

На правах рукописи



ЧУХЛАНЦЕВА ЕЛЕНА РАФИКОВНА

**КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ МЕТОДОВ ЛИТОФАЦИАЛЬНОГО И
ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ЦЕЛЯХ
ГЕОМЕТРИЗАЦИИ ВЕРХНЕСЕНОМАНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ
МЕССОЯХСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ**

Специальность **25.00.16** - Горнопромышленная и нефтегазопромысловая
геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Томск-2016

Диссертация выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Научный руководитель: **Чернова Оксана Сергеевна,**
кандидат геолого-минералогических наук

Официальные оппоненты: **Шиманский Владимир Валентинович,**
доктор геолого-минералогических наук,
Федеральное государственное унитарное научно-производственное предприятие «Геологоразведка», директор (г. Санкт-Петербург)

Хафизов Сергей Фаизович,
доктор геолого-минералогических наук, профессор,
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, заведующий кафедрой геологии углеводородных систем (г. Москва)

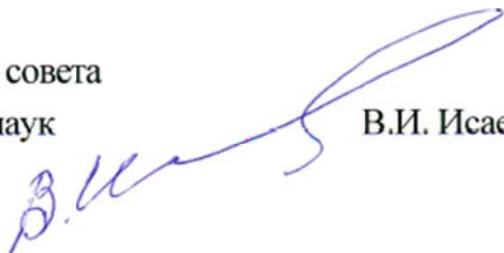
Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное учреждение «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики» (г. Тюмень)

Защита состоится « 22 » декабря 2016 года в 15⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.269.12 при ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, корпус 20, ауд. 504.

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, ул. Белинского, 53 и на сайте <http://portal.tpu.ru/council/2802/worklist>

Автореферат разослан «... » октября 2016 г.

Ученый секретарь диссертационного совета
Д 212.269.12, доктор геол.-минерал. наук


В.И. Исаев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. В настоящее время одним из наиболее ценных и привлекательных углеводородных активов топливно-энергетического комплекса России является ряд месторождений, сосредоточенных на северных труднодоступных территориях (полуостров Гыдан) Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) Тюменской области – главного газодобывающего ресурсного региона страны.

По оценке экспертов-аналитиков прогнозные запасы газа, которые могут быть извлечены из недр Гыданского полуострова, составляют свыше 15 млрд.м³. При этом, разведанные запасы нефти достигают 212 млн.т., а извлекаемые – более 50 млн.т. Извлекаемые запасы газового конденсата Гыданского полуострова могут составить около 2000 млн.т. (А.М. Брехунцов и др., Ю.Н. Григоренко и др., С.В. Дюкалов и др., А.Э. Конторович и др., В.Н. Ростовцев, Ф.К. Салманов и др., В.А. Скоробогатов и др.). Такая значительная концентрация ресурсов углеводородного (УВ) сырья позволяет связывать дальнейшее увеличение объемов нефтегазодобычи крупнейшей нефтегазоносной мегапровинции России, в первую очередь, с вовлечением в разработку месторождений арктических территорий.

Нефтегазовый потенциал этой территории многие исследователи связывают, прежде всего, с альб-сеноманским регионально распространенным нефтегазоносным мегакомплексом (пласты ПК₁₋₁₂ покурского горизонта), перекрытым сложнопостроенным флюидоупором турон-маастрихского возраста (В.П. Балин, В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, С.В. Гмызин, Ю.Н. Григоренко, Н.П. Дещеня, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, А.Э. Конторович, В.Р. Лившиц, И.М. Мирчинк, И.И. Нестеров, О.В. Ремеев, В.Н. Ростовцев, С.В. Рыжкова, В.И. Савченко, Ф.К. Салманов, В.А. Скоробогатов, В.С. Соседков, Л.В. Строганов, Ф.З. Хафизов, В.П. Четвертных и др.).

Месторождения УВ данного мегакомплекса содержат крупнейшие залежи различного фазового состава и относятся к категории самых сложных в Западной Сибири, требующих особого подхода к проектированию их разработки и эксплуатации.

Осложняющими и неблагоприятными факторами для их освоения являются: труднодоступная местность арктической климатической зоны, удаленность территории от основных центров нефтегазодобычи, слабая геологическая изученность территории. Отсутствие дорожного сообщения и слаборазвитая энергетическая инфраструктура существенно замедляют освоение углеводородного потенциала региона, ограничивают объемы геологоразведочных и поисково-оценочных работ и затрудняют введение месторождений в разработку.

Камнем преткновения в вопросе освоения остается проблема экономической составляющей процесса разработки залежей, сосредоточенных в верхней части покурского горизонта, привлекательных с точки зрения количества извлекаемых запасов. Зачастую предварительные экономические расчеты показывают нерентабельность добычи УВ-сырья при сохранении традиционных подходов к проектированию технологических схем разработки месторождений даже в условиях значительного повышения цен на энергоносители в районах с неразвитой инфраструктурой (Скоробогатов и др., 2006).

На современном этапе развития нефтегазового инжиниринга ключевым фактором успеха при освоении и последующей эффективной эксплуатации сложнопостроенных месторождений северных территорий являются корректные представления о геологическом строении продуктивных природных резервуаров, содержащих залежи УВ (пространственное положение пластов и их стратиграфических и литологических границ, наличие или отсутствие тектонических нарушений, закономерности изменения коллекторских свойств, положение начальных и текущих флюидных контактов).

Учитывая возросшие в последние годы требования к создаваемым трехмерным (3-D) геолого-геофизическим моделям резервуаров, касающиеся в первую очередь, качества первичной геологической информации весьма актуальной является задача совершенствования методов и подходов к изучению верхнемеловых сложнопостроенных слабоконсолидированных коллекторов, содержащих уникальные запасы УВ.

Одним из путей решения данной проблемы является создание концептуальной методики, основанной на базе комплексирования методов лабораторных исследований керна и флюидов, литолого-фациального и геолого-геофизического моделирования, учитывающей принципиально новые подходы получения, обработки и интерпретации первичной фактуры – данных керна и геофизических исследований скважин (ГИС), являющихся основой любого вида моделирования. Создание и адаптация таких разработок для объектов покурской свиты, разрабатываемых в условиях Крайнего Севера, обуславливает актуальность диссертационной работы.

Объектом исследования являются песчано-алевритовые пласты ПК_{1,3} Мессояхской зоны нефтегазонакопления, сосредоточенные в прикровельной сеноманской части покурской свиты, наиболее изменчивой в литологическом плане и трудно-коррелируемой части меловых отложений, содержащие крупнейшие по запасам залежи нефти и газа в пределах самой высокоамплитудной тектонической структуры Западной Сибири – Мессояхской наклонной гряды.

Природные резервуары группы пластов ПК_{1,3} характеризуются сложным геологическим строением, выраженном в прерывистом залегании продуктивных пластов, в невыдержанности толщин и анизотропии петрофизических свойств по разрезу и по площади, сложном блоковом строении залежей, разделенных тектоническими нарушениями, многофазном характере флюидонасыщения большинства залежей (газ – «газовая шапка», высоковязкая нефть, конденсат), сосредоточенных в слабоконсолидированных коллекторах, залегающих на малых глубинах (750-800 м).

