

На правах рукописи

Шелепов Валентин Васильевич

**Геолого-геофизическое моделирование и геометризация
природных резервуаров нефти в терригенных формациях
(на примере Когалымского региона)**

Специальность 25.00.16

«Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология,
геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр»

Автореферат диссертации
на соискание ученой степени доктора
геолого-минералогических наук

Пермь, 2004

Работа выполнена в АОТ «Лукойл-Западная Сибирь» и на кафедре геологии нефти и газа Пермского государственного технического университета.

Научный консультант: д. г.-м н., профессор С.А. Шихов

Официальные оппоненты:

доктор геол.-мин. наук, профессор, академик РАН Конторович А.Э.
доктор геол.-мин. наук, профессор Быков В.Н.,
доктор технических наук Санфиров И.А.

Ведущее предприятие: ООО «ПермНИПИнефть»

Защита состоится «30» июня 2004 г. в 15 часов на заседании диссертационного совета Д 004.026.01 при Горном институте УрО РАН по адресу: 614007, г. Пермь, ул. Сибирская, 78а.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Горного института УрО РАН.

Автореферат разослан «20» мая 2004 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат геолого-минералогических наук,
доцент

Б.А. Бачурин

Введение

Актуальность темы. Современное состояние структуры запасов нефти в России характеризуется увеличением доли так называемых трудноизвлекаемых как на эксплуатируемых месторождениях, так и подготовленных к разработке, что приводит к снижению уровня нефтеизвлечения. Наряду с объективными факторами, негативно влияющими на оценку запасов и уровень нефтедобычи, существует целый ряд субъективных факторов, выдвигающих актуальные задачи, решение которых позволит повысить эффективность разведки и эксплуатации залежей, стабилизировать и повысить уровень нефтедобычи.

Проблема совершенствования технологий освоения нефтяных месторождений является комплексной. Актуальными для большинства нефтегазоносных провинций являются следующие задачи:

1) совершенствование методов изучения продуктивных объектов, связанных с ловушками углеводородов неантиклинального типа, на основе комплексной интерпретации данных сейсморазведки МОГТ (2Д, 3Д), ГИС и бурения;

2) разработка новых методических подходов к разведке и геометризации природных резервуаров на основе геолого-геофизического моделирования.

Первая из этих задач особенно актуальна для Западной Сибири, где в клиноформно-покровном комплексе нижнего мела (неокома) имеются многочисленные сложно построенные ловушки неантиклинального типа сосредоточенные в терригенных формациях. Существующие геолого-геофизические методы, разработанные с целью разведки залежей в классических антиклинальных структурах, оказываются недостаточно эффективными при решении задач поисков, разведки и геометризации природных резервуаров нефти в терригенном клиноформно-покровном комплексе, где продуктивные пласты имеют свои специфические особенности. В частности, они неоднородны, нередко прерывисты и зачастую «единая» залежь в действительности разделена тектоническими, литологическими и другими экранами на ряд самостоятельных залежей.

Вторая задача является крайне важной для всех, без исключения, нефтегазоносных провинций, так как разведка и геометризация природных резервуаров всегда была и будет той геолого-геофизической основой, которую необходимо постоянно совершенствовать для того, чтобы существенно повысить достоверность подсчетных параметров при определении промышленных запасов. Именно на достоверной геометризации природных резервуаров нефти базируется увеличение эффективности освоения их запасов.

Основная цель диссертационной работы состоит в том, чтобы разработать геолого-геофизические модели геометризации природных резервуаров нефти на основе анализа типовых месторождений Когалымского региона, характерных для всей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП).

Основные задачи исследований.

1. На основе обобщения и анализа данных сейсморазведки МОГТ, ГИС и бурения изучить особенности строения клиноформно-покровного комплекса неокома в региональном плане и на отдельных месторождениях Западно-Сибирской НГП. Выяснить региональные и локальные особенности строения природных резервуаров, закономерности пространственного размещения клиноформ, проницаемых пластов и залежей углеводородов. Создать региональную модель нижнемелового покровно-клиноформного комплекса Когалымского региона Западной Сибири.

2. Исследовать природу экранирования залежей и произвести классификацию экранов. Разработать геолого-геофизические модели неоднородно-блоковой структуры проницаемых пластов с целью их последующего использования при подсчете промышленных запасов нефти и обоснования оптимальных схем их освоения.

3. Создать и апробировать модели структурной неоднородности природных резервуаров нефти в терригенных формациях Западной Сибири: геоморфологическую, литологическую, тектоническую (неоднородно-блоковую) и гидродинамическую (фильтрационно-емкостную).

4. Усовершенствовать методы геометризации сложно построенных локальных нефтеперспективных объектов в терригенных формациях, в том числе ловушек неантиклинального типа, на основе комплексного использования материалов сейсморазведки МОГТ, ГИС и бурения.

5. Разработать новые методы разведки и геометризации природных резервуаров нефти с применением моделирования, многомерного анализа и интерполяции данных сейсморазведки (2Д, 3Д), ГИС и бурения.

Научная новизна. Впервые для Когалымского региона суперкомплекс в составе вартовской и мегийской свит рассматривается как целостная формация сложенная нижнемеловыми клиноформами, представляющими собой геотехнологическую нефтегазовую систему (ГТНГС).

Разработана региональная геолого-геофизическая модель клиноформно-покровного комплекса: детализированы и уточнены основные закономерности пространственного размещения проницаемых и продуктивных пластов в зависимости от их структурно-тектонического и стратиграфического положения.

Разработана классификация экранов, разделяющих залежи: выделены экраны тектонические, литологические, смешанные и экраны, связанные с эрозийными врезами и уплотнением глинистой толщи. На этой основе построены геолого-геофизические модели неоднородно-блоковой структуры проницаемых пластов для подсчета запасов и составления рациональных схем разработки типовых месторождений региона.

Предложены новые методы разведки и геометризации природных резервуаров нефти на основе геолого-геофизического моделирования с применением многомерного анализа и усовершенствованных алгоритмов восстановления геолого-геофизических признаков.

Защищаемые положения.

1. Геолого-геофизические основы разведки и геометризации сложнопостроенных локальных нефтеперспективных объектов, приуроченных к терригенным формациям, на основе комплексной интерпретации данных сейсморазведки МОГТ, ГИС и бурения.

2. Региональные и локальные геолого-геофизические модели строения клиноформно-покровного комплекса, в том числе песчаных проницаемых пластов и залежей углеводородов.

3. Геолого-геофизические модели неоднородно-блоковой структуры проницаемых пластов БВ₈, БВ₄, БВ₀, АВ₈ и АВ_{1,2} типовых месторождений Когалымского региона с выделением тектонических, эрозионных и литологических экранов, создающих дискретно-прерывистую структуру нефтяного пласта.

4. Научно-методическое обеспечение создания трехмерной информационно-аналитической системы (ТРИАС).

Практическая значимость. Созданные модели природных резервуаров для ряда месторождений и установленные закономерности строения клиноформно-покровного комплекса неокома составляют основу для совершенствования методики геометризации сложно построенных локальных нефтеперспективных объектов Западно-Сибирской НГП.!

На основе специализированной «геофизической» базы данных программы RED, используемой в программе ТРИАС, созданы новые базы данных Когалымского региона, включающие более 8 тысяч скважин. Каждое месторождение охарактеризовано следующими «полями»: скважина, пласт, количество пластов песчаников, количество пластов глин, общая мощность пласта, мощность песчаников, мощность глин, коэффициент песчанистости, расчлененность, интегрированный коэффициент неоднородности, средневзвешенная пористость, средневзвешенная проницаемость и др. поля. Использование этих показателей, названных «литологической» базой данных, позволило строить геологические и литологические профили с включением внутренних стратиграфических реперов по программе «KALAB», карты площадного распределения параметров пластов в программе «SURFER», а также производить статистический анализ в программе «STATISTICA».

Разработанные и внедренные в практику геологического изучения и геометризации природных резервуаров новые подходы, основанные на использовании современных математических методов и системы ТРИАС, позволяют повысить геолого-экономическую эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ.

Реализация работы. Предлагаемые методы поисков, разведки и геометризации природных резервуаров и залежей углеводородов в нижнемеловом клиноформно-покровном комплексе успешно внедрены в Когалымском регионе на землях ОАО «Лукойл-Западная Сибирь», где открыт ряд месторождений нефти. Апробированы и внедрены на ряде месторождений

Западной Сибири модели тектонической анизотропии, гидродинамической связности, литологические и геоморфологические.

Исходные данные. Исследования по теме диссертации выполнены в ОАО «Лукойл-Западная Сибирь», где автор длительное время работал в качестве главного геолога, и на кафедре геологии нефти и газа Пермского государственного технического университета. В основу исследований положены данные сейсморазведки МОГТ, ГИС и бурения. Было подвергнуто сейсмофациальному анализу более 5000 километров сейсмопрофилей, данные трехмерной сейсморазведки (3Д) на ряде месторождений Когалымского региона, большой объем (более 1000 каротажных диаграмм) данных ГИС и результаты бурения. Для решения поставленных в диссертационной работе задач также широко использовались фондовые и опубликованные работы.

Апробация работы. Основные положения диссертации докладывались и обсуждались на Всероссийских и региональных научно-технических конференциях и совещаниях в Москве, Екатеринбурге, Ханты-Мансийске, Перми и в других городах. Кроме того, они систематически докладывались и обсуждались на ежегодных научно-технических конференциях в Пермском государственном техническом университете и ежегодных совещаниях в «Лукойл-Западная Сибирь», а также в Минтопэнерго, в ГКЗ и Губкинских чтениях в ГАНГ. Отдельные положения диссертации были доложены на международных форумах (Китай, 1996).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 34 научные работы, в том числе шесть монографических исследований.

Структура работы. Диссертация содержит введение, шесть глав основного текста и заключение. Изложена на 260 страницах, включает 46 рисунков и 5 таблиц. Список литературы имеет 147 наименований.

Автор выражает искреннюю признательность научному консультанту профессору С.А. Шихову, своим коллегам по работе и соавторам научных публикаций, а также всем, кто способствовал работе над диссертацией.

1. Проблемы разведки и геометризации природных резервуаров

Изучением геологического строения и нефтегазоносности Среднего Приобья занимались многочисленные коллективы геологов, геофизиков, буровиков. Большой вклад в изучение общего строения и нефтегазоносности Среднего Приобья внесли Гавриков В.А., Даненберг Е.Е., Елизаренко Б.М., Ким А.И., Кононова Ю.К., Сафонов В.С., Семенов Н.Д., Белкин С.Г., Ровнин Л.И., Савельев Б.В., Салманов Ф.К., Эрвье Ю.Г., Юдин А.Г.

Определение направления геолого-поисковых работ на нефть и газ и изучение тектонического строения провинции немислимы без труда геофизиков, работами которых руководили Агафонов Ю.К., Анисимов В.В., Бондаренко Е.В., Ильина Н.А., Смирнов В.Г., Сурков В.С., Федоров В.П., Шмелева И.П., Шмелев А.К., Щербинин В.С., Крючков Ю.Д. Многочисленные геолого-геофизические данные обобщались в научно-исследовательских и производственных

партиях и лабораториях под общим научным руководством Боярских Г.К., Гурари Ф.Г., Наливкина В.Д., Нестерова И.И., Конторовича А.Э., Ровнина Л.И., Ростовцева Н.Н., Трофимука А.А., Чочиа Н.Г..

Большую роль в освоении нефтяных месторождений Среднего Приобья сыграли исследования Вышемирского В.С., Маркевича В.П., Ростовцева Н.Н., Рудкевича М.Я., Саркисяна С.Г., Фотиади Э.Э. Созданием прогрессивных методов поисков залежей нефти и газа занимались Бакиров А.А., Высоцкий И.В., Мирчинк М.Ф. и другие исследователи.

Теория и практика разведки и разработки крупных месторождений нефти потребовала от нефтепромысловой геологии решения сложных задач, связанных: а) с классификацией, качественным и количественным описанием различных видов неоднородности залежей нефти, б) с определением переходной зоны, ВНК, нефтеводонасыщенности, кондиционных границ пород коллекторов. Неоднородность определяется прежде всего литолого-петрографическими свойствами резервуара, причем в нефтепромысловой геологии выделяются макро- и микрон неоднородность. Сведения о детальности строения природных резервуаров нефти необходимы для создания эффективных научно-обоснованных систем разработки нефтяных месторождений, причем повышение достоверности запасов, эффективность разработки и увеличение нефтеотдачи пластов связаны с необходимостью изучения коллекторов по продуктивности (Азаматов, 1975).

Современные проблемы разведки и геометризации природных резервуаров на разных иерархических уровнях имеют свои специфические оттенки. Например, на уровне проницаемого пласта основной проблемой может быть изучение неоднородности пород-коллекторов и картирование экранов, а на уровне всего природного резервуара и месторождения - изучение структурной, фациальной, тектонической, гидродинамической и других неоднородностей, включая формационную принадлежность [25,31].

Обычно под термином «геометризация» понимается создание графических и графоаналитических моделей, которые отражают лишь самые общие подходы к созданию моделей природных резервуаров, причем интуитивно понимается, что геометризация почти тождественна разделению (декомпозиции) геологического пространства на однородные участки, элементы по вариации одного или нескольких признаков с установлением их границ.

С точки зрения разведки и эксплуатации природных резервуаров нефти геометризация понимается как декомпозиция геологической среды на условно однородные элементы для подсчета запасов и рационального извлечения сырья. Кроме того, геометризация природных резервуаров может рассматриваться как непрерывный процесс декомпозиции с целью выявления новых свойств и элементов по мере появления новой информации. Это позволяет видеть всю систему в ее эволюции с той или иной долей техногенной составляющей [1, 2, 3].

