

На правах рукописи



СМИРНОВ ОЛЕГ АРКАДЬЕВИЧ

**ТЕХНОЛОГИЯ И МЕТОДИКА КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ
РАЗНОМАСШТАБНЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ
ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР
НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ**

Специальность 1.6.11 – Геология, поиски, разведка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
доктора геолого-минералогических наук

Тюмень - 2024

Работа выполнена в ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН», Западно-Сибирский филиал, г. Новосибирск

Научный консультант: **Бородкин Владимир Николаевич** - доктор геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, профессор кафедры Геологии нефтяных и газовых месторождений, заслуженный геолог РФ, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень

Официальные оппоненты: **Шпуров Игорь Викторович** – доктор технических наук, профессор, генеральный директор ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», г. Москва

Прищеп Олег Михайлович – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой Геологии нефти и газа ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II», заслуженный геолог РФ, г. Санкт-Петербург

Хафизов Сергей Фаизович – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой Технологии поисков и разведки месторождений углеводородов ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина», г. Москва

Ведущая организация: ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», г. Пермь

Защита состоится 28 июня 2024 г. в 14 часов на заседании диссертационного совета 24.2.419.04 при Тюменском индустриальном университете (ТИУ) по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 56, Институт геологии и нефтегазодобычи, аудитория 113.

С диссертацией можно ознакомиться на сайте ФГБУ ВО Тюменский индустриальный университет» www.tyuiu.ru и в библиотечно-информационном центре ТИУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Отзывы, заверенные печатью учреждения, в 2 экземплярах просим направлять по адресу 625000, г. Тюмень, ул. Володарского 38, Тюменский индустриальный университет, ученому секретарю диссертационного совета 24.2.419.04, Семеновой Татьяне Владимировне. Тел. 8(3452)39-03-39, e-mail: semenovatv@tyuiu.ru

Автореферат разослан 15 мая 2024 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Семенова Татьяна Владимировна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Для современного этапа развития геологоразведочной отрасли РФ характерно истощение разрабатываемых месторождений, ухудшение структуры запасов, находящихся на Государственном балансе, снижение эффективности вновь вводимых в разработку месторождений.

В отчете «Анализ воспроизводства минерально-сырьевой базы Российской Федерации в 2015-2019 годах», выполненном Счетной палатой РФ, и «Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года» обозначены системные проблемы геологоразведочной отрасли как базовой составляющей экономики РФ, обеспечивающей ей минерально-сырьевую, энергетическую и экономическую безопасность. Так, обеспеченность добычи разведанными запасами разрабатываемых нефтяных месторождений составляет примерно 35 лет, природного газа - более 50 лет. Новые месторождения, которые поставлены на Государственный баланс углеводородного (УВ) сырья, в основном, относятся к категории «мелких».

За период 2015-2019 гг. с Государственного баланса УВ было списано 2 278,3 млн тонн неподтвержденных запасов нефти и конденсата (это примерно пять годовых объемов добычи) и 9 271,5 млрд куб. м газа (более девяти годовых объемов добычи).

По данным Wood Mackenzie, S&P Global, объем открытых новых запасов УВ уменьшился на 94 %, средний размер открываемых месторождений в мире составляет примерно 15 млн тонн нефтяного эквивалента (т. н. э.). Недоинвестирование приводит к недовозмещению добычи приростом новых запасов за счет снижения объемов поисково-разведочного бурения как в РФ, так и во всем мире.

Что сдерживает развитие минерально-сырьевой базы РФ? Потенциал «поискового задела» для наращивания минерально-сырьевой базы (МСБ) исчерпан вследствие и по причине недостаточной геологической изученности недр, несмотря на значительное увеличение геологоразведочных работ (ГРР) и затрат на них. Очевидно справедливым является утверждение, что выполняемые ГРР должны осуществляться опережающими темпами по сравнению с добычей.

С учетом всех указанных особенностей, актуальным является выполнение задачи по построению уточненной (или новой) модели объекта оценки нефтегазоносности, соответствующей масштабу и уровню изучения – региональному, поисковому, разведочному, эксплуатационному – на основе новых и новейших технологий, идей и концепций. Создание модели поиска и разведки в границах исследования (провинции, региона, области, зоны, площади, участка) должно сопровождаться появлением новой концепции, новых знаний об особенностях строения объекта и обладать большим прогнозным потенциалом. Построенная модель должна обладать свойствами непротиворечивости и согласованности со всей накопленной геолого-геофизической информацией. Правильность построенной интерпретационной модели проверяется последующим бурением, в результате которого будет оцениваться корректность как самой модели, так и эффективность выданных рекомендаций. Поэтому важным является внедрение современных технологий в практику ГРР и расширение методов интерпретации, используемых на всех этапах геологоразведочного процесса.

В связи с этим актуальность темы диссертации не вызывает сомнений.

Степень разработанности темы исследований

Теоретической и методологической основой при написании данной работы послужили труды ведущих российских и зарубежных специалистов: А. А. Бакирова, М. Д. Белонина, В. Н. Бородкина, Л. М. Бурштейна, А. М. Волкова, В. И. Галкина, Ф. Г. Гулари, А. Э. Конторовича, В. А. Конторовича, В. В. Лапковского, С. П. Максимова, А. А. Нежданова, И. И. Нестерова, О. М. Прищепы, А. А. Трофимука, И. В. Шпурова, В. И. Шпильмана, Дж. К. Дэвиса, Дж. У. Харбуха, С. Ф. Хафизова и др.

Драйвером развития геологоразведочного комплекса РФ являлась реализация «парадигмы Губкина-Байбакова-Трофимука» в XX веке и ее распространение на XXI век (Конторович, 2016 г.). По А. Э. Конторовичу вектора развития включают следующие решения: а) главный резерв прироста запасов нефти на первую половину XXI века – нефть баженовской свиты, требующий теоретических разработок и новых технологий; б) проблемы и задачи поисков месторождений нефти и газа в Арктической зоне России; в) прогноз и выявление новых крупных зон нефтегазоаккумуляции на Сибирской платформе; г) поиски и освоение мелких и мельчайших месторождений в «зрелых» нефтегазоносных провинциях как важный резерв стабилизации добычи нефти в России на ближайшие десятилетия.

В условиях научно-технического прогресса (НТП) и возрастающих вычислительных возможностей многократно возрос и продолжает увеличиваться объем геолого-геофизической информации, привлекаемой для анализа и интерпретации геолого-геофизических данных. Поэтому необходимо уточнить, а при необходимости скорректировать, с учетом достигнутого современного уровня, методические вопросы и практику планирования ГРП на региональном, поисковом, разведочном уровнях.

Объектом исследования являются перспективные и продуктивные отложения осадочных нефтегазоносных бассейнов. **Предмет исследования** – сложнопостроенные ловушки и залежи углеводородов, которые характеризуются различными условиями залегания, особенностями геологического строения, типом коллекторов.

Цель работы

Совершенствование методики и практики прогнозирования нефтегазоносности недр, построения геологических моделей залежей и ловушек УВ, обеспечивающих повышение эффективности геологоразведочных работ за счет комплексирования разномасштабных геолого-геофизических данных на всех этапах геологоразведочного процесса (региональном, поисковом, разведочном) и эксплуатационного бурения.

Идея работы

Доказать высокую геологическую эффективность предлагаемых методов и технологий комплексирования разномасштабных геолого-геофизических данных на основе подтверждения выданных рекомендаций по заложению скважин и открытия новых залежей и месторождений УВ.

Основные задачи исследований

1. Выполнить анализ технологий, использующих методы комплексирования геолого-геофизических данных на этапах поиска, разведки и подготовки месторождения к разработке залежей УВ;

2. Разработать и адаптировать технологию построения структурных карт с использованием метода многомерной регрессии с применением карт изохрон и структурной поверхности по опорному горизонту;

3. Разработать и адаптировать к практике ГРП оригинальную методику структурно-тектонического районирования и оценки перспектив нефтегазоносности на основе разделения структурного плана на компоненты и анализа подобия руководящих структурных форм;

4. Разработать методические подходы и адаптировать технологию безэталонной классификации сейсмических данных для изучения строения залежей углеводородов, представленных карбонатным и терригенным типами коллекторов;

5. Адаптировать к различным нефтегазоносным регионам предлагаемые методические и технологические приемы комплексирования разномасштабных геолого-геофизических данных с целью повышения эффективности ГРП на этапах поиска, разведки и подготовки месторождения углеводородов к разработке;

6. Оценить успешность и подтверждаемость выполненных прогнозов новых ловушек УВ и построенных геологических моделей по результатам бурения.

Научная новизна заключается в том, что на основании успешно реализованных проектов по оценке перспектив нефтегазоносности, открытия новых залежей и месторождений УВ, успешности разведки и подтверждаемости при эксплуатационном бурении геологических моделей обоснованы технологии и методы комплексирования разномасштабных геолого-геофизических данных на этапах поиска, разведки и разработки залежей УВ.

1. Адаптация метода многомерной регрессии на основе подбора эмпирических коэффициентов для интерпретации сейсмических данных и подсчета запасов, отличающего повышенной точностью при построении структурных карт. При использовании на практике данной методики были открыты новые месторождения на территории Волго-Урала. Количество подготавливаемых поисковых структурных объектов увеличилось в два раза, коэффициент успешности бурения увеличился до 85 % (при существующей 25 %), ошибка подтверждаемости проектных глубин горизонтов в скважинах составила $\pm 5 \div 8$ м.

Авторская технология включена в «Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа». МПР РФ, 2006 г.

2. Для этапа региональных работ усовершенствована методика структурно-тектонического районирования, оценки перспектив нефтегазоносности на основе технологии частотной декомпозиции структурных и палеоструктурных карт. Каждая частотная карта, как показала практика, может быть соотнесена в масштабе изучаемым структурно-тектоническим элементом осадочного чехла. Карта низкочастотной составляющей (трендовая карта) соответствует структурным элементам I порядка и надпорядковым элементам осадочного чехла, среднечастотная составляющая – элементам II порядка, высокочастотная – элементам III и IV порядка. Эффективность использования данной методики показана на примере Удмуртии, Западной Сибири, Охотского и Карского морей и других регионов, где выполнено ранжирование территории по степени их перспективности. Выполненный ретроспективный анализ под-

тверждаемости выделенных автором перспективных зон и участков, на основе полной выборки открытых месторождений в период 1996-2021 гг., показал высокую подтверждаемость бурением и открытиями новых месторождений.

Для решения вышеперечисленных задач используется разработанное с участием автора специализированное программное обеспечение (ПО) «iMAP®».

3. Для этапа поисково-разведочных работ адаптирована технология безэталонной классификации сейсмических данных, направленная на построение адекватных геологических моделей в карбонатном и терригенном типах разреза.

Решение геологических задач с использованием данной технологии позволяет добиться высокого уровня подтверждаемости прогнозирования границ распространения коллекторов. Разработанная и реализованная на практике концепция мультиатрибутной фильтрации волнового поля по заданному эталону (MD Filter) позволяет выделить новые перспективные объекты в сложных сейсмогеологических условиях. Принципиальное решение распознавания и построения геологической модели турбидитовых комплексов по результатам безэталонной классификации выполнено автором с коллегами на примере осадочных бассейнов Бенгальского залива и Кришна-Годавари, Западной Сибири.

Модели, реализованные автором, включены в «Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа». МПР РФ, 2010.