Степень разработанности темы. Геологоразведочные работы в пределах Гыданского полуострова начаты в 50-х годах прошлого столетия. Данные о геологическом строении территории исследования освещены в отчетах и публикациях специалистов ГПП «Заполярьегазгеология», ОАО «Заполярьегазгеология», ТНГРЭ, МНГРЭ, МПГРБ, ПГО «Ямалгеофизика», ученых ведущих научно-исследовательских институтов: ЗапСибНИГНИ, ФГУП «СНИИГГиМС», ВНИГРИ, ИНГГ СО РАН, ВНИГНИ, ЗапСибНИИгеофизика, НАО «НПЦ СибГЕО», ОАО «СибНАЦ», ТюмНГУ и др. организаций.

Представления о современной структуре осадочного чехла и взгляды на особенности развития фундамента и платформенного комплекса севера Западной Сибири получе-

ны в результате проведения на этой территории масштабных геофизических исследований и базируется на данных, полученных при опорном и разведочном бурении, и результатах геофизических исследований территории (в частности на детальном анализе структурного плана отражающих сейсмических горизонтов).

Тектоническое строение фундамента и осадочного чехла Западной Сибирской плиты в ее северной части рассмотрено в работах ведущих ученых: В.С. Бочкарева, Ф.Г. Гурари, О.Г. Жеро, А.Э. Конторовича, К.И. Микуленко, И.И. Нестерова, Н.Н. Ростовцева, М.Я. Рудкевича, Ф.К. Салманова, В.С. Старосельцева, В.С. Суркова, Э.Э. Фотиади и многих других.

Стратиграфическая характеристика меловых комплексов, развитых в пределах северных территорий Западной Сибири, выполнена В.Н. Саксом, З.З. Ронкиной (1957, 1958); Л.Ю. Аргентовским, В.С. Бочкаревым, Н.Х. Кулахметовым, И.И. Нестеровым, Н.Н. Ростовцевым, А.П. Соколовским, Г.С. Ясовичем (1968); Ю.В. Брадучаном (1968, 1970, 1985); А.А. Булынниковой (1970, 1972); В.М. Подобной (1974, 2000); Л.В. Ровниной (1985); В.А. Захаровым (1986); Н.К. Лебедевой (1986, 1994, 2003, 2009), В.И. Ильиной (1994); Ф.Г. Гурари, Н.К. Могучевой (2003); В.А. Маринова (2006, 2009); В.П. Девятовым, В.В. Сапьяником (2009) и многими другими. Результаты исследований обобщены в региональных стратиграфических схемах, которые неоднократно обсуждались на различных региональных и межведомственных стратиграфических совещаниях и закреплялись в их решениях (Стратиграфия ..., 1968; Решения ..., 1969; Решения ..., 1970; Решения ..., 1977; Постановление ..., 1978; Решения ..., 1991; Решения..., 2004; Стратиграфический кодекс ..., 2006).

Сведения о палеогеографии мелового периода территорий Гыданского полуострова с описанием литолого-фациальных условий формирования сеноман-туронских отложений даны в ряде крупных работ таких авторов, как А.В. Гольберт, Т.И. Гурова, В.П. Девятов, В.А. Захаров, М.С. Зонн, В.П. Казаринов, М.В. Корж, Н.К. Лебедева, Л.Г. Маркова, З.З. Ронкина, В.Н. Сакс, В.В. Сапьяник, С.Г. Саркисян, А.Ю. Ульмасвай и др.

Геологическое строение, нефтегазоносность, особенности разработки нефтяных и газовых месторождений Арктического Севера Западной Сибири наиболее широко представлены в работах С.Е. Агалакова, А.Н. Бабурина, В.С. Бочкарева, А.М. Брехунцова, Ф.Г. Гурари, В.И. Ермакова, А.М. Казакова, В.А. Казаненкова, Ю.Н. Карогодина, А.Э. Конторовича, Н.М. Кулишкина, И.И. Нестерова, И.А. Плесовских, Н.Н. Ростовцева, М.Я. Рудкевича, Ф.К. Салманова, Л.В. Смирнова, В.С. Суркова, А.А. Трофимука, Э.Э. Фотиади, Ф.З. Хафизова и др. исследователей.

Тем не менее, за более чем полувековую историю изысканий, геолого-геофизическая изученность территории полуострова Гыдан и до настоящего времени остается достаточно низкой, что делает работы по данной территории весьма актуальными. В сложных климатических условиях региона разведаны и предварительно оценены колоссальные по объему запасы углеводородного сырья, которые на десятилетия вперед преопределили его экономическую специфику.

Целью работы является создание детальной геостатической модели природных резервуаров, сосредоточенных в пластах ПК₁₋₃ покурского надгоризонта для геометризации

залежей Мессояхской зоны нефтегазонакопления и прогноза развития коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами на основе комплексирования методов литолого-фациального и геолого-геофизического моделирования.

Для реализации поставленной цели были сформулированы следующие **задачи научных исследований**:

1. **Провести** анализ существующих методов отбора и исследований керн юрско-меловых полифациальных комплексов Западной Сибири, на основе которого разработать рациональный комплекс исследования слабоконсолидированных верхнемеловых отложений покурского надгоризонта в целях создания оптимальной схемы их разработки.

2. **Изучить** особенности геологического строения природных резервуаров пластов группы ПК₁₋₃, развитых в пределах Мессояхской гряды на основе обобщения и анализа данных геофизических исследований скважин (ГИС) и кернового материала.

3. **Выполнить** литолого-фациальный анализа верхнесеноманских отложений (ПК₁₋₃) и установить, в соответствии с выявленной палеогеографической обстановкой, характер и основные закономерности распространения коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

4. **Разработать** геолого-геофизическую модель Мессояхской зоны нефтегазонакопления.

Фактический материал и методы исследования. Работа основана на результатах двадцатилетней геологической деятельности автора на различных объектах Западной Сибири. Обобщения по теме диссертации выполнены на кафедре геологии и разработки нефтяных месторождений НИ ТПУ, исследования кернового материала проводились в лабораториях отделов Петрофизических исследований ОАО «СибНИИ НП», Профильных и литологических исследований ЗАО «ТНЦ» и в отделе Исследований керн и флюидов ООО «Газпромнефть НТЦ», а также в лабораториях ЗАО «Нефтеком», ООО «Петроил» и ИНГГ СО РАН.

Работа выполнена с учетом действующих нормативных документов, в соответствие со стандартными методами фундаментальных теоретических исследований на основе геолого-геофизических материалов по северным территориям Западно-Сибирской НГП. Исследования керн и пластовых флюидов проведены в аккредитованных лабораториях согласно актуальным ГОСТ, ОСТ, СТП, РД, МВИ и методическим рекомендациям на проведение лабораторных исследований.

Фактической базой для обозначенного комплекса исследований послужил керновый материал, описанный непосредственно автором в кернохранилище ЗАО «Нефтеком», являющимся подрядной организацией для ПАО «Газпром нефть» в 2012 – 2015 гг. Проведено детальное послойное макроскопическое описание керн 11 разрезов скважин, с обязательными графическими построениями (седиментационные колонки и разрезы). Используя методические приемы и указания Л.Н. Ботвинкиной, В.П. Алексева, О.С. Черновой для 950 образцов керн проведен текстурный анализ. В 59 образцах, содержащих следы жизнедеятельности, согласно методике Дж. Пембертона, дана характеристика ихнофоссилий и определены основные кинологические комплексы, позволившие дополнить палеогеографию позднемеловой эпохи седиментации.

