многих месторождениях Западной Сибири, в том числе на Таловой площади Игольско-Талового месторождения, сложность строения пласта Ю<sub>1</sub> обусловлена присутствием в разрезе значительного числа карбонатизированных прослоев и полифациальным строением. Пространственное распределение этих геологических особенностей определяет внутреннюю неоднородность пласта.

В настоящее время для детального изучения строения пород-коллекторов и построения геологических моделей используются данные геофизических, гидродинамических и сейсмических исследований. Вследствие ограниченного объема бурения скважин с выносом керна и использования последнего в основном для определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) незначительное внимание уделяется изучению диа- и эпигенетических изменений пород-коллекторов.

Многие исследователи отмечают огромное влияние процессов диагенеза на ФЕС пород. Одним из таких процессов является карбонатизация, в результате которой происходят значительное уменьшение порового пространства и последующая гидродинамическая разобщенность резервуара. Поэтому не вызывает сомнений, что прогноз развития зон карбонатизации представляет собой очень важную задачу.

Главными целями работы являются обнаружение геологической неоднородности, прогноз развития на площади зон карбонатизации и построение уточненной геологической модели. Для достижения поставленных целей были решены следующие задачи.

1. Уточнение и построение седиментологической модели для определения пространственного положения фаций и создания трендов для последующего моделирования.
2. Обоснование модели карбонатизации.
3. Установление корреляционных зависимостей между петрофизическими характеристиками карбонатизированных пород и амплитудой сейсмической записи.
4. Анализ сейсмической информации (3D куб) для прогноза развития зон карбонатизации в пределах площади.
5. Построение уточненной геологической модели с учетом выявленной неоднородности.

В данной работе применяется методика выделения карбонатизированных зон и проводится оценка неоднородности по сейсмическим данным с учетом уточненной фациальной модели исследуемого объекта. Методика основана на анализе набора геофизических и петрофизических данных и выявлении зависимости между карбонатностью породы и ее акустической жесткостью, позволяющей коррелировать распространение карбонатизированных прослоев с локальным увеличением амплитуды сейсмической записи.

Применение данной методики дает возможность строить более детальные и уточненные трехмерные геологические модели, которые используются для гидродинамического моделирования. Последнее в свою очередь является неотъемлемым атрибутом анализа состояния разработки месторождения и ее оптимизации.

## **Анализ адекватности гидродинамического моделирования водогазового воздействия на пласт для случая гидрофильных коллекторов на примере Новогоднего месторождения**

**В.В. Зацепин**  
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Вопрос эффективности применения технологий водогазового воздействия на пласт в условиях конкретного месторождения в большинстве случаев решается путем гидродинамического моделирования, реже с учетом результатов экспериментального моделирования вытеснения нефти газом и/или водой с использованием линейных моделей пласта.

В работе выполнено сравнение результатов гидродинамического моделирования и фактических данных закачки газа в пласт на опытном участке водогазового воздействия Новогоднего месторождения. Показаны существенные различия между прогнозированной и фактической картиной движения флюидов в пластовых условиях. В качестве одной из основных причин такого расхождения рассматриваются гидрофильные свойства поверхности пористой среды коллектора.

Как показывают опыт разработки месторождений и результаты фильтрационных экспериментов, смачиваемость поверхности нефтяного коллектора значительно влияет на эффективность вытеснения нефти из пористой среды. При вытеснении смачивающей фазы несмачиваемой (газом) на поверхности раздела фаз возникают силы, обусловленные капиллярным давлением. Для их преодоления требуется создать градиент давления, с увеличением которого число вовлеченных в процесс фильтрации пор возрастает за счет пор меньших размеров. Поскольку в гидрофильном коллекторе большая часть резидентной нефти находится в оболочке из слоя воды, следовательно, газонепряной контакт для нее отсутствует; то при определении капиллярного давления необходимо оперировать значениями поверхностного натяжения между газом и водой, а не между газом и нефтью, как в случае олеофильного коллектора либо коллектора со смешанной смачиваемостью поверхности. Так как коэффициент поверхностного натяжения на границе газ – вода при прочих равных термобарических условиях существенно выше, чем на границе газ – нефть, очевидно, что для гидрофильного коллектора в процессе дренирования будет вовлечено меньшее число поровых каналов малого диаметра.

В условиях гидрофильной среды при отсутствии контакта между газообразным вытесняющим агентом и нефтью можно говорить о вытеснении из пористой среды воды, которая в ходе этого процесса осуществляет капиллярную пропитку с замещением нефти, что, очевидно, не позволяет достичь коэффициента вытеснения существенно большего, чем при вытеснении нефти водой. Небольшой прирост объясняется тем малым числом поровых каналов, для которых условие контакта нефть – газ было выполнено. Из механизма фильтрации нефти, воды и газа в гидрофильном коллекторе следует, что для такого типа пористой среды наибольшего коэффициента вытеснения можно добиться путем инжектирования в первоначально нефтенасыщенную среду максимальной по размеру оторочки газа с последующим заводнением. Помимо снижения коэффициента вытеснения для гидрофильных коллекторов при закачке воды и газа наблюдается резкое уменьшение (по сравнению с заводнением) коэффициента охвата. Это объясняется тем, что появление свободной газовой фазы в гидрофильных коллекторах повышает неустойчивость фронта вытеснения.

Таким образом, поскольку для гидрофильных коллекторов применение технологий водогазового воздействия сопровождается увеличением удельного расхода вытесняющего агента (газа и воды) по сравнению с заводнением, перспективы использования этих технологий для данного типа коллекторов неоднозначны.



## Упрощенное моделирование пластовых условий для добычи нефти вторичным методом с использованием химических веществ и перекрытия водоносных горизонтов

*А. Зэун (Poweltec),  
Р.Н. Фахретдинов (ЭПАК-Сервис)*

Моделирование пластовых условий чрезвычайно важно для правильной подготовки проектов по добыче нефти вторичным методом и перекрытия водоносных горизонтов. Такое моделирование требует учета ряда параметров, что делает процесс довольно сложным. Авторы представляют упрощенный подход, основанный только на главных параметрах и использовании упрощенного описания пласта. Сначала модель адаптируется по данным разработки системы скважин. После подбора соответствия различные сценарии обработки моделируются до тех пор, пока не будет получен оптимальный сценарий, т.е. тот, в котором достигается максимальная нефтеотдача при малых расходах на химическую обработку.

Физические свойства полимеров вводятся в модель в виде таблиц снижения подвижности, проницаемости и адсорбции. Таблицы можно составить непосредственно по результатам заводнения керна. Набор данных о полимерах в программном обеспечении PumaFlow получен именно таким образом. Использование таблиц проще, чем формул. Кроме того, это уменьшает нагрузку на процессор ПК при расчетах и позволяет избежать несовпадения результатов.

Представлены два примера исследований для работ по перекрытию водоносных горизонтов: газовой залежи и горизонтальной скважины с тяжелой нефтью. В газовой скважине пласт песчаника состоит из нескольких соединенных слоев, сильно различающихся по проницаемости для воды. Приток воды представлен сочетанием подтягивания конуса подошвенной воды и значительным канальным притоком от слоя высокой проницаемости. Обработка включала использование микрогеля и геля, что позволило создать барьер в слое высокой проницаемости и эффективно предотвратило подтягивание конуса подошвенной воды. Сравнение результатов обработки и моделирования показало их совпадение. Приток воды сократился в 4 раза.

Во втором примере рассматривается горизонтальная скважина длиной 400 м, дающая тяжелую нефть из пласта песчаника высокой проницаемости, имеющего активный нижний водоносный горизонт. Вследствие разнородности породы в разных точках повышение уровня воды происходило неравномерно, преимущественно в зонах высокой проницаемости. Обработка микрогелем позволила снизить приток воды, стимулируя нефтеотдачу зон низкой проницаемости. Фактические реальные результаты также соответствовали прогнозам моделирования, что позволило сократить приток воды в 2 раза и в 2 раза увеличить нефтеотдачу.

Представлены результаты использования полимеров для создания преграды притоку воды в системе из пяти горизонтальных скважин длиной по 1400 м, расстояние между ними 200 м. Пласт с высоковязкой нефтью (2000 мПа·с) сложен тонким (4 м), рыхлым высоконепроницаемым песчаником. Система состояла из двух нагнетательных и трех добывающих скважин. В моделировании использовалось упрощенное представление пластов со сплошными слоями и системы скважин. Система оказалась эффективной, добыча нефти увеличилась в 10 раз по сравнению с добычей до обработки.

## **Разработка методики выбора месторождений при обосновании применения методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Томской области**

*Е.Н. Иванов, Ю.М. Кононов (ОАО «ТомскНИПИнефть»),  
Р.В. Мухамадиев (ОАО «Газпромнефть – Муравленко»)*

В последние годы в связи с истощением запасов нефтяных месторождений возникла острая необходимость повышения нефтеотдачи и разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами. Ряд месторождений Западной Сибири характеризуется сложным строением и значительной долей остаточных запасов. Добыча на них может быть существенно повышена за счет не только традиционных, но инновационных методов воздействия на пласты. Задача планирования методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пласта неоднозначна и требует оптимизации технологий на каждом шаге реализации.

Выбор методов и анализ данных при обосновании МУН усложняется за счет неоднозначности критериев выбора. Чтобы приступить к математическому моделированию процесса МУН, желательнее проранжировать в первом приближении методы воздействия применительно к исследуемым коллекторам. Для облегчения оценки внедрения МУН была разработана матрица их применимости с возможностью вычисления коэффициента применимости и просмотра критериев. Методы, заложенные в программе, делятся на несколько групп:

- термические (ВПГ, закачка пара);
- гидродинамические (циклическая закачка, форсированный отбор жидкости, потокоотклоняющие технологии;
- газовые (ВГВ);
- термогазовое воздействие (метод, созданный на базе газовых и термических технологий).

Входными данными для матрицы является стандартный набор геолого-физической информации: тип резервуара, глубина залегания, пластовое давление, проницаемость, пористость, температура, вязкость и др. Некоторые из этих параметров определяются со значительной погрешностью, поэтому задание в матрице граничных значений происходит по нечеткой логике (Fuzzy Logic), подразумевающей для значений доверительный интервал. К примеру, если для термогазового метода считается, что вязкость должна быть менее 3 мПа·с, а вязкость нефти исследуемого пласта равна 4 мПа·с, то из-за небольшого отклонения оно не должно исключаться из оценки. Таким коллекторам присваивается более низкий коэффициент, если значение параметра не выходит за крайнее значение применимости. Данная оценка выполняется по функции убывания через простую математическую систему уравнений. После проверки программой всех входных значений рассчитывается суммарный коэффициент применимости для каждого метода и выносится на график «методы – коэффициенты». Коэффициент применимости может варьировать в диапазоне от -2 до 2 (-2 – метод не применим, 2 – метод наиболее эффективен). В итоге можно получить градацию методов по применимости к конкретным условиям коллекторов.

Данная методика подбора месторождений-кандидатов не уменьшает значимость математического моделирования, но удобна и может использоваться для оперативной оценки месторождений и пластов как перспективных для реализации МУН.

## **Выбор стратегии разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами на основе анализа неопределенностей**

*Л.М. Кадочникова, С.В. Шихов, А.В. Снохина, Н.В. Дергунов  
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

В условиях падающей добычи на основных месторождениях Западной Сибири немалый интерес представляют пласты с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, характеризующиеся низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и неvyдержанностью геологического строения. На Краснoленинском месторождении к числу таких объектов можно отнести отложения базального горизонта (БГ), обладающие высокими продуктивными характеристиками, но имеющие локальное, ограниченное распространение по площади.

Основной проблемой, возникающей до начала эксплуатационного бурения на пласт БГ, является не столько оценка ФЕС, сколько точность оконтуривания многочисленных залежей. В пределах Каменной площади месторождения распространение базальных отложений определено по данным сейсморазведки 3D и подтверждено разведочным бурением. Пласт БГ залегает на отложениях доюрского комплекса, продуктивные залежи разобцены выступами фундамента, маломощны.

Пробная эксплуатация осуществлялась без формирования системы ППД и чаще в зимний период. Периодичность эксплуатации пласта и отсутствие очага закачки были обусловлены удаленностью скважин от централизованной системы сбора и водоводов.

На данной стадии изученности пласта БГ выбор оптимального сценария разработки и оценка его экономической эффективности возможны лишь на многовариантной основе, учитывающей возможность изменения параметров в широком диапазоне. Одним из лучших инструментов, позволяющих выполнить многовариантную оценку дальнейшей разработки объекта, является гидродинамическое моделирование.

При построении гидродинамической модели отсутствие данных и некачественное проведение исследований компенсировались результатами других видов исследований, промышленными данными по скважинам, эмпирическими зависимостями. Проведение адаптации модели к истории разработки позволило сделать вывод о качественном воспроизведении процессов, происходящих в пласте.

В условиях низкой информативности исходной информации важным этапом изучения пласта является анализ чувствительности гидродинамической модели к входным параметрам, который проводился с помощью программы EnaBLE (ROXAR). Диапазон изменения параметров выбирался с учетом оценки по результатам адаптации модели к истории разработки, анализа лабораторных исследований.

На основе оценки неопределенностей по запасам выбраны наиболее уверенные зоны для ОПР. Вторым этапом выбора участка ОПР стало ранжирование отдельных зон пласта по индексу доходности (PI) проектных скважин. На выбранном участке проведены многовариантные расчеты в зависимости от изменения фильтрационных характеристик породы. Показано влияние неопределенности по проницаемости на динамику темпов отбора и, как следствие, на экономическую эффективность разработки объекта.

## **Изучение коллекторов в отложениях баженовской свиты: новые методики исследований и интерпретации скважинных данных**

*Г.А. Калмыков, Н.С. Балушкина (МГУ им.М.В.Ломоносова),  
Е.В. Гаврилова, Д.И. Ганичев,  
С.М. Роговцева (ОАО «НК «Роснефть»)*

Баженовская свита (БС) – уникальный природный объект, который отличается от обычных осадочных пород как по составу, так и по физическим свойствам и является литологическим и геофизическим репером. Она представлена преимущественно кремнистыми, обогащенными органическим веществом и микроэлементами породами, формирование которых происходило в условиях обедненных кислородом, или при полном его отсутствии, в спокойных гидродинамических обстановках, на обширных территориях. Эти отложения четко прослеживаются на каротажных диаграммах и сейсмических профилях благодаря уникальным физическим характеристикам: низкой плотности, высоким радиоактивности и электрическому сопротивлению.

Для залежей БС характерны приуроченность коллекторов к различным литотипам, сложная структура пустотного пространства, низкопористая слабопроницаемая нефтенасыщенная матрица, поликомпонентный состав коллекторов, малая эффективная толщина, отсутствие подстилающих и контурных вод, не выдержанное и слабо прогнозируемое по латерали распространение.

Для создания корректной петрофизической модели и методики интерпретации данных ГИС необходима настройка на данные исследований керна. Методика его изучения включает следующие взаимосвязанные блоки исследований. 1. Литологический блок: диагностика вещественного состава, типизация структуры, текстуры отложений, анализ цикличности и интерпретация условий формирования. Для этого используются детальное макроописание керна, поляризационная и растровая электронная микроскопия, рентгенофазовый анализ, рентгеновская микротомография. 2. Петрофизический блок. 3. Геохимический блок. 4. Изучение механических и упруго-прочностных свойств пород.