4. Для этапа выявления и подготовки перспективных объектов на глубокозалегающие горизонты для провинций с предельно высокой изученностью недр автором для Апшеронского полуострова (Азербайджан) в 2013 г. была выдвинута концепция бурения на глубокие горизонты миоцена в зону аномально высоких и сверхвысоких пластовых давлений (АВПД и СВПД), где, как предполагалось, находятся первичные очаги аккумуляции УВ. При бурении в 2015 г. была открыта новая газоконденсатная залежь с коммерческими запасами газа. Новая концепция поиска глубокозалегающих залежей на основе разработанной флюидогеодинамической модели формирования залежей УВ, предложенная автором, полностью подтвердилась бурением и открытием новой залежи УВ. После подтверждения данного прогноза сформулирован тезис для поиска перспективных объектов: ниже отложений с установленной нефтегазоносностью залегают залежи УВ сложного фазового состава в сверхкритических условиях.

5. Для Западно-Сибирской провинции на основе рекомендации, выданной автором с коллективом исполнителей в 2010 г., по оценке перспектив нефтегазоносности Карабашской зоны было открыто Оурьинское месторождение, что позволило расширить существующие представления, подтвердив идею о связи нефтегазоносности с неотектонической границей осадочного бассейна.

6. При решении многолетней проблемы освоения, поиска и разведки залежей УВ в интервале разреза с АВПД на севере Западной Сибири автором предложена концептуальная модель, которая предполагает наличие связи между продуктивностью пласта-коллектора и величиной градиента пластового давления. Способ учета АВПД при построении геологических моделей залежей УВ, предложенный автором, основан на анализе графиков зависимости между коэффициентом аномальности пластового давления K_a и коэффициентом продуктивности $K_{прод}$, при котором коэффици-

ент продуктивности $K_{\text{прод}}$ пласта-коллектора стремится к 0 или становится бесконечно малой величиной. Это является условием разграничения коллектора на продуктивный, соответствующий зоне, перспективной для бурения глубоких скважин, и непродуктивный, соответствующий зоне, не перспективной для бурения глубоких скважин. Граничное значение коэффициента аномальности начального пластового давления K_a отождествляется с границей нулевой продуктивности, совпадающей в пространстве с границей перехода фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) из коллектора в неколлектор. Полученные результаты подтверждают высокую геологическую эффективность ГРП в условиях АВПД.

7. На этапе построения геологической модели и эксплуатационного бурения для карбонатных залежей Волго-Урала и Тимано-Печоры разработаны критерии выделения участков залежей с высококондиционными и низкокондиционными ФЕС. На месторождении завершено эксплуатационное бурение, выполненное с учетом выданных автором рекомендаций, подготовленных на основании построенной прогнозной карты кондиций. Пробурена 31 эксплуатационная скважина, исключены из бурения 32 проектные скважины. Скважины рекомендовались к бурению при проектном их местоположении в границах зоны высоких кондиций. Анализ расхождения данных бурения с прогнозными картами эффективных толщин показал среднеквадратическую ошибку $\pm 0,9$ м при прогнозной $\pm 1,1$ м. После подтверждения прогноза бурения 31 скважины из программы бурения были исключены 32 проектные скважины, расположенные за пределами выделенных границ участков с высокими кондициями ФЕС.

8. Прогнозирование качества коллектора и его продуктивности на основе безэталонной классификации волнового поля с использованием программы «Таксономия» на этапе построения геологической модели сопровождения эксплуатационного бурения. Прогнозирование осуществлялось на основе классификации признаков по алгоритму линейной регрессии. Подтверждаемость выданных автором рекомендаций по 55 пробуренным эксплуатационным скважинам составила 98 %.

Теоретическая значимость работы заключается:

1. В продолжении научного наследия академиков А. А. Трофимука, А. Э. Конторовича, которые впервые сформулировали теоретико-методические положения стратегии и методики поисково-разведочных работ на нефть и газ: 1. улучшение географии размещения баз добычи нефти и газа; 2. правильная стадийность геологоразведочных работ, методика поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений и пути ее оптимизации; 3. научное обоснование уровней прироста запасов и объемов геологоразведочных работ; 4. научное обоснование главных направлений поисков и разведки месторождений нефти и газа;

2. В разработке современных методических решений комплексирования геолого-геофизических данных на основе опыта, анализа и обобщения результатов исследований, выполненных различными авторами в различных геологических условиях;

3. В научно-практическом обосновании предлагаемых способов и решений, улучшающих качество прогнозирования параметров и свойств продуктивной и перспективной частей геологического разреза;

4. В комплексировании разнородных и разномасштабных геолого-геофизических данных для прогнозирования нефтегазоносности недр для различных регионов и условий залегания залежей и ловушек УВ;

5. В адаптации методических подходов оценки перспектив нефтегазоносности к конкретным геологическим условиям на различных этапах ГРП – региональном, поисковом, разведочном.

Практическая значимость работы

1. Разработаны программы ГРП для нефтегазовых компаний, в результате выполнения которых открыты новые месторождения и залежи УВ. Подтверждение бурением является, безусловно, значимым критерием проверки правильности предлагаемых подходов, технологических и методических решений при прогнозировании пространственного распределения параметров и свойств резервуара.

2. Выполнена адаптация технологий и методик комплексирования разномасштабных геолого-геофизических методов при оценке ресурсов УВ и подготовке новых объектов для постановки поисковых работ, что предполагает возможность использования результатов работ на различных стадиях геологоразведочного процесса: от регионального до поисково-разведочного и подготовки месторождения к разработке. Построенные геологические модели позволили обеспечить высокую эффективность и подтверждаемость бурения.

3. Полученные выводы и результаты использованы при составлении программы ГРП и бурения скважин различного назначения для российских компаний: ПАО «Газпром» и дочерние российские и зарубежные (Company Gazprom Libya B. V.) компании, ПАО «Роснефть» и дочерние компании, ПАО «Газпромнефть» и дочерние компании, ПАО «НК «Лукойл»» и дочерние компании, НК «РуссНефть» и дочерние компании, ПАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Зарубежнефть», ООО «Иркутская нефтяная компания», «Синтезнефтегаз-Намибия ЛТД», ООО «Сервиснефтегаз», West Siberian Resources Ltd., ОАО «Комнедра», ООО «Альянснефтегаз», ООО «Норд Империл», компания «КанБайкал Резорсез Инк.», ЗАО «Каюм Нефть», ООО «НГК «ИТЕРА»», ОАО «РИТЭК», ООО «Пулытьинское», ООО «Exillon Energy» и др.; для зарубежных компаний: Repsol Exploration, S.A., ONGC Ltd., ONGC Videsh Limited, ООО «DPV Service», Absheron Operating Company Ltd., NaftoGaz Ltd., Arch Energy Ltd., Oil and Natural Gas Corporation Ltd., Selan Exploration Technology Ltd., Jindal Petroleum (Georgia) Ltd., NTPC Ltd., Indian Oil и др.

4. Результаты опубликованных работ и выполненных исследований включены в руководящие документы ГКЗ РФ: 1. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. / В. Б. Левянт и др. – М.: МПР РФ, ОАО «ЦГЭ». – 2006. – С. 13-14; 2. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа / под ред. Б. В. Левянта. – М.: ЦГЭ, 2010. – С. 119-122, 141-143, 195-197.

5. Разработаны непосредственно автором и при его активном участии методические рекомендации: 1. Методика геолого-экономической оценки нефтесырьевых ресурсов Удмуртской Республики на примере Арланского НГР. – Минтопэнерго УР,

2001. 2. Методические рекомендации по комплексированию сейсмических и гравиметрических работ на территории Удмуртской Республики. – ОАО «УНПП НИПИнефть», Горный институт УрО РАН, ОАО «Пангея». Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды УР, 2002. 3. Комплексирование сейсморазведки 3D с данными ГИС и бурения с целью построения цифровых геологических моделей на примере месторождений Удмуртской Республики (Временное методическое руководство). – ОАО «УНПП НИПИнефть», Ижевск, 2002.

6. Изданные учебные пособия и монографии предназначены для использования в учебном процессе при подготовке студентов в Тюменском индустриальном университете и для повышения квалификации специалистов.

Методология и методы исследования

Поставленные задачи решались с использованием и на основе комплексного геолого-геофизического анализа данных и опыта ГРП в различных регионах России и зарубежных странах. Для построения геологических моделей применялись зарубежные и отечественные программные продукты, в т. ч. для решения вышеперечисленных задач использовалось специализированное программное обеспечение «iMAP[®]», «Resource Modelling (RM[®])» и другие, в разработке которых автор принимал непосредственное участие.

В основу получения результатов были положены технологии, которые включают: использование больших массивов данных (big data) на этапах ГРП, многомерный анализ геолого-геофизической информации, широкое привлечение геолого-геофизических данных для комплексирования, включение в граф сейсмической интерпретации построение моделей классов, обязательное использование безэталонной классификации и классификации с обучением, использование процедур частотной фильтрации и декомпозиции к структурным картам и картам толщин.

Полученные результаты и научные выводы основаны на использовании большого объема лабораторных, геолого-геофизических, геолого-промысловых данных.

Положения, выносимые на защиту

1. Адаптированная к геологическим условиям методика построения геологических моделей на основе многомерных регрессионных моделей позволяет повысить качество и эффективность ГРП при прогнозировании и подготовке для бурения малоамплитудных и малоразмерных объектов.

2. Усовершенствованная методика построения схем структурно-тектонического районирования и оценки перспектив нефтегазоносности на основе разделения структурного плана на компоненты и анализа подобия руководящих структурных форм позволяет повысить эффективность планирования ГРП (на примере Волго-Уральской, Западно-Сибирской, Охотоморской, Баренцево-Карскоморской, Южно-Каспийской и др. провинций).

3. Усовершенствованная методика изучения особенностей строения карбонатного и терригенного типов разреза на основе безэталонной классификации сейсмических данных позволяет повысить качество и надежность геологических моделей для подсчета запасов и выбора первоочередных участков для бурения.

4. Апробированная на практике совокупность методических и технологических приемов комплексирования разномасштабных геолого-геофизических данных

(цифровой модели местности – SRTM, гравиразведки, магниторазведки, сейсморазведки, бурения) обеспечивает повышение эффективности ГРП на этапах поиска, разведки и подготовки месторождения углеводородов к разработке для различных условий осадочных бассейнов.

Степень достоверности результатов исследований

1. Анализ большого массива фактических данных, характеризующих различные горно-геологические условия залегания коллекторов, и результатами исследований и практического применения предлагаемых методических и технологических решений;

2. Хорошая сходимость результатов, полученных на этапе создания геологических моделей, структурных построений, прогнозирования распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивного пласта, и последующей проверкой бурением;

3. Апробированная технология прогнозирования и выявления новых ловушек УВ на *поисково-оценочном* этапе, которые удостоверены бурением;

4. Хорошая сходимость и подтверждаемость на *разведочном* этапе построенных геологических моделей залежей УВ, проверенных результатами бурения.

5. Хорошая сходимость на этапе *эксплуатационного бурения* и подготовки месторождения к разработке построенных геологических моделей залежей УВ, проверенных результатами бурения;

6. Представительность геологических моделей, проверенных результатами бурения.

В качестве примеров демонстрируется решение геологоразведочных задач для регионов и крупных территорий (Западная Сибирь, Баренцево-Карский регион, Республика Удмуртия, Восточная Сибирь и др.).