В ходе работ изучены и проанализированы геолого-промысловые материалы (полный комплекс каротажных диаграмм) по 96 разведочным и эксплуатационным скважинам, пробуренным в пределах Мессояхской наклонной гряды в период с 2011 по 2015 гг.

Аналитические исследования заключались в проведении гранулометрического, минералого-петрографического, литофациального анализов с последующей интерпретацией полученных результатов. Непосредственно автором проведен анализ результатов литолого-минералогических исследований коллекции образцов (370 шт.) по скважинам, пробуренным в пределах Мессояхской гряды. Анализ включал: обработку и интерпретацию данных петрографических описаний шлифов (170 шлифов), позволяющих установить особенности продуктивного горизонта ПК₁₋₃ по 11-ти разведочным и поисково-оценочным скважинам.

Изучался гранулометрический и минералогический составы песчано-алевритовых и глинистых пород (1114 определений), основные структурные характеристики коллекторов, количество, состав и тип цемента, включения и конкреции, текстурные особенности. Литолого-фациальные и палеогеографические построения проведены согласно методическим указаниям и разработкам В.П. Алексеева, Л.Н. Ботвинкиной, В.А. Гроссгейма, А.В. Македонова, Н.А. Михайловой, В.М. Цейслера. Для уточнения палеогеографической ситуации изучаемой территории использованы данные биостратиграфических исследований (114 образцов), включая результаты палинологического и микрофаунистического анализов, выполненных ООО «Петроил» в 2012-2015 гг., ИНГТ СО РАН.

В целях решения поставленных в диссертационной работе задач, широко использованы фондовые материалы и опубликованные работы специалистов ПГО «Ямалгеофизика», ОАО «Ямалгеофизика», ФГУП «ЗапСибНИГНИ», ООО «Славнефть-НПЦ» и данные лаборатории ЗАО «Нефтеком» по литолого-петрофизическим свойствам пород-коллекторов (около 1000 определений пористости и проницаемости).

Научная новизна. По результатам выполненных исследований:

➤ - впервые предложена комплексная методика исследования керна слабоконсолидированных верхнемеловых отложений покурского горизонта в целях разработки оптимальной схемы их освоения на примере мессояхского типа разреза.

➤ - разработан и внедрен комплекс лабораторных литолого-петрофизических исследований керна и шлама, отвечающий современным требованиям ведения геологоразведочных работ и разработки месторождений.

➤ - на основании анализа вещественного состава пород для всей территории исследования выявлено трехчленное строение группы пластов ПК₁₋₃, характеризующееся наличием пачек: песчаников мелкозернистых алевритовых в нижней части разреза, алевролитов песчанистых разнозернистых – в средней части, и сложного переслаивания глин, глинистых алевролитов, песчаников мелкозернистых алевритовых - в верхней части разреза;

➤ - впервые выделены и описаны 12 литолого-генетических типов отложений, слагающих 3 макрофациальных комплекса, отвечающих условиям дельтового и приливного прибрежного мелководья;

➤ - на основании изучения 96 геофизических разрезов скважин, включая 11 разрезов с керновым материалом выявлены площадные закономерности латеральной изменчивости литологического состава пород с преобладанием в восточной части Мессояхской гряды глинисто-алевритовых разностей, реже песчано-алевритовых, а в западной – песчаных (алевритовых песчаников и песчаных алевролитов), обусловившие изменения емкостных и фильтрационных характеристик группы продуктивных пластов ПК₁₋₃.

Полученные результаты исследования терригенных природных резервуаров *дополнили представления* об особенностях строения и геометрии залежей Мессояхской зоны нефтегазонакопления.

Личный вклад автора. В основу диссертационной работы положены исследования и работы, выполненные лично автором, начиная с 1998 года и по настоящее время: 1) изучен керновый материал из 11 скважин, пробуренных в пределах Мессояхской зоны нефтегазонакопления; 2) проведен анализ результатов определения ФЕС (пористость, проницаемость; 3) изучен и детально описан вещественный состав пород-коллекторов; 4) проведены литофациальные исследования керна скважин. В соответствии с разработанной методикой комплексирования предложена программа исследований керна слабо консолидированных отложений для пластов ПК₁₋₃.

Автор непосредственно участвовал в составлении и внедрении ежегодных программ исследования керна и пластовых флюидов терригенных разрезов юрско-мелового возраста (1998 – 2015 гг.), в составлении программы исследований специфических слабо сцементированных верхнесеноманских коллекторов, проводил лабораторные исследования образцов керна продуктивных интервалов (2011 – 2015 гг.). В работах, написанных в соавторстве с коллегами, соискателю принадлежит постановка задач и непосредственное участие в проведении исследований. Результаты, составляющие основное содержание настоящей работы, получены автором самостоятельно.

Практическая и теоретическая значимость работы. Практическая значимость результатов исследования заключается в создании методико-технологических решений для изучения слабоконсолидированных терригенных пород-коллекторов верхней части покурской свиты (пласты ПК₁₋₃).

В процессе работы над диссертацией автор участвовал в составлении 10 отчетов, в которых учтены предложения по технологиям отбора и изучения керна и постановке программы лабораторных исследований, разработанные соискателем на основе личного опыта работ в составе ведущих отраслевых предприятий и нефтегазовых компаний – ОАО «СибНИИИМП», ОАО «ТНК-ВР», ПАО «Газпромнефть» в 1998 – 2015 гг.

По результатам проведенных исследований построена адресная геостатическая модель верхнесеноманских продуктивных резервуаров, являющаяся основой для последующего гидродинамического моделирования залежей уникальной Мессояхской зоны нефтегазонакопления. Выводы и рекомендации, полученные в результате проведенных работ, могут быть использованы недропользователями, осуществляющими свою деятельность в пределах Гыданского полуострова, для обоснования как геологоразведочных работ, так и работ в области моделирования процесса разработки и обоснования режима работы залежей пластов ПК₁₋₃ покурской свиты.

Достоверность результатов работы Достоверность предложенных автором выводов и рекомендаций, подтверждается результатами и данными интерпретации геолого-геофизических и геолого-промысловых исследований, полученных при бурении и испытании новых поисково-разведочных и эксплуатационных скважин

Реализация работы. Предложенная автором методика комплексирования лабораторных, литолого-фациальных и геолого-геофизических исследований отработана на разновозрастных продуктивных терригенных осадочных комплексах Западной Сибири, а именно: **1)** при изучении фильтрационно-емкостных свойств горизонта Ю-1 Широкого Приобья в свете геодинамических условий разработки залежей (1996 – 2002 гг.); **2)** при отработке метода продольного профилирования для выделения и оценки свойств терригенных коллекторов в сложнопостроенных залежах (2002 г.); **3)** при изучении среднеюрских отложений Нижневартовского свода (2002 г.); **4)** при исследовании петрофизических характеристик продуктивных горизонтов тюменской свиты юго-восточных районов Уватского района (2005 – 2006 гг.); **5)** при геологическом изучении и оценке пластов-коллекторов Усть-Тегусского поискового блока Уватского района (2006 г.); **6)** на грубо-обломочных базальных юрских отложениях и породах коры выветривания в пределах полукольцевой Ай-Тор-Каменно-Сеульской валообразной структуры Краснотуркменского свода (2009 г.); **7)** при проведении биостратиграфических и литологических исследований мезозойских отложений Западно-Охтымлорского поднятия Сургутского свода (2010 г.); **8)** при изучении слабо консолидированных отложений покурской свиты северных арктических территорий Западной Сибири (2012 – 2015 гг.).