Результаты специального комплекса литолого-петрофизических исследований, проведенных на керне, готовят базу для создания интерпретационной модели расширенного комплекса ГИС на основе метрологических замеров: FMI, полномолнового акустического каротажа, СГК, ГТК-лп, ННК.

В работе обоснованы предлагаемый комплекс ГИС и расширенный комплекс литолого-петрофизических исследований. На примере нескольких месторождений рассмотрены подходы к выделению нефтеотдающих интервалов по расширенному комплексу ГИС. На основании классификации пород по литологическим признакам проведены расчленения разрезов скважин на петротипы, соответствующие литотипам. На основании литологических исследований выполнен анализ закономерностей строения разрезов пород БС. Следующим этапом работ был анализ результатов промыслово-геофизических исследований скважин совместно с анализом фотографий пород под ультрафиолетовой лампой. Исследования позволили установить, в каких интервалах разрезов и к каким лито-петротипам пород приурочены коллекторы. Построение межскважинных корреляций помогло в изучении распространения основных петротипов по площади месторождения. К каждому петротипу был предложен свой подход к его выделению по комплексу ГИС и оценке пористости слагающих его пород.

## **Оптимизация системы кустования скважин при разработке нефтегазовых месторождений с учетом технико-экономических показателей**

*М.Р. Каримов, Р.Ф. Шарипов, Л.А. Свечников,  
А.Р. Атнагулов (ООО «РН-УфаниПИНефть»),  
В.В. Салаяев, И.О. Пороло (ООО «СамараНИПИНефть»)*

Как правило, при выполнении проектов разработки месторождений и проектировании их обустройства решения по объединению скважин в группы (кустованию скважин) принимаются на основе нормативов по числу скважин на кустовой площадке и возможных максимальных отходов скважин от вертикали при бурении. Однако опыт эксплуатации месторождений с привлечением зарубежных специалистов показывает, что число скважин на кустовой площадке и отходы от вертикали могут отличаться от нормативных показателей, улучшая экономические показатели проекта.

В данной работе предлагается подходить индивидуально к выбору системы кустования скважин на месторождениях с учетом затрат на бурение, отсыпку кустовой площадки и капитальных вложений в наземное обустройство месторождения в целом. Основной целью работы является создание инструмента поиска оптимального кустования проектных скважин, который включает следующие блоки задач.

- Определение положения кустовых площадок и кустование с конкретным числом и составом скважин на кустовой площадке.
- Оценка протяженности линейных объектов обустройства.
- Построение профилей скважин в зависимости от размера кустовой площадки и схемы их размещения на этой площадке.
- Генерация различных вариантов системы кустования скважин.
- Выбор варианта системы кустования.

Выбор оптимального варианта осуществляется на основе решения оптимизационной задачи по минимизации суммарных затрат на проходку, отсыпку кустовых площадок и строительство линейных объектов.

Внедрение данного инструмента на этапе концептуального проектирования и заказа проектно-сметной документации позволит снизить капитальные вложения в обустройство новых площадей, даст возможность определить число скважин на кустовой площадке, повысит обоснованность принимаемых решений, сократит время подготовки концепции разработки месторождения.

Предлагаемый подход к индивидуальному выбору системы кустования скважин с учетом затрат на наземное обустройство был апробирован при выполнении интегрированных проектов разработки Приразломного месторождения и Лемпинской площади Салымского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Основным проектным решением было укрупнение кустов до 33 скважин, которое позволило ввести в рентабельную разработку группу скважин, не окупающих собственное наземное обустройство (строительство коммуникаций то точки врезки в коллектор) при начальном варианте раскустовки (не более 24 скважин с отходом не более 1800 м). Данное решение повысило NPV проекта разработки месторождений в среднем на 10 %.

## Методы анализа твердых частиц в пластовом флюиде

*Ю.А. Качуровский*  
(ЗАО «ЭПАК-Сервис»)

Для нормального движения продукции скважин от коллектора до перерабатывающего предприятия необходимо соблюдать условия, обеспечивающие предотвращение выпадения отложений асфальтенов, парафинов и гидратов или даже выделение растворенного газа. Гарантированное обеспечение потока - комбинированный процесс, который включает несколько методов отбора проб и лабораторного анализа, ориентированных на непрерывную, оптимальную добычу нефти/газа/воды и предотвращение любого осложнения, которое может возникнуть на пути от скважины до места переработки.

Принцип эффективного управления движением потока базируется в основном на получении и накоплении данных о потоке в режиме реального времени, чтобы предвидеть и минимизировать три главных процесса: образование пробок парафина, гидратов, осаждение асфальтенов в трубопроводах.

Исследование процесса отложения твердых частиц выполняется, как правило, несколькими методами, реализованными на различных установках. Такой подход требует длительного времени, и полученные результаты часто трудно сравнивать, так как условия проведения процесса бывают несопоставимыми. Для исследования процесса отложения твердых частиц наиболее эффективным является сочетание нескольких методов исследования условий выпадения твердых частиц. Такой подход позволяет сократить затраты времени на выполнение исследования и сопоставлять результаты исследований, выполненных различными методами при одинаковых условиях.

С этой целью была разработана установка для проведения исследований при пластовых условиях, температуре до 175°C и давлении до 1000 бар, включающая приборы, реализующие три различных метода:

- 1) система определения твердых частиц;
- 2) микроскоп высокого давления;
- 3) фильтр для органических твердых частиц.

Эти приборы взаимно дополняют друг друга и позволяют определять условия начала выпадения твердых частиц, следить за изменением их размера, а также исследовать морфологию кристаллов парафина и осадка асфальтенов в зависимости от температуры, давления, времени и действия химических добавок. Конструкция ячейки установки позволяет проводить одновременно исследование образца пластового флюида в одних и тех же условиях различными методами, что существенно сокращает время эксперимента. Исследования, выполненные с помощью этой установки, подтвердили ее высокую эффективность.

## Опыт моделирования трещиноватого карбонатного коллектора месторождения на стадии разведки

*В.А. Козинко (ЗАО «Арктикшельфнефтегаз»),  
Д.Ю. Шигапова, А.А. Антонов (ООО «Роксф Сервисиз»)*

В настоящее время доля вводимых в разработку месторождений со сложным геологическим строением, связанным преимущественно с трещиноватыми карбонатными коллекторами, постоянно возрастает. Дополнительную сложность вносит низкая изученность месторождений, обусловленная стадией разведочного бурения. В работе рассмотрены особенности гидродинамического моделирования таких объектов на примере месторождения Медыньское-море.

Коллекторами месторождения Медыньское-море являются карбонатные отложения с несколькими видами пустот: каверны, трещины, поры. Продуктивный пласт испытан в двух разведочных скважинах, что не позволило получить представление о пространственном распространении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). При этом известно, что определение проницаемости по керну в коллекторах с различной степенью трещиноватости и кавернозности весьма затруднительно. Методы, с помощью которых была определена проницаемость продуктивного пласта, не позволили получить реальные значения проницаемости породы, так как исследовалась только матрица породы, хотя основной вклад в фильтрационные потоки вносит проводящая система каверн-трещин. Как следствие, полученные значения проницаемости являются существенно заниженными, что также подтверждается гидродинамическими исследованиями.

Таким образом, вопрос о значениях эффективной, обусловленной трещиноватостью проницаемости, ее распределении и согласовании с результатами интерпретации ГДИС становится неоднозначным и актуальным для решения производственных задач. В работе рассмотрен пример моделирования пространственных распределений трещиноватости на основе данных о геологическом строении и последующего ее учета в гидродинамической модели.

Согласно литературным источникам формирование систем трещин обусловлено преимущественно двумя причинами: возникновением разрывных нарушений (разломы) и деформациями горных пород (искривление поверхности). Для расчета систем трещин и трещинной проницаемости были заданы тренды (индикаторы) пространственного распространения трещин и их геометрические характеристики. Затем создано два набора систем трещин: 1) определяемый индикаторами, рассчитанными по линиям разломов; 2) определяемый индикаторами кривизны. Индикаторы «расстояние от разломов» и «кривизны» задаются в качестве параметров пространственной плотности трещин, а параметры «азимут простирания разломов» и «направления максимального искривления» служат пространственными характеристиками направленности систем трещин.

Исходными данными для расчета системы трещин и трещинной проницаемости являются трехмерная сетка формата corner point, а также линии, отражающие положение разломов. Помимо перечисленных параметров систем трещин, указываются длина, раскрытость трещин, отклонение от заданных значений простирания, частично полученные по результатам интерпретации исследований пластовым микросканером (FMI). По смоделированному распределению трещин проведен расчет проницаемости с учетом результатов ГДИ по скважинам.

Представленный подход к моделированию трещиноватости не является единственно возможным, но в условиях ограниченного числа данных позволяет получить концепцию, необходимую для принятия решений.

## Живые гидродинамические модели

*Д.Е. Кондаков, А.В. Гладков (ЗАО «Центр технологий моделирования»),  
А.В. Юлдашев (Уфимский государственный  
авиационный технический университет),  
А.В. Барышников, В.В. Сидоренко, Ю.И. Тимохович,  
Д.М. Королев (ООО «Газпромнефть-Хантос»)*

Многие специалисты признают наличие разрыва между моделированием и управлением разработкой месторождений в режиме реального времени. Это обусловлено доступностью результатов моделирования только узкому кругу специалистов и быстрым устареванием моделей. Данные факторы приводят к тому, что время, необходимое для принятия решений специалистами и менеджментом компании, намного меньше времени, необходимого для создания и актуализации модели. Необходимость сокращения времени доступа и времени обновления моделей привело авторов к созданию концепции «Живая модель». Данный подход призван сократить разрыв между моделированием и управлением разработкой нефтегазовыми месторождениями.

При создании концепции «Живая модель» авторы руководствовались следующими целями:

- использовать модели как интерактивные методы обучения;
- сделать модели доступными всем, всегда и везде;
- создать механизмы актуализации и проведения мониторинга моделей.

Для реализации концепции «Живая модель» была разработана веб-система мониторинга моделей и анализа результатов гидродинамического моделирования. С помощью этого инструмента любой сотрудник компании с использованием только веб-браузера может:

- проанализировать динамику дебитов и давлений как по месторождению, так и по отдельным скважинам;
- построить карты давлений и распределения насыщенностей отдельных фаз и визуализировать линии тока;
- при помощи кросс-плотов («расчет/факт») оценить качество адаптации модели при воспроизведении истории разработки.
- создать и рассчитать простую модель за считанные секунды и проанализировать результаты моделирования.

Данная веб-система может являться составной частью корпоративного инженерно-информационного портала либо другой аналогичной системы, включающей мониторинг добычи. Тогда на основе динамических данных, которые автоматически поступают в корпоративную базу данных, существует возможность:

- сопоставлять прогнозные показатели моделей с фактическими данными по добыче.
- автоматически обновлять «Живые модели».

Другим важным аспектом интеграции моделирования и менеджмента (управления) является использование в режиме реального времени новых инженерных инструментов, позволяющих на основе информации из корпоративной базы данных проводить анализ процессов, происходящих в скважине в режиме, близком к режиму реального времени.

Взаимодействие веб-системы мониторинга моделей и анализа результатов гидродинамического моделирования с корпоративной базой данных и доступность моделей позволили заметно повысить влияние результатов моделирования на принятие решений в нефтегазовых компаниях, использующих данный подход.

Как интерактивный сервис «Живые модели» переводят процесс моделирования на качественно новый уровень, значительно увеличивая скорость прямых и обратных связей во всей системе управления разработкой месторождения.



## **Технология создания полномасштабных моделей больших месторождений на основе сопряженных секторных моделей (на примере пласта АВ1-5 Самотлорского месторождения)**

*С.В. Костюченко (ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)*

---

В настоящее время получили распространение полномасштабные и секторные модели. Полномасштабные модели хорошо зарекомендовали себя при решении следующих задач.

1. Прогноз разработки для составления проектных документов.
2. Локализация запасов и построение карт.
3. Анализ и управление заводнением.
4. Моделирование залежей с газовыми шапками.

Однако полномасштабные модели имеют ограничения по числу ячеек, поэтому для больших пластовых систем и крупных месторождений их создание затруднено или невозможно.

Секторные модели могут быть очень детальными и имеют меньшую размерность. Однако они нарушают целостность объекта моделирования, а некорректные краевые условия могут приводить к ошибкам моделирования. Другим недостатком использования секторных моделей является отсутствие преемственности с полномасштабными моделями.

Опыт создания моделей Самотлорского месторождения показал, что эти традиционные технологии не решают всех актуальных задач моделирования. Для их решения предложено создавать полномасштабные модели как системы сопряженных секторных моделей. При этом секторные модели должны быть сопряжены по полям пластовых давлений, потокам пластовых флюидов и насыщенностям. Такое сопряжение можно выполнить только итерационным путем.

Для этой цели создано прикладное программное обеспечение, в котором симулятор ECLIPSE используется как расчетный модуль, а контроль сшивки секторных моделей выполняется автоматически. Сопряжение секторных моделей осуществляется методом простых итераций. Применение этой технологии апробировано на моделях Верх-Тарского и Приобского месторождений.

Технология позволяет решать «нерешаемые» в настоящее время задачи:

- снимать ограничения на число и размер расчетных ячеек, размер месторождений;
- создавать полномасштабные модели на исходных сетках геологических моделей;
- комплексовать секторные и полные модели;
- обновлять большие модели по частям.

Расширяются возможности моделирования за счет:

- ускорения расчетов на кластерах в 30-50 раз;
- распараллеливания работы с полномасштабными моделями в проектной группе;
- применения в больших моделях модели двойной среды, «тепловых» и композиционных симуляторов, модели трещин ГРП и др.

Технология может быть масштабирована на Самотлорское, Красноленинское и другие большие месторождения.

Вместе с тем итерационные процессы сопряжения секторных моделей нуждаются в контроле скорости сходимости и ее увеличении.

## **Применение интеллектуальных моделирующих систем для повышения ресурсоэффективности процессов нефтепереработки на заводах «Роснефти»**

*А.В. Кравцов, Э.Д. Иванчина, Н.В. Чеканцев  
(Томский политехнический университет)*

Математическое моделирование многокомпонентных каталитических процессов нефтепереработки и нефтехимии является в настоящее время инновационным научным направлением совершенствования промышленных технологий, а также основой для формирования знаний современного специалиста-технолога. Математическая модель процесса разрабатывается на основе сочетания натурального и вычислительного экспериментов. При этом промышленная каталитическая система представлена как совокупность явлений и процессов разного масштабного уровня, т.е. реализуется иерархическая схема моделирования сложных процессов в химическом реакторе.

Определяющим фактором является формализация механизма протекающих реакций в условиях многокомпонентности исходного сырья путем сокращения его размерности через формирование псевдокомпонентов на основе учета реакционной способности исходных веществ, а также специфики применяемых катализаторов. При этом не должна теряться чувствительность к изменению индивидуального состава углеводородного сырья.

Такой подход позволяет учитывать непостоянство состава нефтяного сырья, характерное для рассматриваемых процессов, и проводить непрерывный мониторинг и прогнозирование работы промышленных установок риформинга с учетом изменения химического состава сырья и технологических режимов.

На основе этой методологии построены моделирующие системы для экспресс-тестирования существующих каталитических систем и выбора для конкретного НПЗ оптимального Pt-контакта из числа представленных на тендер марок импортных и отечественных разработок.