Для решения этой задачи необходимо детальное изучение состояния сырьевой базы объединения, количественной и качественной характеристики запасов нефти и объектов разработки, т.е. проведение дифференцированного анализа добычных возможностей сложившейся сырьевой базы изучаемой тер-

ритории. На территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» открыто 24 нефтяных и нефтегазовых месторождений. На балансе производственного объединения находятся 13 месторождений и на 11 месторождениях геологоразведочные работы проводятся организациями «Роскомнедра» [25, 17].

Сложившаяся ситуация выдвинула на первый план необходимость геолого-промыслового анализа сырьевой базы предприятия для оценки ее достоверности, надежности и возможности интенсивного освоения с целью оптимизации уровня добычи. С этой целью нами использована база данных ТПП «Когалымнефтегаз», входящая в систему ТРИАС [33] с ее программными модулями: информационным, аналитическим, расчетным и вспомогательным, причем последние преобразованы программой PPIGNIG в литологическую базу данных, связывающих пакет программ KALAB, SURFER и STATISTICA.

Таким образом, основными задачами на современном этапе следует считать доразведку, разработку и совершенствование структуры запасов ТПП «Когалымнефтегаз» на основе их дифференцированной оценки с учетом добывных возможностей продуктивных пластов на разных стадиях их изученности и освоения [4, 7, 8, 34].

Главными методами выявления, картирования и изучения внешней и внутренней структуры природных резервуаров в настоящее время являются сейсморазведка МОГТ (2Д, 3Д), геофизические исследования скважин (ГИС) и бурение [1,9]. В разрезах месторождений выделено 6 продуктивных комплексов: апт-альбский А₁-А₂, готерив-барремский Б₁-Б₇, валанжинский Б₈-Б₁₅, берриасский Б₁₆-Б₂₂, верхнеюрский Ю₁ и среднеюрский Ю₂. Все пласты сложены терригенными отложениями – переслаиванием песчаников, глинистых алевролитов и аргиллитов.

В анализ распределения запасов нефти включено пять первых нефтегазоносных толщ в пределах района деятельности ТПП «Когалымнефтегаз». Под общими ресурсами нефти принимается сумма добытой нефти и запасов всех категорий (АВС₁С₂). Такой анализ распределения ресурсов полезен как в целях познания закономерностей их размещения, так и в целях определения перспективных направлений геологоразведочных и эксплуатационных работ.

Весьма актуальными проблемными задачами являются следующие.

1. Существенное повышение эффективности сейсморазведки МОГТ (2Д) и особенно 3Д на основе ее комплексирования с данными ГИС и бурения. Такое комплексирование позволяет заметно повысить разрешающую способность метода не только по вертикали (бурение), но и по горизонтали (3Д), что позволяет решать целый ряд тонких задач, типичных для Западной Сибири и, в частности, для Когалымского региона. Например, детальное картирование ловушек неантиклинального типа, построение трехмерных моделей продуктивных пластов и др.

2. Выяснение геологических причин дискретности (прерывистости) продуктивных пластов, установленной в последние годы в Когалымском регионе и в сопредельных с ним регионах.

3. Разработка способов выделения и картирования тектонических, литологических и других экранов, разделяющих продуктивный пласт на отдельные блоки.

4. Геометризация неоднородно-блоковой структуры природных резервуаров и продуктивных пластов на основе многомерного анализа геолого-геофизических данных.

5. Моделирование сложных систем, к которым несомненно относится нижнемеловая геотехнологическая нефтегазовая система – ГТНГС { 31 }.

В качестве элементов ГТНГС выступают неоднородности геологической среды (ГС): неоднородности осадочных пород и свойств флюидов, взаимосвязи между отдельными частями ГТНГС, внешние и внутренние воздействия, а также реакция системы на эти воздействия. Все структурные уровни организации нефтегазоносной системы имеют принципиальное значение при идентификации пространственной неоднородности природных резервуаров: процедура выявления неоднородностей сводится к поиску их границ и иерархической упорядоченности в геологическом пространстве.

Декомпозицию геологического пространства с помощью многомерного анализа удобно производить на основе решения задачи классификаций. Такая задача, по мнению Ю.А. Воронина [1985], является простейшим случаем логико-математического моделирования, которое играет фундаментальную роль во всех областях знаний и предшествует любому моделированию, ограничивая классы допустимых объектов и ситуаций.

Задачи классификации в той или иной мере являются задачами типологии. В процессе их решения требуется свести в один класс однотипные в содержательном смысле, похожие друг на друга объекты и выявить их повторяемость. Это прежде всего связано с тем, что неоднородности более низкого порядка порождают неоднородности более высокого порядка. Основным объектом наших исследований являются макронеоднородности, то есть изменчивость характеристик природных резервуаров: проницаемость пластов, их форма, толщина, расчлененность, прерывистость, коллекторские свойства и др.

В настоящее время в научной литературе фигурирует свыше 30 видов неоднородности геологических объектов. Традиционно под неоднородностью понимается различное качество пласта-коллектора, обусловленное изменением структурно-фациальных и петрофизических особенностей пород, оказывающее влияние на движение пластовой жидкости.

В соответствии с представлениями А.А. Трофимука и Ю.Н. Карогодина о цикличности осадконакопления выделяется не менее 5 структурных уровней – от элементарных циклитов до суперциклитов. По отношению к коллекторским свойствам элементарный циклит рассматривается как совокупность флюидо-проводящих и флюидоудерживающих пор, трещин, каверн, объединенных в единые гидродинамически связанные микросистемы с разной продуктивностью. С учетом теоретических положений Л.Ф. Дементьева, В.Г. Каналина, Ю.Н. Карогодина выделено 6 уровней структурной организации ГС и ГТНГС («продуктивная толща – нефтяная залежь»). В качестве объединяющего все уровни выступает свойство горных пород удерживать и пропускать флюиды,

которое определяет гидродинамическую связность. Именно это свойство ГТ-НГС, совместно с такими, как физико-химические параметры, вязкость, а также содержание асфальтенов, парафина и смол, становятся определяющими при проектировании разработки залежи.

Следующим этапом изучения неоднородностей природных резервуаров является этап моделирования, т. е. построение различных геолого-геофизических моделей, которые достаточно полно и всесторонне позволяют охарактеризовать ГТНГС. По нашему мнению, наиболее полное и достаточное представление об этой системе дают следующие модели: структурная (гипсометрическая), литологическая, структурно-тектоническая или модель неоднородно-блоковой структуры, гидродинамическая или фильтрационно-емкостная.

В этой связи весьма актуальным является разработка и внедрение в практику моделирования методов многомерного анализа, использование которых начинается с формирования матрицы исходных данных по принципу «объект-признаки». Под объектом понимаются скважины или конкретные интервалы, а к признакам относятся данные ГИС, петрофизические свойства, пористость, проницаемость и др. Основной особенностью анализа данных можно считать операцию периодического возврата к одной и той же информации. Отсюда непосредственно следует шаговый принцип анализа данных, в котором выделяются три основных этапа обработки: пробный, прикидочный и главный [31].

Аналізу інформаційного забезпечення геометризції природних резервуарів уделено достатньо велике уваження в трудах В.І. Азаматова, А.І. Акульшина, В.Б. Васильєва, А.Д. Гинзбурга, Л.Ф. Дементьєва, В.Г. Каналина, І.І. Нестєрова, А.Я. Фурсова, І.П. Чаловського, Ю.В. Шурубора, І.Н. Шустєра і др.

Важнейшей составляющей информационного обеспечения являются данные ГИС, которые позволяют определять многие параметры продуктивных пластов и природного резервуара в целом, в условиях естественного залегания. В практике геолого-промыслового анализа на нефтяных месторождениях используется большое количество различных коэффициентов, параметров и комплексных показателей. Для прогноза и контроля нефтеотдачи все геолого-геофизические и технологические показатели сгруппированы в 5 групп. На практике такое большое количество показателей затрудняет оперативные оценки, управление запасами и разработкой месторождения. Поэтому, вслед за В.К. Гомзиковым и В.Г. Каналиным, в диссертационной работе уменьшено количество показателей путем выборки главных свойств ФЕС и использования комплексного показателя неоднородности геологической среды, определяемого по вариации коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, эффективной нефтенасыщенной толщины и толщины пропластков.

Исследования автора позволили создать новые, более совершенные модели проницаемых пластов и природных резервуаров нефти, отражающие не только геологические неоднородности, но и гидродинамическую связность природного резервуара, а также геолого-промысловые особенности месторождений, в частности, трехмерную информационно-аналитическую систему ТРИАС (научно-методическое обеспечение) [25, 33].

2. Региональная модель геологического строения и структурно-формационная характеристика покровно-клиноформного комплекса Когалымского региона

Современные представления о тектоническом строении Западно-Сибирской плиты базируются на результатах анализа большого объема буровых работ и данных геофизических исследований. Интерпретация этих данных приводит различных авторов нередко к неоднозначным выводам, особенно о глубинном строении, в частности, домезозойских образований (В.С. Сурков, Л.В. Смирнов, И.П. Кирда и др.).

Согласно одной из последних тектонических карт, вышедших под редакцией И. И. Нестерова, основными структурами 1-го порядка в пределах Когалымского региона являются Сургутский и Нижневартовский своды, которые разделены Ярсомовским мегапрогибом. Свод и Ярсомовский мегапрогиб осложнены структурами 2-го порядка (Ягунское, Федоровское, Тевлинское, Котухтинское, Ватьеганское и др.). В свою очередь, структуры 2-го порядка осложнены более мелкими поднятиями 3-го порядка.

На основе интерпретации всей совокупности геолого-геофизических данных нами выделено 6 структурно-литологических комплексов: 1) домезозойский палеоплитный (фундамент); 2) промежуточный субконтинентальный, представленный терригенными и терригенно-вулканогенными породами пермо-триаса; 3) терригенный предбаженовский; 4) баженовский; 5) клиноформный; 6) надклиноформный [21, 25, 26].

Палеоплитный комплекс на территории Когалымского региона доступен изучению только по данным сейсморазведки МОГТ. По аналогии с другими регионами Западной Сибири можно предположить, что он сложен терригенно-карбонатными отложениями рифея, венда и нижнего палеозоя. Его структурный план относительно прост и характеризуется чередованием валообразных поднятий и впадин. Сводовые части антиклинальных структур и в доюрское время представляли собой эрозионные останцы.

Таким образом, к началу юрского периода палеозойский рельеф был в значительной степени сnivelирован. Положительные структуры эродированы, а прогибы частично заполнены продуктами разрушения.

В качестве базовой поверхности при тектоническом районировании среднего и мелкого масштабов целесообразно использовать отражающую границу «А», которая соответствует поверхности коры выветривания. По этой границе Сургутский свод, Ярсомовский мегапрогиб и Нижневартовский свод четко оконтуриваются стратоизогипсой -3500 м. Выделены Кочетлорское, Тевлинско-Федоровское, Когалымское, Восточно-Когалымское, Дружное, Грибное, Кустовое и Повховское поднятия [30].

Структурный план по кровле баженовской свиты (отражающая граница «Б») в общих чертах унаследовал основные элементы тектонического строения, характерные для более древних структурных этажей, в частности, для горизонта «А». Но его детали иногда отличаются от структурного плана, который

наблюдается по более древним структурным этажам. Во-первых, изученность баженовской свиты и этого структурного этажа значительно больше, чем более древних этажей. Во-вторых, баженовская свита испытала лишь наиболее поздние тектонические дислокации.

Следует отметить, что интенсивность проявления дислокаций (разрывных и пликативных) в баженовской свите неравномерна. Разрывные нарушения, имеющие тектоническую природу, распространены в основном в западных и северо-западных районах. Преимущественно это взбросы и надвиги. Нередко разрывные нарушения группируются в зоны шириной до 5 км. Кроме того, наблюдаются нарушения, связанные с подводно-оползневыми дислокациями. В ряде случаев отмечается приуроченность области выклинивания клиноформ к восточным крыльям локальных поднятий по границе «Б».

Для положительных структур не характерно такое выдержанное субмеридиональное и северо-восточное простирание, какое отмечается по отражающей границе «А». Впадины тоже не имеют упорядоченной ориентировки. Ярсомовский мегапрогиб в пределах Когалымского региона по кровле баженовской свиты выражен нечетко.

Достаточно адекватное представление о региональных особенностях строения клиноформно-покровного комплекса позволяет получить анализ субширотных геолого-геофизических профилей, построенных в результате комплексной обработки данных сейсмостратиграфии, ГИС и бурения. Первый профиль пересекает Когалымский регион в северной части, а второй – в южной.

По северному профилю можно уяснить региональные черты строения северной части Повховского, Котухтинского и Ягунского поднятий и Ярсомовского мегапрогиба.

Установлены следующие особенности геологического строения.

1. В западном направлении возраст клиноформ становится моложе, а общая толщина их остается практически постоянной. Она несколько увеличивается в Ярсомовском мегапрогибе. На Повховском месторождении выделены клиноформы пласта БВ₈, на Котухтинском – пластов БВ₇ и БВ₆, на Ягунском – пластов БВ₄, БВ₂ и БВ₁, а на Сукур-Яунской – БС₈, БС₇.

2. Клиноформы разных пластов отличаются друг от друга по количеству элементарных клиноформ и по их длине. Так, клиноформа пласта БВ₈ на Повховском своде состоит из 5-7 элементарных клиноформ, тогда как клиноформы пластов БВ₇ и БВ₅ имеют всего одну элементарную клиноформу длиной не более 4-6 км. Отмеченные закономерности говорят о том, что боковое наращивание западных склонов мелководных террас носило сложный циклический характер: сравнительно короткие по времени трансгрессивно-регрессивные циклы сменялись более продолжительными циклами, когда формировались клиноформы четных проницаемых пластов.