Научные положения, выносимые на защиту:

1. Оптимальный комплекс исследований слабо консолидированных пластов ПК₁₋₃ включающий лабораторные методы изучения керна и шлама, приемы лито-фациального и геолого-геофизического моделирования позволяет получить надежные исходные литолого-петрофизические и седиментологические параметры, обеспечивающие детализацию геометрии сложнопостроенных природных резервуаров Мессояхской зоны нефтегазонакопления.

2. Пространственные закономерности изменения литологического состава группы продуктивных пластов ПК₁₋₃ обусловлены присутствием четко выраженных пачек: нижней – существенно песчаной, средней – песчано-алевритовой и верхней – существенно глинистой, а также преобладанием глинисто-алевритовых разностей в восточной и песчаных - в западной частях Мессояхской гряды. Выделены 12 литолого-генетических типов отложений, объединенных в 3 макрофации, генетически соответствующие дельтовым, прибрежным и приливно-отливным условиям седиментации.

3. Пространственная неоднородность емкостных и фильтрационных свойств пород обусловлена выявленной литолого-фациальной зональностью. Улучшенными коллекторскими свойствами характеризуются отложения дельтовых каналов и приливно-отливных отмелей, ухудшенными – прибрежных баров и краевых частей дельтовых каналов, худшие коллектора связаны с отложениями междельтовых заливов. Построенная на основе комплексирования методов 3-D геологическая модель,

отображает пространственное расположение и локализацию пород коллекторов с улучшенными свойствами и является основой для последующего гидродинамического моделирования и планирования разработки.

Апробация и публикации результатов исследований. Результаты проведенных исследований докладывались на НТС ПО нефтяных компаний ОАО «ТНК-ВР» и ПАО «Газпром нефть», при защите отчетов по результатам комплексных литолого-петрофизических исследований керна и шлама. Методики изучения внедрены в педагогический процесс на кафедре геологии и разработки нефтяных месторождений, института природных ресурсов НИ ТПУ при чтении специальных глав по курсу «Лабораторной петрофизики» (Томск, 2014), при чтении коротких курсов для студентов «Политехнической школы Тюменской области» ТюмГУ (Тюмень, 2015), в Центре профессионального роста (ЦПР) для сотрудников ООО «Газпромнефть НТЦ» (г. Тюмень, 2015).

При непосредственном участии автора разработаны и внедрены в производство ежегодные программы исследования керна и пластовых флюидов терригенных разрезов юрско-мелового возраста для поисково-оценочных и разведочных скважин в рамках реализации программ ГРП в пределах территории Западно-Сибирской НГП.

Основные положения диссертационной работы докладывались на региональных научно-технических конференциях и совещаниях в Тюмени, Ханты-Мансийске, Томске, Новосибирске, Екатеринбурге, Санкт-Петербурге, в том числе на Международной палинологической конференции «Palynology: Theory & Applications» (Москва, 2005 г.), на VII Всероссийском совещании с международным участием «Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии» (Владивосток, 2014 г.); на Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин» (Томск, 2014 г.).

Публикации. По теме диссертации автором опубликовано 11 научных работ и тезисов в материалах Международных, Всероссийских и региональных научных конференций, в том числе 6 работ опубликованы в изданиях, включенных в перечень ВАК РФ. Основные авторские разработки методического характера использованы в 10 научно-исследовательских отчетах нефтяных компаний ОАО «ТНК-ВР» и ПАО «Газпром нефть».

Структура и объем работы. Диссертация содержит введение, пять глав и заключение. Работа изложена на 208 страницах машинописного текста, включая 60 рисунков, 12 таблиц, 27 фототаблиц и список использованных источников из 233 наименований. Работа выполнена в Институте природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, на кафедре геологии и разработки нефтяных месторождений.

Благодарности. Автор выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю к.г.-м.н., заведующей кафедрой геологии и разработки нефтяных месторождений ИПР, НИ ТПУ - Оксане Сергеевне Черновой за неоценимую помощь при написании диссертационной работы. Автор глубоко признателен своему учителю - д.г.-м.н., профессору [Л.В. Ровниной] ныне покойной, которая на протяжении многих лет была моим научным наставником.

Автор выражает признательность и благодарность коллегам по работе и специалистам John Dolson and George S. Pemberton, В.П. Алексееву, Е.Ю. Анисимовой, В.Б. Белозерову, Л.В. Буровой, Л.Г. Вакуленко, К.В. Звереву, Н.Н. Колпенской, М.В. Коровкину, Т.В. Корольковой, Е.А. Костыревой, А.А. Матигорову, В.П. Меркулову, И.С. Низяевой, Н.Л. Никульшиной, В.М. Подобинной, И.О. Промзелеву, Л.И. Ровнину, Е.А. Романову, В.В. Семенову, Г.М. Татьянину, Ю.А. Цимбалюку, В.Я. Чухланцевой, С.А. Чухланцеву, Р.И. Шиховой, И.В. Шпурову, Р.С. Шульге, Б.Н. Шурыгину за ценные консультации и научные советы, полученные в ходе выполнения диссертационной работы. Особые слова благодарности моим родным и близким, которые всегда поддерживали мою работу над диссертацией и оказывали содействие в ее успешном завершении.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во *введении* обоснована актуальность темы диссертационной работы, определены цель и основные задачи исследования, рассмотрены методы их решения. Приведены результаты апробации и сформулированы научные положения, выносимые на защиту.

В первой главе *«Методологические аспекты литолого-геофизических исследований мезозойских терригенных природных резервуаров Западной Сибири»* рассмотрены объекты исследований, проанализированы технологии отбора керна, применяемые для разного типа коллекторов. Дано обоснование комплекса разноплановых лабораторных исследований керна, включающих приемы генетического, литофациального, биостратиграфического, петрофизического анализов для разнофациальных терригенных коллекторов, использованных автором при изучении мезозойских отложений Западной Сибири, а также методы интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС).

Вторая глава *«Особенности геологического строения юго-восточной части полуострова Гыдан»* содержит сведения о геолого-геофизической изученности, стратиграфии, тектонике и нефтегазоносности юго-востока территорий Гыданского полуострова. Описание лито-стратиграфической характеристики выполнено в соответствии с унифицированной схемой мезозоя Сибири (2004). Приведены сведения об особенностях тектонического строения и нефтегазоносности субрегиональной структуры Мессояхской гряды.

В третьей главе *«Литолого-фациальная характеристика верхнесеноманских природных резервуаров Мессояхской зоны нефтегазонакопления»* рассмотрены современные представления о модели осадконакопления верхнемеловых отложений северной части Западной Сибири. Изложена литолого-петрографическая характеристика продуктивных пластов ПК₁₋₃. Представлены литогенетические типы и фации поздне-сеноманской эпохи седиментации (27 фототабл.). Приведена седиментологическая модель верхнесеноманских природных резервуаров Мессояхской зоны нефтегазонакопления.