При этом, как правило, возникает обратная связь между научной разработкой и промышленной эксплуатацией. Например, при конкретной работе с НПЗ «Роснефти» были решены проблемы многофакторной оптимизации технологических режимов работающих установок; расчета оптимальной активности Pt-катализаторов как показателя сравнительного потенциала выбранного катализатора; математического моделирования и оптимизации конструкции каталитических реакторов. Информационные технологии и WEB-программирование в режиме реального времени позволяют преодолеть трудности внедрения этих разработок в промышленность. Интеллектуальные моделирующие системы на сервере с открытым входом через интернет позволяют оперативно получать рекомендации для работы установки в оптимальном режиме, содержат базу данных и базу знаний по установкам на различных НПЗ. Это дает возможность получать рекомендации в режиме реального времени, а также «проигрывать» варианты технологических режимов, что обеспечивает значительный экономический эффект.

## **Методы геометризации залежей УВ в глинистых толщах олигоцена Ставропольского края (на примере Ачикулакского месторождения)**

*Е.В. Кудин, С.Н.Королев (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»),  
А.А. Поляков, А.В. Гайдук (ОАО «НК «Роснефть»)*

---

В работе рассмотрены методические приемы геометризации залежей нефти в глинистых отложениях хадумской свиты олигоцена Восточного Ставрополья.

Особенность этих залежей состоит в том, что они приурочены к нетрадиционному типу коллектора – ариллитам, обогащенным органикой и сульфидами, отсутствует пространственная связь залежей с положительными формами структурного плана, нефтегазонасыщенность не определяется стандартными методами ГИС, часто не удается установить водонефтяной контакт. Поэтому термин «контур нефтегазонасыщенности» для хадумских залежей соответствует по существу понятию «граница разведанности».

Уникальность изучаемых объектов требует разработки новых способов уточнения геометрии залежей. По мнению авторов, одним из способов решения данной задачи может быть использование данных ГК, основанного на изучении естественной радиоактивности горных пород и, в частности, их минералогического состава и степени уплотненности.

Авторами проанализированы данные испытаний скважин и геофизические характеристики хадумской свиты Ачикулакского месторождения. В результате анализа было установлено, что притоки нефти получены в скважинах со средними значениями ГК от 13,7 до 19,1 мкР/ч. Не получены притоки жидкости при значениях ГК более 19,5 мкР/ч. Статистическая обработка информации показала, что граничное значение ГК, разделяющее неколлектор и коллектор, равно 19,4 мкР/ч.

Анализ построенных карт ГК дал возможность более уверенно подойти к обоснованию модели залежи нефти в хадумской свите Ачикулакского месторождения. По карте ГК установлено резкое изменение геофизических свойств хадумских отложений в центре площади и вдоль скв. 93, 5, 63, 97. Эти зоны имеют повышенное значение ГК (более 19-24 мкР/ч) и по результатам испытаний являются непродуктивными, что дает основание отождествить поле высоких значений ГК с зоной отсутствия коллекторов. Совместный анализ карт ГК и структурной карты кровли хадумской свиты позволил построить новую модель геологического строения залежей нефти Ачикулакского месторождения с выделением двух самостоятельных структурно-литологических залежей с водонефтяным контактом.

Рассмотренная методика может использоваться для подсчета запасов углеводородов в глинистых толщах олигоценых отложений и определения перспективных для проведения ГТМ скважин.

## Методика расчета капитальных затрат на строительство морских нефтедобывающих сооружений в Арктике

*М.А. Кузнецов, К.К. Севастьянова*  
(ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»)

Оценка затрат на разработку месторождений является одной из первоочередных задач инвестиционного анализа проектов разработки нефтегазовых месторождений. Для ее решения требуется значительный объем информации при условии большой неопределенности по вариантам освоения перспективных участков и прогнозу стоимостей основного оборудования для обустройства и строительства инфраструктуры.

Особую трудность представляет оценка капитальных затрат на строительство морских нефтедобывающих сооружений в Арктике. Особенности этого региона являются слабая изученность, неопределенность геологических ресурсов, суровые ледовые условия и отсутствие береговой инфраструктуры. Практически полное отсутствие аналогов в мире не позволяет использовать существующие программные комплексы для оценки капитальных вложений, так как все программы основаны на данных существующих проектов и требуют большого количества входной информации.

Целью данной работы является разработка методики оценки капитальных затрат на строительство нефтегазодобывающих сооружений в Арктике. Основываясь на небольшом объеме входных данных и собственных разработках, специалисты Института разработали статистические модели, позволяющие оценить капитальные затраты с погрешностью, допустимой согласно мировой практике для стадии концептуального проектирования. Для разработки модели были статистически выделены однородные группы месторождений, определены основные факторы, на которые можно ориентироваться при проведении экспресс-анализа, и построены регрессионные модели для различных регионов.

В рамках исследования построены укрупненные регрессионные модели зависимости стоимостей платформ гравитационного типа от их технологических характеристик. Для оснований платформ гравитационного типа разработаны две различные модели для субарктического и арктического регионов. Стоимость строительства сооружения рассчитывается как сумма произведений принятых удельных стоимостей составляющих материалов для региона на их массу. Для верхнего строения платформы разработана средняя модель для северных регионов. Все коэффициенты полученных уравнений статистически значимы, каждая модель описывает не менее 80 % дисперсии соответствующего изучаемого процесса. При этом ряд фактических данных для каждого региона отклоняется от средней модели на заданную величину. Данное отклонение является региональной составляющей, которая зависит от стоимости рабочей силы в регионе, длины транспортного плеча «завод – точка установки», стоимостных индексов в регионе, где построено верхнее строение.

Разработанная модель для оценки капитальных затрат на строительство нефтегазодобывающих сооружений в Арктике применялась при подготовке материалов к инвестиционному комитету компании по получению лицензий в Карском море, использовалась при разработке предложений в Правительство РФ касательно стимулирования геологоразведки и разработки месторождений на континентальном шельфе РФ. Предполагается использование модели при разработке декларации о намерениях (ДОН) по обустройству и освоению структуры Университетская Приноземельного участка 1 Карского моря.

## **Мониторинг разработки многопластовых объектов в скважинах с УЭЦН**

***В.В. Латтев, И.П. Бабушкин (НПФ «Геофизика»),  
С.В. Феофилактов (ИРЗ ТЭК)***

---

В ОАО «НПФ «Геофизика» совместно с Ижевским радиозаводом разработана и испытана технология, позволяющая в скважинах с УЭЦН получать в режиме реального времени геофизическую и гидродинамическую информацию о работе вскрытых пластов, а также технологическую информацию о работе УЭЦН. Система удаленного доступа дает возможность доставлять нефтегазовым компаниям эту информацию в пункты принятия оперативных решений и центры моделирования, мониторинга и управления разработкой месторождения. Для реализации технологии создан аппаратно-программный комплекс «Спрут», модификации которого позволяют проводить мониторинг в скважинах с УЭЦН, в том числе оборудованных системами ОРД.

Геофизическая и гидродинамическая информация непрерывно поступает из скважины как во время работы, так и при отключении УЭЦН. Это дает возможность проводить гидродинамические исследования пластов, меняя режим работы или отключая УЭЦН, гидродинамическое прослушивание и другие исследования. Для исключения риска потери информации в скважинных геофизических модулях предусмотрены запись и архивация всей передаваемой на поверхность информации в энергонезависимую память каждого геофизического модуля. Разработано программное обеспечение для обработки и интерпретации получаемой информации.

В работе рассматриваются результаты практического применения технологии в скважинах «Роснефти», «ЛУКОЙЛА», «ТНК-ВР», «Газпром нефти», «Удмуртнефти».

## **Усовершенствование гидродинамического моделирования на основе автоматизированного моделирования и анализа неопределенностей**

**В.Б. Леви**  
**(ООО «Газпромнефть НТЦ»)**

---

Неопределенности при моделировании разработки имеют существенное значение при принятии решений. С ними связана адаптация моделей к истории разработки. Было рассмотрено несколько видов неопределенностей, используемых при создании моделей. В статье показаны преимущества многовариантного моделирования, а также возможности определения и минимизации технологических рисков.

Достоверный прогноз технологических показателей при проектировании, анализе и мониторинге разработки нефтяных и газовых месторождений невозможен без качественной адаптации геолого-гидродинамической модели к фактической истории разработки. Достоверность решения также зависит от количества и качества исходной информации, что в свою очередь выражается в виде неопределенностей параметров, используемых при адаптации гидродинамических моделей.

Основным преимуществом использования программного обеспечения по автоматической адаптации геолого-гидродинамических моделей является возможность получения многовариантных и достоверных решений даже при высокой степени неопределенности исходной информации. Анализ разработки, проведенный на нескольких вариантах моделей, может дать адекватное представление о прогнозных показателях разработки.

Современные технологии автоматизированной адаптации геолого-гидродинамических моделей позволяют значительно усовершенствовать моделирование на основе глобального анализа имеющихся неопределенностей и поиска всевозможных решений.

Сочетание качественного геолого-промыслового анализа, оценки неопределенностей и их обоснованных пределов позволяют получить множество физических решений, которые могут помочь на всех этапах анализа и проектирования разработки.

## Управление качеством продуктов установки ГФУ-1 ОАО «АНХК» путем выбора оптимальных зон регулирования

*Д.А. Луканов, Л.К. Лубсандоржиева, В.А. Тыщенко, В.Ю. Синичкин  
(ОАО «Средневолжский научно-исследовательский институт  
по нефтепереработке»)*

Установка ГФУ-1, входящая в состав НПЗ ОАО «АНХК», работает по двухколонному варианту с получением пропановой, бутановой и пентановой фракций. Сырьем служит смесь предельных головок установок первичной перегонки нефти АВТ-6 и АТ ГК-3. Из-за меняющегося ассортимента продукции АВТ углеводородный состав сырья газофракционирования имеет склонность к колебаниям.

Устранить влияние состава сырья на качество пропановой и бутановой фракций можно при управлении режимом работы пропановой колонны по температурам контрольных тарелок. С использованием математической модели ректификационной колонны, построенной в ПК HYSYS PLANT, были определены зоны постоянных температур и концентраций, определяющих качество кубового и дистиллятного продуктов.

В результате проведенных математических исследований по установке ГФУ-1 НПЗ ОАО «АНХК» выявлено, что эффективное и оперативное управление разделением пропан-бутан-пентановой фракции в колонне К-1 при широко меняющемся составе сырья возможно, если изменить зоны контроля за процессом. Предложено следующее. Вместо температур верха и низа, как было в регламентной схеме, осуществлять управление в зонах контрольных тарелок: для качества дистиллята – 33-37 тарелок, для кубовой жидкости – 14-19 тарелок. Разность температур на смежных тарелках в зоне контроля не должна превышать 1 °С. Установить подачу питания на 21 или 25 тарелку. Для колонны К-2 оставить контроль за регулированием температур верха и низа колонны.

Рекомендации по управлению требуемыми нормативными характеристиками продуктов пропановой колонны были реализованы в ходе проведенных реконструкционных мероприятий и последующего фиксированного пробега на установке ГФУ-1 с получением следующих результатов:

- вследствие соблюдения температурного режима контрольных тарелок обеспечивается качество целевых продуктов, соответствующее регламентным нормам, при различных составах сырья;
- подтверждена роль температур в зонах контрольных тарелок, отвечающих за качество продуктов разделения, при этом температуры тарелок 37 и 35 позволяют регулировать качество пропановой фракции по содержанию в ней бутана, температура тарелки 16 – качество бутан-пентановой фракции по содержанию в ней пропана;
- соблюдение температурного режима контрольных тарелок обеспечивает получение дистиллятного и кубового продукта с массовым содержанием пропана в кубе К-1 не более 0,1 % и бутана в пропановой фракции не более 0,3 %;
- более высокая по сравнению с традиционной схемой управления информативность системы позволяет минимизировать потери качества продуктов.

## Создание модуля анализа работы ШГНУ в ПК RosPump

*Р.Ю. Мансафов, А.В. Алферов, А.А. Юдин  
(ООО «РН-УфаниПИНефть»)*

---

В докладе приводятся предварительные результаты разработки модуля анализа работы штанговых глубинных насосных установок (ШГНУ) с использованием модифицированных подходов математического моделирования их работы в скважине.

Качественный анализ работы погружного насосного оборудования и точная диагностика его состояния с помощью проведения своевременных профилактических мероприятий и оптимизации работы оборудования позволяют избежать преждевременных ремонтов скважин, что увеличивает межремонтный период их эксплуатации и снижает себестоимость добычи нефти.

Существующие программные продукты, позволяющие анализировать работу ШГНУ, к сожалению, не в полной мере отвечают всем требованиям, предъявляемым в компании к системам по поддержке принятия решений при работе с фондом ШГНУ.

Основной целью было создание программного модуля анализа работы ШГНУ в составе ПК RosPump. В задачи модуля входит определение количественных и качественных показателей работы оборудования, с наибольшей достоверностью отвечающих рекомендациям по изменению режима работы оборудования, а также по проведению профилактических мероприятий для предупреждения отказов оборудования.

К основным количественным показателям работы ШГНУ относится коэффициент подачи насоса. Для его расчета в ПК RosPump были модифицированы алгоритмы расчета утечек в плунжерной паре, удлинения штанговой колонны. В перспективе планируется проводить учет вязкости жидкости для точного расчета наполнения насоса через всасывающий клапан. На основе сопоставления расчетных нагрузок на полированный шток и фактической динамограммы разработан алгоритм вычисления параметров, по которым отсутствуют достоверные данные, в том числе, данные по влиянию сил граничного и вязкого трения.

Для качественной оценки состояния работы ШГНУ реализован алгоритм диагностики его работы по динамограмме, основанный на симбиозной методике, аккумулирующей различные подходы диагностики (сравнение с эталоном и анализ отклонений от теоретической динамограммы) и адаптированной к особенностям и условиям работы ШГНУ в ОАО «НК «Роснефть».



## Создание и внедрение системы автоматизированной диагностики MES-системы ОАО «АНХК»

*В.Ю. Мантуров (ОАО «АНХК»)*

MES-система (Manufacturing Execution System) – информационная и управляющая система производственной среды предприятия для оперативного управления производством и возведения моста между АСУ ТП и ERP-системой. Для создания единого информационного пространства, охватывающего всю производственную деятельность ОАО «АНХК», MES-система внедряется поэтапно в составе модулей:

- система технологического мониторинга;
- система диспетчеризации (СД);
- система ЛИМС;
- система расчета материального баланса;
- система анализа план-факт;
- система автоматизированной диагностики (САД).

В настоящее время актуальным является внедрение САД, которая позволит решить ряд задач, основные из которых: отслеживание полноты и периодичности ввода данных операторами в систему диспетчеризации; контроль работы MES-подсистем и инфраструктуры.

САД создается для сокращения времени восстановления компонентов MES при возникновении сбоев и обеспечения возможности проведения контроля. Решает задачи сбора, унификации, анализа и отображения информации о состоянии сети сбора и передачи данных, оборудования и программного обеспечения MES, подготовки отчетов о соблюдении регламентов ввода данных пользователя в систему диспетчеризации.

### *Функциональность САД.*

Сбор и сопоставление данных об истории работы компонентов и сервисов; инструмент анализа возможных причин возникновения сбоев в работе технических средств и оборудования при передаче данных, причин пропусков ввода данных операторами. Формирование детализированной отчетности.