3. Третьей существенной особенностью клиноформ является то, что их длина и крутизна в значительной степени зависят от структурно-тектонических условий. В пределах крупных сводовых поднятий (Повховском, Ватьеганском и др.) клиноформы крутые, имеют длину порядка 3-4 км. А на западных склонах

они менее крутые и более длинные (до 7-8 км). В крупных депрессионных областях, например, в Ярсомовском мегапрогибе они сильно выполаживаются.

4. Наблюдается ярко выраженная зависимость параметров клиноформ от тектоники. Простираение и падение клиноформ почти полностью контролируется аналогичными параметрами крупных структурных форм. Характерно, что в крупных прогибах, типа Ярсомовского, клиноформы расходятся, то есть они приурочены к их склонам.

5. Подтверждается ранее выявленная закономерность: локальная глинизация песчаного пласта наблюдается в эпицентральной части поднятия по кровле горизонта «Б».

Клиноформная часть разреза, по данным бурения и ГИС, в области сочленения ундоформы и собственно клиноформы представлена преимущественно алевроито-глинистыми отложениями. Как правило, все песчаные пласты, венчающие клиноформы, являются продуктивными на восточных крыльях локальных структур, в области мелководного шельфа. Приведена принципиальная схема сопоставления пластов мегионской и вартовской свит, а также их индексация на Нижневартовском и Сургутском сводах.

Заметим, что если первая и пятая особенности строения клиноформ в той или иной степени были известны (установлены в других регионах Западной Сибири), то остальные ранее нигде не отмечались. Между тем от особенностей регионального строения клиноформной толщи зависит правильность решения не только ряда теоретических, но и практических задач. В частности, таких, как поиски и разведка наиболее перспективных продуктивных песчаных пластов, в том числе ачимовских песчаных тел.

Одной из главных региональных закономерностей в строении покровной толщи является то, что количество проницаемых пластов уменьшается в западном направлении. Наиболее полный разрез и наибольшее количество пластов отмечается на Повховском месторождении. Здесь выделяются все песчаные пласты от БВ₁₀+БВ₁₁ до АВ₂ и АВ₁. В западном направлении из разреза последовательно выпадают покровные пласты. Так, на Ватьеганском поднятии в западной части отсутствуют в разрезе пласты от БВ₈ и древней; на Восточно-Придорожном поднятии – пласты БВ₆ и древней, а на Южно-Ягунском самыми древними по возрасту пластами являются пласты БВ₂ и БВ₃, соответствующие пластам БС₁₂ и БС₁₃.

Другой важной региональной особенностью можно считать пологое, почти горизонтальное, залегание покровных пластов. Песчаные пласты изменчивы по толщине и составу. Характерна микроклиноформная структура. Чаще всего она выражается в наличии локальных зон глинизации в начале западного крыла локальной структуры.

Клиноформная толща неокома изучалась многими исследователями. Наиболее широко она освещена в работах А.Л. Наумова, Т.М. Онищука, И.К. Кулахметова, Ю.Н. Карогодина, А.А. Нежданова, В.Н. Бородкина, В.Т. Слепцова, Н.Я. Кунина, О.М. Мкртчяна, Г.Н. Гогоненкова, И.И. Нестерова, Л.Я. Трушковой, В.Н. Никулина и др.

На схеме неокомского бассейна Когалымский регион входит в ланарклиновую Среднеобско-Надымскую седиментационную зону с падением клиноформ на юго-запад и реже на северо-запад. Принципиальная схема формирования неокомского разреза и выводы о значительном возрастном скольжении стратиграфического объема вартовской и мегионской свит даны в работе А.Л. Наумова, М.М. Бинштока, Т.М. Онищука еще в 1977 году. Основные региональные особенности клиноформ рассмотрены в 1990 г. в работе О.М. Мкртчяна, И.П. Гребнева, А.П. Игошкина, где, по данным региональных профилей сейсморазведки МОГТ и ГИС, проведено картирование клиноформ в Среднем Приобье и создан ряд сейсмофациальных моделей. Но большинство моделей носят региональный характер и слабо приспособлены для решения практических вопросов, в частности, таких, как поиски локальных нефтеперспективных объектов и прежде всего ловушек неантиклинального типа.

Как уже отмечалось, в результате комплексной интерпретации данных сейсморазведки МОГТ, ГИС и бурения были выявлены основные закономерности как регионального, так и локального строения нижнемелового клиноформно-покровного комплекса, разработаны их региональная и локальная геологическая модели, а также закартированы песчаные тела, в том числе ачимовские, которые представляют собой локальные нефтеперспективные объекты, в основном в ловушках неантиклинального типа.

Региональная модель представлена клиноформами I порядка пластов БВ₈, БВ₇, БВ₆, БВ₅, БВ₄, БВ₃ в восточной и центральной частях Когалымского региона и клиноформами пластов БС₁₂, БС₁₁, БС₁₀, БС₉, БС₈ и БС₇ в западной части в пределах Сургутского свода.

Принципиальная схема цикличности нижнемеловых отложений, в соответствии с иерархической схемой организации литосферы Ю.Н. Карогодина, разработана А.А. Неждановым в 1990 году. Отправной единицей при анализе цикличности клиноформной формации служат зонциклиты, которые состоят из глинистых и песчаных пластов. Эти пласты обычно группируются по 2-4 в десять субрегоциклитов и являются структурообразующим каркасом всей клиноформной формации. И хотя специальных работ, посвященных формационному анализу мезозоя Западной Сибири, нет, очевидно, что характер цикличности должен лежать в основе выделения формации [11, 22, 29].

Тем не менее, внедрение и применение структуры циклической иерархии, например, при индексации и корреляции пластов, наталкивается на целый ряд трудностей, связанных с различным объемом и фациальной изменчивостью пластов [28].

Для решения этих и других актуальных вопросов, связанных с изучением клиноформно-покровной толщи, нам представляется, что необходимо рассматривать эту важнейшую нижнемеловую формацию как единую, целостную систему. Понятие формации достаточно аргументировано и точно сформулировано в работах Н.С. Шатского, Н.П. Хераскова и А.Л. Яншина.

Основная трудность анализа неокомской формации заключается в том, что зонциклиты (клиноформы) являются полифациальными телами и в латеральном направлении формируют парагенетические связи 2-го типа (по тер-

минологии Н.С. Шатского «фациальные ряды»). Последние с востока на запад образуют следующий ряд: песчано-глинистые отложения аллювиально-озерного типа – алеврито-песчаные отложения дельты, авандельты и шельфа - глинистые отложения более глубоководной части шельфа. При пульсационном прогибании бассейна, осадконакоплении и миграции береговой линии происходит смещение фациальных осадков к центру бассейна, и они перекрывают друг друга по закону Вальтера-Головкинского.

Вышеописанный фациальный ряд типичен для регрессивной части зонциклита. Его трансгрессивная часть постоянно представлена глинистыми морскими отложениями, и в совокупности эти две части образуют фациальные сочетания. Отмеченные парагенетические связи являются определяющими при выделении неокомской формации. Сюда можно отнести и ачимовские песчаные тела, депоцентры которых сформированы конусами выноса.

В целом нижнемеловой седиментационный комплекс Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции является ярким примером аллохтонной формации регрессивного и одновременно смещенного типа и его следует отнести к единой формации.

Ниже по разрезу залегает баженовская свита. С точки зрения формационного анализа она представляет собой целостную систему и характеризует индивидуальный этап развития Западно-Сибирского бассейна.

Для геологического обоснования результатов сейсмофациального анализа необходимо проводить седиментологический анализ, составляющий основу всех модельных и генетических построений закономерностей формирования геологических тел и их петрофизических особенностей. С этой целью в этом разделе последовательно изложены представления об условиях раннеокомского осадконакопления, о проблемах корреляции разреза, о моделях формирования литологических ловушек, об эрозионных врезах в продуктивных горизонтах в увязке с литолого-фациальными данными.

Исходя из общих палеогеографических построений и принципиальной схемы формирования неокома по А.А. Наумову, выделены четыре структурно-фациальные зоны формирования песчаного пласта. В самой восточной зоне, приближенной к источнику сноса, пласт характеризуется резкой фациальной изменчивостью. Далее, в западном направлении в зоне мелководного шельфа пласт перекрывается глинистым экраном и может рассматриваться как природный резервуар. При переходе в более глубоководную зону он замещается алеврито-глинистыми породами. Четвертая зона выделена в области подножья шельфовой террасы. Здесь обычно формируются песчаные тела в виде конусов выноса и отдельных линз.

Основная роль в осадконакоплении неокома Западной Сибири принадлежит дельтам рек, шельфовым террасам. Ведущей группой, сформировавшей терригенные отложения неокома, является подводно-аллювиальная, включающая речные выносы, приливные отложения, отложения вдольбереговых течений, отложения стоковых течений и отложения шельфовых течений. Второе по значению место занимает группа волновых отложений, которая включает прибойные и волновые типы - валы, бары, пляжи и др. (Фролов В.Т., 1984).

В связи с этим следует подчеркнуть то, что эффективные геолого-геофизические модели основных месторождений Когалымского региона могут быть построены только на основе четких представлений об условиях осадконакопления. Основные особенности осадконакопления состоят в следующем.

1. Клиноформа каждого продуктивного пласта неокома сформирована наземной и подводной частями дельтовой системы.

2. Большинство дельт располагается в вершинах широких заливов, лагун. Причем, чем больше период «стояния» береговой линии, тем больше толщина отложений; происходит формирование депоцентров увеличенной песчанистости.

3. За счет периодического выдвигания дельт в море формируются элементарные клиноциклиты (2-го порядка).

4. В условиях миграции береговой линии, а также миграции русел рек происходит формирование мелководной шельфовой террасы.

5. При максимальной регрессии на поверхности дельты формируется песчаный пласт с тремя различными структурно-фациальными зонами.

6. При спаде воды происходит частичный размыв глин. При этом образуется новая элементарная клиноциклита и «окна слияния».

7. При быстрой регрессии моря возникают сильные стгонные течения, которые образуют русловые врезы.

8. Глубина русловых врезов в подстилающих породах может достигать 30-40 и более метров.

9. В мощных песчаных пачках часто наблюдаются прослой глин (до 0,5 м), обусловленные миграцией русел или половодьями.

10. Покровные глины, венчающие клиноформу 1-го порядка, связаны с крупными трансгрессиями. Толщина глин, разделяющих песчаные пласты, достигает 30-50 м и больше.

3. Совершенствование методики комплексного анализа и интерпретации данных сейсмостратиграфии, ГИС и бурения

В настоящее время для разведки и геометризации природных резервуаров нефти широко используются традиционные (классические) методы, основанные на совместном использовании данных сейсморазведки (2Д, 3Д), ГИС и бурения. Кроме того, в условиях Западной Сибири весьма эффективными оказались методы сейсмостратиграфии. Как известно, отдельные элементы сейсмостратиграфии были разработаны и внедрены в практику сейсморазведки исследователями бывшего СССР еще в 60-70-е годы XX века. Но они оформились как самостоятельная ветвь науки в конце 70-х годов в США, когда была опубликована книга под редакцией Ч. Пейтона "Сейсмическая стратиграфия".

Первые результаты применения этих методов на территории бывшего СССР изложены в обобщающей работе Н.Я. Кунина и В.Е. Кучерука. Определенный вклад во внедрение и развитие методов сейсмостратиграфии в условиях

Западной Сибири внесли группы исследователей под руководством Г.Н. Гогенкова, О.М. Мкртчяна, Ф.И. Хатьянова и др.

В условиях Когалымского региона вначале было необходимо адаптировать существующие методы сейсмостратиграфии к геолого-геофизическим условиям Когалымского региона, а также решить целый ряд задач, которые не были решены в других регионах. Например, такие, как детальное изучение клиноформной толщи, классификация клиноформ, комплексная интерпретация данных сейсмофациального анализа, ГИС и бурения, картирование локальных зон глинизации, выделение литологических экранов и ряд других. В связи с этим возникла необходимость совершенствования стандартных методов обработки и интерпретации геолого-геофизических данных, а также разработки новых, более совершенных и рациональных способов.

Для решения этих и других задач широко использовано геолого-геофизическое моделирование. В частности, оно использовано при изучении условий осадконакопления, зон выклинивания и образования клиноформ с помощью сейсмофациальных и сейсмолитофациальных моделей.

Поскольку сейсмофациальным моделям соответствуют строго определенные сейсмофации, то дается пояснение понятию «сейсмофация». Сейсмофация – это специфический образ литофации или структурно-фациальных условий, запечатленный на временном разрезе МОГТ в виде типичной волновой картины, определенной совокупности осей синфазности, характерных для определенной структурно-фациальной обстановки. Каждой модели соответствует одна или несколько сейсмофаций. Например, клиноформе на временном разрезе соответствует клиноциклита, которая состоит из трех элементов: ундаформы (сейсмофация мелководного шельфа), собственно клиноформы (сейсмофация склона прибрежной террасы) и фондоформы (сейсмофация более глубоководного шельфа). В результате обобщения и интерпретации данных сейсмофациального анализа, ГИС и бурения в Когалымском регионе была проведена классификация клиноформ. Выделены клиноформы I порядка пластов БВ₈, БВ₇, БВ₆ и т.д. Им присвоен индекс того пласта, который венчает эту клиноформу.

Клиноформы I порядка состоят из совокупности клиноформ II порядка. Так, на Повховском месторождении клиноформа I порядка пласта БВ₈ состоит из 5-7 элементарных клиноформ II порядка. Клиноформы II порядка иногда осложнены клиноформами III порядка. Локальные зоны глинизации тоже отнесены к клиноформам III порядка. Их еще можно назвать микроклиноформами [10].