Глава четвертая *«Геометризация верхнесеноманских природных резервуаров Мессояхской зоны нефтегазонакопления»* содержит результаты апробации существующих подходов и методик геометризации залежей УВ на примере природных резервуаров Мессояхской зоны нефтегазонакопления. Разработана геологическая модель строения объекта исследования, аккумулирующая комплексную информацию геолого-

геофизического плана и отображающая пространственное расположение структурных элементов и локализацию пород коллекторов с улучшенными петрофизическими параметрами Установлены корреляционные связи литологии, ФЕС коллекторов и фациальных условий осадконакопления.

В *заключении* изложены основные выводы и результаты проведенных автором комплексных исследований.

ОБОСНОВАНИЕ ЗАЩИЩАЕМЫХ ПОЛОЖЕНИЙ

1. Оптимальный комплекс исследований слабо консолидированных пластов ПК₁₋₃ включающий лабораторные методы изучения керна и шлама, приемы литофациального и геолого-геофизического моделирования позволяет получить исходные литолого-петрофизические и седиментологические параметры, обеспечивающие детализацию геометрии сложностроенных природных резервуаров Мессояхской зоны нефтегазонакопления.

При изучении разнофациальных мезозойских осадочных толщ. Необходимость разработки комплекса согласованных между собой лабораторных исследований, ориентированных на изучаемый тип коллектора, диктуется потребностью получения максимального полной геологической информации в соответствии с нуждами нефтедобывающего предприятия. Создание алгоритма подбора оптимального комплекса позволяет повысить эффективность принятия решений по стратегии разработки природных резервуаров, в том числе на этапе планирования. Основой для его разработки является перечень задач, направленных на изучение объекта исследований. Для каждого параметра вырабатывается комплекс необходимых лабораторных исследований, выполняется подбор и детализация применяемых методик. Обязательным этапом является верификация разработанного комплекса на предмет его оптимальности, по результатам которой, в целях автоматизации процесса и тиражирования, формируются методические рекомендации и разрабатывается программный алгоритм подбора лабораторных исследований направленных на решение конкретных задач.

Разработка комплекса исследований слабоконсолидированных пластов типа ПК₁₋₃, объединяющего лабораторные методы изучения керна и шлама, приемы литофациального и геолого-геофизического моделирования стала возможна с появлением технологий отбора изолированного керна, обеспечивающих высокий вынос и качество керна.

В связи с этим возникла задача разработки оптимального комплекса исследований, позволяющего максимально сохранить структуру порового пространства и текстурные особенности коллекторов в ходе многоэтапного процесса лабораторных исследований, обеспечивив получение достоверных исходных данных о геологическом строении изучаемой толщи.

Комплекс лабораторных исследований керна слабоконсолидированных пород, выработанный в результате многолетнего опыта автора (рисунок 1), объединяет традиционные методы, входящие в типовую программу лабораторных исследований осадочных пород и дополнительные (специальные или особые) методы, определяемые спецификой пород.

Первой стадией исследований керна в лаборатории, до извлечения его из метровых секций керноприемника, является сплошной спектральный гамма-каротаж, по результатам которого проводится привязка керна к геофизическим данным, оценка качества укладки и маркировки. После этого каждая метровая секция с керном целиком замораживается в жидком азоте (главное отличие от комплекса исследований керна традиционных консолидированных коллекторов), распиливается алмазной пилой в соотношении 3:1 вдоль разреза и фотографируется с использованием цифровой камеры высокого разрешения в диапазонах дневного и ультрафиолетового света.

Детальное послойное литолого-фациальное описание разреза слабо консолидированных отложений выполняется на стабилизированном жидким азотом керне сразу после его фотографирования, одновременно с отбором образцов на различные виды исследований. Уточнение текстурных характеристик разреза в случае дезинтеграции кернового материала при размораживании осуществляется с использованием фотографий разреза керна, поэтому особенно важно обеспечить их высокое качество.

При необходимости в целях экспрессной оценки фильтрационной характеристики слабо консолидированного коллектора на колонке замороженного керна проводится измерение проницаемости по профилю полноразмерного керна с предварительным подбором узлов и режимов работы оборудования приемлемых для низкотемпературных условий.

В качестве дополнительного метода на этапе изучения профиля полноразмерного керна, особенно для интервалов условно сцементированных пород, рекомендуется применять компьютерную томографию. Результаты данного метода позволяют оценить качество отобранного керна, осуществить ориентировку керна согласно напластованию и наметить точки отбора образцов с учетом минералогических особенностей и степени деформации пород до их извлечения из секций керноприемника.

Следующим важным процессом при изучении слабоконсолидированных коллекторов является пробоподготовка (разметка, изготовление, отбор образцов для проведения комплексных исследований, отчитка их от УВ), требующая также особого подхода. Изготовление образцов для определения ФЕС и других петрофизических характеристик пород в атмосферных и термобарических условиях производится в основном двумя методами: 1) вдавливания и 2) выбуривания с охлаждением жидким азотом. Изготовление петрофизических образцов (цилиндров) при изучении коллекторов ПК₁₋₃ Мессояхской зоны нефтегазо-накопления производилось в основном методом выбуривания с охлаждением жидким азотом, (наиболее технологичным методом изготовления большого объема образцов литологически неоднородных пород). За базовый диаметр образцов принят диаметр 30 мм, как наиболее оптимальный для реализации программы исследований. Для обеспечения устойчивости образца к разрушению в процессе лабораторных исследований каждый выбуренный цилиндр помещается в термоусадочную оболочку и фиксируется сетками на его торцах. Очистка образцов от УВ производится преимущественно спиртобензольной смесью, для глинистых разностей применяются толуол или бензол. После каждого воздействия на образец (физического или химического) по ходу исследований обязательно производится контроль прилегания оболочки к поверхности образца.