### *Структура САД.*

Сбор данных в САД осуществляется через PI интерфейсы по стандартным протоколам обмена данными или специализированными интерфейсами, обеспечивающими надежную передачу данных в режиме реального времени. Для определения состояния объектов САД анализирует: основные параметры работы технических средств и оборудования сети сбора и передачи данных, параметры работы операционной системы и серверных служб, а также серверного программного обеспечения и факт ввода данных операторами в СД. Результаты диагностики доступны пользователям САД посредством мнемосхем и отчетов.

### *Программные продукты САД.*

Система выстраивается на базе ПО «IT-монитор» OSIsoft. Контролируется в режиме реального времени работа: PI-серверов, PI OPC интерфейсов сбора данных, PI-Collective – средство обеспечения высокой доступности данных. Контроль основных параметров технических средств должен быть организован с помощью мнемосхем и компонентов I-Admin.

### *Технические средства САД.*

Коммуникационное оборудование, серверы (аппаратная и программная часть), клиентские рабочие станции, средства электропитания, системное и прикладное ПО. Технические средства и ПО должны обладать возможностью дистанционного контроля ключевых показателей.

Развитие функций САД будет осуществляться по мере роста потребностей ее пользователей, обусловленного расширением производства и повышением уровня автоматизации предприятия.

## **Основные итоги и проблемы поисков нефти и газа в венд-кембрийских карбонатных породах юга Сибирской платформы (в пределах ЛУ ОАО «НК «Роснефть»)**

*Ю.В. Меркушкина, Д.И. Ганичев (ОАО «НК «Роснефть»),  
О.В. Постникова (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина),  
В. Исаева (ООО «РН-Эксплорейшн»)*

Исучаемые карбонатные коллекторы административно расположены на территории Иркутской области, в тектоническом плане приурочены к Непскому своду Непско-Ботуобинской антеклизы. Промышленная нефтеносность связана с вендскими, терригенно-карбонатными и нижнекембрийскими сульфатно-карбонатными отложениями. Основные продуктивные пласты на ЛУ ОАО «НК «Роснефть» представлены карбонатными породами осинского, усть-кутского, преображенского и ербогаченского горизонтов. В разрезе продуктивных пластов выделяется более восьми литотипов, таких как доломиты интракластовые, известняки биогермные, доломиты строматолитовые. Залежи нефти в основном литологически и тектонически экранированы.

Планомерное геолого-геофизическое изучение Непско-Ботуобинской антеклизы начато в середине XX века. За прошедшее время выделены перспективные участки, а продуктивность отложений доказана рядом открытых месторождений (Верхнечонское, Талаканское, Марковское, Даниловское и др.). Однако, несмотря на казалось бы положительные результаты, вопрос о перспективах нефтегазоносности и запасах УВ требует дополнительных исследований.

Длительная и сложная история геологического развития Сибирской платформы, связанная с обширным трапповым магматизмом, сменой палеогеографических условий, не могла не отразиться на строении природных резервуаров и структуре коллекторов. Это подтверждается результатами поисково-разведочного бурения. В прошлом столетии на иркутских ЛУ ОАО «НК «Роснефть» пробурено около 80 поисковых и разведочных скважин, и только 12 % из них при опробовании дали промышленный приток УВ (дебитом более 3 м<sup>3</sup>/сут). Возможно, это связано с отсутствием опыта изучения продуктивности низкоемких карбонатных коллекторов и соответствующих методик испытаний.

В настоящее время на иркутских ЛУ компанией пробурено шесть поисково-разведочных скважин. Однако даже при более совершенных технологиях бурения и опробования пластов результаты испытаний остаются неоднозначными. При освоении пористого осинского горизонта получили притоки воды с пленкой нефти, а испытания преображенского, усть-кутского горизонтов дали незначительный приток УВ, несмотря на наличие нефтенасыщенного керна и положительного заключения по ГИС. Возможные причины не очень удачных испытаний – засоленность, гидрофилизация коллектора, низкие ФЕС матрицы, отсутствие подвижной нефти и др.

Для решения этих проблем необходим комплексный подход к изучению данного типа отложений, условий их накопления и дальнейшего преобразования, исследованию влияния траппового магматизма и засоления на структуру порового пространства и ФЕС коллекторов.

В работе изложены основные результаты ГРП предыдущих лет, а также подходы к геологическому изучению древних карбонатных коллекторов юга Сибирской платформы, выполняемые в настоящее время с учетом современных методов литолого-петрографических исследований и накопленного опыта.

## **Облачные вычисления при моделировании сложных геологических объектов на примере порового пространства керна**

***В.В. Мизгулин, Р.М. Кадушиников  
(ООО «СИАМС»),  
И.В. Федорцов (СургутНИПИнефть)***

Применение информационных технологий при проектировании и мониторинге разработки месторождений давно не является инновацией, однако развитие рынка ИТ-решений столь стремительно, что не хватает времени на эффективное внедрение новых инструментов. В результате многие компании, участвующие в этом процессе, вынуждены использовать устаревшие с точки зрения платформы программные продукты. С другой стороны, новые технологичные решения не обладают достаточным функционалом для того, чтобы отказаться от тяжеловесных, инертных, но проверенных продуктов. Данная проблема характерна не только для нефтедобывающей отрасли. В такой ситуации оказались все предприятия, работающие со сложными системами, а следовательно, имеющие в своем составе научно-практические структуры.

При разработке месторождений особый интерес представляет моделирование в разных масштабах и аспектах. Эффективным подходом к проведению подобных расчетов являются облачные вычисления. Данный подход позволяет специалисту использовать необходимое программное и аппаратное обеспечение через веб-браузер или другое приложение, установленное на его ноутбуке, планшетном ПК или мобильном телефоне с помощью сети Интернет, спутниковой или сотовой связи. Таким образом, исключается территориальная привязка специалистов к дорогостоящему крупногабаритному оборудованию. Авторами предлагаются следующие технологические решения с использованием облачных вычислений и дистанционного доступа: моделирование микроструктуры керна, 3D реконструкция и анализ порового пространства керна, анализ изображений с микроскопа (виртуальная микроскопия).

Моделирование порового пространства керна осуществляется в несколько этапов. Сначала моделируются примитивы форм зерен, гранулометрического состава, текстуры горной породы. Затем каждому слою назначаются изображения, полученные с соответствующего шлифа для калибровки по пористости. Задаются коэффициенты заполнения порового пространства глинистым цементом. На последнем этапе указываются параметры физической модели, алгоритма калибровки и представления результатов. Для ввода данных предусмотрены специальные веб-интерфейсы с 3D-визуализаторами, таблицами, графиками и гистограммами, не требующие установки программного обеспечения. Расчеты проводятся на удаленном вычислительном кластере. Осуществлять контроль выполнения расчетов и просматривать результаты можно также через веб-браузер. В итоге формируется модельная пористая среда. Результаты вычисления представлены в файле с 3D изображением порового пространства в формате TOR (либо стека TIF-изображений), графика сходимости модели с изображениями шлифов по пористости и среднему размеру частиц, а также графика изменения пористости в выбранном направлении. Полученная модель используется для моделирования фильтрационных процессов в пористой среде.

Предлагаемые технологии облачных вычислений могут быть применены для оптимизации любых сложных процессов и вычислений, в том числе непосредственно для проектирования и мониторинга разработки месторождений.

## **Построение, внедрение и сопровождение информационной системы «Контроль и управление строительством скважин» в ОАО «НК «Роснефть»**

*А.К. Михайлов, И.В. Тихонов  
(ООО «РН-Информ»)*

С целью снижения капитальных вложений в создание качественного нефтегазодобывающего фонда скважин, формирования единого информационного пространства для контроля и управления процессами строительства скважин в ОАО «НК «Роснефть» была разработана корпоративная информационная система «Контроль и управление строительством скважин» (КиУСС).

ИС КиУСС обеспечивает достоверной информацией о процессах строительства скважин, проводимых работах, исследованиях и затратах для решения геологических и технологических задач все уровни управления ОАО «НК «Роснефть» (в первую очередь службу заказчика – ДБТиС, центр геологического сопровождения бурения скважин ОАО «НК «Роснефть» (ЦГСБС), проектно-инжиниринговый центр). Получаемая информация является достоверной, оперативной и регламентированной. Достоверность обеспечивается:

- автоматической регистрацией первичных данных с помощью программно-технических средств станции геолого-технологических исследований (ГТИ) и станции телеметрии (LWD\MWD);
- формированием представителем заказчика (супервайзером) непосредственно на объекте бурения суточного отчета в электронном виде, что формирует электронную базу данных дела скважины;
- автоматической доставкой информации на региональный и корпоративный уровни управления без участия обслуживающего персонала.

Основными элементами ИС КиУСС являются информационный блок «Удаленный мониторинг бурения» (УМБ), программные комплексы, обеспечивающие обработку поступающей из УМБ информации, и база данных строительства скважин как интегрирующее звено всех элементов информационной системы. Особое внимание в работе уделяется информационному блоку УМБ, так как функционирование программного комплекса в целом возможно только при наличии блока, обеспечивающего получение и незамедлительную доставку геологической, технологической и производственной информации с буровых площадок на региональные и корпоративные уровни управления. Внедрение ИС КиУСС снижает затраты на добычу нефти и газа за счет сокращения затрат на строительство скважин и оптимизации разработки месторождений.

В полной мере потенциал ИС КиУСС может быть реализован при ее использовании на всех скважинах, строящихся в компании. При этом в создаваемое единое информационное пространство должны быть вовлечены все дочерние нефтегазодобывающие общества и заинтересованные в строительстве скважин структурные подразделения компании. Поэтому в докладе рассматриваются работы, проведенные ООО «РН-Информ». Одной из главных задач является построение, внедрение и сопровождение ИС КиУСС в ОАО «НК «Роснефть». Приведены мероприятия по внедрению информационного блока ИС КиУСС – УМБ в опытно-промышленную эксплуатацию на ряде предприятий, а также дальнейшие планы по развитию и внедрению как ИС КиУСС в целом, так и ее отдельных информационных блоков.

## **Многомерный статистический контроль параметров качества продуктов нефтепереработки в режиме реального времени методом ближней инфракрасной спектроскопии**

*Л.А. Михалицын, И.В. Иванова  
(ООО «Брукер»)*

Себестоимость выпускаемых бензина и дизеля зависит от эффективности производства, что обуславливает постоянно возрастающую потребность в надежных средствах контроля продукта на всех стадиях нефтепереработки. Оценка качества нефтепродуктов на нефтеперерабатывающих заводах осуществляется стандартными лабораторными методами по показателям физико-химических свойств, нормируемых соответствующими документами (ГОСТ, ТУ и др.). Современный подход к моделированию многомерных процессов, основанный на применении проекционных методов анализа, обеспечивает наблюдение за производственными процессами в режиме реального времени и является более эффективной альтернативой классическому статистическому контролю процессов, позволяя отслеживать не только изменения определенных параметров, но и их взаимосвязь.

Целью работы является создание хемометрических моделей количественного анализа на основе большого массива спектральных и референтных данных для внедрения в систему мониторинга в режиме реального времени на основе спектрального метода в ближней инфракрасной области. Методом БИК-спектроскопии авторами был проведен анализ товарных бензинов и других нефтепродуктов для симулированного контроля этих параметров в процессах нефтепереработки. Сегодня при разработке калибровочных моделей для определения показателей качества на основании данных БИК-спектроскопии наибольшее распространение получили методы факторного анализа, главные из которых PCR (Principal Component Regression) и PLS (Projection of Latent Structures).

Основной задачей работы является построение калибровочных моделей на основе многомерного хемометрического анализа по семи входящим потокам (12 параметров в каждом потоке – октановое число, фракционный состав, содержание бензола и др.) и трем потокам готовой продукции (10 параметров в каждом потоке) станции смешения бензинов. Проведен подбор условий регистрации спектров. Создан и оптимизирован метод количественного анализа QUANT II. Внесены спектральная информация и референтные значения в QUANT II. Подобраны спектральный диапазон и варианты предварительной обработки. Оптимизированы методы и построены калибровочные модели, проведены внутренняя и внешняя валидация метода количественного анализа, опробована его на независимых образцах. Оценены погрешность и воспроизводимость метода.

При приготовлении качественных бензинов очень важно своевременно располагать точной информацией о показателях качества входных и результирующих потоков, характеризующих эксплуатационные свойства товарных бензинов. Сокращение превышения ОЧ над нормируемым (минимизация продукции quality give away), экономное расходование дорогостоящих присадок (МТБЭ, ТЭС), рациональное использование других компонентов товарных бензинов при их приготовлении, эффективное ведение процесса дают экономии в десятки миллионов долларов в год.

Результаты проведенных измерений и исследований являются основой для практического использования метода на одном из нефтеперерабатывающих заводов «Роснефти».

## **Анализ устойчивости систем разработки к неопределенностям геологического характера**

*А.А. Мурыжников, Р.А. Насибуллин, М.Р. Салихов  
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

В настоящее время принятие решений осуществляется на основании данных численного моделирования, выполняемого в различных гидродинамических пакетах. При этом гидродинамические модели строятся, как правило, в рамках выполнения проектных документов и ТЭО КИН, и заложенные в них геологические условия, утвержденные для подсчета запасов, принимаются как данность. Однако в численном значении многих из этих параметров велика доля неопределенности, обусловленная как погрешностями измерений, так и субъективным фактором, проявляющимся при интерпретации данных измерений. При принятии конкретных решений о выполнении различных ГТМ оцениваются неопределенности технологического характера, в то время как неопределенности геологического характера оказывают значительно большее влияние на результаты проводимых мероприятий.

Однако вследствие сложности и трудоемкости процесса, а также длительности гидродинамических расчетов пользователи достаточно редко прибегают к оценке неопределенности этапов моделирования. Между тем во многих работах показано, что оценка неопределенности позволяет принимать оптимальные решения: от локальных задач по бурению горизонтальных скважин до выбора общей стратегии разработки месторождения. Снижение степени непосредственного участия человека в формировании многовариантных расчетов и результатов позволяет специалисту сосредоточиться на поставленной задаче, а также более эффективно использовать машинное время.

Анализ неопределенности результатов петрофизического моделирования позволил получить максимум информации для дальнейшего планирования разработки месторождения. На основе информации по скважинным данным была построена геологическая модель месторождения, разбуренного 29 поисково-разведочными и добывающими скважинами. Набор неопределенностей геологического и технологического характера был оценен при помощи геолого-гидродинамического моделирования. При этом проведены большое число расчетов и предварительный отсев результатов согласно критериям адаптации гидродинамической модели. По моделям, удовлетворяющим данным критериям, было выполнено сравнение различных систем разработки. Результаты анализа показали, что система разработки, основанная на разбуривании залежи единичными горизонтальными скважинами, позволяла достигнуть высокой экономической эффективности с большой вероятностью, однако вероятность достижения приемлемого уровня выработки извлекаемых запасов была невелика. Разбуривание пятиточечными и семиточечными сетками скважин позволяло с высокой вероятностью достигнуть утвержденных значений КИН, но по большинству расчетов было убыточным.

На основании анализа наиболее вероятного сосредоточения невыработанных подвижных запасов в варианте разбуривания системой горизонтальных стволов был сформирован комбинированный вариант, предусматривавший довыработку данных остаточных запасов сеткой наклонно направленных скважин. Данный вариант позволил добиться как приемлемой вероятности экономической эффективности разработки, так и значительной вероятности достижения утвержденных значений КИН.