На морфологию клиноформы решающее влияние оказывает интенсивность сноса обломочного материала и геоморфология дна палеобассейна. В зависимости от вышеупомянутых факторов все клиноформы подразделены на авандельтовые и прибрежно-морские. Первые образовались в условиях интенсивного сноса обломочного материала, а вторые – в условиях размыва прибрежно-морских террас и в более глубоководных участках шельфа.

В зависимости от геоморфологии дна палеобассейна клиноформы подразделены на сводовые и депрессионно-склоновые. Сводовые чаще всего являются и авандельтовыми. Они образовались в пределах крупных сводовых поднятий и

отличаются сравнительно малой длиной, порядка 3-5 км, и сравнительно большой крутизной. Депрессионно-склоновые клиноформы имеют значительную протяженность, порядка 7-8 км и более; их можно назвать проградационными [11,12,13,19].

С целью решения задачи детального изучения клиноформ и связанных с ними песчаных тел и локальных нефтеперспективных объектов разработаны новые сейсмофациальные модели.

1. Сейсмофациальная модель ритмичного песчано-глинистого разреза. Такому разрезу на временном разрезе соответствует чередование отражений в интервале между отражением «Н₈» (кровля пласта БВ₈) и отражением Б (кровля баженовской свиты). Положение осей синфазности почти горизонтальное.

2. Сейсмофациальная модель сравнительно однородного алевроито-глинистого разреза. На временном разрезе в соответствующем временном интервале отражения или отсутствуют, или они очень слабые и прерывистые.

3. Сейсмофациальная модель литологического экрана пронизаемого пласта.

Такие экраны образуются главным образом вследствие локальной глинизации продуктивного пласта. На временном разрезе фиксируется локальная область, в которой наблюдается существенное изменение положения осей синфазности от почти горизонтального в восточной части до резко наклонного в западной части. Глинизация отмечается у покровных пластов, которые обычно венчают клиноформу.

Для существенного повышения точности прогнозирования геологического разреза целесообразно сейсмофациальные модели переводить в разряд сейсмолитофациальных моделей. Заметим, что сейсмолитофациальной моделью следует называть такую модель, которая создается в результате комплексной интерпретации данных сейсмофациального анализа, ГИС и бурения и, следовательно, ее весомость и прогнозная ценность намного выше, чем сейсмофациальной модели.

В процессе комплексных геолого-геофизических исследований в Когалымском регионе был создан целый ряд сейсмолитофациальных моделей. Основные из них: 1) сейсмолитофациальная модель клиноформы, выделенной по данным сейсморазведки, ГИС и бурения; 2) сейсмолитофациальная модель локальной зоны глинизации или литологического экрана. Локальные зоны глинизации песчаного пласта очень хорошо выделяются по данным ГИС. В зоне глинизации на каротажной диаграмме отмечается резкое уменьшение отрицательной аномалии ПС (кривая ПС практически выходит на линию глиен), а также наблюдается существенное уменьшение кажущегося сопротивления. На каротажной диаграмме кривой естественного гамма-каротажа отмечается положительная аномалия, что связано с повышенной радиоактивностью глинистых пород. Кроме того, локальные зоны глинизации песчаного пласта хорошо выделяются при изучении литологического состава по керну или шламу; 3) сейсмолитофациальные модели ритмичного песчано-глинистого разреза и сравнительно однородного алевроито-глинистого разреза.

Сейсмофациальные модели таких разрезов в Когалымском регионе подтверждены многочисленными данными ГИС и бурения. Типичные примеры приведены в диссертационной работе. Эти сейсмофациальные модели можно однозначно перевести в разряд сейсмолиитофациальных [13].

В связи с необходимостью разработки методов картирования каньонообразных и русловых врезов, которые осложняют продуктивные пласты, делают их прерывистыми, созданы сейсмолиитофациальные модели русловых и глубоких каньонообразных врезов [18]. На временном разрезе им соответствует почти полное отсутствие каких-либо отражений во временном интервале от отражения H_8 до отражения «Б». Здесь наблюдается хаотичная картина волнового поля. По данным ГИС и бурения, на участках, где отсутствует отражение H_8 , нет не только залежей углеводородов, но и самого пласта BV_8 .

Менее резко выраженные русловые врезы с глубиной порядка 40-60 метров и шириной до 2-3 км тоже отчетливо отображаются на временных разрезах МОГТ. Им соответствует корытообразный или сигмовидный рисунок осей синфазности с выпуклостью, обращенной вниз.

В виду того, что с клиноформно-покровным комплексом связаны три типа ловушек углеводородов, рассмотрим соответствующие им сейсмофациальные и сейсмолиитологические модели [19, 20].

К первому типу относятся сложнопостроенные ловушки в пределах антиклинальной структуры. Продуктивный пласт в таких ловушках располагается на восточном крыле и в эпицентральной части. На западном крыле залежь отсутствует, так как в его начале происходит глинизация пласта. Сейсмофациальной моделью служит ундаформная часть клиноциклиты и начало собственно клиноформной, где наблюдается типичная локальная зона глинизации.

Ко второму и третьему типам относятся неантиклинальные ловушки, представляющие собой образования вдольбереговых баров и конусов выноса в более глубоководной части палеошельфа. В геологическом разрезе им соответствуют ачимовские песчаные тела. На временных разрезах МОГТ они располагаются в наклонной или фондоформной части клиноциклит. В волновом поле они отображаются в виде бугристо-прерывистых, чаще замкнутых осей синфазности.

Одним из достаточно эффективных способов картирования клиноформ, эрозионных врезов, ачимовских песчаных тел и других относительно вытянутых геологических объектов является способ, основанный на построении корреляционных схем, в котором для выделения подобных элементов используется величина степени подобия. По величине степени подобия можно выделить и зартировать изучаемый геологический объект. Эту величину можно определить путем вычисления функции взаимной корреляции (ФВК) или визуально.

Результаты геолого-геофизического моделирования на заключительной стадии исследования были сопоставлены с данными трехмерной сейсморазведки – все принципиальные особенности строения, отраженные в геолого-геофизических моделях, построенных с учетом данных 2Д и 3Д, хорошо согласуются. Однако сейсморазведка 3Д в комплексе с ГИС и бурением позволяет с высокой разрешающей способностью создать детальные геолого-геофизические модели

продуктивных пластов. Совершенно не случайно трехмерная сейсморазведка в настоящее время стала мощным средством изучения земных недр во многих нефтегазоносных провинциях мира, в том числе в Когалымском регионе [15,21,26]. Она обеспечивает нефтяников данными, которые существенно снижают стоимость разведки и разработки месторождений.

В Когалымском регионе трехмерная сейсморазведка применяется с 1995г. и, как показывает опыт работ, она успешно решает целый ряд поисково-разведочных задач, главные из которых следующие.

1. Изучение перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса.
2. Выявление мелких структур, пропущенных сейсморазведкой 2Д.
3. Выявление и оконтуривание ловушек неантиклинального типа.
4. Детализация строения пластов коллекторов и залежей.
5. Построение трехмерных геолого-геофизических моделей природных резервуаров как основы разработки.

Для совершенствования геолого-геофизических основ разведки и разработки особое значение имеет решение двух последних задач. Трехмерная сейсморазведка отличается высокой разрешающей способностью по латерали, а бурение – по вертикали. Таким образом, на основе комплекса данных (сейсморазведки 3Д и бурения) созданы специальные геолого-геофизические модели основных параметров продуктивных пластов, таких, как параметр пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и др. Полученные результаты послужили основой для подсчета запасов и составления рационального плана размещения эксплуатационных скважин.

4. Геолого-геофизические модели типовых месторождений Когалымского региона

Базовыми геолого-геофизическими моделями при корреляции клиноформ и других геологических объектов послужили опорные субширотные геолого-геофизические профили, построенные в результате обобщения и совместной интерпретации данных сейсмофациального анализа, ГИС и бурения. Два из этих профилей (пересекающий Ватьеганское поднятие и профиль через Восточно-Придорожное поднятие) особенно детальные и характерные. Эти профили построены в довольно крупном масштабе (вертикальный масштаб 1:200), что позволило успешно выполнить корреляцию данных ГИС (ПС и КС) по всем скважинам, которые имелись на профилях и во всем интервале 800-метрового разреза пластов серии БВ и АВ, от кровли баженовской свиты до подошвы алымской свиты.

Особое внимание уделяется тому, чтобы все данные сейсмофациального анализа, ГИС и бурения были согласованы друг с другом. В промежутках между скважинами все литолого-стратиграфические границы проводились по данным сейсморазведки МОГТ и результатов корреляции кривых ПС, КС и ГК. Построенный таким образом профиль можно считать геолого-геофизической моделью, которая достаточно адекватно отображает геологическую реальность: клиноформно-покровную толщу и проницаемые продуктивные пласты. Наибо-

лее полно и детально эти вопросы решены для разрезов Повховского, Ватьганского и Восточно-Придорожного месторождений и сопредельных с ними структур, расположенных западнее.

Повховское месторождение. В пределах северного окончания нижневартовского свода располагается довольно крупное Повховское месторождение, открытое в 1972 г. и включающее продуктивные пласты БВ₈, БВ₉, БВ₁₆ и Ю₁. Причем 94% всех запасов нефти содержится в пласте БВ₈ [20], который венчает это уникальное клиноформное образование. Уникальность клиноформы I порядка пласта БВ₈ состоит, прежде всего, в том, что она весьма протяженная (более 30 км) и составлена не менее чем из 7 клиноформ II порядка. Отсюда непосредственно следует, что пласт БВ₈ прерывистый. Количество перерывов соответствует числу элементарных клиноформ [9, 10, 14].

Все клиноформы, по нашей классификации, относятся к типу авандельтовых, сводовых. Они отличаются небольшой длиной (3-4 км) и сравнительно большой крутизной. В северной части Повховского месторождения клиноформы выражены более четко, чем в южной. Это говорит о том, что в северной части литологический состав более контрастный, чем в южной.

Как уже отмечалось, общая структура пласта БВ₈ прерывистая, из-за наличия локальных зон глинизации в эпицентральной части приподнятой области по отражающей границе «Б». Но могут быть перерывы и экраны, не связанные непосредственно с формированием клиноформ. Например, экраны могут иметь тектоническую и оползневую природу.

Отмеченные закономерности строения клиноформы и проницаемого пласта БВ₈, установленные сейсморазведкой 2Д, хорошо подтверждаются трехмерной сейсморазведкой, ГИС и бурением. Так, по данным ГИС и бурения, выполнена детальная корреляция пласта БВ₈ и его отдельных пропластков. В результате установлено, что этот пласт расчленяется на несколько пропластков, что также хорошо согласуется с данными специальных литологических исследований.

Одной из примечательных особенностей строения проницаемого пласта БВ₈ и в целом клиноформной толщи на Повховском месторождении является то, что в разрезе имеются многочисленные терригенные врезы. Здесь выделены глубокие (до 200 м) каньонообразные и менее глубокие (до 40-50 м) русловые врезы. Эти врезы существенно осложняют общую структуру пласта БВ₈ и клиноформной толщи. Они хорошо выражены на временных разрезах МОГТ. Каньонообразные врезы прослеживаются в северо-западной и северной частях Повховской площади, а русловые – в ее центральных районах. Сравнение геолого-геофизических моделей (сейсмофациальных и сейсмолитофациальных моделей терригенных врезов) с временными разрезами МОГТ позволяет заключить, что там, где развиты каньонообразные врезы, вся толща пород, включая пласт БВ₈, почти до баженовской свиты была размыта. Таким образом, молодые каньонообразные врезы тоже существенно изменили общую структуру пласта БВ₈, сделали этот пласт прерывистым на значительном протяжении. Интересно отметить, что область выклинивания коллекторов, ранее выявленная по данным

ГИС и бурения, фактически совпадает с областью развития каньонообразных врезов.

Молодые руслообразные врезы оказали подобное влияние на пласт БВ₈ в меньшей степени, но также нарушили его первичную структуру. Русловые врезы более древние, чем пласт БВ₈, отличаются тем, что они более глубокие и нередко в них образуются самостоятельные песчаные тела и залежи. Об этом свидетельствует наличие локальных отражающих границ. Наличие русловых врез в разрезе неокома в пределах мелководных террас практически доказано и подтверждено многочисленными данными ГИС и бурения на Повховской, Ватъеганской и других площадях.

Напомним, что исходя из общих палеогеографических построений, в структуре каждого песчаного пласта выделяются 3-4 зоны. В этом отношении пласт БВ₈ не является исключением. В зонах 3 и 4 формируются ловушки неантиклинального типа, а в зонах 1 и 2 - обычные и сложнопостроенные ловушки. Наибольший интерес представляет зона 2, где пласт сформировался в области мелководного шельфа и надежно перекрыт глинистыми экранами. Тогда как в зоне 1, приближенной к источникам сноса, надежные глинистые экраны отсутствуют. Основная роль в осадконакоплении в неокомском морском бассейне принадлежит дельтам рек и шельфовым террасам. Восточная часть Когалымского региона в раннем неокоме представляла собой озерно-лагунную область, периодически затопляемую морем.

Для выяснения строения и особенностей формирования пласта были построены субширотные и субмеридиональные литологические профили. На субширотных профилях хорошо видно падение слоев на запад до 1°, а также зоны глинизации. В отчетливо обособленных пачках БВ₈¹ и БВ₈² выявлено до 10-12 пропластков проницаемых пород толщиной до 3-4 м с глинистыми прослоями от 0,5 до 4,0 м. На субмеридиональных профилях наблюдается отчетливое горизонтально-параллельное залегание слоев.

Пласт БВ₉ толщиной до 15 м отделяется от пласта БВ₈ пачкой алевритоглинистых пород, толщина которой не выдержана. Нередко пласты БВ₈ и БВ₉ сливаются, образуя единый пласт БВ₈₊₉ толщиной до 85 м.