Этап 1 Изучение полноразмерного керна				
Приемка керна, подготовительные работы	Исследования по профилю полноразмерного керна	Составление программы исследований	Пробоподготовка	Описание керна
<ul style="list-style-type: none"> Разгрузка керна. Составление акта. Первичное документирование, включая фотографирование в транспортной таре и осмотр керна. Очистка керна от бурового раствора. Ревизия укладки керна. Восстановительные работы. 	<ul style="list-style-type: none"> Томография. Гамма-каротаж по керну. Увязка с данными ГИС. Распиловка вдоль оси керна с применением жидкого азота. Фотографирование в дневном и УФ свете. Измерение профиля проницаемости керна. Заклучение о зонах улучшенных коллекторов для выбора объектов испытания. 	<ul style="list-style-type: none"> Постановка задачи с учетом геолого-технологических неопределенностей. Составление программы исследований с учетом качества керна и выявленных по керну и ГИС особенностей объекта исследований 	<ul style="list-style-type: none"> Разметка точек отбора образцов в соответствии с программой исследований. Изготовление образцов с применением жидкого азота и термоусадочной пленки. Отбор образцов и проб, составление ведомости. Экстракция образцов и проб. 	<ul style="list-style-type: none"> Детальное послойное литологическое описание. Седиментологическое описание
Этап 2 Лабораторные исследования образцов (проб)				
Петрофизические исследования	Специальные фильтрационные эксперименты в условиях моделирующих пластовые	Литологические исследования	Седиментологические исследования	
<ul style="list-style-type: none"> Определение ФЕС по газу, УЭС Капилляриметрия, смачиваемость. Определение акустических характеристик. Определение упруго-прочностных свойств. Определение сжимаемости пород. Определение содержания естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) Исследования методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) 	<ul style="list-style-type: none"> Определение относительных фазовых проницаемостей. Определение коэффициентов вытеснения. Оценка влияния технологических жидкостей на призабойную зону пласта. Эксперименты по оценке эффективности методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Эксперименты по тестированию новых технологических решений. 	<ul style="list-style-type: none"> Определение гранулометрического состава. Рентгеноструктурный анализ. Рентгенфлюоресцентный анализ. Определение карбонатности пород. Термовесовой анализ. Петрографический анализ в шлифах. Растровая электронная микроскопия. 	<ul style="list-style-type: none"> Фациальный анализ; Построение Атласа фаций; Биостратиграфические исследования. Ихнологический анализ. 	
Этап 3 Паспортизация и хранение керна				
Ревизия полноразмерного керна, образцов, проб после проведения исследований. Паспортизация. Укладка в специализированную тару и размещение на хранение. Ведение электронного журнала движения керна.				

Рисунок 1 – Этапность и специфика изучения керна слабоконсолидированного коллектора

Петрофизические исследования (определения ФЕС, УЭС и др.) выполняются на образцах в термоусадочной оболочке по усовершенствованным традиционным методикам, адаптированным к особенностям изучаемых пород и видам образцов. При определении фазовой проницаемости и коэффициентов вытеснения сетки и оболочки удаляются с образцов полностью или частично.

Параллельно с петрофизическими исследованиями изучаются петрографо-минералогические свойства образцов с применением петрографического, рентгеноструктурного, рентгенофлюоресцентного, термического методов, включая растровую электронную микроскопию, определение карбонатности и др. При этом сохраняется подход «единой пробы» обеспечивающий комплексную характеристику свойств изучаемых образцов.

Важной составляющей разработанного комплекса являются литолого-фациальные исследования, включающие приемы, стратиграфического, биостратиграфического, палеогеографического, ихнологического анализов с обязательной интерпретацией данных ГИС, что позволяет существенно расширить знания об объекте исследований.

При апробации данного подхода на группе пластов ПК₁₋₃ Мессояхской зоны нефтегазонакопления получены исходные литолого-петрофизические и седиментологические параметры, которые легли в основу геологической модели, отражающей геометрию и расположение природных резервуаров.

2. Пространственные закономерности изменения литологического состава группы продуктивных пластов ПК₁₋₃ обусловлены присутствием четко выраженных пачек: нижней – существенно песчаной, средней – песчано-алевритовой и верхней – существенно глинистой, а также преобладанием глинисто-алевритовых разностей в восточной и песчаных - в западной частях Мессояхской гряды. Выделены 12 литолого-генетических типов отложений, объединенных в 3 макрофации, генетически соответствующих дельтовым, прибрежным и приливно-отливным условиям седиментации.

Продуктивные пласты ПК₁₋₃, приуроченные к кровле покурской свиты, сложены песчаниками средне-мелкозернистыми, слабосцементированными, песчаниками мелко-тонкозернистыми с глинистым цементом, песчаниками мелко-тонкозернистыми с карбонатным цементом, алевропесчаниками, алевролитами разнозернистыми с глинистым и карбонатным цементом, глинистыми породами, сформированными в различных гидродинамических условиях. Между отдельными литологическими типами существуют переходные разности. Глины часто переходят в алевритоглинистые породы и глинистые алевролиты. Широко представлены пачки переслаивания глин, алевролитов и песчаников. Цвет пород преимущественно серый, нефтенасыщенные разности имеют желтовато-буроватые оттенки. В большинстве своем породы слабосцементированные.

Разрез продуктивной толщи по выдержанности и мощности отдельных песчано-алевритовых пластов в большинстве скважин весьма четко подразделяется на три интервала (нижний, средний, верхний), характеризующихся наличием разных литологических типов пород. Для всех изученных разрезов отмечается преобладание песчано-алевритовых разностей, содержащих прослой глинистых алевролитов, характерным признаком которых является уменьшение вверх по разрезу размерности зерен при одновременном увеличении глинистости.

Песчаники присутствуют в разрезах всех установленных фациальных комплексов, но их основная доля тяготеет в основном к *нижнему интервалу* разреза изучаемой толщи и представлены преимущественно тонко-мелкозернистыми разностями. Для них характерна различная сортировка, как правило, плохая и средняя степень окатанности зерен, преимущественно кварц-полевошпатовый минеральный состав.

Средний интервал группы пластов ПК₁₋₃ представлен в основном алевролитами песчаными мелкозернистыми, содержащими прослой более глинистые. Минеральный состав алевролитов также преимущественно кварц-полевошпатовый.

Верхний интервал характеризуется сложным переслаиванием глин, глинистых алевролитов, песчаных алевролитов, песчаников мелкозернистых алевритовых, преимущественно слабо сцементированных, и тонких прослоев угля.

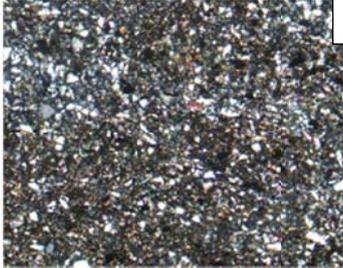
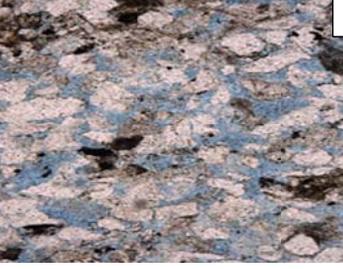
Минеральный состав глинистой массы преимущественно каолинит-гидрослюдистый, реже монтмориллонитовый. В песчаных и алевролитовых прослоях отмечаются горизонты с включениями, угловатых, реже окатанных, обломков глины, образующих конгломератовидную текстуру. В толще переслаивания часто присутствуют отдельные прослой плотных песчаников и алевролитов с карбонатным цементом (таблица 1).

Изучение петрографических шлифов под микроскопом позволило уточнить характеристики осадков и дополнить разрезы, построенные на основе макроописания кернового материала. Составленные по каждой изученной скважине гранулометрические колонки, позволили уточнить фациальные особенности выделенных интервалов. На участках, пройденных с неполным отбором керна, литологическая колонка была восстановлена с использованием данных комплекса ГИС.

В пределах рассматриваемой территории наблюдается латеральная изменчивость литологического состава. Так в разрезах пластов ПК₁₋₃ восточной части Мессояхской гряды преобладают глинисто-алевритовые породы, реже песчано-алевритовые. В разрезах скважин, пробуренных в ее западной части, наблюдается преобладание песчаных фракций и основными литотипами являются алевритовые песчаники и песчаные алевролиты. Для изученных пород характерна в основном волнистая, пологоволнистая, горизонтальная, реже крупная косая слоистость. Отмечается комбинированная рябь волнения и течения. Текстуры иногда нарушены ходами бентосных организмов (преимущественно *Skolithos* и *Stuziana*), углефицированными корешками растений и конседиментационной деформацией (текстуры оползания, микросбросы и микросдвиги, конволютная слоистость). В песчано-алевритовых породах присутствует растительный детрит, остатки тонких углефицированных корешков, встречаются фрагменты раковин пресноводных пелеципод, присутствует сидерит.