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Содержание диссертации соответствует паспорту специальности 1.6.11 – «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» по геолого-минералогическим наукам п. 2 «Прогнозирование, поиски, разведка и оценка месторождений» (методология прогнозирования и критерии нефтегазоносности, методы оценки ресурсов; подходы к нефтегазогеологическому районированию недр, выделению зон нефтегазонакопления; современные методы поисков и разведки месторождений нефти и газа; совершенствование методов геологического моделирования и подсчета запасов нефти и газа), п. 4 «Совершенствование методов геологического моделирования залежей и месторождений нефти и газа».

Реализация работы

В основу диссертационной работы положен материал, полученный лично автором по результатам более чем 35-летних (1984-2023 гг.) научно-практических исследований по геологии и нефтегазоносности осадочных бассейнов и нефтегазоносных провинций России и мира, таких как Тимано-Печорская, Предуральская, Волго-Уральская, Западно-Сибирская, Восточно-Сибирская, Лено-Виллюйская, Дальневосточная, Закавказская (Азербайджан, Грузия), Кришна-Годавари, Бенгальская (Индия), Западно-Африканская (Намибия), Южно-Каспийская (Туркмения) и других.

В процессе исследований, автором изучено геологическое строение коллекторов по более чем 25 000 скважин различного назначения, выполнен анализ параметров коллекторов по более чем 700 залежам УВ и более 500 месторождений, с привлечением материалов сейсморазведки 2D (более 5 млн пог. км), 3D (более 150 000 кв. км), потенциальных полей (грави- и магниторазведки, цифровой модели местности) площадью более 3 млн кв. км.

В период исследований были выполнены проекты, направленные на изучение сложнопостроенных ловушек и залежей УВ, характеризующихся сложным геологическим строением, различными типами коллекторов, что объективно осложняет поиски, разведку и подготовку месторождения к разработке.

Личный вклад автора состоит в сборе, анализе, интерпретации и обобщении геолого-геофизических, геолого-промысловых материалов, совершенствовании методов интерпретации результатов, построении геологических моделей и анализе подтвержденности выданных автором рекомендаций результатами бурения скважин. Автор диссертационной работы является ответственным исполнителем и соавтором более 300 научно-производственных отчетов по тематике работы. Решение актуальных практических задач, повышающее геологическую эффективность выданных автором рекомендаций по бурению скважин на различных этапах ГРП:

1. Автором по данным сейсморазведки 3D разработана модель перспектив нефтегазоносности и предложена концепция поисковых работ, при реализации которой было открыто уникальное по запасам месторождение им. В. А. Динкова в Карском море;

2. Личное участие автора в построении модели перспектив нефтегазоносности, при реализации которой были открыты новые месторождения УВ в Удмуртии;

3. С участием автора были выделены новые перспективные объекты, разработаны концепции поисковых работ, которые подтвердили прогноз нефтегазоносности открытием ряда месторождений и залежей неантиклинального типа в ХМАО-Югре (Южно-Рогожниковское), ЯНАО (Новопортовское);

4. Разработанная автором гипотеза продуктивности верхнего миоцена Апшеронского полуострова (Азербайджан) подтверждена открытием газоконденсатного месторождения, нефтяного месторождения на шельфе Туркмении;

5. Автором разработаны концепции разведочных работ, на основании реализации которой были подтверждены бурением прогнозные геологические параметры на месторождениях ХМАО-Югры (Оурьинское, Средне-Назымское и др.), Томской области (Майское и др.), Волго-Урала (Новоселкинское, Забегаловское и др.), Тимано-Печоры (Харьягинское и др.);

6. С участием автора разработаны концептуальные модели поисковых объектов, которые подтверждены бурением скважин на шельфе Индии, Кубы, Намибии, Вьетнама и др.;

7. Автором разработана технология построения геологической модели на основе сейсмических классов, прогнозирования продуктивности и оценки качества коллекторов, которая была полностью подтверждена эксплуатационным бурением на месторождениях Сосновское (Удмуртия), Западно-Каюмовское (ХМАО-Югра);

8. Личное участие в разработке программного обеспечения по геолого-геофизическому моделированию и построению геологических моделей «INGEOSMAP (iMAP®)» и Resource Modelling (RM®), которое внедрено в производство;

9. Автором разработан способ учета аномально высокого пластового давления при построении геологических моделей залежей углеводородов (патент 2797763 С1).

Диссертант

- является лауреатом премии им. В. И. Муравленко (2017 г.);

- является победителем в престижной номинации «Внедрение инновационных подходов и технологий в проведении геологоразведочных работ» (2019 г.), которую учредили РОСГЕО и Роснедра в области науки и инновационных технологий в области геологического изучения недр России;

- присвоено звание «Первооткрыватель месторождения» за открытие уникального месторождения им. В. А. Динкова в акватории Карского моря (2021 г.).

Апробация результатов исследований

Основные положения и результаты исследований автором докладывались и обсуждались на 60-ти международных, всероссийских, региональных научных и научно-практических конференциях.

Международные научно-практические и геолого-геофизические конференции: EAGE, Геленджик: Геомодель-2004-2021 гг.; EAGE, SPG в 2010-2018 гг.; EAGE, GeoBaikal, Иркутск, 2016, 2018 гг.; XII Международный научный конгресс и выставка «Интерэкспо ГеоСибирь-2016», Новосибирск, 2016 г.; «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири», Тюмень, 2017 г.; ПАО «ГАЗПРОМ», Анапа, 2018 г.; «ГеоЕвразия-2019», Москва; EAGE, Сочи, 2021 г.; EAGE, Южно-Сахалинск, 2021 г.; «Современные технологии нефтегазовой геофизики», Тюмень, 2019, 2022 гг.; Научная территория: технологии и инновации, Тюмень, 2023.

Всероссийские научно-практические конференции: ГЕОС-2013 г.; 2) Всероссийское совещание «Эффективность геофизических методов при региональных и поисковых работах на нефть и газ», ВНИГНИ, Москва, 2017-2023 гг.; «Геомодель», Санкт-Петербург, 2023 г.; «Геомодель», Геленджик, 2023 г.

Региональные научно-технические конференции: «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», Тюмень, 2005-2006 гг.; Геофизическая Научно-техническая конференция EAGE, Тюмень, 2003-2022 гг.; ФГУП «ЗапСибНИИГТ», Тюмень, 2015 г., 2017 г.; Тюменский нефтегазовый форум, 2018 г.

Публикации. Автором подготовлено более 170 научных работ, в т. ч. 4 учебных пособий, 6 монографий, 1 патент РФ (в соавторстве), 2 авторских свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ (в соавторстве). Из общего количества работ 70 были опубликованы за последние 5 лет.

По теме диссертации опубликовано 85 работ в изданиях, включенных в перечень, рекомендованный ВАК от 12.10.2023 г. (журналы «Геология нефти и газа», «Каротажник», «Геофизика», «Нефтяное хозяйство», «Технологии сейсморазведки», «Нефтегазовая геология. Теория и практика», «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений», «Известия высших учебных заведений. Нефть

и газ», «Нефть, газ, новации», «Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело»); в журналах категории К1 – 59 статей, К2 – 9, К3 – 4; 22 научные статьи в изданиях, индексируемых в международных системах цитирования (Web of science, Scopus и др.), участие в 10 монографических работах.

Структура и объем диссертации

Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав и заключения, включает 273 рисунка, 10 таблиц, общий объем работы 468 машинописных страниц. Библиография насчитывает 442 наименования.

Благодарности

За годы работы над диссертацией автор пользовался консультациями, советами и помощью многих ученых, в первую очередь, научного консультанта д. г.-м. н. В. Н. Бородкина, сотрудников Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН д. г.-м. н. академика РАН А. Э. Конторовича, д. г.-м. н. чл.-корр. РАН В. А. Конторовича, д. г.-м. н. чл.-корр. РАН Л. М. Бурштейна, д. т. н. А. Г. Плавника, д. г.-м. н. В. В. Лапковского и других специалистов, которым выражает свою глубокую признательность за конструктивный и всесторонний критический анализ выполненной работы. Автор особенно благодарен за понимание, содействие и поддержку в проводимых исследованиях руководству компании ООО «ИНГЕОСЕРВИС», лично А. В. Лукашову, А. В. Власову.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В главе 1 «Совершенствование принципов и технологий моделирования пространственного распределения геолого-геофизических данных на различных этапах ГРП» приводится описание основных способов и технологий обработки разномасштабной геолого-геофизической информации.

ИГНГ СО РАН в 1990-е годы были созданы атласы электронных карт нефтегазоносных бассейнов Западной и Восточной Сибири (А. М. Брехунцов, Г. Ф. Букреева, Л. М. Бурштейн, Н. П. Дещеня, А. А. Конторович, В. А. Конторович, Д. В. Косяков, В. О. Красавчиков и др.). Во ВНИГРИ под руководством В. Д. Наливкина, М. Д. Белонина разработана методика прогнозирования ресурсов углеводородов в осадочных бассейнах на основе факторного анализа. Внедрение математических методов и ЭВМ в геологию нефти и газа проводились во ВНИГНИ, МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, ВНИИгеоинформсистем (М. Ф. Мирчинк, В. И. Аронов, В. П. Бухарцев, Ш. А. Губерман, О. Л. Кузнецов, А. Н. Холин, Е. Н. Черемисина). Научная школа С. В. Гольдина и А. М. Волкова в области математической геологии организована в г. Тюмени (ЗапСибНИГНИ, ТИИ). Под руководством А. М. Волкова, были разработаны и затем приобрели широкую известность методы картирования с помощью сплайнов нефтегазоносных территорий (В. А. Волков, В. И. Пятков, А. Н. Сидоров, С. В. Торопов, В. М. Яковлев и др.).

Активное участие в математизации геологии нефти и газа принимали Л. Ф. Дементьев, М. И. Игнатов, Л. Д. Кноринг, Э. Б. Мовшович, М. С. Моделевский, А. Б. Певный, Г. И. Плавник, Н. Н. Поплавский, J. R. Allen, P. A. Allen, M. J. Anderson, J. C. Davis, J. V. Harbaugh, J. Harf, D. Harsal, E. Isaaks, H. R. Jackson, G. D. Jones, W. C. Krumbein, R. L. Mille, A. G. Pramanik, V. Singh, J. L. Smith,

I. J. Taggart, P. Thompson и др.

1.1. Альтернативная технология структурных построений с использованием метода многомерной регрессии.

Данная технология разработана и апробирована автором на примере более 30 площадей и месторождений Волго-Урала. При использовании данной методики в практике работы геофизической компании увеличилось количество подготавливаемых поисковых структурных объектов в два раза, подтверждаемость увеличилась до 85 % (при существующей 25 %), ошибка подтверждаемости проектных глубин в скважинах составила $\pm 5 \div 8$ м.

Данная методика включена в «Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа» (п. III. 1.2.д), которые согласованы ГКЗ МПР России в 2006 г.

Использование регрессионных зависимостей предусматривает построение кроссплотов $Z = F(T_0)$ и $\Delta Z = F(\Delta T_0)$ для надежно коррелируемых и привязанных по скважинам отражающих горизонтов. В условиях достаточно устойчивых характеристик распределения толщин в пределах изучаемой территории альтернативой методике структурных построений с использованием интервальных скоростей может стать предлагаемая автором технология многомерной регрессии. При этом в качестве атрибутов выступают времена (T_0 и ΔT_0) распространения волн до опорных горизонтов, а также глубина первого опорного горизонта $Z_{\text{ОГ I}}$.

$$Z_i = a + b |Z_{\text{о.г.1}}| + \sum_{i=2}^n k_i T_{0_i}, \quad (1)$$

где Z_i - расчетная отметка целевого отражающего горизонта; $a, b, k_1 \dots k_n$ – коэффициенты параметров уравнения регрессии; $T_{01} \dots T_{0n}$ - времена распространения волн до опорных отражающих горизонтов (ОГ); $|Z_{\text{ОГ I}}|$ - глубина первого опорного ОГ.