## Сейсморазведка 3D. Технологии вчера и сегодня

*А.З. Недоступов, Т.Р. Шарафутдинов  
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)*

Развитие технологий для поиска, разведки и разработки месторождений нефти и газа сопровождается «информационным взрывом». От двухмерных представлений нефтегазовых объектов осуществлен переход к трехмерным математическим компьютерным моделям, а изучение процессов фильтрации в пластах добавило четвертое измерение – время. Наряду с появлением совершенствующихся полевых систем развиваются системы обработки данных сейсморазведки. Первые полевые сейсморазведочные работы 3D проводило ОАО «Тюменнефтегеофизика» в 1994-1995 гг. Следующие работы 3D, позволяющие получить наиболее качественные материалы, начали выполняться с 2006 г. (ТНГФ СП2/2005-06, ХМГ СП11,71/2006-2007, ХМГ СП11,71/2007-08, ХМГ СП07/2007-08, 2008-09, ХМГ СП88/2008-09, ХМГ СП88,70/2009, ХМГ СП88/2009-10, ХМГ СП70/2009-10).

В данной работе приводится обзор методик обработки данных сейсморазведки разных годов (1994-1995 и 2006-2010 гг.), примененных в пределах лицензионного участка Приобского месторождения на территории деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз». Есть отличия в некоторых процедурах обработки, что может повлиять на решение тонких задач динамической интерпретации. Особое внимание следует обратить на процедуру учета искажающего влияния верхней части разреза. В прошлых работах было опробовано три различных способа корректирующих поправок за ВЧР:

1) метод фильтрации аномалий – сглаживание поверхности изохрон верхнего отражающего горизонта  $C_1$  оптимальным фильтром;

2) учет влияния ВЧР с использованием скоростей  $v_{огт}$  и значений  $T_0$  по горизонту Г;

3) расчет поправок за ВЧР по первым вступлениям преломленных волн.

Минимальная средняя квадратическая ошибка отклонений глубин от отметок кровли сеномана была получена с использованием скоростей  $v_{огт}$ , поэтому логично было продолжать расчет поправок этим же способом.

Особое внимание при обработке последних данных было уделено подбору параметров деконволюции, миграции. Удалось почти избавиться от помех в виде «улыбок» миграции. Для выбора параметров миграции до суммирования проводился ряд тестов. Выбирались операторы: максимальное ограничение наклона оператора миграции, пространственная апертура миграции. Было отмечено, что применение кинематической поправки неэллиптической смещенной гиперболы дает лучший результат по сравнению с использованием гиперболических кинематических поправок второго порядка.

## Современная геологическая модель Печорского шельфа на основе переинтерпретации данных сейсморазведки 2D

*В.А. Никишин, Ю.В. Рейдик, Б.И. Ихсанов,  
В.В. Обметко, Н.А. Мальшев (ОАО «НК»Роснефть)»*

Целью настоящей работы является построение современной геологической модели Печорского шельфа. Для выполнения данной работы использовалась региональная сеть сейсмических профилей в объеме 8000 км, из которых около 4000 км было переобработано. В работе использовались весь доступный геолого-геофизический материал по скважинам в акватории и предшествующие наработки по северной части Тимано-Печорской провинции (ТПП).

В Приновоземельской впадине перед Вашуткинско-Талотинской зоной надвигов (ВТЗН) прослеживается еще одна менее амплитудная взбросо-надвиговая зона, которая также образовалась в результате срывов по некомпетентным толщам, приуроченным к верхнепермским и, возможно, ордовико-силурийским глинистым разностям. Время основных деформаций приходится на интервал с конца раннего триаса до ранней юры, а участками – к рубежу юры – мела. В плане фронт надвигов простирается субпараллельно ВТЗН. К ним приурочены крупные структурные ловушки.

В пределах акваториального продолжения Печоро-Колвинского авлакогена отмечается затухание амплитуд инверсионных валов в северном направлении. Поэтому здесь не выявлено крупных положительных структур. В то же время перспективы нефтегазоносности связаны с зонами развития литолого-стратиграфических ловушек в терригенных образованиях среднедевонско-нижнефранского комплекса, развитых вдоль Шапкино-Юрьяхинского и Колвинского валов. В южной акваториальной части авлакогена перспективы могут быть связаны с обособленными блоками ордовико-силурийских карбонатных отложений, подвергшихся, видимо, гипергенным изменениям.

Авторами прослежено акваториальное продолжение зоны выходов силурийских и нижнедевонских отложений под нижнефранский региональный флюидоупор, к которым на суше приурочены крупные залежи нефти месторождений А. Титова и Р. Требса. Эта зона в акватории продолжается в северо-западном направлении и проходит через структуры Мадачагская, Паханчская и Русская.

Проведенный сейсмо-фациальный анализ позволил существенно уточнить строение доманиково-турнейского и нижнепермского комплексов, выделить участки развития карбонатных построек и депрессионные фации. Карбонатные постройки доманиково-турнейского комплекса приурочены к северному склону Большеземельского свода, Русскому поднятию, Долгинскому и Папанинскому валам в окружении относительно глубоководных отложений. Нижнепермские карбонатные постройки приурочены к бортовым частям валов, что хорошо подтверждается развитием улучшенных коллекторских свойств на прогнозной карте фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), построенной на основе СВАН-анализа для нижнепермского карбонатного комплекса.

В пермско-триасовом терригенном комплексе акватории прослеживаются клиноформенные, клиновидные и аккумулятивные образования. Толщины и глубины залегания комплекса увеличиваются в северном направлении и на широте о. Колгуев достигают главной зоны нефтегенерации.

В результате проведенных работ выполнена вероятностная оценка ресурсов с учетом бассейнового моделирования, охарактеризованы основные поисковые объекты, а также ранжированы перспективные участки и определены приоритетные направления и виды геолого-разведочных работ для детализации геологической модели акватории Печорского моря.



## **Повышение точности оценки продуктивности пласта при помощи учета статистических данных о его свойствах**

*Д.М. Оленчиков, А.Е. Сапожников, Н.А. Штин, Д.С. Чебкасов  
(ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»)*

Необходимость прогнозирования продуктивности скважин возникает при планировании бурения и переходе на другой горизонт. При этом, кроме данных о работе месторождений-аналогов, практически единственным источником информации являются результаты интерпретации ГИС, в частности, пористость. Обычно пористость пересчитывается в проницаемость по результатам лабораторных исследований керна. При этом корреляция между этими параметрами, как правило, очень слабая (особенно для карбонатных коллекторов).

Другой причиной низкой точности прогноза является неоднородность свойств пласта. Пористость, определенная по данным ГИС, является локальным свойством и характеризует пласт лишь вблизи скважины. Продуктивность же является свойством «ячейки» межскважинного пространства (макросвойством). Таким образом, продуктивность скважины должна определяться с учетом не только пористости вблизи скважины, но и статистических закономерностей неоднородности свойств пласта в межскважинном пространстве.

В работе предложен подход, основанный на анализе серии тестовых гидродинамических моделей, в которых пористость в ячейках распределяется случайным образом в соответствии со статистическим распределением, полученным при исследовании керна или по ГИС. Проницаемость вычисляется также с помощью зависимости, установленной для керна. Для каждой гидродинамической модели выполняется расчет, по результатам которого определяется продуктивность скважины. По результатам серии (несколько десятков или сотен) расчетов получают статистическую зависимость продуктивности скважины от пористости с учетом неоднородности свойств пласта («макрозависимость»).

По результатам апробации предложенного подхода сделаны следующие выводы:

- макрозависимость продуктивности от пористости более соответствует фактическим данным эксплуатации объектов разработки, чем зависимость, полученная по керну;
- макрозависимость продуктивности от пористости линейная (независимо от вида петрофизической зависимости);
- при выборе размерности тестовых гидродинамических моделей необходимо учитывать степень неоднородности свойств пласта.

## **Перспективы применения технологии радиального вскрытия пласта для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти пласта 1БП11 Вынгаяхинского месторождения**

*И.А. Петров, М.А. Азаматов (ОАО «Газпромнефть–Ноябрьскнефтегаз»),  
К.С. Григорьев, В.В. Корябкин (ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

Технология радиального вскрытия пласта, начиная с момента первого применения в России в 2002 г., зарекомендовала себя как одна из надежных технологий интенсификации притока в условиях трещиноватых коллекторов. Однако данная технология не получила широкого применения для месторождений нефти с терригенными коллекторами, к которым относится большинство месторождений Западной Сибири. Вследствие того, что физические аспекты этой технологии не накладывают никаких ограничений на природу коллекторов, а также из-за нехватки информации о причинах низкой эффективности ее применения в терригенных коллекторах, вопрос о целесообразности радиального вскрытия пластов в условиях месторождений Западной Сибири остается открытым.

Целью данной работы являлась оценка перспектив применения технологии радиального вскрытия пласта для вовлечения в разработку остаточных запасов пласта 1БП11 Вынгаяхинского месторождения. Выбор месторождения обусловлен тем, что текущая система разработки не позволяет достичь проектных показателей по выработке запасов нефти с применением лишь ранее опробованных и используемых методов интенсификации добычи нефти и требует нового подхода.

Авторами выполнена работа по созданию секторной модели участка залежи, характеризующейся низким текущим коэффициентом извлечения нефти и высокими остаточными запасами. Кроме того, традиционные методы интенсификации добычи нефти не дали положительных результатов из-за сложных геологических условий, таких как анизотропия проницаемости по толщине пласта, наличие нижележащего водоносного пласта и отсутствие мощных глинистых перемычек. Выработка запасов нефти на выбранном участке происходила в основном из кровли коллектора, характеризующейся лучшими фильтрационно-емкостными свойствами, что подтверждают многочисленные промыслово-геофизические исследования добывающих и нагнетательных скважин. Таким образом, значительная часть запасов подошвенной части пласта на текущий момент не вовлечена в разработку.

После адаптации секторной модели к истории разработки был проведен расчет прогнозных показателей разработки после интенсификации притока методом радиального вскрытия для скважин, характеризующихся низкими накопленными отборами нефти. Моделирование каналов радиального вскрытия выполнялось путем задания радиально расходящихся от основного ствола горизонтальных участков диаметром 5 см, что соответствует фактическому диаметру канала в скважинах с радиальным вскрытием. Для повышения точности гидродинамических расчетов в районе каналов было проведено локальное измельчение сетки.

Полученные результаты показывают перспективность применения технологии радиального вскрытия пласта для вовлечения в разработку остаточных запасов подошвы нефтенасыщенного коллектора. Так, накопленная дополнительная добыча нефти на скважину за 5 лет согласно прогнозным расчетам составляет 12 тыс. т. Наилучшие результаты достигаются в совокупности с применением технологии выравнивания профиля приемистости в соседних нагнетательных скважинах. По данным выполненного анализа в 2012 г. планируются опытно-промышленные работы.

## Анализ погрешностей сейсморазведочных работ при оценке ресурсов

*Е.И. Петров, Н.В. Амелин (ООО «Деко-Геосистем»),  
И.В. Амбросимов (ООО «Деко-Геофизика»)*

Новые стандарты качества геолого-разведочной информации относятся ко всем этапам геолого-разведочного цикла и определяются прежде всего используемыми технологиями на каждом его этапе, а также взаимным влиянием предыдущего этапа на последующие и в целом на качество работ. Одними из основных характеристик качества этапа геолого-разведочного цикла являются: стоимость этапа, продолжительность этапа, качество данных, ограничения и влияние на последующие этапы.

По результату анализа опыта выполнения геолого-разведочных работ, стоимость и продолжительность геолого-разведочного цикла иногда сокращается благодаря повышению качества, уменьшению числа методов разведки, применяемых для решения геологических задач, и числа организуемых партий. В процессе анализа выявляются возможности порведения геолого-разведочных работ с учетом конкретных условий месторождения.

Анализ затрат времени на выполнение этих работ и получение результатов начинают с формулировки показателей в рамках стратегии геолого-разведочных работ, определения продолжительности геолого-разведочных циклов, доли рабочего времени в общем календарном времени, необходимого для выполнения всех видов работ геолого-разведочного цикла, и времени перерывов в работах. Так как для решения той или иной геологической задачи требуется выполнение целого комплекса работ, на продолжительность геолого-разведочного цикла особенно большое влияние оказывает форма организации как геолого-разведочного, так и производственных процессов. Поэтому особое внимание при анализе следует уделять оценке этих форм организации работ, а также разработке мероприятий по их совершенствованию, так как от форм организации процессов зависят продолжительность и структура геолого-разведочных циклов.

На формирование геолого-разведочных циклов и их качество отрицательно влияют факторы, связанные с постановкой задачи и действующие в перерывах технологической цепочки. Большое значение имеют также междуметодные и внутриметодные пробелы.

Предлагаемая разработка на основе данных анализа мероприятий, направленных на полное устранение или по крайней мере сокращение полных перерывов и перерывов между методами разведки и видами работ, входящими в геологоразведочный цикл, имеет важное значение для формирования его рациональной структуры, получения качественных данных, продолжительности и уменьшения объема материальных средств, используемых при проведении геолого-разведочных работ.

## **Применение искусственных нейронных сетей в процессе создания гидродинамической модели**

***В.Н Полторанин  
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)***

---

В процессе создания и адаптации гидродинамической модели возникают ситуации, при которых данные, необходимые для загрузки и построения модели, искажены или отсутствуют. Критерием корректности модели является результат настройки на исторические показатели (HistoryMatching). Данная процедура занимает от 40 до 60 % времени, необходимого для построения модели. Уменьшение времени адаптации и повышение качества настройки – действия, которые необходимо оптимизировать. Для достижения этого можно использовать такой математический аппарат, как «искусственные нейронные сети» (ИНС), в частности, возможность их интерполяции в  $n$ -мерном пространстве.

Основная идея заключается в поиске наилучших значений свойств модели, при которых будет минимизироваться ошибка. Поиск выполняется не последовательно для каждого параметра, а одновременно для нескольких параметров.

Предложенная работа посвящена созданию программного продукта, позволяющего оптимизировать процесс адаптации гидродинамической модели. В результате ее настройки может выполняться модификация как геологических полей, так и PVT свойств, кривых ОФП и параметров скважин. Число подбираемых параметров напрямую зависит от компьютерных ресурсов.

## **Имплицит метод и потенциально-гравитационный метод моделирования фильтрационных процессов разработки высоковязких нефтегазовых месторождений**

***В.И. Потков, И.Г. Хамитов, В.П. Шакишин, В.В. Саляев, Д.А. Криков,  
О.А. Некителова, П.А. Маньшин (ООО «СамараНИПИнефть»)***

Освоение месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, особенно с высоковязкими нефтями и битумами, требует особого подхода к методике моделирования фильтрационных процессов с учетом особенностей геологического строения пластов и структуры их порового пространства, которые наиболее значительно влияют на конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) и темпы отбора извлекаемых запасов (ТОИЗ).

Для повышения КИН и ТОИЗ необходимо приблизить закон течения высоковязких нефтей к закону течения ньютоновских жидкостей, чтобы уменьшить энергетические потери на начало движения и увеличить скорость течения в зоне «Ньютона – Дарси». Частично это достигается с помощью тепловых методов, например, с помощью парогравитационного дренажа (SAGD).

Для оценки влияния SAGD на разработку высоковязких нефтей требуется создание методики расчета парогравитационных режимов разработки. Пароводонефтяное вытеснение SAGD невозможно смоделировать без учета гравитационных и капиллярных эффектов. При моделировании этой технологии необходимо учитывать дополнительные гидродинамические граничные эффекты поровой среды (предельные капиллярные и гравитационные числа, эффект осмоса), которые формируют фронт вытеснения. Актуальность задачи особенно возрастает вследствие высокой чувствительности этого метода к вертикальной и латеральной неоднородностям и формированию устойчивых границ раздела между компонентами фильтрации (пар, вода, нефть).