Кроме литологических профилей были построены карты толщин, песчаности, расчлененности и литологической зональности пласта БВ₈ для северной части Повховского месторождения на основе компьютерных файлов ТПП «Когалымнефтегаз». По толщине весь пласт БВ₈ можно расчленить на 3 зоны, ограниченными изопакитами 16, 32, 48 м. Эти зоны имеют субмеридиональное простирание. Наибольшая толщина наблюдается в центральной зоне, которая совпадает с эпицентральной частью локальной структуры. В этой зоне отмечается наибольшая расчлененность пласта БВ₈. Здесь выделяется до 16-20 отдельных слоев. Кроме того, в этой зоне наблюдается максимальная песчаность с коэффициентом от 0,8 до 1,0.

Совмещение карт песчаности и расчлененности позволило построить карту литологической зональности, с выделением 9 типов разреза. Установленные закономерности и прежде всего литологическая зональность, прямым образом связаны с формированием клиноформной структуры и имеют с ней об-

щую природу. Они позволяют совместно с данными сейсморазведки МОГТ прогнозировать песчаные тела и продуктивные пласты, связанные с клиноформным комплексом на Повховском месторождении.

Неравномерное распределение и изменчивость параметров пласта БВ₈, а также их определенная зависимость от геоморфологии морского палеобассейна говорит о том, что авандельта представляла собой весьма неоднородное многослойное тело и по латерали и по вертикали. Установленные в результате исследований значительная расчлененность, изменчивость строения и песчаности пласта БВ₈, наличие в нем перерывов, позволили усовершенствовать схемы разработки Повховского месторождения.

Восточно-Придорожное месторождение. Как известно, одним из главных вопросов, возникающих на этапе разведки, является вопрос – какую модель следует использовать при подсчете или пересчете промышленных запасов нефти. Решение подобных задач и разработанные нами методические приемы продемонстрируем на примере Восточно-Придорожного месторождения [19, 20], где предложенные ранее геолого-геофизические модели были построены без учета особенностей клиноформной структуры неокома, характеризовались наличием наклонных ВНК или множеством тектонических нарушений. Причем особенности моделей были обоснованы недостаточно.

В наших моделях, которые использованы при пересчете запасов нефти на Восточно-Придорожном месторождении, полностью учтена клиноформная структура неокома, выделены локальные зоны глинизации и разрывы между одноименными продуктивными пластами, венчающими клиноформы. Кроме того, наряду с тектоническими экранами выделены экраны литологические и экраны смешанного типа.

Создание таких моделей позволило детально и эффективно изучить неоднородно-блоковую структуру проницаемых продуктивных пластов Ю₁, БВ₄, БВ₀ и АВ₈ в пределах Восточно-Придорожного месторождения, построить структурные карты и выделить отдельные залежи, которые разделены друг от друга литологическими или тектоническими экранами.

Ключом к фациальному анализу продуктивных пластов, в том числе пласта АВ₈, может служить реконструкция палеодолин и палеорусел. При построении литологической карты палеорусел пласта АВ₈²⁶ выделены зоны, где суммарная мощность песчаников более 5 м, расчлененность 1-2 пропластка и коэффициент песчаности не менее 0,9. На построенной карте выделена зона субмеридионального простирания вдоль восточной окраины Восточно-Придорожного поднятия. Эта зона представляет собой основную погребенную аккумулятивную долину. Продуктивные пласты БВ₄, БВ₃, БВ₀, АВ₈ в своем составе содержат мелкозернистые кварц-полевошпатовые аркозы в разной степени алевритистые и глинистые. В целом гранулометрический и петрографический состав весьма изменчив, что обуславливает сильную изменчивость ФЕС продуктивных пластов.

Структура пласта АВ₈ в общих чертах подобна той, которая характерна для пласта БВ₀. Об этом свидетельствует сопоставление карт блоковой структуры этих пластов. Практически все экраны, выделенные по временным разрезам

в пласте БВ₄, наблюдаются и в более молодом пласте АВ₈, при этом природа экранов остается точно такой же. Так, если в пласте БВ₀ выделен тектонический экран, то и в пласте АВ₈ он остается тектоническим.

Предложенная нами экранно-блоковая модель строения залежей нефти позволяет оптимизировать геометризацию нефтенасыщенной части пласта, объясняет дифференцированное положение ВНК и, в конечном итоге, повышает достоверность оценки запасов углеводородов. Экранно-блоковая модель геометризации залежи дает возможность уточнения системы разработки месторождения и повышения коэффициента извлечения нефти, что можно рассматривать как увеличение добывных ресурсов предприятия.

Для большинства крупных залежей нефти характерно совместное вскрытие перфорацией в одной скважине нескольких пластов, различающихся по фильтрационно-емкостным свойствам, проводимости, степени гидродинамической связи, распространенности и выдержанности коллекторов по площади. Сравнительно простая геометрическая сетка размещения добывающих скважин на сложнопостроенных залежах предопределяет актуальность изучения основных закономерностей заводнения коллекторов и контроля за выработкой запасов нефти с целью своевременного получения информации, необходимой для совершенствования применяемой системы разработки. Основные задачи при этом сводятся к определению: а) количества нефти, отобранной по каждому пласту в разрезе, б) площади распространения объектов различной проводимости, нефтеносных пластов с подошвенной водой, в) влияния гидродинамической связи между коллекторами смежных пластов на выработку их запасов.

Ватьеганское месторождение. В пределах Ватьеганского поднятия отмечается приподнятое залегание фундамента; средняя амплитуда этой уникальной структуры, содержащей максимальное количество нефтеносных пластов, более 50 м. Максимальные толщины песчаников в пластах БВ₁, БВ₂, АВ₈, АВ₁₋₂ отмечаются на крыльях Ватьеганской структуры в северном переклиналильном окончании поднятия, а в пластах БВ₃, БВ₄, БВ₆, АВ₆, АВ₇ – в сводовой части. В области повышенной толщины песчаников пласта БВ₄ наблюдаются минимальные толщины песчаников более молодого пласта БВ₂, то есть осадконакопление носило не просто периодический характер, но в некоторой степени было инверсионным. Общие и детальные черты геологического строения в интервале разреза мегийонской и вартовской свит, то есть в серии пластов БВ и АВ, отражают 4 субширотных геолого-геофизических профиля. На всех профилях в области сочленения Ватьеганского поднятия выделяются зоны тектонических нарушений (по данным МОГТ). На фоне крупного сводового поднятия выделяется ряд более мелких локальных структур, осложняющих Ватьеганское поднятие.

Очень хорошо выражены клиноформы пласта БВ₆, общей длиной порядка 30 км. На центральном субширотном профиле она сложена 5 клиноформами II порядка. Далее на запад в разрезе присутствуют клиноформы пластов БВ₅ и БВ₄. В центральной части Ватьеганского поднятия общая толщина всех пластов уменьшается на 20-30 м, тогда как на склонах она увеличена. По данным бурения и ГИС, выделяется до 11-12 отдельных проницаемых пластов. Краевая подзона шельфа циклита БВ₄(БВ₅) имеет ширину 40-45 км и только на юге, за пре-

делами Когалымского региона (Угутская площадь) уменьшается до 12-14 км. В то же время выделяется ряд аномальных мощностей - до 30-80 м, большинство которых приурочено к тектоническим погружениям по горизонту Б.

Западнее Ватьеганского поднятия на площадях Видное, Дружное, Кустовое развиты клиноциклиты пласта БВ4, БВ3 (БС13) и БВ2 (БС12) с одной особенностью: выделяемая подшельфовая пачка БС12 сложена мощным песчаным пластом в виде руслообразных полос (Хатьянов Ф.И. и др., 1995г.).

Закономерности формирования и пространственное размещение клиноформенно-покровного комплекса и связанных с ним проницаемых пластов детально рассмотрены на Повховском, Ватьеганском, Восточно-Придорожном, Дружном, Кустовом, Грибном, Ярком, Южно-Ягунском месторождениях, а также на Кочевской, Конитлорской, Сукур-Яунской, Когалымской и Имилорской площадях. Отметим, что на Тевлинско-Русскинской площади закартировано довольно крупное по размерам и мощности песчаное тело ачимовского типа, которое представляет собой локальный нефтеперспективный объект неантиклинального типа. Этот объект рекомендован для опробования глубоким бурением [28].

5. Геометризация природных резервуаров на основе геолого-геофизического моделирования и интерполяции

Достаточно высокая эффективность изучения природных резервуаров на основе **геолого-геофизического** моделирования с применением многомерного анализа подтверждается хорошими результатами в условиях Западной Сибири, где исходными параметрами для моделирования послужили данные сейсморазведки МОГТ (2Д, 3Д), ГИС (ПС, БК, ИК, АК, ГК, НГК), количественные параметры ФЕС (K_p , $K_{пр}$, $K_{чл}$, $K_{неф}$), лабораторные анализы и описание керн по основным месторождениям Когалымского региона.

Для выяснения особенностей строения нижнемеловой терригенной формации и поведения пород-коллекторов региона нами выполнен факторный анализ широко распространенного на всей территории, высоко перспективного комплекса продуктивных пластов серии БС и БВ, а также интерполяция пласта БС10 на западе Когалымского региона.

Модели на основе факторного анализа геолого-геофизических данных пластов серии БС и БВ

В последние четыре десятилетия при исследовании сложных системных объектов в различных областях науки широко применяется факторный анализ, позволяющий при большом числе переменных (свойств) существенно снизить размерность задачи и охарактеризовать выборку комплексными показателями.

Для решения задачи мы рассматривали возможность использования более 50 показателей-свойств, отражающих все уровни организации осадочного бассейна. В этих условиях творческая роль системного анализа заключается в оп-

тимальном выборе признаков, влияющих на формирование коллекторов из уже намеченной структурной иерархии.

Чрезвычайно важно, что формальные закономерности, установленные в результате факторного анализа как интерпретационного метода, могут быть осмыслены с геологических позиций при анализе карт изолиний факторов. При этом подразумевается, что каждая из этих карт отражает закономерности проявления одного из процессов, оказавших влияние на формирование формации.

Факторный анализ выполнен по данным, характеризующим 91 разрез. Предполагается, что указанный набор параметров может рассматриваться в качестве системного описания разреза, отражающего его интегральные характеристики: толщины слоев, прослоев, их количество, взаимосвязи между мощностями смежных песчаных и глинистых тел, а также фильтрационно-емкостные свойства пород коллекторов.

В задаче, где исследуемая нами выборка достигала 22 элементов (свойств), удалось выделить не более 7 факторов, обеспечивающих приблизительно 80-90 % общей дисперсии выборки. Таким образом, размерность задачи снижалась в 3-4 раза. Каждый фактор достаточно легко поддается генетической интерпретации. Следует отметить, что основные преимущества прогнозирования на уровне факторов, а не отдельных переменных, заключаются в том, что автоматически решается задача синтеза и взаимной увязки прогнозов отдельных показателей. ■

32% общей изменчивости значений рассматриваемых параметров охватывается фактором 1, который имеет сильные положительные корреляционные связи с суммарной толщиной разреза, степенью его песчаности и глинистости. Вполне очевидно, что данный фактор отражает степень устойчивости процесса осадконакопления на участках с повышенной интенсивностью прогибания дна седиментационного бассейна и малыми глубинами размывов.

Второй фактор, весом 16 %, мы будем именовать фациальным фактором, который отражает режим ритмичного озерного осадконакопления и тесную связь песчаного и глинистого материала.

Относительный вес третьего фактора 13 %. Наиболее сильные положительные связи он имеет с параметрами «коэффициент песчаности» и «коэффициент контрастности», т.е. принимает повышенные значения в наиболее песчаных разрезах и трактуется как фактор аллювиального осадконакопления.

Для нашего исследования интересна характеристика шестого фактора с весом 6 %, который тесно связан с факторами, контролирующими емкостно-фильтрационные свойства песчаных тел. Ни с какими другими (тектоническим и фациальным) факторами коэффициенты пористости и проницаемости статистически значимых связей не обнаруживают, что, по-видимому, свидетельствует о специфической природе шестого фактора. Поэтому мы будем именовать его фактором интенсивности проявления растрескивания песчаных тел в процессе их литогенеза.

На карте поля значений первого фактора - устойчивости осадконакопления - видна четкая тенденция к росту значений фактора по направлению к западной границе Когалымского региона, т.е. от участков с континентальными

фациями к участкам развития фаций, характерных для прибрежных участков, по-видимому, как раз и характеризующихся наибольшей устойчивостью процессов тектонического прогибания и осадконакопления.

На общем фоне выделяются Южно-Ягунская площадь как зона наименее устойчивого прогибания и повышенного песчаного осадконакопления, и площадь Дружная с несколько повышенной устойчивостью того же процесса. Обращает на себя внимание «островной» характер зон проявления озерных фаций.

Совсем иной характер имеет карта значений третьего фактора (аллювиального осадконакопления). Облик «островков» на этой карте имеют зоны пониженных значений рассматриваемого фактора (места «устойчивых водоразделов»), а большая часть исследуемой территории оказывается занятой зонами повышенных (положительных) значений фактора. С незначительной натяжкой можно говорить о наличии в пределах «равнины» двух вытянутых в направлениях с севера-северо-востока на запад-юго-запад зон особенно высоких значений фактора 3, возможно, отвечающих главным речным долинам готеривского времени.

Карта фактора 6, выше интерпретированного нами как фактор интенсивности проявления растрескивания песчаных тел при уплотнении глинистых тел, отображает поле, по простоте своей структуры сопоставимое лишь с полем значений фактора 1. Можно говорить об участке с сильным проявлением растрескивания песчаных тел, занимающем большую часть южной половины исследуемой территории.

Оставшиеся примерно 18% изменчивости исследованной совокупности параметров системного описания геологического разреза клиноформы скорее всего обусловлены элементами субъективизма, неизбежными при формировании системных описаний разрезов.