Таким образом, в результате внедрения авторской методики: 1) повысилась эффективность результатов сейсморазведочных работ за счет повышения точности структурного картирования опорных и целевых горизонтов; 2) увеличилось количество и качество подготавливаемых к поисковому бурению объектов; 3) открыты новые месторождения УВ на территории Арланского нефтегазоносного района (НГР).

1.2. История становления и развития тренд-анализа как метода выявления скрытых закономерностей.

Рассматриваемый метод анализа впервые был применен W. C. Krumbein и R. L. Miller в 1956 г. для выявления региональной и локальной компоненты характеристик при решении палеогеографических задач. В России возможности учета трендовой поверхности при выявлении локальных поднятий реализовали К. А. Машкович (1961 г.), А. Д. Рыбакова и А. М. Вельков (1963 г.), В. И. Аронов, Ю. Е. Атласман, В. А. Василенко, А. М. Волков, В. Е. Касаткин, Г. И. Плавник, А. Г. Плавник, В. К. Рыбак, А. Н. Сидоров, С. В. Торопов, А. Я. Эдельштейн и др.

Автором показано, что, начиная с 2000-х гг., новым направлением применения тренд-анализа является слияние или объединение с направлением Big Data. Использование тренд-анализа пространственно-распределенных геолого-геофизических данных позволяет выйти на новый методический уровень для решения задач в области нефтегазопроисводительной геологии.

Объектом изучения тренд-анализа являются как трендовая составляющая, так и его локальные составляющие. Трендовая составляющая отождествляется с региональной компонентой геологического поля, а остаточная (аномальная) составляющая – с локальной компонентой этого поля.

1.3. От технологии тренд-анализа к частотной фильтрации и декомпозиции.

Применение технологии частотной фильтрации (как разновидность метода разложения поверхности на локальные составляющие) позволяет решать широкий круг геологических задач, в их числе: структурно-тектоническое районирование; оконтуривание и оценка ресурсов потенциально перспективных объектов; оценка благоприятности условий нефтеперспективности; структурно-вещественное картирование и многое другое.

Для решения вышеперечисленных задач используется разработанное с участием автора специализированное программное обеспечение (ПО) «iMAP®». В главе дано описание использования ПО для выполнения частотной фильтрации структурной поверхности на примере одного из месторождений.

1.4. Использование карт частотной фильтрации в практике геологоразведочных работ для районирования территории.

В постановку методических вопросов, развитие методов прогнозирования и оценки перспектив нефтегазоносности внесли весомый вклад В. Н. Бородкин, Л. М. Бурштейн, Н. Б. Вассоевич, Ф. Г. Гурари, А. Э. Конторович, В. А. Конторович, И. И. Нестеров, О. М. Прищепа, Н. В. Судат, Э. Э. Фотиади, В. И. Шпильман и др.

В разделе описана методика выявления особенностей строения осадочного чехла на основе используемой автором технологии разложения изучаемых структурных поверхностей на частотные составляющие методом сглаживания в окне с весами: низкочастотную (трендовую), среднечастотную и высокочастотную. Количество частотных карт зависит от решаемых задач и масштаба исследований и подбирается опытным путем. Каждая частотная карта, как показала практика, может быть соотнесена с масштабом изучаемых структурно-тектонических элементов осадочного чехла. Так, трендовая карта (карты низкочастотной составляющей) соответствует структурным элементам I порядка и надпорядковым элементам осадочного чехла, среднечастотная составляющая – элементам II порядка, высокочастотная – элементам III и IV порядка. Методика районирования перспектив нефтегазоносности демонстрируется в работе на примере территорий Волго-Урала и Западной Сибири.

Использование карт частотной составляющей позволяет решать прикладные задачи в геологоразведке: 1) уточнять схему структурно-тектонического и нефтеперспективного районирования территории; 2) выделять крупные перспективные зоны на территории нераспределенного фонда недр (НФ) и подсчитать вероятностным методом ожидаемые запасы УВ; 3) в пределах выделенных зон геометризывать перспективные участки НФ; 4) в пределах выделенных перспективных зон проводить ранжирование участков по степени перспективности и их группирование.

Автор выполнил большой объем аналитических и прикладных исследований, что позволило сформулировать практические выводы для использования данной методики частотного разложения поля для различных регионов Волго-Урала, Западной Сибири, Восточной Сибири и Дальнего Востока.

1.5. Принципы и методика работы программ «Классификация» и «Таксономия».

В разделе описаны методы безэталонной многомерной классификации программами «Классификация» и «Таксономия» для изучения особенностей строения и районирования территорий. При этом «Классификация» позволяет разделить волновое поле на области с близкими динамическими характеристиками, распознает в многомерном признаковом пространстве однородные области, преобразуя, таким образом, сейсмическое пространство в пространство дискретных сейсмических классов. Программа «Таксономия» позволяет разделить изучаемую площадь на однородные по нескольким признакам участки (таксоны или кластеры). На основе использования программы «Таксономия» автором выполнены нефтегеологическое и нефтеперспективное районирование изученных территорий. Районирование территории по основным структурно-тектоническим элементам является эффективным средством получения новых знаний о региональных закономерностях строения территории, в т. ч. «старых» нефтедобывающих регионов. Сделан вывод о том, что программа «Таксономия» наилучшим образом подходит для структурно-тектонического районирования территории.

Автором приводятся примеры использования классификации и таксономии для изучения строения осадочных тел на примере площадей Западной Сибири, Волго-Урала, Тимано-Печоры для терригенных (рисунок 1) и карбонатных (рисунок 2) пород.

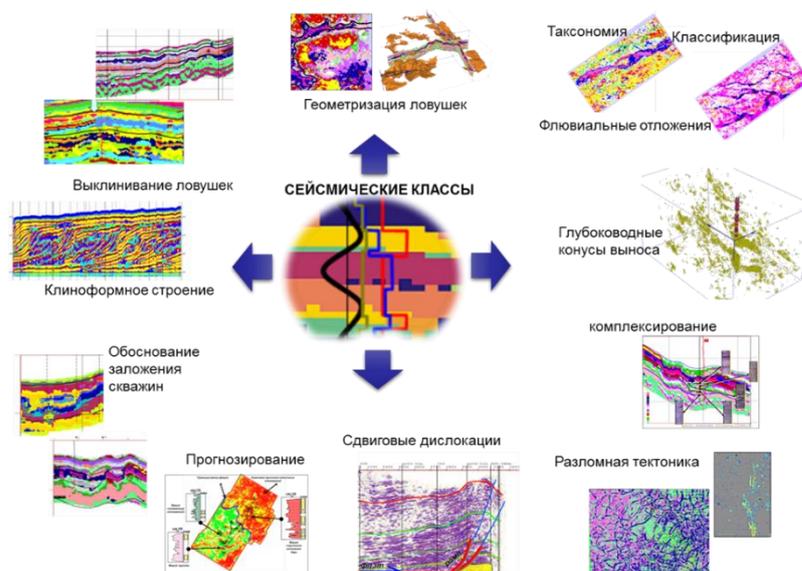


Рисунок 1 – Решение геологических задач по технологии безэталонной классификации. Терригенные породы

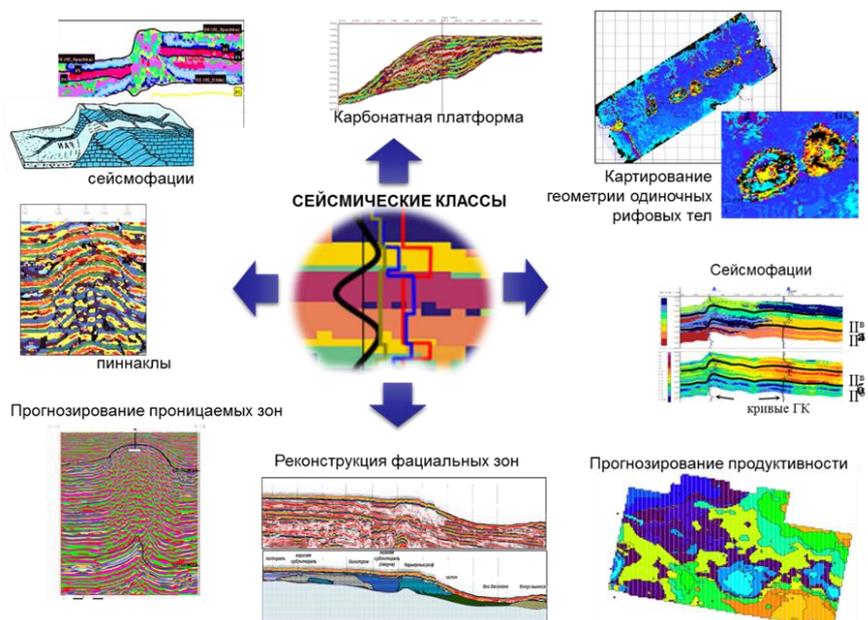


Рисунок 2 – Решение геологических задач по технологии безэталонной классификации. Карбонатные породы

Подробно дано описание схемы реализации технологии классификации на этапе интерпретации данных сейсморазведки для изучения нефтегазопоисковых площадей, где отсутствует глубокое бурение.

Для решения поисковых задач с использованием множества сейсмических атрибутов применяется ПО «MD Filter», разработанное с участием автора, где осуществляется мультиатрибутная фильтрация волнового поля по заданному эталону. Многомерный фильтр разбивает результаты прогнозов на классы по условию, заданному пользователем. Задаются набор атрибутов или прогнозов петрофизических свойств, число классов и интервал значений входных атрибутов для каждого класса. Данная программа используется для районирования площади на области с заданными параметрами входных данных (по эталонам). Результаты применения данной программы показали хорошее распознавание по выделению перспективных объектов территории Анадырского залива.

Некоторые примеры использования методик включены в «Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернозного типа», которые согласованы ГКЗ МПР России в 2010 г.

В главе 2 «Особенности анализа и прогноза нефтегазоносности недр на региональном этапе» проанализированы проблемы изучения и оценки перспектив нефтегазоносности недр на данном этапе и пути их решения.

Представлены усовершенствованные принятые способы и новые методы анализа и интерпретации геолого-геофизических данных по оценке и прогнозу нефтегазоносности недр, разработанные автором, на примере территорий Волго-Урала, Западной Сибири, Охотоморского и Баренцевоморского регионов.

2.1. Основные проблемы при анализе данных, изучении и прогнозировании нефтегазоносности недр на региональном этапе.

Недостаточная изученность недр уже в среднесрочной перспективе может выступить сдерживающим фактором экономического развития страны и обеспечения национальной безопасности. Одним из основных направлений ГРР является поиск новых крупных месторождений для создания новых минерально-сырьевых центров в пределах приоритетных территорий РФ.

2.2. Прогнозирование нефтегазоносности недр на региональном этапе.

2.2.1. Оценка перспектив нефтегазоносности и выбор основных направлений ГРР территории Волго-Уральской НГП (Республика Удмуртия).

Изучением вопросов геологии и нефтегазоносности Удмуртии занимались такие специалисты как: А. Д. Архангельский, В. И. Галкин, Т. В. Карасева, М. Ф. Мирчинк, И. В. Пахомов, В. М. Проворов, Р. О. Хачатрян, Л. В. Шаронов, В. А. Шеходанов и др.