В 70-х годах XX века в научных публикациях по интерпретации КВД и решениям диффузионных задач Фика была поднята проблема учета в параболических уравнениях фильтрации, диффузии и теплопроводности дополнительных специфических вязкоупругих релаксационных слагаемых, помогающих адекватно описывать наблюдаемые в экспериментах и на практике процессы распространения давления и фильтрации. Такие модели (А.Х. Мирзаджанзаде, Ю.П. Желтов) содержали время релаксации по давлению либо (модель Ю.М. Молоковича) время запаздывания по скорости и давлению.

Предлагается новый потенциально-энергетический метод модификации относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для моделирования подобных граничных эффектов, который позволяет без проведения дополнительных физико-химических, геологических и гидродинамических исследований более полно описывать капиллярные, гравитационные и электромагнитные эффекты, возникающие при учете структурной неоднородности пласта, топологии их порового пространства, преодолении разломов и других нарушений. Дополнительная имплицит итерация с учетом потенциально-энергетического взаимодействия флюидов с поверхностью пор, границами фаз на основе итерационно уточненных ОФП способствует численному решению задачи: определению скоростных полей при энергетическом учете капиллярно-гравитационного потенциала пластовых флюидов и системы нефть – закачиваемый агент.

## **Оценка продуктивности скважин в неоднородных пластах на основе статистических характеристик коллекторов**

*А.П. Рошкетаяев, А.В. Якасов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),  
В.А. Краснов, Т.Р. Мусабиоров (ОАО «НК «Роснефть»)*

Важной особенностью пластов, не однородных как по вертикали, так и по латерали, является более низкая продуктивность скважины по сравнению с ее значением, полученным по усредненной по вертикали проницаемости в скважине. Кроме того, иногда по данным гидродинамических исследований в скважинах таких пластов наблюдается отрицательное значение скин-фактора, несмотря на то, что скважина не была стимулирована. Скважины, вскрывающие подобный пласт, после пуска имеют более продолжительные и значительные снижения дебитов до выхода на установившейся режим (в случае заводнения) по сравнению со скважинами в однородных и слоисто-неоднородных пластах. Использование арифметического усреднения проницаемости по вертикали в таком случае неприемлемо, так как приводит к существенным ошибкам в прогнозе дебита на установившемся режиме.

В работе предложен метод определения эффективной межскважинной проницаемости и скин-фактора скважины в неоднородном пласте в зависимости от статистической информации о неоднородности проницаемости (среднее значение, дисперсия и радиус корреляции) и расстояния между скважинами. Для практических вычислений предложена простая зависимость, построенная на основе обобщения результатов численных экспериментов, выполненных на гидродинамических моделях типовых пластов с различными характеристиками неоднородности и межскважинными расстояниями. Фильтрационно-емкостные свойства в моделях задавались с использованием стохастического моделирования. При этом создавалось несколько случайных реализаций с целью получения усредненных результатов. Для определения проницаемости и скин-фактора применялись традиционные методы, базирующиеся на исследованиях неустановившегося режима фильтрации флюидов в пласте – на основе анализа кривой восстановления давления (КВД) после закрытия скважины.

Анализ результатов численных экспериментов показал, что увеличение дисперсии при любых радиусах корреляций снижает проницаемость по отношению к ее среднему арифметическому значению и, напротив, увеличение радиусов вариограмм уменьшает влияние вариации проницаемости на ее эффективное значение. Показано также, что продуктивность скважин в предельно неоднородном некоррелируемом по проницаемости пласте существенно уменьшается по отношению к однородному или полностью слоистому пласту даже в случае равенства средних по вертикали значений. Экспериментально и теоретически полученные зависимости эффективной проницаемости от дисперсии некоррелируемого поля показали хорошее соответствие. В целом численные эксперименты подтвердили наблюдаемые на практике особенности (отрицательный скин-фактор, заниженные значения эффективной проницаемости).

Новый метод позволяет повысить точность оценки дебита скважин, длительности и величины его снижения после пуска скважины до выхода на установившийся режим при заводнении.

## Оценка продуктивности коллекторов способом статистической корреляции лабораторных данных

**Я.Х. Саитгалеев**  
(ООО «КозалымНИПИнефть»)

В данной работе на основе разработки новых методических приемов комплексной интерпретации гранулометрических, рентгеноспектральных и других лабораторных данных показана возможность повышения результативности нефтегазописковых работ. Аналитический материал представлен результатами изучения керна по скв. 2020 Пяяхинского месторождения. Исследовано 265,40 м разреза (выход керна 245,64 м), представленного песчано-глинистыми отложениями. Месторождение приурочено к субширотной ориентированной положительной структуре I порядка, расположенной в пределах Надым-Тазовской синеклизы. В административном плане находится на территории ЯНАО.

В предлагаемой методике вводятся понятия: главные и второстепенные элементы – перечень параметров химического состава пород представлен в виде суммы главных и второстепенных элементов; литогеохимический индекс – параметр, который характеризует физико-химическое состояние пород. Для всех разновидностей песчано-глинистых пород данного разреза величина литогеохимического индекса изменяется от 1 до 10,2. В диапазоне литогеохимического индекса от 1,0 до 1,9 группируются нефтегазонасыщенные образцы коллекторов. В диапазоне литогеохимического индекса от 2,0 до 2,9 группируются нефтегазородосодержащие образцы коллекторов. В целом при увеличении литогеохимического индекса возрастают значения удельного электрического сопротивления для 100 % насыщенных образцов, и, наоборот, уменьшаются значения эффективной пористости и проницаемости (соответственно наблюдается уменьшение нефтегазонасыщенности).

Необходимо отметить, что при увеличении литогеохимического индекса от 3 до 7 исследуемые образцы пород по физико-химическому состоянию классифицируются как чисто водонасыщенные, а при литогеохимическом индексе больше 7 можно уверенно констатировать процесс превращения коллекторов во флюидоупоры. Литогеохимический индекс пород постепенно увеличивается в направлении УВ – УВ+вода – вода – неколлектор.

Таким образом, способом статистической корреляции лабораторных данных выявлены шесть новых продуктивных интервалов, которые могут представлять практический интерес для разработчиков. Из них наиболее перспективными (по насыщенности УВ и толщине прослоев) являются второй, третий и пятый прослой: ПК19 (2205-2208 м), БУ4 (2658-2665 м), БУ18-1 (3261,5 – 3268,5 м).

## **Вариационная постановка и конечно-элементный подход к решению задачи о притоке жидкости к скважинам сложной геометрии**

*Д.А. Самоловов*  
(ЗАО «Тюменский институт нефти и газа»)

Целью работы являются разработка наиболее общего подхода к проектированию скважин сложной геометрии и создание программного комплекса, реализующего данный подход для расчета характеристик притока: поля давлений, продуктивности скважин. Рассматриваемая в работе задача о притоке жидкости к скважине (системе скважин) сложной геометрии сформулирована вариационно. Конечно-элементная аппроксимация решения гладкими нелинейными функциями привела задачу к задаче о нахождении минимизатора квадратичного функционала. Создан программный комплекс, реализующий решения поставленной задачи. Применяется метод конечных элементов для аппроксимации членов уравнений. Предлагаемый подход к решению задачи является альтернативой стандартному подходу – моделированию скважин сложной геометрии в коммерческих гидродинамических симуляторах. Он позволяет грамотно учитывать направление ствола скважины относительно координатных осей, при одних и тех же затратах машинного времени получать более качественные решения или при одних и тех же заранее заданных требованиях к качеству решения затратить меньше машинного времени по сравнению с стандартным подходом.

Практическое значение заключается в следующем.

1. Вариационная постановка уменьшает порядок уравнений, описывающих процесс. Это снижает требования к дискретизации выражений, входящих в уравнения. При обычной постановке порядок уравнений 2-й, при вариационной – 1-й.

2. Решение строится на основе непрерывных функций, значение которых известно в любой заранее заданной точке. При обычной конечно-разностной аппроксимации значения определяются только в заранее заданном ограниченном числе точек. Непрерывность используемых функций позволяет при одних и тех же затратах машинного времени получать более качественные решения, или при одних и тех же заранее заданных требованиях к качеству решения затратить меньше машинного времени.

3. Конечно-элементное разбиение области фильтрации позволяет автоматизировать процесс проводки скважин. Конечно-элементная сетка – гибкий объект и может легко подстраиваться под траекторию скважин. Это позволяет также отказаться от использования радиуса Писмена для представления притока к горизонтальным скважинам как к вертикальным, работающим в цилиндрическом пласте.

Возможность применения: расчет характеристик скважин сложной геометрии при проектировании; расчет систем сложных скважин; проектирование гидродинамических исследований скважин сложной геометрии.



## Информационное поле предприятия ЛИМС

*Д.О. Скобелев (ФГУП «ВНИЦСМВ»),  
В.Л. Перепелица (ЗАО «ЛАБВЭА СНГ»)*

В современных условиях совершенствование методов управления является одной из основных задач, от правильного решения которой зависит развитие предприятия. Особое внимание следует уделять информационным технологиям и компьютерным телекоммуникациям, открывающим принципиально новые возможности формирования единого информационного пространства для решения практических задач.

Взаимодействие между различными уровнями информационных систем, такими как SCADA (технологический уровень), MES (уровень производства), LIMS (уровень качества), ERP (уровень планирования бизнеса) и OLAP (уровень стратегии и маркетинга), стало в последнее время одним из важнейших требований в области программного обеспечения. В идеале единое информационное пространство обеспечивает весь технологический цикл обработки данных от ввода и нормализации до их аналитической обработки в режиме реального времени и оперативного принятия решения структурными подразделениями предприятия.

LIMS – система уровня качества, предназначенная для получения достоверной информации по результатам испытаний и оптимизации управления лабораторной информацией с целью принятия управленческих решений. Являясь частью информационного поля предприятия, она должна быть интегрирована со смежными системами (SCADA, MES, ERP). С учетом специфики задач, решаемых аналитической службой предприятия, система LIMS должна получать данные с приборов и средств измерений в автоматическом режиме.

LIMS, как и другие современные системы, быстро реагирует на новые потребности пользователей. Например, в LIMS стало возможным создание предупредительной маркировки (ГОСТ 31340-2007 «Предупредительная маркировка химической продукции. Общие требования»). Предупредительная маркировка разрабатывается на двух языках, наносится на потребительскую тару и является основным источником информирования потребителей об опасных свойствах химической продукции (помимо паспорта безопасности). Это во многом облегчило решение вопроса своевременной разработки макетов и получение различных маркировок в зависимости от компонентного состава продукта, а также способствовало снижению временных и денежных затрат. Еще одним решением, реализованным в системе LIMS, является возможность проведения аккредитации и инспекционного контроля через соответствующий АРМ. Эксперт, используя АРМ, может видеть актуальную информацию, в том числе с помощью удаленного доступа, находясь в другом регионе страны.

Таким образом, система LIMS является современным инструментом автоматизации деятельности лаборатории, поставки достоверной информации о качестве в различные службы предприятия и другие информационные системы.

## **Использование промысловых данных для оптимизации режимов работы скважин**

*А.А. Слабецкий, Е.В. Юдин, А.А. Лубнин  
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

Наиболее достоверно параметры пласта и скважины (проницаемость, пластовое давление, скин-фактор) можно определить по данным интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС). К сожалению, эти измерения проводятся в небольшом числе скважин, так как их остановка крайне нежелательна. Альтернативой проведения ГДИС является использование данных эксплуатации скважины: динамики дебита и забойного давления.

В настоящее время в ООО «РН-Юганскнефтегаз» применяется методика уточнения свойств пласта по данным эксплуатации новых скважин: как известно, скважина после запуска некоторое время работает на неустановившемся режиме. Анализируя данный период, можно оценить характеристики коллектора. Для этого используется аналитическая модель работы скважины в круговом, невозмущенном пласте. Такая модель является относительно простой и эффективной при решении обратных задач идентификации. Тем не менее описанный подход применим только в районах бурения. Более того, информация о работе скважины после запуска на неустановившемся режиме часто недоступна, особенно на старых месторождениях.

Однако периоды неустановившегося режима наблюдаются не только по новым скважинам, но и по скважинам после проведения в них геолого-технических мероприятий (ГТМ), а также после плановых и прочих остановок. Таких скважин гораздо больше, чем новых, и анализ данных неустановившегося режима дает много полезной информации не только о свойствах пласта, но и об эффективности проведенного в скважине ГТМ, которая проявляется в изменении скин-фактора. Однако использовать для анализа работы таких скважин ту же модель, что и для новых скважин, некорректно, так как необходимо учесть историю работы скважины и, как следствие, возмущенное поле давления вокруг нее. Эта особенность учтена при создании модели работы скважины после непродолжительной остановки.

В данной работе представлен подход к анализу неустановившегося режима в скважинах после ГТМ с целью уточнения свойств пласта и оценки эффективности ГТМ. Показано, что результаты интерпретации данных гидродинамических исследований согласуются с результатами, полученными при идентификации параметров пласта с помощью анализа неустановившегося режима после ГТМ с применением предлагаемой методики. Кроме того, описываемый алгоритм может быть использован для оптимизации режимов работы скважин фонда автоматического повторного включения (АПВ) посредством уточнения потенциала скважины.

## **Разработка логической схемы управления процессом химико-технологической защиты установок гидроочистки нефтяных фракций**

*В.П. Томин (ОАО «АНХК»),  
В.А. Кабышев (ОАО «АНХП»)*

---

В настоящее время значительную актуальность приобретают способы увеличения длительности межремонтных пробегов оборудования и снижения коррозионной нагрузки на основные технологические узлы и аппараты. Разработанные ранее схемы эффективно работают в условиях первичной переработки нефти, однако до сих пор не создано схем химико-технологической защиты для установок гидроочистки нефтяных фракций – наиболее распространенных каталитических процессов в нефтепереработке.

В рамках исследований, проводимых в ОАО «АНХК», разработаны теоретические основы создания инновационного способа защиты оборудования от коррозионного разрушения и продления сроков его эксплуатации. Суть метода заключается в создании определенной влажности в системе гидроочистки, что обеспечивает отсутствие конденсации воды в виде отдельной фазы. Для этого были детально изучены фазовые равновесия воды в условиях гидроочистки и влияние на нее хлористого водорода, хлористого аммония, сероводорода и других компонентов.

Для обеспечения экономической целесообразности предлагаемого решения необходимо создать логическую схему, которая позволяет исходя из анализа содержания основных компонентов, влияющих на фазовое равновесие воды, регулировать глубину осушения системы гидроочистки. Подобная схема создана в виде блок-схемы и может служить основой для написания программного кода управления системой. Соответствующий программный код может быть встроен в АСУ ТП установки гидроочистки нефтяных фракций и использоваться для управления технологическим процессом.

Возможность реализации такого процесса, устойчивость работы и основные принципы автоматизации процесса проверены на динамической модели программы технологического моделирования NuSYS 2006. Модель показала адекватность выбранных решений, легкость регулирования и возможность достижения поставленных целей.

## **Изменение качества и уровня потерь товарных автомобильных бензинов в условиях оборота топлива при хранении и транспортировании**

*В.П. Толин, С.В. Забродина (ОАО «АНХК»)*

Технический регламент «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» предусматривает переход в сжатые сроки на выпуск топлив с улучшенными экологическими и эксплуатационными показателями. Для обеспечения потребителей качественной продукцией необходимы организация сохранности физико-химических и эксплуатационных характеристик топлив, минимизация потерь при обороте продукции с учетом климатических условий регионов на предприятиях нефтепродуктообеспечения.