Выполненный факторный анализ, взятый сам по себе, ответа на вопрос о том, какими процессами предопределены фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов клиноформы БС₁₀, не дает. Однако можно предположить, что решающее влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов оказали процессы диагенеза и катагенеза, в нашем случае они сопровождалась растрескиванием песчаных тел, превратившихся в пористо-микро-трещинные коллекторы.

Косвенным подтверждением пористо-трещинной природы коллекторов пласта БС₁₀ может служить гистограмма распределения пористости, имеющая двухвершинную форму. Для выяснения возможностей прогнозирования средней пористости пласта использованы результаты исследования 469 скважин по вышеперечисленным показателям: общая мощность пласта m_o , мощность песчаников m_p , мощность глин m_r , коэффициент песчаности KP , количество песчаных пропластков n_p , коэффициент расчлененности NI , средний коэффициент пористости K_n , интегрированный коэффициент неоднородности KNI , коэффициент проницаемости $K_{пр}$, абсолютные отметки кровли пласта $H_{кр}$.

Распределение пористости резко отличается от нормального и представляет собой смесь из двух распределений, отвечающих пористостям меньше 23% отрицательно асимметричного распределения с модой на уровне 21%; и

отвечающего пористости больше 23% почти симметричного распределения с модой на уровне 25%.

Таким же доказательством наличия трещинно-порового коллектора служат результаты кластерного анализа, в котором коэффициент проницаемости выделился в обособленный класс, что говорит о его формировании в основном за счет пока не выясненных эпигенетических процессов, характер которых был затронут в работах В. Н. Холодова (1985).

Аналогичные результаты были получены при факторном анализе петрофизических и минералогических данных по продуктивным пластам БВ₄, БВ₃, БВ₀, АВ₈ Восточно-Придорожного месторождения, которые также, как и пласт БС₁₀ сложены мелкозернистыми кварц-полевошпатовыми аркозами в разной степени алевролитистыми и глинистыми. В целом гранулометрический, петрографический состав, различная степень катагенеза и трещиноватости песчаников обусловили сильную изменчивость ФЕС пластов.

Среди 16 возможных факторов, влияющих на распределение характеристик песчаных пластов серии БВ, главными можно считать четыре, с весовыми коэффициентами 26% , 22%, 15% и 10%.

Первый фактор определяет 81% пористости и проницаемости и является типично седиментационным. Он связан с динамикой среды осадконакопления и степенью сортировки материала. Чем «чище» мелкозернистая фракция, тем лучше коллектор.

Второй фактор определяет скорость потока. Он интересен тем, что по нему можно определить зависимость распределения мелкозернистой фракции и ее «чистоту». Чем крупнее грансостав (выше скорость), тем меньше доля мелкозернистой фракции, а значит хуже коллектор.

Несмотря на то, что в основу классификации пород-коллекторов положены свойства, характеризующие структурно-вещественный состав породы, геологи хорошо понимают, что коллекторские свойства пласта являются эмерджентными свойствами не самих пород, и даже не самого пласта, а свойством «геономической формации» [23], в качестве элементов которой называют весь комплекс минеральных, газовых и органических соединений осадочного бассейна и истории его развития. Именно такой подход к нижнемеловой толще как к целостной системе, в которой пласты мегионской и вартовской свит рассматриваются в качестве фациальных рядов, позволяет прогнозировать фильтрационно-емкостные свойства и прежде всего проницаемость, которая, как выявлено при статистической обработке данных корреляционным, факторным и кластерным анализами, не зависит от структурно-вещественного состава пласта, а определяется особенностями формирования и последующего развития регрессивной и, одновременно, смещенной клиноформно-покровной формации [20].

Вопросы, связанные с методическим обеспечением моделирования, в той или иной мере рассмотрены в первом разделе диссертационной работы. Задачи геометризации природных резервуаров нефти неразрывно связаны с разработкой эффективных алгоритмов интерполяции, аппроксимации, экстраполяции функций и совершенствованием методического подхода к восстановлению геолого-геофизических параметров.

В практике геолого-геофизических исследований всегда приходится оперировать с дискретными значениями геолого-геофизических параметров $\varphi_k = \varphi(x_k, y_k)$, заданными в узлах нерегулярной сети: например, с отметками глубин продуктивной толщи, определенными в ряде скважин. Для построения структурной карты, создания горно-геометрических моделей месторождений и подсчета запасов необходимо проводить восстановление значений параметров в узлах регулярной сети.

Доказано, что отсутствие априорной информации о свойствах исходной функции $\varphi(x, y)$ не позволяет провести ее однозначное восстановление по набору дискретных значений φ_k . В работе приводятся карты - структурная - по кровле пласта БС₁₀ и изопахиты продуктивной толщи, включая ачимовские пачки для Западно-Тевлинской площади, построенные по одним и тем же исходным данным и существенно различающиеся между собой. Эти карты построены с применением различных методов интерполяции, реализованных в программе SURFER 8. В работе предлагаются два достаточно универсальных алгоритма, результаты которых слабо зависят от особенностей сети задания исходных данных, позволяющих получать высокую точность решения задачи интерполяции (аппроксимации) на сравнительно широком классе функций и экономичных с точки зрения затрат машинного времени. Первый алгоритм базируется на приближении дискретных значений наблюдаемого признака φ_k с фиксированной точностью истокообразными гармоническими функциями, представляющими собой гравитационный эффект совокупности сфер (точечных масс). Второй алгоритм использует конечно-элементное представление пространственного распределения исследуемого параметра и представляет собой линейную интерполяцию значений φ_k , выполняющуюся по направлению градиента функции $\partial\varphi/\partial r$, отвечающему минимальной длине вектора \mathbf{r} в окрестностях каждой результирующей точки. На практических примерах проиллюстрированы возможности этих алгоритмов.

Для решения целого ряда задач нефтяной геологии целесообразно проводить описание дискретных значений параметров непрерывной аналитической функцией двух переменных $\Omega(x, y)$, представляющей собой отрезок двойного ряда Фурье. С помощью быстрого преобразования Фурье (БПФ) вычисляются коэффициенты C_{mn} , полностью определяющие вид функции $\Omega(x, y)$. Массивы коэффициентов Фурье C_{mn} рассматриваются в качестве аналитической модели структурной поверхности или нефтяного резервуара. При известных коэффициентах C_{mn} не представляет затруднений определить значения моделируемого параметра в произвольных точках пространства, что необходимо при детализации фрагментов или построении сечений структурной поверхности. Можно также

проводить вычисление интегралов вида $\int_S \int \varphi(x, y) dS$ с заданной точностью, что требуется при определении объемов геологических тел и подсчете запасов нефти.

Разработанный метод построения аналитических моделей характеризуется весьма высокой точностью: в частности, среднеквадратическая погрешность аппроксимации глубин залегания кровли продуктивной толщи H в пределах Западно-Тевлинской площади составляет всего ± 36 см (при относительном изменении H порядка 300 м). Метод позволяет также осуществлять сглаживание исходных данных. Приведен практический пример выполнения численного интегрирования функции $\Omega(x, y)$ с оценкой погрешности по Рунге. В результате расчетов был определен объем нефтенасыщенного коллектора в пределах клиноформы пласта БС₁₀, представленного серией ачимовских песчаных тел различной мощности и достаточно сложной конфигурации с относительной погрешностью менее 1,5 % [32].

6. Опыт моделирования природных резервуаров

В научной литературе опубликовано множество формулировок понятия и видов неоднородности продуктивных пластов [22], связанных как с литологической неоднородностью, определяющей пространственную геометрию строения пластов, коллекторскими свойствами (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность и др.), так и с изменчивостью гипсометрии кровли (подошвы) пласта, его седиментационными, фациальными и другими атрибутами. Название модели всегда должно соответствовать ее содержанию по определению и, как справедливо пишет В.С. Славкин (1996), геолого-геофизические модели должны быть проблемно-ориентированными, понятными и точными по определению, насыщенными геологическими показателями. Тем не менее, выделяют множество типов (видов) моделей, названия которых, к сожалению, лишь косвенно отражают сущность модели.

В частности, в работах А.В. Рыжкова и др. (1997, 1999, 2003) строение пласта БС₁₁ Дружного месторождения описывается пятью моделями неоднородности: структурной, морфологической, петрофизической, фильтрационно-емкостной и нефтенасыщенности. Все данные для построения моделей, а именно гипсометрия кровли и подошвы пластов БС₁₁¹ и БС₁₁², эффективных толщ, пористость, проницаемость, динамическая емкость, степень нефтенасыщенности взяты по данным ГИС с расчетом названных параметров по программам АСОИГИС и ИНГИС. Названия ряда моделей требуют либо пояснения, либо другого имени, так как не отражают сути модели.

"Модель структурной неоднородности" отражает приподнятые и пониженные участки структурной карты относительно поверхности тренда. Поскольку понятие "структура" многопрофильно, то точнее и понятнее ее назвать "модель гипсометрической неоднородности" или "модель морфологической неоднородности". "Модель морфологической неоднородности" - это кар-

та эффективных толщин на фоне поверхности тренда, т.е. это просто стандартизированная "модель эффективных толщин", а морфология (описание формы) здесь не причем. Также неприемлемо называть "седиментационно-фациальной" моделью карты, созданные путем анализа цикличности кривых ГИС методами автокорреляции (АКФ) и ЭГС. Поскольку в основе модели лежит анализ циклов, т. е. особенностей строения толщи, то можно говорить о моделях цикличности.

Другими исследователями предложен ряд геолого-геофизических моделей: седиментационная, структурно-морфологическая, литолого-геологическая, палеоструктурная, тектоническая и другие. Однако основополагающей осталась блоково-разломная (ступенчато-блоковая) модель. Авторы, применив новые приемы сейсмической обработки, сделали эту модель даже более "детальной", практически игнорируя клиноформную модель строения неокома, которая сегодня является общепринятой. Не выдерживают критики, по целому ряду причин, принципы типизации разрезов, в основу которых положены «коллекторские свойства» пород и неопределенная «литологическая изменчивость», а также расположение скважины относительно «поднятия и погружения». Причем типы разрезов выделяются по проницаемости: 1-й тип > 560 мД, 2-й тип - 200-500 мД, 3-й тип - 100-200 мД, 4-й тип - 10-100 мД, 5-й тип - 0,1-10 мД, а потом дается их петрографическая характеристика. Естественно, выдавать выделение типов коллекторов по проницаемости за седиментационную модель, а тем более транслировать этот «тип разреза» как отражение обстановки осадкообразования - неправомерно. В связи с этим заметим, что особенности распределения петрографических свойств пород, позволяющие судить об условиях седиментации, хорошо отражаются в результатах кластерного анализа, который показывает, что проницаемость зависит не только от типа разреза и условий седиментации, а обусловлена в ряде случаев главным образом рядом постседиментационных процессов.

Для региона разработаны и применяются модели природных резервуаров: морфологическая, литологическая, неоднородно-блоковая и гидродинамическая, характеризующие сложную неоднородную структуру пород-коллекторов, залежей углеводородов и главное - изменений их состояния, вызванные нефтедобычей. Нами предлагается следующая последовательность использования моделей.

В основу всех построений кладется геоморфологическая модель объекта (пласта, горизонта, маркирующего горизонта) – совокупность структурных карт по его кровле и подошве. Закономерным вторым этапом в познании свойств геологического объекта служит построение литологической модели – совокупности карт эффективных и общих мощностей объекта, его песчаности и расчлененности, а также литологических неоднородностей, выклиниваний и замещений. На следующем этапе строится модель неоднородно-блоковой структуры объекта как совокупность всех пликативных и дизъюнктивных нарушений толщи, оползней, размывов и перерывов в осадконакоплении. И заканчивается исследование наложением на предыдущие модели данных о фильтрационно-емкостных свойствах пород, которые дают картину распределения эффектив-

ной составляющей пустотного пространства, способного вмещать и отдавать УВ. Совокупность вышеперечисленных моделей дает возможность планировать технологические мероприятия по скважинам с полным учетом геологических условий их расположения.

Геоморфологическая модель

Структурные карты представляют собой графическое изображение формы залегания какой-либо геологической поверхности (кровли, подошвы, размыва и т.д.) в форме изолиний, изогипс – линий равных абсолютных отметок.

В условиях клиноформного комплекса, когда отражающие горизонты пластов погружаются в западном направлении к отражающему горизонту баженновской свиты с уклоном в 1° , превышение абсолютных отметок восточной части клиноформы над западной, при ее средней длине 10 км, будет составлять около 170 м. Это само по себе образует западное крыло большинства локальных структур. На этот седиментационный наклон слоев впоследствии накладываются тектонические движения более позднего возраста, при которых формируются восточные крылья структур.

В таких условиях целесообразно проводить исследования регионального тренда структурной поверхности и его локальных составляющих, что позволяет изучить отдельно как региональные, так и местные, локальные особенности в формировании структурного плана.

Исследования подобного плана были проведены А. Л. Рыжковым, С. А. Ульяновым, Н. Д. Раевским на Дружном и Кустовом месторождениях Когалымского региона Западной Сибири в 1997 г. Методика создания модели, по авторам, представляется следующей: на карте распределения параметра выделяется региональный фон (тренд), а затем выделяются его локальные составляющие. Карта локальных составляющих тренда и называется морфологической моделью неоднородности. По этой методике названными авторами были построены структурная, морфологическая, петрофизическая и фильтрационно-емкостная модели пластов BC_{11}^1 и BC_{11}^2 .