В разделе рассмотрена технология построения структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования на новой методической основе и проанализировано ее практическое применение в практике планирования ГРР и лицензионной деятельности на территории Удмуртской Республики (УР).

На первом этапе была построена цифровая структурная карта стерлитамакского горизонта нижней перми для всей территории Удмуртии по данным бурения 12 000 структурных скважин и глубокого бурения. Снятие регионального фона со структурной карты позволило получить карту локальной составляющей, на которой хорошо проявились палеоструктурные формы и неотектонические деформации. Преимуществом полученной карты служит прогностический потенциал для планирования ГРР, что является большим преимуществом на фоне фрагментарности и неравномерности изученности методами современной сейсморазведки и глубоким бурением. На втором этапе работы было выполнено совмещение построенной карты с контурами открытых месторождений УР (рисунок 3).

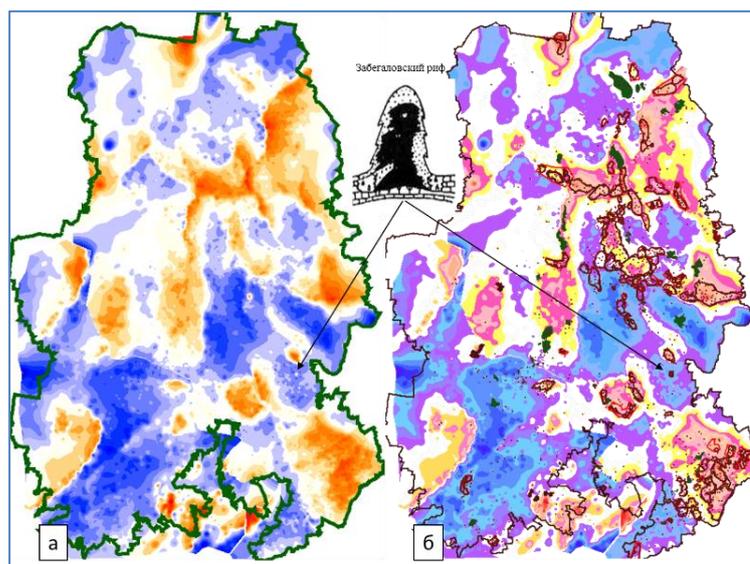


Рисунок 3 – Сопоставление частотной карты по ОГ I (а) с границами открытых месторождений (б) Удмуртской Республики (Смирнов О. А., Антонова Н. Ф., 2003 г.)

Был сделан вывод о необходимости использования данной карты для структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования территории. Построенная карта локальной составляющей была внедрена в практику геологоразведочных работ на территории республики.

Сделано заключение о необходимости и целесообразности построения единой структурно-тектонической схемы Волго-Уральского региона на основе предложенной апробированной технологии. Первоочередные регионы для наращивания базы данных для построения единой палеоструктурной карты: Кировская область, Пермский край, Татарстан, Башкортостан. Преимущества такой работы очевидны и заключаются в большом потенциале построенных карт для выявления новых перспективных территорий и структурно-тектонических элементов с целью наращивания ресурсной базы и подготовки программы ГРР.

Авторская методика построения схемы нефтегеологического районирования успешно использовалась в деятельности Министерства природных ресурсов УР.

2.2.2. Районирование перспектив нефтегазоносности и практика планирования ГРР территории Западно-Сибирской НГП.

Западно-Сибирская НГП характеризуется низким потенциалом воспроизводства МСБ, которое выражается в том, что снижается количество открытых месторождений, увеличивается сложность строения и глубина залегания, уменьшаются величина запасов и дебиты открываемых месторождений.

Результаты по вопросам методики и практики оценки и районирования перспектив нефтегазоносности Западной Сибири изложены в работах многих исследователей: В. А. Басова, В. Н. Бородкина, И. В. Будникова, Ю. В. Брадучана, С. П. Булытниковой, Л. Г. Вакуленко, А. П. Виноградова, А. В. Гольберта, Ф. Г. Гурари, Т. И. Гуровой, В. П. Девятова, Ю. Н. Занина, В. А. Захарова, М. С. Зонн, А. М. Казакова, В. П. Казаринова, Ю. Н. Карогодина, В. И. Кислухина, И. Г. Климовой, В. Г. Князева, А. Э. Конторовича, В. А. Конторовича, М. В. Коржа, Н. Х. Кулахметова, В. М. Мазура, Л. Г. Макаровой, С. В. Мелединой, М. С. Месежникова, В. И. Москвина, А. Г. Мухер, А. Л. Наумова, И. И. Нестерова, О. М. Прищепы, А. А. Нежданова, Б. Л. Никитенко, И. Д. Поляковой, Е. А. Предтеченской, З. З. Ронкиной, В. В. Рысева, В. Н. Сакса, Л. В. Смирнова, А. В. Тугаревой, И. Н. Ушатинского, С. И. Филиной, Л. С. Черновой, Б. Н. Шурыгина, С. Ф. Хафизова и др.

Для всей территории Западной Сибири нами построена локальная составляющая структурной карты по опорному отражающему горизонту Б (ОГ Б). В практике регионального изучения строения территорий наиболее часто используется частотное разложение структурных карт на низкочастотную (тренд), среднечастотную и высокочастотную составляющие. После сопоставления построенной карты с контурами нефтегазоносности открытых месторождений построена гистограмма, на основе которой было установлено статистически значимое соотношение принадлежности площади контуров открытых месторождений с положительной частотной аномалией карты локальной составляющей по ОГ Б.

Повторный ретроспективный анализ подтверждаемости на основе полной выборки открытых месторождений в период 1996-2021 гг. позволил подтвердить право-

мерность использования предлагаемой технологии частотной декомпозиции региональных структурных карт для прогноза и оценки перспектив нефтегазоносности недр.

2.2.3. Структурно-тектоническое районирование Ямало-Карского региона на основе данных частотной декомпозиции структурных поверхностей.

Для построения схемы структурно-тектонического районирования мелового комплекса были использованы структурные построения по двум отражающим горизонтам: по кровле отложений сеномана (ОГ Г) и по кровле отложений баженовской свиты (ОГ Б).

Карта изопахит между ОГ Б и ОГ Г, являющаяся производной обеих структурных карт, характеризует палеотектоническую историю региона в этот период.

С целью локализации в пространстве положительных структур исходные поверхности были разложены на частотные компоненты, позволяющие уточнить и конкретизировать пространственное положение границ структурно-тектонических элементов различного порядка. Низкочастотная компонента соответствует масштабу элементов первого порядка, высокочастотная – второго и более высоких порядков.

Построение карт двумерной классификации позволило перейти к интегральному признаку, включающему в себя одновременно два признака – структурный и палеоструктурный.

На основании выполненных исследований установлено, что главная сдвиговая зона (ГСЗ) – это важнейший структурно-тектонический элемент пострифтового этапа формирования и развития осадочного комплекса, связанный с активизацией неорогенного этапа развития региона. Трансевразийский разлом (по К. О. Соборнову) совпадает с выделяемой нами ГСЗ Западной Сибири, которая протягивается в бассейн Карского моря и включает в себя Ленинградское и Русановское поднятия.

Отметим, что карты, построенные по технологии частотной декомпозиции, дают принципиально новое направление геологического изучения строения недр, новые знания о структурно-тектоническом районировании изучаемой территории и, как следствие, о перспективах нефтегазоносности недр, а также определяют направления изучения местоположения перспективных зон и открытых месторождений УВ.

2.2.4. Уточнение нефтегазогеологического и структурно-тектонического районирования территории Баренцевоморского бассейна.

Большой вклад в изучение и систематику накопленного материала по Баренцеву морю внесли такие исследователи, как И. С. Грамберг, Ю. Е. Погребницкий, М. Л. Верба, В. Е. Хаин, В. И. Устрицкий, В. С. Журавлев, О. И. Супруненко, Н. В. Шаров, Э. В. Шипилов, Б. В. Сенин, В. П. Гаврилов, А. Д. Павленкин, Л. А. Дараган-Суцова, С. В. Аплонов, А. В. Ступакова, Н. М. Иванова и др.

В разделе представлена новая схема структурно-тектонического районирования Баренцевоморского региона, которая создана на основе новых структурных построений, в которых выделяют 5 основных разнопорядковых структурных элементов: надпорядковых, региональных, структур I, II и III порядков. В рамках площади исследования уточнены границы 4 региональных тектонических элементов: Свальбардской плиты, Восточно-Свальбардской ступени, Восточно-Баренцевского мегапрогиба и Предновоземельской зоны дислокаций.

Автором на основе изучения истории геологического развития территории установлено, что наибольший поисковый интерес представляют структуры инверсионного генезиса.

Таким образом, в результате проведенных исследований получены новейшие карты перспектив нефтегазоносности Баренцевоморского региона.

2.2.5. Районирование перспектив нефтегазоносности территории ХМАО-Югры по комплексу региональных геолого-геофизических данных (на примере вновь открытых месторождений).

Представления о геологическом строении, закономерностях и перспективах размещения залежей УВ содержатся в работах профессиональных коллективов, в разное время возглавляемых Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеровым, Н. Н. Ростовцевым, А. А. Трофимуком, Э. Э. Фотиади, В. С. Сурковым, А. Э. Конторовичем, Ю. Н. Каро-годиным и др.

В разделе представлены результаты исследований, описывающие методику и технологию выделения перспективных зон в отложениях верхней части доюрского комплекса (ДЮК) по данным комплексного анализа потенциальных полей на одном из участков Фроловской мегавпадины ХМАО, расположенных в бортовой части Елизаровского прогиба, вблизи области сочленения его с Красноленинским сводом.

Работа выполнялась в последовательности построения прогнозных карт: районирование по петрофизическим признакам (в основе использовались эффективные параметры плотности и намагниченности); структурное районирование; палеоструктурное районирование; интегральное районирование территории.

Под интегральной картой районирования перспектив нефтегазоносности территории понимается результирующая карта безэталонной классификации, рассчитанная на основе рассмотренных классификаций и их нормирования по сумме признаков. Полученная по данной технологии карта отображает вероятностное распределение перспектив нефтегазоносности территории по структурному, палеоструктурному и петрофизическому признакам.

Итоговая карта комплексного районирования и выделения на ее основе перспективных участков была получена как сумма этих признаков с дальнейшим ранжированием территории на четыре зоны: критически низкой вероятностью – менее 25 %; низкой вероятностью – 25-50 %; средней вероятностью – 50-75 %; высокой вероятностью – более 75 %.

Одним из подтверждений геологической результативности ранее выданных рекомендаций является открытие Южно-Рогожниковского месторождения в отложениях ДЮК в 2010 г.

Таким образом, проведенные исследования показали, что поставленная задача по изучению перспективности доюрского комплекса на наличие залежей УВ по комплексу грави- и магниторазведки с привлечением данных сейсморазведки и глубокого бурения может быть успешно решена. Более того, необходимо подчеркнуть значимость и информативность гравитационного и магнитного полей при решении подобных задач в регионах, где плотность изученности современными геофизическими методами низка или неравномерна.

В главе 3 «Применение комплексирования данных при подготовке нефтегазоперспективных объектов к бурению на поисково-оценочном этапе» приведены наиболее значимые примеры из практики выявления, подготовки к бурению и проверки локальных объектов последующим поисковым бурением, обозначены проблемы изучения и оценки нефтегазоносности недр на данном этапе и пути их решения.

3.1. Основные проблемы подготовки перспективных объектов на поисково-оценочном этапе.