В целях фациальной диагностики выполнена ихнологическая оценка фаций, проведенная на основании выявленных комплексов жизнедеятельности ископаемых организмов и интенсивности биотурбаций. Так как ихнофации фиксируют преимущественно модели поведения животных, пассивно связаны с глубиной воды и соответственно регулируются условиями среды палеобассейна (A Seilacher, 1964, 1967; S.G. Pemberton, R.W. Frey, 1982; S.G. Pemberton, 1992). Глинистые и алевритистые отложения, слагающие средний и верхний интервалы разреза, подвержены разной степени биотурбации и содер-

Таблица 1 –Характерные литотипы, группы пластов ПК₁₋₃

Пачка	Литологическая характеристика	Фото шлифов характерных литотипов	
Верхняя	Сложное тонкое переслаивание глин, глинистых алевролитов (а), песчаных алевролитов, песчаников мелкозернистых алевролитовых, преимущественно слабо сцементированных. Отмечаются тонкие прослои угля и отдельные прослои плотных песчаников и алевролитов с карбонатным цементом. Глины с линзами и прослоями алевролита (б). Минеральный состав глин преимущественно каолинит-гидрослюдистый, реже монтмориллонитовый		
			
Средняя	Алевролиты песчаные разнозернистые, с базальным карбонатным цементом, содержащие прослои более глинистых разновидностей (а). Алевролиты песчаные, с глинистым цементом (б). Минеральный состав алевролитов преимущественно кварцполевошпатовый		
			
Нижняя	Песчаники тонко-мелкозернистые, слабо алевроитистые, с глинистым цементом, как правило, плохо сортированные, со средней степенью окатанности зерен, преимущественно полевошпатово-кварцевого состава		

жат следующие ихнофоссилии: Planolites (P), Palaeophycus (Pt), Phycosiphon (Phy), моноспецифический вид Chondrites (Ch), редкие следы Terebellina (Tr), Cylichnus (Cl), редкие Arenicolites (Ar), свидетельствующие о колебаниях солености воды, имевших место в период накопления пластов группы ПК₁₋₃ в прибрежных дельтовых условиях и обстановках залива.

По результатам литолого-фациального анализа установлено, что отложения **нижнего интервала** разреза пластов ПК₁₋₃ формировались в условиях активной дельты, в сильнообводненных прибрежно-дельтовых обстановках, с редкими русловыми фациями, проградировавшими с восточной части изученной территории. **Средний интервал** отвечает преимущественно прибрежно-морским солоновато-водным условиям формирования, в обстановках как нижней части берегового склона, так и верхней, где отчетливо прослеживаются признаки штормового влияния и волновой активности. **Верхний интервал** представляет собой комплексы, сформированные в условиях приливно-отливной зоны и верхней части сублиторали. Формирование газсалинской пачки кузнецовской свиты, перекрывающей верхнепокурские коллектора, происходило в нормальных морских условиях, в пределах батии с постепенным возрастанием глубины бассейна.

С учетом выделенных фаций, закономерностей их смены по вертикали и по площади обоснованы условия формирования пластов ПК₁₋₃, определены формы, размеры и местоположения песчаных тел по вертикали и по площади. Выявлен тренд уменьшения зернистости вверх по разрезу и определено трехчленное строение изучаемой толщи.

3. Пространственная неоднородность емкостных и фильтрационных свойств пород обусловлена выявленной литолого-фациальной зональностью. Улучшенными коллекторскими свойствами характеризуются отложения дельтовых каналов и приливно-отливных отмелей, ухудшенными – прибрежных баров и краевых частей дельтовых каналов, худшие коллектора связаны с отложениями междельтовых заливов. Построенная на основе комплексирования методов 3-D геологическая модель, отображает пространственное расположение и локализацию пород коллекторов с улучшенными свойствами и является основой для последующего гидродинамического моделирования и планирования разработки.

Результатом комплексирования методов литофациального и геолого-геофизического моделирования является геологическая модель группы пластов ПК₁₋₃, отражающая представления о геологических параметрах объекта исследования и основанная на первичной геологической информации. В качестве исходных данных приняты: геолого-геофизические материалы, полученные в результате исследования скважин, результаты литолого-петрофизического и седиментологического исследования кернового материала, интерпретационные материалы данных сейсморазведки.

Этапность построения геологической модели объекта исследования предусматривала последовательное формирование его структурного, литолого-фациального и петрофизического каркасов на основе формирования матрицы литолого-петрофизической неоднородности пластов, с учетом фациальной зональности природных резервуаров, отражающей структурно-текстурные особенности и характер пространственного переслаивания литогенетических типов пород.

Литолого-фациальная модель основана на стратификации осадочного чехла на синхронные, латерально неоднородные геологические тела, физические свойства которых задаются в каждой точке через присвоение ей комбинации из счётного набора базовых литотипов. Моделирование куба литологии производилось стохастическим методом «последовательного индикаторного моделирования». В качестве тренда использована карта песчаности, характеризующая отношение эффективной к общей стратиграфической мощности пласта. Для моделирования литологии, кроме данных интерпретации ГИС в скважинах, использована информация о расположении линий замещения коллекторов в пластах, по которым создавались замкнутые полигоны в пределах трехмерных моделей, характеризующие распространение зон замещения коллекторов. Структурная модель, построенная на основе результатов интерпретации сейсмических горизонтов, определила основное объёмное строение и принципиальное соотношение главных элементов нефтегазоносной системы: нефтематеринских пород, коллекторов, покрышек и разломов. Распределение пород коллекторов и покрышек производилось с учетом трендов седиментации и выделенных фациальных комплексов. Для создания структурного каркаса использованы стратиграфические отбивки кровли и подошвы пластов ПК₁₋₃, с учетом расчленения разреза продуктивной толщи по данным биостратиграфии.

При создании петрофизической модели группы пластов ПК₁₋₃ использовались данные по поисково-разведочным скважинам, результаты попластовой интерпретации материалов ГИС, значения коэффициентов пористости (Кп), проницаемости (Кпр), нефтенасыщенности (Кн).

Породы-коллекторы группы пластов ПК₁₋₃ характеризуются широким диапазоном изменчивости емкостных и фильтрационных свойств, обусловленных фациальными условиями их формирования. Наилучшими характеристиками обладают отложения фаций дельтовых распределительных каналов, приливно-отливных отмелей, несколько ухудшенными – отложения прибрежных баров и краевых частей дельтовых каналов. Самыми худшими свойствами характеризуются отложения междельтовых заливов.

Главными причинами изменчивости свойств являются объем глинистой фракции и ее минеральный состав (таблица 2). Резкое ухудшение свойств наблюдается при увеличении общей глинистости на фоне роста объемов монтмориллонит–сметитовой составляющей. Корреляционные связи ФЕС видоизменяются в зависимости от фациальных условий осадконакопления.