Нами были проведены аналогичные работы по продуктивному горизонту BC_{10} (и его аналогу AB_8), охватывающие весь Когалымский регион. Горизонт BC_{10} характеризуется довольно сложным строением. В нем выделяется до четырех пластов (BC_{10}^3 , BC_{10}^2 , BC_{10}^1 и BC_{10}^0), разделенных глинистыми пачками различной мощности и выдержанности. Общая мощность горизонта достигает 120-140 м. Пласты, составляющие горизонт, также имеют сложное строение и значительно изменяются по толщине в различных частях площади. Общие толщины по нижним пластам (BC_{10}^3 и BC_{10}^2) достаточно близки и составляют 34,9 и 31,5 м, тогда как эффективные толщины значительно различаются – 25,1 и 15,7 м соответственно. Верхние пласты (BC_{10}^1 и BC_{10}^0) довольно сильно различаются как по общей мощности – 10,1 и 19,1 м, так и по эффективной – 8,1 и 13,0 м.

Для построения структурных карт по пластам первоначально использовались методы ближайшего соседа, линейной интерполяции и линейной экстраполяции. При построении и анализе карт выяснилось, что первые два метода

недостаточно устойчивы и неадекватно отражают ситуацию при нерегулярной сетке наблюдений, тогда как метод экстраполяции показал себя достаточно устойчивым к нерегулярной сетке и производящим наиболее достоверные карты.

Для построения карт тренда использовался метод полиномиальной регрессии с показателями полиномов до четвертой степени. Был получен ряд карт тренда структурной поверхности пластов и выявлено совпадение структурных планов. Для характеристики совпадения структурных планов по пластам был проведен корреляционный анализ и получены уравнения зависимостей между структурными планами по пластам. Коэффициенты корреляции варьируют от 0,96 до 0,99, увеличиваясь вверх по разрезу.

Геоморфологическая модель Восточно-Придорожного месторождения представлена совокупностью карт горизонта АВ₈ (БС₁₀). На структурной карте видно сложное структурное строение площади, характеризующееся в различных частях резкими перепадами отметок на небольших расстояниях. В центральной части прослеживается в целом субширотная положительная структура довольно сложной конфигурации, имеющая два купола с амплитудой 12,5 м в восточной и северной частях. Южнее и западнее выделяются ярко выраженные отрицательные формы рельефа. Так, на западе фиксируется мульда с амплитудой 17,5 м по последней замкнутой изогипсе -2175 м. В южной части выделяется синклиналь преимущественно субширотного простираания амплитудой около 17,5 м по последней замкнутой изогипсе -2180 м. На карте регионального тренда, построенной по методу полиномиальной регрессии со степенью полинома равной трем, видны основные закономерности регионального строения данной площади. По карте локальных составляющих тренда видно, что при вычитании региональных особенностей строения структурного плана мы получаем на площади основные закономерности локального строения. Из региональной тенденции явно выпадает вышеописанная мульда, а также наиболее погруженная часть отрицательной структуры на юге. Купола положительной структуры являются самостоятельными структурными элементами.

Применив различные методики построения, можно сделать вывод, что наилучшим для этой модели является комплексирование метода Kriging, производящего наиболее достоверные карты при работе с нерегулярно расположенной сеткой наблюдений, и метода полиномиальной регрессии, обрабатывающего данные таким образом, что выделяются и отражаются на карте как глобальные тенденции изменения значений параметра по площади, так и его локальные составляющие. Комбинированное применение двух вышеназванных методов позволяет в сложных клиноформных условиях неюкома наиболее полно изучить как региональные, так и локальные составляющие структурных планов, оценить степень их подобия, характер изменчивости и сложности.

Литологическая модель

Как известно, в целях разработки и подсчета запасов продуктивные пласты дифференцируются на типы разрезов по суммарной мощности и числу пронизаемых прослоев, а также производных от этих показателей - коэффици-

ентов песчанности, расчлененности, прерывистости. Только после построения таких карт, отражающих «литологический уровень», можно переходить к петрофизическому уровню и его трансляции.

На литологическом профиле, составленном для продуктивного горизонта АВ₈ по программе Ю. В. Шурубора, хорошо видны особенности залегания всех пронизываемых слоев и разделяющих их существенно глинистых междупластий, подчеркивающих основные черты горизонтально-слоистой модели. Сложность строения пластов, где наряду с тонким переслаиванием в одних разрезах, существуют монолитные пласты, - однозначно свидетельствует, что в основу типизации разрезов должна быть положена литологическая расчлененность и песчанность разреза, с обязательным учетом суммарных толщин слоев. Такие литологические модели построены, как уже отмечалось ранее, для Повховского и Восточно-Придорожного месторождений (пласты серии БВ), а также для пластов серии БС в западной части Когалымского региона.

Поэтому на основе геологической базы данных предлагается строить карты суммарных мощностей песчаников, а также литологической зональности, позволяющие видеть, что в целом повышенным мощностям песчаников соответствуют зоны высокой песчанности, и в большинстве случаев, пониженная расчлененность. Таким образом, можно проследить закономерности распространения макронеоднородности горизонта, оценить сложность его строения в различных частях площади. Совместный анализ литологической и геоморфологической моделей дает возможность определить места наиболее вероятного образования ловушек структурного и неантиклинального типов. В литологическую модель также целесообразно включать карты мощностей глинистых прослоев, разделяющих пласты.

При таком сложном строении и малом количестве керн ключом к фациальному анализу продуктивных пластов могут служить показатели определенные по ГИС, причем основой анализа является реконструкция палеодолин, подводных течений по текстурным особенностям и палеорусел.

Модель неоднородно-блоковой структуры

Такая модель у большинства продуктивных горизонтов имеет смешанную литолого-тектоническую природу при субмеридиональной ориентации основных структур. Главное достоинство этой модели, по нашему мнению, состоит в том, что в ее основу положены плодотворные идеи о блоковой структуре отдельных структурных этажей и пластов и наличие естественного горизонтального ВНК в пределах одной и той же залежи, а также возможное наличие в продуктивном пласте тектонических, литологических и других экранов.

Тектонические нарушения распространены весьма неравномерно. Так, в пределах меридионального Конитлорско-Кочевского прогиба, имеющего в пределах Когалымского региона протяженность около 100 км при средней ширине 20 км, они практически отсутствуют, в то время как западнее прогиба, где фундамент занимает относительно приподнятое положение, нарушенность бажевовских и перекрывающих их ачимовских отложений значительна.

На Имилорской площади разрывные нарушения группируются в зоны шириной до 5 км и более. Они ориентированы независимо от северо-восточного простираения основного прогиба в фундаменте. Одна из таких зон протяженностью более 30 км имеет субмеридиональную ориентировку и пересекает весь прогиб под острым углом к его оси. С этой зоной пространственно связано валообразное поднятие, амплитуда которого по кровле баженовской свиты составляет около 50 м.

Альпийскому тектогенезу своим происхождением обязаны также зоны повышенной трещиноватости, сопровождающие выше отмеченные относительно крупные дислокации, либо развивающиеся независимо от них. Наложённая трещиноватость неизбежно влияет на изменение характеристик коллекторских свойств горных пород в сторону их значительного улучшения, особенно в плотных породах, характеризующихся низкими показателями первичной пористости. В этой связи на участках повышенной трещиноватости баженовскую свиту и ачимовскую пачку следует рассматривать в качестве потенциального резервуара Когалымского региона.

О широком развитии гравитационных оползневых дислокаций, связанных с палеосейсмичностью и развитых в мегийской свите, хорошо известно. Это относится прежде всего к ачимовским отложениям - фациям мутьевых потоков и ассоциирующихся с ними склоновым шлейфам и оползням различной морфологии. На долю сейсмогенных образований приходится 3-10% от общей 3-4 км мощности разреза, а для «отдельных стратиграфических подразделений (васюганская, куломзинская, тарская свиты) значение их увеличивается до 15-35%» (Микуленко К.И., 2000).

Менее известно о таковых в шельфовых и покровных субконтинентальных отложениях, хотя они описаны в ряде работ как тектонические нарушения. В частности, известна блоковая модель строения Восточно-Придорожного месторождения, предложенная ТТЭ г. Тюмени (1992 г.). Исследования, проведенные нами, показали, что клиноформное терригенное осадконакопление в условиях трансгрессивно-регрессивного режима постоянно сопровождается широким развитием конседиментационного гравитационного тектогенеза [2], причем последний хорошо фиксируется в разрезе нижнемеловых отложений в виде дислокаций слоевого масштаба без нарушения сплошности и изменения толщины (Северо-Тевлинская скв. 50-р). Описанный разрез характеризуется постоянными размывами, наличием слоевых дислокаций и двух оползневых блоков с наклоном слоев, обратных региональному уклону.

Очевидно, подобные явления в условиях клиноформного осадконакопления Западной Сибири соответствовали характеру цикличности: зонциклита – темциклита - элещиклита, а их проявления были разномасштабными и разнообразными. Причем сложность морфологии дельтовых и авандельтовых образований (прирусловых валов, баров, лагун и т.д.) обуславливала разнообразные разноориентированные гравитационные нарушения, плоскости сместителей которых имеют различную амплитуду, прослеживаясь иногда в большинстве горизонтов нижнего мела. В конечном счете, именно эти явления создавали все трудности, отмеченные тюменскими геологами (изменчивость толщин и кол-

лекторских свойств, значительную нарушенность, наклонные ВНК продуктивных горизонтов и т.д.), возникающие при подсчете запасов.

Гидродинамическая (фильтрационно-емкостная) модель

Данную модель составляют карты пористости и проницаемости, их анализ совместно с предыдущими моделями дает возможность определить наиболее простые и сложные в освоении зоны месторождения.

При учете нефтенасыщенности можно говорить о степени подвижности запасов в различных частях месторождения. Для большинства крупных залежей нефти характерно объединение в один эксплуатационный объект нескольких пластов, которые различаются по фильтрационно-емкостным свойствам, степени гидродинамической связи и выдержанности коллекторов. Все это предопределяет актуальность изучения основных закономерностей заводнения пласта и выработки нефти для совершенствования системы разработки. При этом основные задачи состоят в том, чтобы определить количество нефти, отобранной в каждом пласте, полноту вытеснения нефти из пластов с различной проводимостью и влияние гидродинамической связи между коллекторами смежных пластов. С этой целью предлагается строить геолого-статистические разрезы и сопоставлять их с данными ГИС и результатами лабораторных исследований.

Геолого-статистические модели не только позволяют расчленить весь разрез на пласты-коллекторы и разделяющие их непроницаемые прослои, но также дать их фильтрационно-емкостную характеристику и проследить пространственное распределение. Эффективность применения разработанных моделей показана на примере залежи АВ₁₋₃. Для большинства крупных залежей нефти характерно совместное вскрытие перфорацией в одной скважине нескольких пластов, различающихся по фильтрационно-емкостным свойствам, проводимости, степени гидродинамической связи, распространенности и выдержанности коллекторов по площади. Сравнительно простая геометрическая сетка размещения добывающих скважин на сложнопостроенных залежах предопределяет актуальность изучения основных закономерностей заводнения коллекторов и контроля за выработкой запасов нефти с целью своевременного получения информации, необходимой для совершенствования применяемой системы разработки. Основные задачи при этом сводятся к определению: а) количества нефти, отобранной по каждому пласту в разрезе, б) площади распространения объектов различной проводимости, нефтеносных пластов с подошвенной водой, в) влияния гидродинамической связи между коллекторами смежных пластов на выработку их запасов [23, 27].

Наиболее перспективным способом решения перечисленных задач является распределение нефти в соответствии с заводненным объемом коллектора пластов различной проводимости, т.е. необходимо определить заводненный объем коллектора, количество нефти, которое из него может быть отобрано с учетом параметров, обоснованных при подсчете начальных запасов, и сопоставить полученные данные с количеством нефти, фактически отобранной из залежи добывающими скважинами за весь период разработки.

В результате использования методики определения заводненных объемов коллектора для оценки степени выработки запасов установлены опережающая выработка запасов одного из интервалов пластов АВ_{1,2,3}, и переток нефти из зон высокой проводимости к скважинам зон низкой проводимости. Показано, что при совместном вскрытии перфорацией пластов, существенно различающихся по проводимости, работает только лучший пласт, поэтому фактическая плотность сетки скважин в 1,4 раза меньше проектной.

Опыт геологоразведочных работ показал, что большую роль для выработки оптимальной и рациональной схемы освоения и разработки месторождения играет правильная оценка фильтрационно-емкостных свойств и коэффициента извлечения нефти [33]. В Когалымском регионе по всем изучаемым месторождениям разработана и широко внедряется методика оперативной и дифференцированной оценки КИН на основе статистических методов (Халимов Э.М. и др., 1994).

Совокупность перечисленных моделей позволяет наиболее точно оценить закономерности распределения макро- и микронеоднородности пластов, определить наиболее простые для разработки участки залежи, дать полную и целостную характеристику геологического строения исследуемого месторождения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе дано научное обоснование решения задач разведки и геометризации природных резервуаров нефти применительно к условиям Западной Сибири в покровных и клиноформных песчаных пластах методами сейсмостратиграфии, ГИС и бурения. При этом на основе интерпретации данных вышеназванных методов установлены региональные и локальные особенности геологического строения клиноформно-покровного комплекса неокома, выяснены закономерности формирования и пространственного размещения покровных и клиноформных песчаных пластов и залежей, в том числе ачимовского типа в Когалымском регионе, что, в конечном счете, будет способствовать повышению эффективности поисково-разведочных работ.

Установлено, что нижнемеловой седиментационный комплекс Западной Сибири в составе вартовской и мегионской свит толщиной до 800 м, пользуясь терминологией и понятиями школы Н.С. Шатского, представляет собой яркий пример целостной терригенной формации аллохтонного регрессивного и смещенного типа. Структурообразующим каркасом формации служат 29 клиноформ-зонциклит, состоящих из трансгрессивных глинистых и регрессивных разнофациальных, преимущественно песчаных пластов.