Регламентировать поисковый этап, как показывает практика, чрезвычайно сложно. Поисковый этап тесно связан, с одной стороны, с элементами регионального изучения перспектив нефтегазоносности территории, с другой – с оценкой и разведкой ранее открытых залежей и месторождений УВ на близлежащих территориях. Поиск неантиклинальных ловушек УВ является на сегодня одной из самых сложных в методическом плане и дорогостоящих в своей практической реализации технологий.

Сегодня существуют две основные точки зрения, объясняющие низкую геологическую эффективность подготовки новых запасов к разработке.

Первая – низкая эффективность и неподтверждаемость обусловлена неудовлетворительным качеством выполняемых ГРП на всех этапах: бурения, выдачи заключения ГИС, испытания. Такая позиция не дает понимания, что и как надо исправлять в технологии производства работ.

Вторая – необходимо изменить методические подходы при выделении перспективных объектов, подсчете запасов и подготовке их к разработке.

3.2. Практика прогнозирования нефтегазоносности недр на поисково-оценочном этапе.

3.2.1. Комплексирование геолого-геофизических методов и обоснование выделения перспективных зон в интервале отложений доюрского комплекса (ЯНАО).

Изучением перспектив нефтегазоносности и разработкой основ поиска месторождений в отложениях ДЮК и зонах контакта занимались: В. С. Бочкарев, В. С. Вышемирский, Ф. Г. Гурари, Н. П. Запывалов, А. Э. Конторович, В. А. Конторович, Г. А. Лобова, И. И. Нестеров, А. А. Трофимук, Г. И. Тищенко, В. С. Сурков и др.

В разделе представлены результаты исследовательской работы по разработке методического подхода к выявлению и локализации перспектив нефтегазоносности в отложениях палеозоя Ямала и ХМАО-Югры на основе комплексирования геолого-геофизических данных. Результаты бурения поисково-оценочных скважин подтвердили разработанные поисковые критерии и методические решения.

Для Новопортовского месторождения и прилегающей территории характерно наличие карбонатных пород с включениями погруженных базальтов Р-Т(?) возраста. Литологически доюрский комплекс (ДЮК) сложен известняками, доломитизированными известняками и доломитами с прослоями аргиллитов, мергелей, иногда карбонатно-глинистых сланцев, интрузий и покровов базальтов и габбро девонского возраста.

Алгоритм работы по интерпретации и построению сейсмогеологической модели в рамках работы позволил выделить критерии локализации перспективных зон в интервале палеозоя: 1) особенности волновой картины в верхней части палеозойского комплекса, различающиеся для продуктивных и непродуктивных скважин;

2) палеоподнятия, реактивированные в новейшую эпоху тектогенеза; 3) районирование по характерному рисунку сейсмических атрибутов – кинематических и динамических; 4) выделение характерных морфотипов по современному рельефу; 5) наличие субвертикальных разломных зон пород и вертикальной миграции УВ; 6) сочетание всех вышеназванных признаков.

На основе комплексирования геолого-геофизических данных были разработаны методические критерии выделения и локализации перспективных участков в интервале отложений палеозоя и рекомендованы местоположения проектных скважин. Результаты бурения скважины подтвердили выданные рекомендации.

3.2.2. Флюидогеодинамическая модель формирования залежей УВ (на примере открытия месторождения в Азербайджане).

Изучением геологических особенностей, прогнозированием недр занимались геологи многих поколений: А. К. Алиев, А. А. Али-заде, А. Н. Алиханов, Э. Н. Алиханов, А. Д. Архангельский, Г. А. Ахмедов, Т. Р. Ахмедов, И. М. Губкин, И. С. Гулиев, Н. А. Крылов, М. Ф. Мирчинк, В. Е. Хаин и др.

Месторождение Говсаны было открыто в 1948 г., в 1950 г. введено в эксплуатацию. В основании «продуктивной толщи» (ПТ) залегают отложения калинской свиты (КаС) нижнего плиоцена неогена. Калинская свита делится на три подсвиты: КаС₁, КаС₂ и КаС₃, мощность которой возрастает в юго-восточном направлении до 400 м и более.

При высокой геолого-геофизической и буровой изученности принято считать, что достигнут предел новых открытий. Требуются новые парадигмы, новые поисковые идеи. Такой идеей стала выдвинутая автором диссертации в 2013 г. концепция бурения на глубокие горизонты миоцена в зону аномально высоких и сверхвысоких пластовых давлений (АВПД и СВПД), где, как предполагалось, находятся первичные очаги нефтегазонакопления.

До момента данного открытия преобладали представления о бесперспективности отложений, залегающих ниже среднего плиоцена. Отсутствие перспектив связывали с глинистым литологическим составом пород, содержащим плотные глины и прослой мелкозернистых песков и алевроитов с включениями плотных карбонатов, а в меловых и неогеновых (миоценовых) отложениях не выявлены какие-либо коллекторы, которые могли бы создать условия для накопления углеводородов промышленного значения.

После анализа керновых данных и интерпретации результатов автором был сформулирован вывод о том, что *песчаные дайки и интрузии формируют вертикальные каналы миграции для УВ из зоны АВПД в интервалы разгрузки давления. Флюидогеодинамический механизм реализации миграции УВ из зоны АВПД миоцен-олигоцена: по трещинам, песчаным дайкам и интрузиям углеводородная смесь поступает в вышележащие ловушки в отложениях калинской свиты. Комплексная сейсмическая интерпретация показала, что подтверждается эмпирически установленная зависимость регистрации зоны АВПД по материалам сейсморазведки 3D.*

При бурении в 2015 г. на глубокие горизонты верхнего миоцена была открыта новая газоконденсатная залежь с коммерческими запасами газа 15 млрд кубометров. Рекомендация, выданная автором, полностью подтвердилась.

Важное заключение о перспективах и разработанной поисковой концепции: *ниже отложений калинской свиты с доказанной продуктивностью находятся залежи УВ сложного фазового состава в сверхкритических условиях. Необходимо продолжить исследования по тематике выявления и подготовки глубокозалегающих поисковых объектов.*

3.2.3. Комплексование геолого-геофизических данных для решения поисковых задач (на примере открытия Оурьинского месторождения).

Изучением вопросов нефтегазоносности недр на территории Шаимского района занимались: В. П. Алексеев, В. Г. Елисеев, М. Ю. Зубков, А. Э. Конторович, А. А. Нежданов, И. И. Нестеров, С. Ф. Хафизов, В. И. Шпильман, Б. Н. Шурыгин и др.

Интерпретация природы формирования зоны сочленения восточной границы Уральского складчатого пояса и платформы Западной Сибири всегда была трудной и неоднозначной задачей в решении вопросов тектоники региона. Неотектоническая граница западной части Западно-Сибирского НГБ разграничивает Уральский складчатый пояс и Западно-Сибирский НГБ и территориально делит на различные по генезису нефтяные системы.

С неотектоническим (плиоцен-четвертичным) этапом активизации тектонических движений связаны процессы формирования ловушек УВ, вертикальные зоны деструкции осадочного чехла, проявление уникальных процессов флюидогеодинимики в фундаменте и осадочном чехле. Таким образом, неотектонический этап оказал определяющее влияние на перераспределение залежей УВ в данном регионе.

Оурьинское (им. Рауля-Юрия Эрвье) нефтегазовое месторождение открыто на границе ХМАО-Югры и Свердловской области в 2014 г. Газонефтяные залежи приурочены к отложениям викуловской и леушинской свит нижнего мела. В отложениях леушинской свиты впервые открыта залежь нефти с промышленными запасами. Факт открытия данного месторождения расширяет существующую границу нефтегазоносности, подтверждает перспективы нефтегазоносности и открытие новых месторождений УВ вдоль неотектонической границы Западно-Сибирского НГБ, выделенной автором с коллективом исполнителей в 2010 г. в рамках научно-тематических работ по оценке перспектив нефтегазоносности Карабашской зоны.

Нефтегазопоисковое направление включает в себя изучение взаимосвязи разломной тектоники с сейсмическими аномалиями типа «яркое пятно» как индикаторами нефтегазоносности. Выявление таких индикаторов позволяет установить определяющий характер и важнейшую роль вертикальной миграции при формировании залежей и месторождений УВ, понять генетическую связь с зонами деструкции верхней части фундамента.

На основе выданных рекомендаций была пробурена скважина-первооткрывательница Оурьинского (*им. Рауля-Юрия Эрвье*) нефтегазового месторождения. По данным НАЦ РН им. Шпильмана, данное месторождение является одним из крупных среди новых месторождений, открытых в РФ за последние 6 лет, а в ХМАО-Югре – самое крупное среди новых месторождений за последние семь лет.

3.2.4. Выявление перспективных объектов на основе технологии сейсмической безэталонной классификации (на примере подводного конуса выноса Бенгальского залива).

Изучением нефтегазоносности Бенгальской НГО занимались следующие специалисты: А. А. Бакиров, М. И. Варенцов, Э. А. Бакиров, Н. Setiani Wantoro, В. Yulis, R. Hallett и другие.

Бенгальский нефтегазоносный бассейн располагается в северо-восточной части Индийского океана и является одним из перспективных районов на обнаружение залежей УВ в Южной Азии. Его площадь составляет примерно 400 тыс. км², из которых более 150 тыс. км² приходится на акваторию Бенгальского залива. В тектоническом отношении бассейн приурочен к зоне активного рифтогенеза. С режимом прогибания связано формирование многочисленных подводных каньонов и их конусов выноса.

Промышленная газоносность связана с песчаными пластами среднего миоцена — свитами Бокабил и Верхний Бхубан. Перспективность поисков углеводородных скоплений в акватории Бенгальского залива обусловлена многочисленными открытиями углеводородов в данном районе на протяжении последних лет.

Все основные поисковые объекты относятся к категории сложнопостроенных ловушек УВ, поиск которых связан с большими затратами временных и финансовых ресурсов.

Наиболее рациональным и оптимальным на поисковом этапе является включение в комплекс сейсмической интерпретации технологии безэталонной классификации. Построение разрезов типизации (безэталонной таксономической классификации) выполнялось на основе использования процедур Taxonomy (Таксономия) и Classification (Классификация).

На основе полученных разрезов типизации были решены следующие задачи: идентифицированы седиментологические секвенции по набору сейсмических классов; проанализированы особенности распространения морфологически выраженных в пространстве сейсмических классов, отождествляемых с песчаниками подводящих каналов глубоководных конусов выноса; построены карты временных толщин сейсмических классов, отождествляемых с песчаными телами двух комплексов глубоководных конусов выноса; выполнен пересчет временных толщин сейсмических классов в карты прогнозных эффективных толщин; сопоставлены электрокаротажные фации верхнего конуса с результатами сейсмической интерпретации (рисунок 4).

3.2.5. Технология выделения объектов и построения трехмерных моделей в бассейне Кришна-Годавари.

Изучением особенностей строения осадочного бассейна занимались: Т. Ramprasad, Р. Dewangan, М. V. Ramana, А. Mazumdar, S. M. Karisiddaiah, E. R. Ramya and G. Sriram, Р. L. N. Sarma, R. L. Basak, А. К. Naithani, R. P. Gupta и др.