Целью работы является исследование факторов, влияющих на изменение качества бензина и вызывающих потерю топлива в процессе оборота от производителя до потребителя, а также разработка и внедрение мероприятий по оптимизации логистической схемы поставок автомобильных бензинов с учетом климатических особенностей Иркутской области.

Для достижения поставленной цели решены следующие задачи.

1. Проведены лабораторные исследования по изменению качества бензина с различными уровнями давления насыщенных паров (ДНП) и содержанием углеводородов  $C_4$  при температурах окружающей среды, соответствующих сезонным периодам. Спрогнозировано изменение характеристик бензина при хранении; определено, что чем выше содержание углеводородов  $C_4$  в исходном образце, тем значительнее снижение ДНП, чем выше исходное ДНП образца, тем больше оно изменяется в процессе хранения при различных температурах окружающей среды.

2. Выполнены промышленные испытания по изучению изменения качества товарного бензина при обороте продукции в различные сезонные периоды. Определены оптимальный состав бензина, условия хранения и транспортирования, подтверждено, что чем выше исходное ДНП бензина, тем больше оно изменяется при различных температурах окружающей среды.

3. Выявлены основные факторы, влияющие на изменение характеристик автомобильного бензина в процессе оборота: климатические условия; негерметичный слив/налив из/в железнодорожные и автоцистерны, резервуары; смешение бензина в резервуарах нефтебазы и автозаправочного комплекса (АЗК) с остатками бензина от предыдущих партий.

4. Определено, что основная доля потерь качества и количества приходится на хранение автомобильного бензина в резервуарах перевалочных нефтебаз и АЗК.

5. Зная исходный и конечный составы автомобильного бензина и имитируя его испарение в процессе оборота продукции от производителя до потребителя была проведена оценка уровня потерь и рассчитаны объем, масса и состав продукта с помощью пакета HYSYS. В результате подтверждено, что бензин подвергался многократному испарению в процессе логистических операций.

6. Установлено, что для организации сохранности качества и количества бензина в процессе оборота необходимы внедрение мероприятий по модернизации резервуаров нефтебаз; строительство комплекса сооружений герметичного налива светлых нефтепродуктов в автоцистерны для оптимизации затрат и улучшения логистического обеспечения доставки автомобильных бензинов.

## Развитие системы ЛИМС в ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

*В.П. Томин, О.А. Круглова  
(ОАО «АНХК»)*

Контроль качества – одна из основных составляющих системы оперативного управления производством, главной целью которой является обеспечение выпуска конкурентоспособной и экологически чистой продукции. С 2008 г. в Испытательном центре – Управлении контроля качества ОАО «Ангарская нефтехимическая компания» (ИЦ-УКК ОАО «АНХК») проводится внедрение лабораторной информационной менеджмент системы (ЛИМС) фирмы LabWare. ЛИМС представляет собой автоматизированную базу данных системы качества и является наиболее распространенным продуктом менеджмента лабораторий крупных промышленных предприятий по всему миру, соответствует требованиям ГОСТ Р ИСО 9001, нормам и правилам государственной системы обеспечения единства измерений ГОСТ Р ИСО 5725, общим требованиям к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025.

В настоящее время в ЛИМС реализованы дополнительные модули: управления нормативной документации; управления инструментами; аккредитации; проведения сертификационных испытаний; управления персоналом.

Целью данной работы является продолжение реализации проекта внедрения ЛИМС в лабораториях ИЦ-УКК путем расширения функциональных возможностей программного комплекса и перевода проекта в полномасштабную систему, охватывающую все лаборатории ИЦ-УКК и другие подразделения компании.

Структура программного продукта позволила решить на его основе специфические задачи, актуальные для ИЦ-УКК ОАО «АНХК»:

1. Разработка веб-представления для предоставления данных по проводимым испытаниям, совместного просмотра технологических параметров производства и результатов испытаний специалистам и руководителям ОАО «АНХК».

2. Интеграция ЛИМС с автоматизированной информационной системой учета и контроля движения нефти и нефтепродуктов в товаропроводящей сети компании (АИС ТПС) при помощи прямого сопоставления данных без автоматизированной системы сопряжения.

3. Разработка модуля внутрилабораторного контроля (ВЛК).

Решение данных задач позволит:

- 1) получать оперативную информацию о движении качества продукции на всех этапах производства в режиме реального времени, повысить оперативность принятия решений по технологическим и техническим мероприятиям для обеспечения максимального уровня качества продукции;

- 2) сократить время, затрачиваемое на паспортизацию, исключить вероятность некорректного ввода, результатом которого является несоответствие данных в ЛИМС и АИС ТПС;

- 3) внедрить технологию штрих-кодирования паспортов качества (ПК) и создать базу данных ПК, выданных ИЦ-УКК, что обеспечивает правовую защиту продукции ОАО «АНХК» от контрафакта;

- 4) повысить производительность труда и оптимизировать нагрузку на персонал лаборатории;

- 5) автоматизировать процедуры и алгоритмы ВЛК по РМГ 76 и ГОСТ Р ИСО 5725;

- 6) существенно снизить число ошибок, допускаемых при ручном вводе;

- 7) обеспечить достоверность результатов анализа.

## Использование колебательной Фурье спектроскопии на базе специализированного ПО для поточного контроля качества комплекса изомеризации легкой прямогонной нефти

*В.П. Толин, Ж.Ю. Гусакова, Д.А. Цветков, О.Ю. Мозилина (ОАО «АНХК»),  
Л.А. Михалицын (ООО «Брукер»)*

Одним из этапов решения задачи по переходу на продукцию европейского качества в ОАО «АНХК» стало строительство и ввод в эксплуатацию комплекса изомеризации легких прямогонных бензиновых фракций.

Особенностью реализованного в ОАО «АНХК» процесса изомеризации является переработка смешанного сырья (прямогонной бензиновой фракции 30-70 °С, фракции легкого риформата и пентановой фракции с ГФУ) в легкий высокооктановый компонент товарного автобензина. При этом схема установки с блоками подготовки сырья характеризуется довольно большим числом входящих, промежуточных и выходящих потоков.

Для оперативного управления технологическим процессом основные сырьевые и продуктовые потоки оснащены автоматическим контролем качества с применением поточного ИК-спектрометра NIR (ближняя область спектра) на базе специализированного единого программного обеспечения OPUS (ПО OPUS). ПО OPUS предназначено для управления спектрометром, регистрации спектров, построения калибровочной модели, количественного анализа и анализа в режиме реального времени. Программное обеспечение настраивается по принципу step by step. Полное соответствие GMP и 21 CFR часть 11. Опционально используются следующие пакеты OPUS:

- OPUS/LAB – пакет программного обеспечения для контроля качества;
- OPUS/IDENT – пакет программного обеспечения для идентификации сырья;
- OPUS/QUANT – пакет программного обеспечения для количественного анализа, построения сложных калибровочных моделей;
- OPUS/PROCESS – пакет программного обеспечения для контроля промышленных процессов.

Все OPUS™ пакеты могут быть легко интегрированы и использовать полную функциональность OPUS™. С помощью OPUS PROCESS осуществляются связь с АСУ и передача данных через дополнительные интерфейсы: 4-20 mA, ADAM, Modbus, Profibus, Ethernet. OPUS PROCESS интегрируется со всеми системами контроля процесса, легко адаптируется к новым интерфейсам, позволяет проводить циклические измерения и контролировать запуск измерений. Вся информация отображается на графическом дисплее, вывод возможен в виде цифровой или аналоговой индикации.

Применение NIR метода для автоматического контроля сырьевых и продуктовых потоков комплекса изомеризации в качестве альтернативы стандартным лабораторным методам контроля качества нефтепродуктов имеет следующие преимущества: возможность определения большого числа показателей качества продуктов за несколько секунд; простота выполнения измерений и обработки результатов; минимизация затрат на запчасти и расходные материалы. Спектрометр может быть оборудован несколькими портами сбора информации для одновременного анализа большого числа (до 48) технологических потоков.

Таким образом, объединение спектроскопии и математических методов позволяет повысить эффективность спектроскопических методов, решать задачи, связанные с экспресс-контролем различных характеристик нефтепродуктов, а также осуществлять автоматизированное управление технологическим процессом.

## Поведение дизельных топлив с ультранизким содержанием серы, включающих функциональные присадки, в условиях нативного и инициированного окисления

*В.П. Томин, О.В. Старикова*  
(ОАО «АНХК»)

Наряду с ужесточением требований к глубине переработки нефти повышаются требования к качеству моторных топлив и устанавливаются сжатые сроки перехода на выпуск улучшенных по экологическим и эксплуатационным показателям моторных топлив, выпускаемых отечественными НПЗ. Предъявляемые к качеству дизельных топлив требования таковы, что современные НПЗ в настоящее время не могут обеспечить их выполнение.

Целью работы является разработка дизельных топлив, произведенных по разным технологиям на основе продуктов первичных и вторичных процессов, с улучшенными эксплуатационными и экологическими свойствами, за счет использования функциональных присадок и применения процессов окисления.

Для достижения поставленной цели рассмотрены следующие задачи.

1. Исследованы свойства дизельных топлив, полученных по разным технологиям (прямая перегонка нефти, гидрирование, гидрокрекинг) и из различного сырья. Основные эксплуатационные характеристики дизельных топлив являются многофакторной функцией. Дизельные фракции гидрокрекинга и гидрирования обладают преимуществами по сравнению с прямогонными гидроочищенными дизельными фракциями по базовым показателям.

2. Изучена приемистость функциональных присадок (смазывающей и цетаноповышающей) в дизельных фракциях, полученных по разным технологиям и из различного сырья. Дизельные фракции гидрокрекинга и гидрирования обладают лучшей приемистостью к присадкам по сравнению с прямогонными гидроочищенными дизельными фракциями.

3. Исследовано поведение дизельных топлив, полученных по разным технологиям и из различного сырья, содержащих функциональные присадки, в условиях хранения и нативного окисления. Дизельные фракции гидрокрекинга и гидрирования менее стабильны при хранении по сравнению с прямогонным дизельным топливом по показателю «окислительная стабильность». Ввод цетаноповышающей и противозносной присадок снижает стабильность эксплуатационных свойств при хранении дизельных топлив по сравнению с дизельными топливами, не содержащими присадок.

4. Рассмотрена кинетика окисления базовых компонентов дизельных топлив, полученных по разным технологиям и из различного сырья. Дизельные фракции гидрокрекинга и гидрирования наиболее подвержены процессу окисления по сравнению с прямогонными дизельными фракциями.

5. Изучено влияние степени окисления компонентов на эксплуатационные характеристики товарных дизельных топлив, содержащих функциональные присадки. Окисленное дизельное топливо обладает лучшей приемистостью к присадкам, а также улучшенными эксплуатационными свойствами: цетановым числом за счет образования гидропероксидных соединений и смазывающими свойствами за счет образования кислородсодержащих соединений.

В результате разработана технология получения товарных дизельных топлив 4+ по спецификации ЕВРО (ГОСТ Р 52368) с соблюдением современных эксплуатационных и экологических требований в зависимости от сырья различного происхождения и глубины его гидрокондиционирования в условиях лимитированного использования функциональных присадок, которая включает стадию получения окисленного компонента и компаундирования.

## **Математическое моделирование при прогнозировании осложнений в механизированной добыче нефти**

*А.С. Топольников, О.А. Латыпов, А.И. Волошин  
(ООО «РН-УфаНИПИнефть»),  
Р.А. Хабибуллин, К.Л. Готвиц (ОАО «НК «Роснефть»)*

---

Осложнения в добыче нефти (наличие механических примесей, соле- и парафиноотложения, коррозия) – основные причины отказов глубиннонасосного оборудования, поэтому мониторинг и борьба с их проявлениями представляют собой актуальную задачу. Современный подход к решению проблемы, основанный на ретроспективном анализе статистики отказов, требует модернизации в условиях современной концепции обеспечения надежности оборудования и сокращения операционных затрат.

Для решения поставленных задач разработаны методики прогноза осложнений, которые базируются на использовании физико-химических закономерностей процессов отложения солей и АСПО и коррозии скважинного оборудования с учетом характеристик многофазного потока и технологического режима работы скважины. В качестве исходных параметров для прогноза осложнений используются состав и свойства пластовой воды, нефти и газа, а также характеристики (гранулометрический состав, твердость) частиц, выносимых из пласта. Для расчета профилей давления, температуры и газосодержания по стволу скважины применяются современные эмпирические корреляции и механистические модели. Методики адаптированы к условиям месторождений компании для обеспечения наилучшей сходимости расчетных и промысловых параметров.

Алгоритмы прогноза солеотложения, АСПО и углекислотной коррозии реализованы в виде пилотных модулей в программе подбора скважинного оборудования «Роспамп», которые доступны для использования специалистам добывающих предприятий компании. Данные модули не только позволяют прогнозировать место и степень проявления осложнения (уровень солеопасности, скорость и глубину парафиноотложения, скорость коррозии), но и предлагают технологии для их предотвращения и удаления на основе сравнительного технико-экономического анализа.



## Оптимизация конструкции насосной штанги методом конечных элементов

*К.Р. Уразаков (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),  
Р.Н. Бахтизин, Р.Р. Ризванов (УГНТУ)*

Одним из основных факторов, сдерживающих полное использование потенциальных возможностей глубоких добывающих скважин (3500-4000 м), является качество штанговых колонн. Практика показывает, что на штангах, выпускаемых отечественной промышленностью, насос диаметром 28 мм может быть спущен на максимальную глубину 2000 м, для насоса большего диаметра максимальная глубина спуска еще меньше. При этом добычные возможности скважин используются лишь на 40-50 %. В связи с этим предлагается принципиально новая конструкция насосной штанги.

Насосная штанга существующей конструкции изготавливается высадкой головки штанги при высокотемпературном нагреве в пять переходов. Это снижает техническую характеристику штанги в связи с нарушением исходной микроструктуры металла и повышает стоимость производства. Для устранения указанных недостатков предлагается конструкция штанги из отдельных элементов в отличие от стандартной монолитной. Предлагаемая штанга имеет: 1) тело штанги с высаженными концами в один переход при низкотемпературном нагреве; 2) головки, имеющие внешнюю резьбу с одного конца и внутреннюю с другого. Высадка в один переход при низкотемпературном нагреве позволяет сохранить исходную микроструктуру материала.

Оптимизация новой конструкции реализована итерационным редактированием конструкции штанги и моделированием на ПЭВМ методом конечных элементов. Моделирование показало, что необходимо утолщение переводной муфты, область лыски имеет повышенное напряженное место. Канавка между резьбами в переводной муфте, резкие изменения диаметра отверстия, а также утоньшение муфты, первоначально малый продольный размер канавки и малый радиус закругления у резьбы тела штанги также способствовали концентрации напряжений. С учетом выявленных слабых мест была оптимизирована конструкция предлагаемой насосной штанги.

Для оценки полученной конструкции был проведен сопоставительный анализ технической характеристики новой и стандартной штанг. Моделирование насосной штанги по ГОСТ Р 51161—2002 при статическом нагружении узлового соединения штанг усилием 60 кН показало, что исследуемая область имеет участки с напряжением (эквивалентным по Фон-Мизесу) около 395 МПа. При тех же условиях начальная конструкция новой насосной штанги показала максимальное напряжение, в среднем в 2 раза превышающее существующее. После заключительной итерации оптимизации конструкции предлагаемой штанги максимальное эквивалентное напряжение снижено до  $\approx 300$  МПа. В работе приводятся основные итерации процесса оптимизации.