Определенные коррективы внесены в представление о тектоническом строении региона. В частности, установлено наличие в палеозойском фундаменте двух крупных прогибов - Конитлорско-Кочевского и Имилорского, амплитуды которых на порядок превышают амплитуду Ярсомовского мегапрогиба, принимавшегося за крупнейшую отрицательную структуру регионального

плана, разделяющую Сургутский и Нижневартовский своды. Эти прогибы наследуются как мезозойскими, так и более молодыми комплексами, в то время как Ярсомовский мегапрогиб на уровне баженовской свиты и вышележащих горизонтов практически не фиксируется. Установлено также наличие многочисленных малоамплитудных складчатых форм и разрывов, осложняющих основной структурный фон и формирующих особый тип "аномальных разрезов" баженовской свиты.

В Когалымском регионе в результате комплексной интерпретации данных сейсморазведки МОГТ, ГИС и бурения закартированы 19 клиноформ, в восточной части на Повховском месторождении с ними связаны пласты БВ₉ и БВ₈, а в западной части - клиноформы БС₉, БС₈ и БС₇. В центральной части Ярсомовского мегапрогиба пласты БС₁₀, БС₁₁, БС₁₂ имеют значительно большую площадь распространения и более пологие углы наклона, характеризуясь различным числом темциклит.

Статистический анализ петрофизических свойств позволил выработать методику прогнозирования пористости и коэффициента проницаемости по ряду косвенных признаков – общей мощности продуктивных горизонтов и отдельных пластов, степени их песчаности и расчлененности. Несмотря на то, что в основу классификации пород-коллекторов положены свойства, характеризующие структурно-вещественный состав породы, геологи хорошо понимают, что коллекторские свойства пласта являются эмерджентными свойствами не самих пород и даже не самого пласта, а свойством «геономической формации», в качестве элементов которой называют весь комплекс минеральных, газовых и органических соединений осадочного бассейна и истории его развития. Именно такой подход к нижнемеловой толще как к целостной системе, в которой пласты мегнионской и вартовской свиты рассматриваются в качестве фациальных рядов, позволяет прогнозировать фильтрационно-емкостные свойства и прежде всего проницаемость, которая, как выявлено при статистической обработке данных корреляционным, факторным и кластерным анализами, зависит не только от структурно-вещественного состава пласта, но определяется также особенностями формирования и последующего развития регрессивной и одновременно смещенной клиноформно-покровной формации.

Комплексная интерпретация данных трехмерной сейсморазведки, ГИС и бурения, выполненная на отдельных участках Когалымского региона, подтверждает результаты интерпретации сейсмофациального анализа, выполненного по данным сейсморазведки 2Д и позволяет существенно улучшить и уточнить существующие модели, используемые при подсчете запасов. Так, благодаря тому, что разрешающая способность такого комплекса повышается как по вертикали, так и по латерали, удалось по параметрам эффективных толщин и пористости выделить палеоруслу рек, а также уточнить и детализировать карты пористости и эффективных нефтенасыщенных толщин пластов серии БВ и АВ на Повховском, Ватьеганском и Восточно-Придорожном месторождениях. На Тевлинско-Русскинском месторождении по данным трехмерной сейсморазведки уверенно закартировано и рекомендовано к глубокому поисковому бу-

рению крупное песчаное тело, представляющее собой неантиклинальную ловушку.

Большое значение для совершенствования методов подсчета промышленных запасов имеет задача выделения различных экранов, разделяющих залежи углеводородов. В работе приводятся классификации и геолого-геофизическое обоснование тектонических, литологических экранов, а также экранов смешанного типа. Все это позволило создать более рациональные и эффективные геолого-геофизические модели проницаемых пластов и залежей углеводородов в верхнеюрских и нижнемеловых отложениях, построить карты неоднородно-блоковой структуры пластов Ю₁, БВ₄, БВ₀ и АВ в южной части Когалымского региона. Указанные карты и модели послужили основой для пересчета запасов нефти на Восточно-Придорожном месторождении.

Разработаны геолого-геофизические модели геометризации природных резервуаров нефти на основе анализа типовых месторождений Западно-Сибирской НГП с применением методов многомерного анализа. Эти методы позволяют произвести типологию геологической среды природного резервуара на основе метода классификаций. При этом геолого-геофизическая информация, в том числе данные ГИС, подвергаются математической обработке различными методами факторного и кластерного анализов.

В результате созданы геолого-геофизические модели природных резервуаров: морфологическая, литологическая, неоднородно-блоковая и гидродинамическая, которые можно использовать для более объективного и точного подсчета промышленных запасов, составления схем рациональной разработки, а также схем оптимального управления нефтедобычей в соответствии с использованием системы ТРИАС.

Эти методы успешно опробованы на ряде месторождений Западной Сибири. Результаты геолого-технологической интерпретации, полученной при моделировании, хорошо согласуются с состоянием нефтедобычи в отдельных скважинах и в целом по месторождениям, а также с последствиями применения различных технологических мероприятий. Изложенные в работе рекомендации будут способствовать оптимизации разведки и разработки месторождений нефти и газа Когалымского региона.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах.

1. Комплексная оценка геолого-технологической и экономической эффективности систем разработки в условиях нестабильного ценообразования. XII Губкинские чтения. М., ГАНГ, 1993. С.32-41. (Совместно с Чоловским И.П., Гутманом И.С.).
2. Классификация запасов нефти и газа для их дифференцированной оценки в связи с рациональным освоением // Динамика ресурсов и запасов нефти: Сб. науч. тр. ИГиРГИ. М., 1994. С.48-57. (Совместно с Азаматовым В.И.).
3. Классификация ресурсов и запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов // Нефтяное хозяйство. 1994. № 4. С. 18-24. (Совместно с Двуреченским В.А., Лисовским Н.Н., Ульяновым В.С.).
4. Лабораторная оценка возможностей повышения качества первичного вскрытия коллекторов Когалымской группы месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1994. № 2. С. 12-17. (Совместно с Александровым Г.Ф., Галимовым М.А.).
5. Минералогия глинистого цемента и электрическое сопротивление песчаников горизонта БВ₈ Повховского месторождения. Там же. 1994. № 12. С. 14-20. (Совместно с Зариповым О.Г., Камалетдиновым Р.А., Черновой Л.И.).
6. Некоторые результаты дифференцированной оценки КИН в связи с анализом сырьевой базы предприятия //Динамика ресурсов и запасов нефти: Сб. науч. тр. ИГиРГИ. М., 1994. С.24-37. (Совместно с Халимовым Э.М., Азаматовым В.И., Глумаковым П.В., Красовским А.М.).
7. Совершенствование классификации ресурсов и запасов нефти и газа. М.: изд-во ГАНГ им. ак. И.М. Губкина, 1994. 58 с. (Совместно с Лисовским Н.Н., Немченко Н.Н., Вагиным С.Б.).
8. Состояние и перспективы запасов нефти ПО «Когалымнефтегаз» в связи с перспективами их освоения. Там же. С.37-46. (Совместно с Халимовым Э.М., Азаматовым В.И., Красовским А.М. и др.).
9. Использование результатов геофизических исследований для изучения деталей геологического строения продуктивных пластов //Нефтяное хозяйство. 1995. № 7. С. 27-32. (Совместно с Орлинским Б.М., Актугановым Р.Э., Писаревым Г.А.).
10. Условия формирования и строение горизонта БВ₈ Повховского месторождения нефти (Западная Сибирь) //Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1995. № 1. С. 12-18. (Совместно с Зариповым О.Г., Камалетдиновым Р.А., Черновой Л.И.).
11. Физико-геологические основы и результаты сейсмофациального анализа временных разрезов на месторождениях Когалымского региона Западной Сибири. Деп. в ВИНТИ № 3632-В96 15.12.96. 97 с. (Совместно с Шиховым С.А., Наборщиковым В.П. и др.).
12. Основные черты клиноформного строения неокома Когалымского региона Западной Сибири // Седиментогенез и литогенез осадочных образований: Тез. докл. Уральского литологического совещания. Екатеринбург: Изд-во УГГ-

ГА, 1996. С.189-190. (Совместно с Шиховым С.А., Черновой Л.И., Наборщиковым В.П.).

13. Сейсмолитологические модели фаций бокового наращивания неокома Западной Сибири // Моделирование геологических систем и процессов: Тез. докл. регион. конф. Пермь: Изд-во ПГУ, 1996. С. 12-15.(Совместно с Шиховым С.А., Наборщиковым В.П. и др.).

14. Типы сейсмофаций мегийонской свиты Повховского месторождения // Геология месторождений полезных ископаемых: Сб. науч. тр./ Пермь, Перм. гос. техн. ун-т, 1997. С. 30-39. (Совместно с Шиховым С.А., Наборщиковым В.П., Черновой Л.И. и др.).

15. Нефтегеологическая эффективность сейсморазведки 3Д в Когалымском регионе Западной Сибири //Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск: Изд. комит. природных ресурсов ХМАО, 1998. 134 с. (Совместно с Керусовым И.Н., Бураковым В.К., Черновой Л.И.).

16. Рабочая модель Повховского месторождения с целью определения запасов нефти// Нефтегазовое обозрение. 1998. № 3. С. 18-24. (Совместно с Галимзяновым Р.М., Парфеновым Б.В., Басик Е.П.)

17. Совершенствование классификации запасов и ресурсов нефти и газа// Нефтегазовое обозрение. 1998. № 3. С. 22-29. (Совместно с Гриценко А.Н., Лещенко В.Е.).

18. Терригенные врезы Повховского месторождения // Тез. докл. XXIX науч.-техн. конф. Горно-нефтяного факультета ПГТУ/ Пермь, Перм. гос. техн. ун-т, 1998. С. 19-20. (Совместно с Шиховым С.А., Наборщиковым В.П. и др.).

19. Клиноформенная структура разреза нижнего мела (неокома) на Восточно-Придорожной и Кочетлорской площадях. Деп. в ВИНТИ № 2851-В99 16.09.99. 35 с. (Совместно с Мавриным М.Я., Шиховым С.А. и др.).

20. Геолого-геофизические модели проницаемых продуктивных пластов верхнеюрских и нижнемеловых отложений на Восточно-Придорожной площади в Западной Сибири. Деп. в ВИНТИ № 2852-В99 16.09.99. 30 с. (Совместно с Шиховым С.А., Лядовой Н.А. и др.).

21. Новые данные о строении доюрского комплекса Когалымского региона, полученные с помощью сейсморазведки 3Д //Геофизика. 1999. № 1. С. 19-27. (Совместно с Керусовым И.Н., Бураковым В.К., Черновой Л.И.).

22. Некомская формация мезозоя Западно-Сибирской платформы как целостная система //Нефть и газ. Пермь, ПГТУ: 1999, Вып.2. с. 8-14. (Совместно с Наборщиковым В.П.).

23. Гидрофобизация призабойной зоны гидрофильных коллекторов//Нефтяное хозяйство. № 4. 1999. С. 31-35. (Совместно с Фахретдиновым Р.Н., Земцовым Ю.В., Новоселовым Г.С. и др.).

24. Опыт прогнозирования ачимовских песчаных тел в Когалымском регионе Западной Сибири//Нефть и газ. Пермь, ПГТУ, 1999. Вып. 1. С. 34-42. (Совместно с Шиховым С.А., Черновой Л.И. и др.).

25. Геолого-геофизические основы поисков, разведки и разработки залежей углеводородов в нижнемеловой покровно-клиноформной формации Западной Сибири (на примере Когалымского региона). Пермь, Изд-во Перм. гос.

техн. ун-та, 2000, 188 с.

26. Перспективы промышленной нефтегазоносности краевой части доюрского комплекса Шаюрского района. Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск: Изд-во Ком. природ. рес. ХМАО, 2000. С. 58-67. (Совместно с Зубковым М.Ю., Печеркиным М.Ф., Васильевым О.Е.).

27. Разработка седиментационно-структурных и геолого-промысловых моделей залежи неструктурного типа с целью улучшения качества подготовки запасов и повышения эффективности выработки. Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск: Изд-во Ком. природ. рес. ХМАО, 2000. С. 85-97. (Совместно с Мавриным М.Я., Ульяновым С.А., Рыжковым А.П.).

28. Принципиальная схема цикличности нижнемеловой клиноформной формации и ее прикладные аспекты. Екатеринбург, УГГГА, 2000. С. 67-69. (Совместно с Наборщиковым В.П., Бродягиным В.В.).

29. К вопросу о границах нижнемеловой терригенной формации смещенного типа Западной Сибири. Материалы к 1-му Всероссийскому литологическому совещанию «Проблемы литологии, геохимии и рудогенеза осадочного процесса». Москва, Геос, 2000. С. 175-177. (Совместно с Наборщиковым В.П.)

30. Основные черты тектонического строения Когалымского региона Западной Сибири. Пермь, Нефть и газ. Вестник ПГТУ. 2000. Вып. 4. С. 45-57. (совместно с Флаас А.С., Черновой М.Л).

31. Методы и модели геометризации резервуаров нефти. М.: ГЕОС, 2003, 221 с. (Совместно с Рыжковым А.П., Хаустовым А.П.).

32. Построение аналитических моделей природных резервуаров нефти с применением преобразования Фурье. Нефтяное хозяйство № 10, 2003. С. 56-60. (совместно с Долгаль А.С.).

33. Мониторинг разработки нефтяных месторождений с использованием системы ТРИАС. Нефтяное хозяйство. № 11, 2003. С.49-51.

34. Ryzhkov A.P., Shelepov V.V., Stasenkov V.V. and oth. Quantitative Evaluation of Oil Fields Heterogeneity and Optimization of the Exploration and Development. List of Publications. 30th International Geological Congress. Beijing, China, vol. 3, 1996.