Осадочный бассейн Кришна-Годавари (Krishna Godavari, KG) расположен у восточного побережья Индии в сверхглубоководном районе Бенгальского залива на шельфе дельты реки Годавари. Бассейн относится к категории перикратонных рифтовых бассейнов мира, является крупнейшим по размерам и признан одним из самых сложных подводных проектов в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

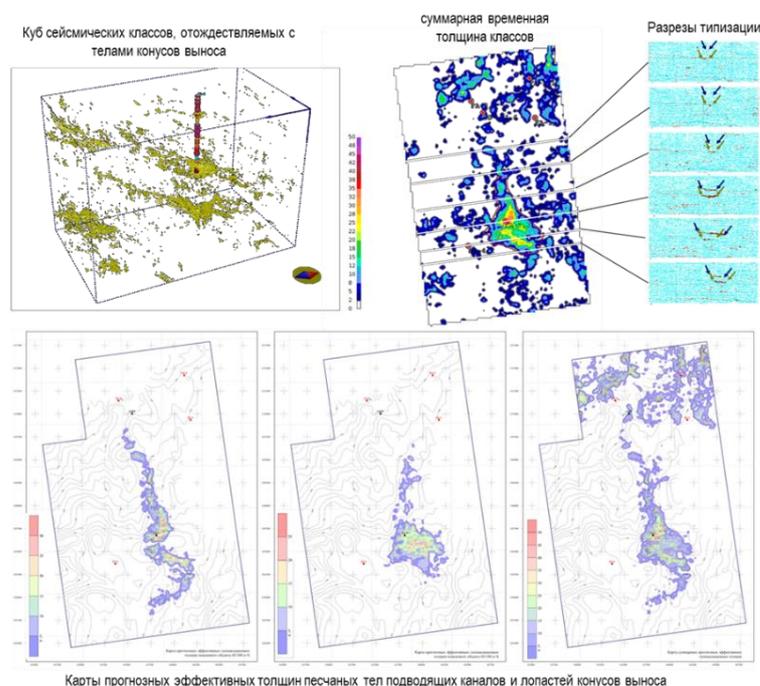


Рисунок 4 – Использование куба трехмерной безэталонной классификации для распознавания песчаных тел подводных конусов выноса

По данным сейсморазведки 3D и бурения была решена следующая задача: выполнено исследование характеристик резервуаров для прогнозирования их свойств и построения трехмерных геологических моделей в песчаниках турбидитов миоцен-плиоценового возраста с целью оценки запасов открытых залежей и ресурсов вновь выявленных перспективных ловушек УВ.

Стратиграфия перспективных отложений: песчаники турбидитовых комплексов палеоценового, эоценового, миоценового возраста.

Сейсмические классы оказались более надежным признаком, по которому был идентифицирован тип литологии с различным насыщением. Это позволило нам использовать полученные кубы сейсмической классификации в качестве основного источника данных для построения куба вероятности распространения продуктивных песчаников.

После выполнения проекта, в рамках которого была разработана и реализована данная технология выявления, оконтуривания и построения трехмерной геологической модели, на данной территории исследования в период 2012-2021 гг. было пробурено 4 глубоких скважины. Сопоставление с данными бурения показало хорошую сходимость с результатами выполненного геологического моделирования.

В главе 4 «Методика и практика построения геологических моделей залежей УВ на разведочном этапе» приведены наиболее важные примеры из практики построения геологических моделей залежей УВ, обозначены проблемы и пути повышения эффективности применяемых методов и технологий изучения залежей на данном этапе.

4.1. Основные проблемы изучения и построения геологических моделей залежей УВ на этапе разведки и доразведки.

В процессе разведки и доразведки решается широкий круг геолого-промысловых задач. К основным задачам относятся: 1) уточнение геологического строения и

качества запасов УВ; 2) перевод запасов из категории C_2 в категорию C_1 ; 3) пробная эксплуатация для получения геолого-промысловых данных и параметров для составления технологической схемы разработки месторождений.

Обоснование рациональной стратегии разведки с целью размещения разведочных скважин является результатом учета большого объема геолого-геофизической и геолого-промысловой информации, ее анализа, многовариантной процедуры учета различных сценариев ГРП и учета стоимостной оценки запасов.

Использование стандартного комплекса ГИС приводит ко многим ошибкам при выделении коллекторов и высокому проценту «сухих» объектов при испытании скважин в колонне. Учитывая высокую неподтверждаемость выделяемых по комплексу ГИС коллекторов результатами испытания, целесообразно перейти на классификацию коллекторов, приближенную к практике разработки месторождений, а именно, с выделением классов коллекторов с высоким (ВФП) и низким (НФП) фильтрационным потенциалом в соответствии с подходом И. В. Шпурова (2015).

Многие авторы приходят к общему выводу: по месторождениям Западной Сибири около 70 % ошибок в определении запасов обусловлено неточностью прогноза объема залежей. Считаем, что принятые подходы к разведке залежей УВ требуют адаптации к достигнутому технологическому уровню сейсморазведки 2D и 3D с учетом опыта работы с геологическими моделями в различных горно-геологических условиях.

4.2. Практика прогнозирования нефтегазоносности недр и выявление особенностей строения на разведочном этапе.

4.2.1. Методика учета АВПД при построении геологических моделей залежей углеводородов (Западная Сибирь).

Значительный вклад в развитие представлений о природе АВПД внесли отечественные ученые: Б. Л. Александров, А. К. Алиев, А. И. Алиев, К. А. Аникиев, В. В. Бахтин, Н. Б. Вассоевич, А. Е. Гуревич, В. М. Добрынин, А. Г. Дурмишьян, В. Н. Зильберман, А. Л. Козлов, Е. В. Кучерук, М. К. Калинин, В. С. Мелик-Пашаев, И. И. Нестеров, Г. П. Ованесов, С. Н. Симаков, Э. М. Халимов, зарубежные исследователи: Г. Дикинсон, А. Леворсен, К. Магара, В. Руби, Д. Тимко, В. Фертл, М. Хьюберт и др.

Открытые залежи УВ на территории исследований характеризуются наличием аномально высоких и сверхвысоких пластовых (АВПД) и поровых давлений (АВПоД) в интервале разреза нижнего мела и юры.

Одной из главных нерешенных проблем для юрских объектов является выявление и подготовка их под поисковое бурение по данным сейсморазведки 2D и 3D, а также критерии оконтуривания перспективных объектов по комплексу признаков, прогнозирование продуктивности коллекторов, критерии достоверности оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), выделение коллекторов продуктивной части разреза по комплексу геофизических исследований скважин (ГИС) для экстремальных термобарических и горно-геологических условий. Задача прогнозирования сохранения коллекторских свойств терригенных коллекторов на больших глубинах на сегодняшний день не имеет решения, кроме того, и единой методики прогнозирования.

Таким образом, автором диссертации установлено, что условием продуктивности коллектора, равно как и условием сохранения эффективного пустотного пространства пласта-коллектора для интервала глубин 3600-3700 м и ниже, является наличие аномально высокого пластового давления, изменяющегося в диапазоне $K_a=1,90-1,95$ и выше. Граница распространения АВПД в арктических районах Западной Сибири совпадает с областью неотектонического воздымания и роста локальных поднятий. И то, и другое связано с процессами вертикальной флюидомиграции углеводородных и неуглеводородных газов. Наличие АВПД является главным фактором, определяющим продуктивность разреза. Максимальные дебиты получены в условиях сочетания двух факторов: первичного – наличие АВПД и вторичного – высоких начальных ФЕС в отложениях руслового генезиса. Результаты исследования установлено, что при выборе местоположения проектных скважин необходимо руководствоваться знаниями закономерностей распределения коэффициента аномальности (K_a) и выделенных тел с потенциально высокими ФЕС, их сочетание.

4.2.2. Обоснование наклонного водонефтяного контакта (ВНК) залежей УВ как фактора латеральной миграции в интервале терригенных отложений верхней юры (Томская область).

Разработкой методики районирования и ранжирование перспективности Западно-Сибирской провинции, выбором стратегии поисков углеводородов (УВ) занимались: О. О. Абросимова, О. Г. Жеро, В. И. Исаев, А. Э. Конторович, В. А. Конторович, Ю. В. Коржов, Г. А. Лобова, Т. Е. Лунёва, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, А. В. Ступакова, В. С. Сурков, А. А. Трофимук, Г. А. Чернова, Ю. Г. Эрвье и др.

Наунакская свита является регионально продуктивным комплексом отложений на юго-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Стратиграфически отложения датируются верхами позднего бата-оксфорда и с несогласием залегают на континентальных отложениях тюменской свиты.

Для залежей УВ в интервале рассматриваемой части разреза характерным является негоризонтальное положение поверхности ВНК.

Задачей исследования было изучение петрофизических факторов, которые определяют негоризонтальность межфлюидального контакта вода-нефть. При этом конечной целью изучения особенностей пустотного пространства продуктивного пласта Ю₁³⁻⁴ наунакской свиты является обоснование положения ВНК, основанное на изучении фактического кернового материала, полученного при разбуривании одной из групп месторождений Томской области.

Причина кроется в негоризонтальной поверхности ВНК, следовательно, объясняется наложением двух факторов: аутигенным минералообразованием (в том числе вторичной карбонатизацией) и тектонической историей развития. В конечном итоге, характерными признаками являются следующие: на границе контакта вода-нефть происходит формирование прослоев с *вторичным кальцитовым цементом*; в нефтенасыщенной части пласта отсутствуют *минеральные новообразования*; в водонасыщенной части пласта формируются *аутигенные гидрослюды*, уменьшающие свободное сечение поровых каналов и снижающие проницаемость породы.

Таким образом, мы считаем, что наклонный (негоризонтальный) уровень водонефтяного контакта залежей УВ образуется как результат изменения структуры по-

рового пространства, что является следствием диагенетических изменений, избирательно происходивших в водонасыщенной и нефтенасыщенной частях залежи. Считаем необходимым внедрять в практику работы по подсчету запасов геологические модели, основанные на учете негоризонтального положения поверхности ВНК.

4.2.3. Выделение зон различной продуктивности залежи баженовской свиты и доюрского комплекса на основе комплексного подхода к анализу геолого-геофизических данных (на примере Средне-Назымского месторождения Западной Сибири).

В разделе представлены результаты исследовательской работы по изучению перспектив нефтегазоносности и зонирование по продуктивности залежей УВ в отложениях баженовской свиты и ДЮК Средне-Назымского месторождения на основе комплексирования геолого-геофизических данных. В 2013 г. автор с коллективом сотрудников проводил исследования, по результатам которых стало возможным произвести анализ эффективности выданных рекомендаций и методических решений.

Литологический состав доюрских образований месторождения: эффузивы кислого и среднего состава, порфириты, кремнисто-глинистые сланцы, каолинизированная и хлоритизированная кора выветривания, метапесчаники и метасланцы. По литологическому составу отложения ДЮК очень схожи с продуктивными отложениями Рогожниковского и Северо-Рогожниковского месторождений с доказанной продуктивностью вулканогенно-осадочной толщи пермо-триасового возраста.

Скважина 229 – первооткрывательница залежи в ДЮК. При испытании интервала 2940-2984 м получен фонтанный приток нефти дебитом 117 м³/сут на штуцере 8 мм. Результаты бурения трех новых поисковых скважин (101, 230, 231) подтвердили технологию прогнозирования перспективных зон для вулканогенно-осадочных отложений ДЮК.

В результате обработки данных 3D-съемки на Средне-Назымском ЛУ по методике параметрической развертки отражений (ПРО) были получены кубы скоростей: средних; среднеквадратичных; интервальных, откалиброванных по отбивкам скважин и данным вертикального сейсмического профилирования (ВСП); куб энергии. Использование алгоритмов классификации позволило получить прогнозную карту районирования территории по соотношению экстремальных значений интервальных скоростей. Получена карта распределения прогнозных и перспективных зон, которые обладают сходными скоростными характеристиками разреза относительно продуктивной скважины 229.