Таким образом, разработана принципиально новая конструкция насосных штанг; защищенная патентом РФ и позволяющая увеличить добычу нефти из глубоких скважин на 40-50 %.

## Методика материального баланса для расчета прогноза разработки нефтяного месторождения

*А.И. Утарбаев, В.И. Никушинов (ОАО «НК «Роснефть»),  
В.А. Федоров (ООО «РН-УфаниПИИнефть»)*

В настоящее время, как и десятки лет назад, можно видеть, что оперативные (достаточно легкие в использовании) методы анализа и прогноза разработки нефтяного месторождения не теряют своей актуальности. К одним из них можно отнести метод расчета материального баланса для нефтяного месторождения. Методика материального баланса может быть использована как при построении, корректировке или проверке гидродинамической модели месторождения, так и в качестве самостоятельного метода анализа и прогноза разработки. Его очевидным преимуществом являются быстрота и наглядность реализации, что удобно при анализе эффективности различных планируемых геолого-технических мероприятий (ГТМ), например заводнения. Основным недостатком – грубость расчетов в модели материального баланса вследствие усреднения параметров разработки (пластового давления, добычи) на большие участки месторождения (ячейки).

Основным показателем разработки ячейки месторождения в модели материального баланса является энергетическое состояние рассматриваемого объекта разработки: среднее пластовое давление. Исходя из динамики фактического пластового давления (усреднения замеров на скважинах) проводится адаптация модели материального баланса: корректируются запасы рассматриваемого участка, физико-химические свойства нефти и газа, взаимодействие с законтурной областью (аквифером) и т.д. В ходе адаптации происходит непосредственно анализ разработки участка месторождения, а в результате можно получить численную модель, которую можно использовать для анализа эффективности ГТМ.

В данной работе описывается методика материального баланса для расчета прогноза различных вариантов разработки для ячейки заводнения или месторождения в целом. Методика позволяет рассчитывать как чисто нефтяное месторождение, так и месторождение с газовой шапкой. Причем вместе с численным решением уравнения материального баланса приводятся кривые вытеснения, с помощью которых осуществляется прогноз обводненности фонда скважин. Кроме того, представлен алгоритм введения различных видов ГТМ, предлагаются некоторые расчетные формулы, позволяющие разделять все извлекаемые запасы фонда на части (для самого базового фонда и фонда скважин, в которых проводятся ГТМ) для того, чтобы отследить прогноз динамики добычи по каждой из этих групп скважин. Прогноз добычи газа в случае, когда пластовое давление становится ниже давления насыщения, осуществляется с помощью кривых прогноза динамики газового фактора.

Кроме того, представлена численная схема решения уравнения материального баланса, сводящая уравнение в общем виде (для нефтяного месторождения с газовой шапкой и действующей законтурной водоносной областью) фактически к квадратному уравнению. Это позволяет с минимальной погрешностью находить решение уравнения материального баланса. Описываемая модель аквифера также имеет достаточно простую форму расчета и может быть неплохим аналогом модели Картера – Трейси и Ван Ивердингена и Херста.

Данная методика реализована в качестве программного модуля в программном комплексе, применяемом в ОАО «НК «Роснефть». К настоящему времени с помощью этого модуля рассчитана эффективность планируемых ГТМ по ППД для нескольких дочерних добывающих обществ компании.

## **От анализа погрешностей входных данных к оценке неопределенностей прогноза значений технологических параметров**

*К.М. Федоров (ТюмГУ), П.Т. Им, И.А. Ишимов (ООО «СИАМ-Инжиниринг»),  
А.Б. Рублев (Центр экспертной поддержки и технического  
развития БН РИД ОАО «ТНК-ВР Менеджмент»)*

---

Главная особенность построения геологической модели пластов заключается в интеграции данных, полученных при разномасштабных исследованиях. Рассмотрены основные источники данных, являющиеся информационной базой для построения моделей залежей. Петрофизические данные, полученные при выполнении лабораторных исследований на керне размером несколько сантиметров, необходимы для построения корреляционных петрофизических зависимостей, связывающих пористость и проницаемость, статистические распределения фильтрационно-емкостных параметров. Полученные зависимости применяются для обработки данных геофизических исследований, глубинность которых составляет около 1 м. Статистическая обработка этих данных используется в алгоритмах распространения свойств пласта между скважинами, т.е. на масштабы десятков и сотен метров.

Перенос зависимостей, полученных на образцах с малыми масштабами, на задачи с большим масштабом сопровождается трудно оцениваемой погрешностью. В связи с этим ошибки, вносимые описанной процедурой, называют неопределенностью, а их оценку – анализом неопределенностей.

Неопределенности в задании параметров геолого-гидродинамической модели влияют на прогноз всех технологических параметров. Разработан алгоритм анализа неопределенностей, который представлен на примере оценки начальных геологических запасов, не требующей громоздких гидродинамических расчетов. Оценка погрешности входных параметров для определения геологических запасов и ее влияния на неопределенность прогноза величины запасов углеводородов выполнена на основе корреляционно-регрессионного анализа. Для сопоставления степени влияния на геологические запасы углеводородов каждого из рассмотренных параметров построена линейчатая диаграмма со всеми вышерассмотренными параметрами.

## Построения геологической модели сложнопостроенных карбонатных месторождений с помощью геостатистической инверсии

*С.Л. Федотов, И.А. Бабенко, Т.В. Некрасова,  
М.Л. Евдокимова, Л.А. Дистанова, М.В. Крылова  
(ООО «Фугро Геосайенс ГлбХ»)*

Карбонатные пласты месторождений Тимано-Печорской провинции являются сложными для успешного бурения в связи с весьма неоднородным распределением коллекторов различного типа (поровые, трещиновато-поровые, кавернозные и т.д.). В данной работе представлена количественная интерпретация данных сейсморазведки для построения геологической модели сложнопостроенного карбонатного месторождения Тимано-Печорской провинции, которая основана на использовании наиболее передовых методов обработки результатов ГИС и моделирования упругих свойств, обработке сейсмических данных с сохранением относительных амплитуд на сейсмограммах, анализа геолого-геофизической информации и построении седиментационно-емкостной модели с применением сиквенс-стратиграфии. На основе совместного использования результатов синхронной геостатистической инверсии для построения модели емкостного пространства и результатов анализа азимутальной анизотропии для оценки возможной трещиноватости и добычных характеристик пласта даны рекомендации по дальнейшему разбуриванию месторождения.

На каждом этапе изучения выполнялись верификация и проверка следующими этапами, при необходимости данные дообрабатывались и переинтерпретировались для достижения наиболее достоверного результата.

Для построения трехмерной геологической модели распределения порового компонента применялся алгоритм синхронной геостатистической инверсии RockMod, который может рассматриваться как геостатистическое моделирование с дополнительными ограничениями, в качестве которых выступают данные сейсморазведки.

Основной проблемой изучаемого резервуара являлся то, что наличие порового объема не всегда связано с повышенным начальным дебитом скважин, что предположительно было обусловлено трещиноватостью, определяющей добычные характеристики пласта. Следствием развития трещиноватости является наличие азимутальной анизотропии физических свойств пласта, таких как скорости продольных и поперечных волн. В данной работе с помощью акустической инверсии InverTracе оценивался акустический импеданс по четырем азимутальным суммам и рассчитывались отклонения от среднего для каждого азимутального сектора. Скалярной мерой анизотропных свойств среды служил аналог коэффициента анизотропии – отношение максимального отклонения импеданса к минимальному. В дальнейшем коэффициент анизотропии сопоставлялся с начальными дебитами скважин. Наличие корреляции между ними может свидетельствовать о том, что полученные характеристики анизотропности среды имеют отношение к проницаемости коллекторов, а следовательно, и к трещиноватости.

По результатам выполненной работы была рекомендована добывающая скважина. Эффективность данного подхода доказана начальным дебитом пробуренной скважины, который оказался выше заданного порогового значения.

## **Моделирование волнового воздействия на нефтенасыщенный коллектор**

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

---

В работе исследован волновой метод повышения нефтеотдачи коллектора. На основе резонансного механизма воздействия на капиллярно-защемленную часть остаточной нефти разработана математическая модель процесса фильтрации двухфазной жидкости в поле акустических колебаний.

Проведена апробация разработанной модели в полевых экспериментах на Самотлорском месторождении. На ряде модельных задач разработана методика применения волнового воздействия с целью повышения нефтеотдачи для различных типов коллекторов и условий разработки.

Показано, что воздействие акустическими колебаниями с частотой от 300 до 3000 Гц на нефтенасыщенный коллектор может существенно увеличить коэффициент извлечения нефти на локальном участке. Кроме того, показано, что существует дополнительный механизм затухания акустических колебаний в пористых гидрофильных средах, насыщенных двухфазной жидкостью, который связан с резонансным поглощением энергии волны капиллярно-защемленной частью остаточной нефти.

## Влияние малой тектоники на добычные способности скважин

*А.С. Чинаров, Д.Е. Заграновская  
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

Наличие в пределах зон залегания углеводородов малоамплитудных тектонических нарушений, участков разуплотнения и вертикально ориентированной трещиноватости может при определенных условиях играть роль проводников флюидов как вверх по разрезу, так и внутри резервуаров. Выявление подобных трещинных структур возможно с применением атрибутивного сейсмического анализа, в том числе основанного на анализе сейсмических атрибутов: «когерентность», «градиент наклона (EDGE)», «экстрагированные дуплексные волны». Вычислять сейсмические атрибуты можно с помощью таких специализированных программных комплексов для обработки материалов 2D, 3D сейсморазведки, как DV1-Discovery, SPSPC. В качестве примера для анализа зон разуплотнения и вертикально ориентированной трещиноватости приводится Спорышевское месторождение, на котором на основании обработки материалов 2D и 3D сейсморазведки предполагается наличие от фундамента вверх по разрезу зон вертикальных проводящих каналов, характеризующихся разуплотнением залегающих пород, наличием малоамплитудной трещиноватости. Ряд скважин, расположенных в описываемых областях, обладает более высокими добычными способностями, при этом фактические показатели работы скважин нельзя объяснить с использованием средств геолого-фильтрационного моделирования (Petrel, Eclipse). Проведенное фильтрационное моделирование рассматриваемых объектов, обладающих весьма высокой степенью геологической изученности, не позволяет выполнить адекватную адаптацию моделей к истории разработки. Следует отметить, что скважин с подобным сочетанием добычных характеристик и геолого-физических условий расположения во всем Ноябрьском регионе практически нет.

На основании анализа, выполненного с применением передовых программных средств геологического и фильтрационного моделирования, можно сделать вывод, что в Ноябрьском регионе существуют скважины со значительным потенциалом добычи нефти. Это позволяет выделить подобные скважины в отдельную категорию и описать для них эффект аномально высоких добычных способностей (АВДС). Выявленный эффект можно охарактеризовать следующими признаками:

- распространен регионально, в пределах отдельных месторождений имеет выраженный локальный характер проявления;
- зона проявления унаследуется по разрезу от пласта к пласту, эффект наблюдается в скважинах, эксплуатирующих наиболее глубоко залегающие продуктивные пласты;
- зоны проявления приурочены к вертикальным зонам разуплотнения и трещиноватости пород, сопутствующим амплитудным выступам фундамента и тяготеющим к их красным зонам;
- наиболее выражен для скважин с горизонтальным окончанием ствола, при проводке которых наблюдаются участки резкого увеличения скорости бурения, при бурении скважины фиксируются зоны пересечения малоамплитудных тектонических нарушений;
- характеризуется аномально высокими значениями начальных дебитов нефти, накопленной добычей нефти и специфической динамикой показателей работы скважин, выраженной в «ступенчатом» обводнении; технологические показатели не могут быть объяснены в рамках представлений о поровом объеме коллектора, необходимо учитывать предположение о наличии гидродинамически связанных проницаемых трещин и притока нефти извне.

## **Комбинированное паротепловое и физико-химическое воздействие. Опыт гидродинамического моделирования**

*А.Н. Шаймарданов (ОАО «ВНИИнефть»)*

---

В работе изучается возможность моделирования технологии комбинирования теплового и физико-химического воздействия на пласт. В данной технологии, поочередно с паром в пласт закачивается композиция, образующая в пласте углекислый газ, гель и щелочь. Увеличение нефтеотдачи достигается за счет воздействия: снижения вязкости нефти, коагуляции высокопроницаемых прослоев, межфазного натяжения на границе нефть – вода и остаточной нефтенасыщенности. Используемый метод применяется для добычи высоковязких нефтей.

Процессы, происходящие в пласте при таком воздействии, представляют сложность при гидродинамическом моделировании. Проведен анализ композиции, ее состава и поведения в пласте в разных условиях. Изучены существующие наработки по моделированию закачки пара, углекислого газа, щелочи как в комбинациях, так и отдельно. Проанализированы доступные гидродинамические симуляторы с точки зрения наличия возможностей повторения поведения композиции в пласте. На основе полученных данных построена модель данной технологии воздействия на пласт.

Выполнены различные расчеты, которые позволили рассмотреть процессы, происходящие в пласте при вытеснении нефти. Полученные результаты дали возможность провести анализ построенной модели.

## **Новые технологии расчета технологической эффективности от проведенных ГТМ и планирования ГТМ на нефтегазовых месторождениях**

***В.Б. Якушин, Р.Н. Фахретдинов  
(ООО «ЕОР-Софт»)***

Для эффективного использования средств важны оценка окупаемости проведенных мероприятий и правильный подбор скважин-кандидатов для проведения планируемых ГТМ. Оценка должна основываться на методиках расчета, дающих достоверный результат исходя из утвержденных руководящих документов отраслевого значения и нефтяных компаний. Часто в подразделениях нефтяных компаний из-за отсутствия соответствующих программных средств оценка эффективности выполняется очень грубо.

Программы, соответствующие вышеуказанным требованиям, позволяют оценивать технологическую эффективность и обычно рекомендуются для использования в нефтяных компаниях. Исходя из требований пользователей эти программы должны обеспечивать достоверность расчетов, возможность выбора алгоритма расчета в зависимости от технологии, большое число настроек алгоритма расчета и наглядность.

Обоснование выполненной оценки эффективности требует детального и наглядного отображения информации. Информация, отображаемая для выполнения и обоснования оценки эффективности проведенных ГТМ, может также использоваться для оперативного просмотра динамики эксплуатации выбранного объекта (от одной или нескольких скважин до целого месторождения или предприятия):

- отображение различной информации по скважинам, участкам и произвольно выбранным объектам разработки;
- статистические графики для проведения анализа и принятия решений;
- генератор отчетов;
- использование программы для мониторинга разработки месторождений;
- прогноз добычи нефти и расчет эффективности планируемых ГТМ на основе сопоставления аналогичных мероприятий;
  - автоматизация расчетов;
  - увеличение производительности расчетов и сокращение времени анализа;
  - исключение субъективного фактора;
  - комплексный подход;
  - реализация современных подходов к разработке программного обеспечения с целью обеспечения пользователей необходимыми возможностями;
    - интеграция с другими программными средствами;
    - обмен информацией (в том числе репликация баз данных между подразделениями);
    - автоматическое формирование отчетов в MS Excel;
    - развитие программного обеспечения в результате тесного сотрудничества с нефтяными компаниями.