Построенная геологическая модель отображает пространственное расположение структурных элементов и локализацию пород коллекторов с улучшенными петрофизическими параметрами и может являться основой для последующего гидродинамического моделирования и планирования разработки сложнопостроенной Мессояхской зоны нефтегазонакопления.

Таблица 2 – Состав глинистых минералов в отложениях выделенных фаций группы пластов ПК₁₋₃, (%)

Объект	Обстановки осадко-накопления	Фации	Состав глинистых минералов				
Верхний интервал	Приливоно-отливный комплекс отложений	Приливоно-отливные отмели	15	11	20	43	11
		Приливно-отливные гряды	17	14	24	33	12
Средний интервал	Прибрежно-морской комплекс отложений	Прибрежные бары	27	14	31	13	15
Нижний интервал	Дельтовый комплекс отложений	Передовая часть дельты	12	15	22	37	14
		Дельтовые распределительные каналы	10	12	75	3	
		Междельтовые заливы	21	16	27	25	11
			монтмориллонит	смектит	гидрослюда	каолинит	хлорит

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПО РАБОТЕ

В диссертационной работе изложен подход и результаты работ направленных на разработку оптимального комплекса, исследований слабоконсолидированных пород-коллекторов нефтяных месторождений севера Западной Сибири, полностью отвечающих потребностям промысловой геологии, геофизики и гидродинамического моделирования объектов данного типа. Комплекс включает в себя изучение профиля полноразмерного керна, определение петрофизических характеристик, специальные исследования, моделирующие пластовые условия, литофациальные исследования.

Введение новых технологических решений при изучении слабоконсолидированных пород, усовершенствование методик определения петрофизических свойств, модернизация схемы процесса исследований позволили получить исходные петрофизические параметры, литолого-фациальные характеристики и выполнить геометризацию сложнопостроенных природных резервуаров Мессояхской зоны нефтегазонакопления.

В разрезах группы пластов ПК₁₋₃ Мессояхской зоны нефтегазонакопления выделено 12 литолого-генетических типов отложений, слагающих 3 макрофациальных комплекса, отвечающих условиям дельтового и приливного прибрежного мелководья.

С учетом выделенных фаций, закономерностей их смены по вертикали и по площади обоснованы условия формирования пластов ПК₁₋₃, определены формы, размеры и местоположения песчаных тел по вертикали и по площади. Выявлен тренд уменьшения зернистости вверх по разрезу и определено трехчленное строение изучаемой тощи.

Широкий диапазон изменчивости емкостных и фильтрационных свойств пластов ПК₁₋₃ обусловлен их фациальной неоднородностью. Наилучшие коллектора выявлены в отложениях дельтовых распределительных каналов приливно-отливных отмелей, несколько ухудшенные – в фациях прибрежных баров и краевых частей дельтовых каналов. Самые худшие коллектора связаны с отложениями междельтовых заливов.

Выявленные для группы пластов ПК₁₋₃ закономерности пространственного расположения структурных элементов и локализация пород коллекторов с улучшенными ФЕС визуализированы в 3D геологической модели - основы для последующего гидродинамического моделирования и планирования разработки природных резервуаров сложнопостроенной Мессояхской зоны нефтегазонакопления. Использованный методический подход выявления зон улучшенных коллекторов с некоторой адаптацией, может быть применен при изучении других объектов верхнемезозойского комплекса Западной Сибири.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

В изданиях, рекомендованных ВАК

1. Патваканян (Чухланцева) Е.Р., Применение методов продольного профилирования для выделения терригенных коллекторов в сложнопостроенных залежах и оценки их

свойств / Семенов В.В., **Патваканян (Чухланцева) Е.Р.**, Чухланцев С.А. // Нефтяное хозяйство, №6. – 2002. – С. 19–22.

2. **Патваканян (Чухланцева) Е.Р.**, Оценка границ васюганской и тюменской свит восточной части Нижневартовского свода / Матигоров А.А., Теплоухова И.А., **Патваканян (Чухланцева) Е.Р.** // Нефтяное хозяйство, №6 – 2002. – С. 16–18.

3. **Патваканян (Чухланцева) Е.Р.** Влияние геодинамических условий разработки на фильтрационно-емкостные свойства пород горизонта ЮВ₁ Хохряковского месторождения / Шпуров И.В., Смышляева М.Д., Иванов С.В., **Патваканян (Чухланцева) Е.Р.**, Матвеев К.Л. // Известия вузов. Нефть и газ, №3. – 2002. – С. 27–32.

4. **Чухланцева Е.Р.** Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности базальных отложений в пределах Каменной площади Красноленинского месторождения / Рыбак В.К., Смагина Т.Н., Кунгуров А.А., **Чухланцева Е.Р.** // Нефтяное хозяйство, №6. – 2009. – С. 2–16.

5. **Чухланцева Е.Р.** Гидравлические единицы потока при моделировании залежей углеводородов: подходы к выделению, методика, неопределенности / Чернова О.С., **Чухланцева Е.Р.** // Недропользование–XXI век.–2015., Вып.№5 – С. 44–53

6. **Чухланцева Е.Р.** Особенности определения рVT-свойств нефти двухфазных залежей / Промзелев И.О., Купоросов Д.Н., Брусиловский А.И., **Чухланцева Е.Р.**, Тихомиров Е.В. // Газовая промышленность, №11. – 2015. – С. 69–72.

В трудах научных конференций, совещаний и семинаров:

7. **Чухланцева Е.Р.** Сенманские дельтовые природные резервуары Западной Сибири (на примере пластов ПК₁₋₃ Мессояхской группы месторождений) / **Чухланцева Е.Р.**, Чернова О.С. / Меловая система России и ближнего зарубежья. Материалы VII Всероссийского совещания с Международным участием (о. Русский, 10–15 сентября 2014 г.). Владивосток: Изд-во Дальнаука, 2014. – С. 325–328.

8. **Чухланцева Е.Р.** Современные подходы к отбору и исследованию керн из слабоконсолидированных пород-коллекторов покурской свиты / **Чухланцева Е.Р.** // Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин. Материалы Всероссийской научно-технической конференции с Международным участием, посвященной 60-летию кафедры бурения скважин. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – С. 351–363.

В других научных изданиях

9. **Патваканян (Чухланцева) Е.Р.** Изучение влияния перфорации на емкостно-фильтрационные свойства пород Хохряковского месторождения / Романов Е.А., **Патваканян (Чухланцева) Е.Р.** // Тюмень, ОАО «НК Паритет». – 1996. – 100 с.

10. **Чухланцева Е.Р.** Петрофизическая характеристика продуктивных горизонтов тюменской свиты юго-восточной части Уватского района / Зверев К.В., Матигоров А.А., **Чухланцева Е.Р.**, Грегуль Н.А. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры. – Ханты–Мансийск, 2006. Т. 2. – С. 260–267.

11. **Чухланцева Е.Р.** Обоснование возраста мезозойских отложений Западно-Охтым-лорской площади (Уватский район Тюменской области Западной Сибири) / **Е.Р. Чухланцева**, Э.О. Амон // Труды Ин-та геологии и геохимии им. акад. А.Н. Заварицкого Урал. Отд-ния РАН. – Екатеринбург, 2010. – Вып. 157: Ежегодник-2009. – С. 54–58.