По результатам проведенного анализа скважины были разделены на три класса эталонов по продуктивности, что впоследствии было использовано при районировании изучаемой территории по степени перспективности отложений тутлеймской свиты.

Одним из информативных результатов работы является формирование кубов безэталонной типизации сейсмического разреза, на основе которой был выделен ряд классов, наилучшим образом коррелируемых с продуктивностью скважин. Карты временной мощности классов составили основу площадной эталонной классификации, целью которой являлось выделение зон, наиболее сходных по проявлению в сейсмическом поле участков различной продуктивности.

При заложении скважин необходимо учитывать выявленные критерии выделения высокоперспективных зон в интервале ДЮК и баженовской свиты.

4.2.4. Построение геологической модели залежи УВ в серпентинитах фундамента на основе генетической схемы формирования коллекторов (на примере месторождения Томской области).

В доюрском комплексе отложений Томской области открыты на сегодня мелкие по объему запасов месторождения УВ. Они сосредоточены, в основном, в зоне развития поверхности кор выветривания палеозойских отложений и базального горизонта юры, т. н. горизонта зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений. В кровельной части фундамента скважинами вскрыта кора выветривания (пласт М). В проницаемых разностях пород кровельной части фундамента установлены многочисленные нефтегазопроявления.

На примере одного из месторождений Томской области показана необходимость комплексирования геолого-геофизической информации на этапе построения геологической модели и подсчета запасов.

Для решения задачи использовался следующий алгоритм выполнения работ: 1) расширенное литологическое изучение керна; 2) установление доминирующих признаков формирования и преобразования литотипов пород в процессе диагенеза и последующей метаморфизации пород; 3) уточнение литотипов пород в скважинах по керну и комплексу ГИС; 4) комплексирование данных потенциальных полей и сейсморазведки 3D; 5) построение принципиальной схемы преобразования пород и установление основных геологических факторов, контролирующих распространение пород-коллекторов; 6) прогнозирование распространения коллекторов по сейсмическим классам; 7) построение уточненной геологической модели с целью подсчета запасов.

Ввиду сложной систематики волновой картины в изучаемом интервале разреза предпочтение было отдано методам типизации (классификации и таксономии), являющейся универсальным и интегрированным способом анализа данных, включающим в себя набор средств атрибутивного анализа, проводимого в рамках динамической интерпретации сейсмических данных. Задача районирования изучаемой площади решалась методами безэталонной многомерной классификации, представленными программами «Классификация» и «Таксономия».

4.2.5. Прогнозирование сложнопостроенных терригенных коллекторов Восточной Сибири.

В основу разработки вопросов прогнозирования нефтегазоносности древних платформ, теории осадочно-миграционного образования скоплений УВ положены работы: Н. Б. Вассоевича, И. С. Грамберга, Н. Л. Добрецова, Л. П. Зоненшайна, А. Э. Конторовича, Ю. А. Косыгина, М. И. Кузьмина, С. Г. Неручева, Б. С. Соколова, Б. А. Соколова, В. С. Суркова, А. А. Трофимука, В. Е. Хаина и др.

Тектоническая история развития Ильбокичской площади неразрывно связана с проявлением вулканической деятельности, что существенным образом оказало влияние на качество коллекторов продуктивных отложений в интервале оскобинской и ванаварской свит в пределах изучаемого региона. Для оптимального заложения необходимо тщательно подходить к выбору местоположения проектных скважин с учетом всех изученных автором особенностей и полученных результатов исследований.

Реконструкция тектоно-динамического развития территории показала, что исходная модель представляла собой серию блоков или тектонических пластин субмеридионального простиранья. Первая фаза после начала инверсии – это фаза сжатия, в

период которой начала формироваться структура взбросо-надвига. Во вторую фазу происходит окончательное формирование структуры взбросо-надвига и, как следствие, генерация эшелонированных сдвигов, которые приобретают вид элементов сдвиговых деформаций. Считаем, что фаза транспрессии наступила позже или сразу после сжатия, при этом сдвиговые движения не оказали определяющего влияния. При формировании структурной поверхности осадочного разреза влияние оказали внедрившиеся пластовые интрузии триасового возраста. Положительные структурные формы Ильбокичской группы структур образовались в результате сдвиго-сжатия при активном участии вулканических механизмов внедрения, вплоть до образования вулканогенных структур (вулканоструктуры). Как следствие, сформировались сложно-комбинированные типы ловушек УВ: тектонически экранированные и структурные, ограниченные магматогенными телами.

В результате разработанной методики прогнозирования эффективных толщин на основе разделения на классы коллектор и неколлектор по прогнозным кубам получили возможность рассчитать кубы распределения коллекторов по типам пустотного пространства: порового и трещинного. Наличие трещинной матрицы является отличительной особенностью данного типа коллектора. Микротрещины формируют трещинную матрицу и могут подпитываться углеводородами поровое пространство пород-коллекторов. Поэтому такие зоны являются перспективными с точки зрения обнаружения новых залежей УВ.

Подтверждаемость прогноза. При бурении и испытании новой скважины из пласта ванаварской свиты получен промышленный приток газа дебитом 59 тыс. м³/сут на шайбе 6 мм. Залежь пласта ванаварской свиты – пластовая сводовая, тектонически экранированная. В скважине отобран керн, представленный песчаником, разбитым трещинами вкрест напластования.

В главе 5 «Построение и сопровождение геологических моделей залежей углеводородов на этапе эксплуатационного бурения» приведены наиболее значимые примеры из практики построения геологических моделей залежей УВ, обозначены проблемы и пути повышения эффективности применяемых технологий изучения залежей на данном этапе. Приведены некоторые примеры из практики работы по проектам нефтегазодобывающих компаний, где были внедрены и апробированы авторские подходы при построении геологических моделей с последующей выдачей рекомендаций и сравнением после полного разбуривания проектного эксплуатационного фонда на объектах Волго-Урала (Удмуртия, Тимано-Печора), Западной Сибири (Шаимский район, ЯНАО).

5.1. Основные проблемы создания цифровых моделей залежей углеводородов.

Целью построения цифровых геологических моделей месторождений УВ является подсчет запасов, создание гидродинамических моделей и составление проектных документов на разработку.

Как показывает опыт моделирования, степень несоответствия модели и реального строения залежи, в общем случае, зависит от сложности его геологического строения. При простом геологическом строении запасы подтверждаются с погрешностью до $\pm 15\%$, а при сложном – до $\pm 50\%$.

Современные тенденции подготовки новых запасов УВ сместились в сторону необходимости изучения структурных особенностей сложнопостроенных залежей и

месторождений УВ. Перечислим некоторые из них: усложнение литологии изучаемых отложений: баженовская свита, доманикиты, вулканогенно-осадочные породы, АБР (аномальные разрезы баженовской свиты), породы фундамента, коры выветривания, галогенно-карбонатные породы; сложные горно-геологические условия, связанные с АВПД (АВПоД) и АНПД, напряженным состоянием среды и т. п.; условия залегания, порожденные различного типа деформацией напластования горных пород, негоризонтальным положением межфлюидаальной поверхности и т. п.

С появлением новых современных средств, методик и технологий изучения строения резервуара возросли требования к детальности и точности подготовки исходных данных. В связи с резко возросшим уровнем программно-технического оснащения, качество обработки, интерпретации и анализа перестали соответствовать требованиям подготовки информации для построения геологических моделей.

5.2. Практика прогнозирования нефтегазоносности недр на этапе эксплуатационного бурения.

5.2.1. Прогнозирование продуктивности верейско-башкирских залежей углеводородов карбонатного типа разреза (на примере месторождения Волго-Урала).

Автором разработаны методика и технология прогнозирования продуктивности залежей верейско-башкирского карбонатного комплекса на примере Сосновского месторождения. Результаты эксплуатационного бурения на месторождении показали высокую подтверждаемость построенной геологической модели залежи.

Промышленно продуктивными на Сосновском месторождении являются карбонатные пласты верейского (В-II, В-IIIа, В-IIIб) и башкирского (А₄₋₁, А₄₋₂, А₄₋₃) возраста.

Задача количественной оценки прогноза емкости коллекторов природного резервуара сводится к построению значимых корреляционных зависимостей между емкостными характеристиками разреза и сейсмическими параметрами. Для выбора информативного набора признаков использовался алгоритм З. Хельвига – метод оптимального выбора признаков.

По результатам выполненных работ были уточнены границы замещения пород-коллекторов, установлены границы нефтеносности. Сделан вывод о том, что контур нефтеносности и продуктивность нефтяной залежи определяется не только и не столько структурным фактором, сколько распределением в плане типов коллектора с различными кондиционными свойствами. Построена карта прогнозного распределения кондиций ФЕС продуктивных отложений верейско-башкирского интервала, которая послужила основой для проектирования эксплуатационного бурения.

Основные рекомендации по размещению и очередности бурения эксплуатационных скважин на основе полученных карт прогнозного распределения параметров верейско-башкирской залежи сводятся к следующему. Рекомендуемый проектный фонд скважин состоит из категорий: 1) рекомендуемые, находящиеся в зоне с высококондиционными ФЕС; 2) рекомендуемые к бурению проектные скважины, где ожидаются промышленные притоки; 3) проектный фонд скважин, которые находятся на участках залежи с низкокондиционными ФЕС (не рекомендуемые к бурению).

К настоящему времени на месторождении завершено эксплуатационное бурение, выполненное с учетом выданных рекомендаций на основании построенной прогнозной карты кондиций. Пробурена 31 эксплуатационная скважина, исключены из

бурения 32 проектные скважины. Скважины рекомендовались к бурению при проектном их местоположении в границах зоны высоких кондиций. Анализ расхождения данных бурения с прогнозными картами эффективных толщин показал среднеквадратическую ошибку $\pm 0,9$ м при прогнозной $\pm 1,1$ м. После подтвердившей прогноз бурения 31 скважины из программы бурения были исключены 32 проектные скважины, расположенные за пределами выделенных границ участков с высокими кондициями ФЕС.

5.2.2. Методика построения геологической модели залежей углеводородов в отложениях вогулгинской толщи на основе куба сейсмических классов. Оптимизация сопровождения бурения на примере сложнопостроенных залежей (месторождения Западной Сибири).

Вогулгинская толща впервые выделена П. Ф. Ли в 1955 г. в ранге свиты со стратотипом в Березовской опорной скважине. Характерной особенностью толщи является ее локальный характер распространения.

Интерпретация и понимание условий формирования палеорельефа донорского фундамента позволяет создать наиболее адекватную и объективную палеогеоморфологическую модель, которую необходимо учитывать при реконструкции и построении геологических моделей ловушек и залежей УВ в приконтактных и контактных зонах с поверхностью фундамента Западной Сибири.

Высокая эффективность и успешность бурения стала возможной за счет применения и использования в работе по построению геологической модели и оконтуриванию залежей пласта вогулгинской толщи по технологии безэталонной классификации.

Для детального изучения территории работ была выполнена безэталонная классификация волнового поля с использованием программы «Таксономия». При разбуривании месторождения решалась еще одна чрезвычайно важная практическая задача – прогнозирование качества коллектора и его продуктивности. Прогнозирование осуществлялось на основе классификации признаков по алгоритму линейной регрессии. Скважины-эталонны по величине дебита были разбиты на 3 класса: высоко-, среднепродуктивные и с отсутствием коллектора.

Практика показывает очень хорошую сходимость выделенных границ распространения прогнозируемых песчаных тел с последующей практикой бурения и испытания скважин.

Результаты последующего бурения доказали эффективность данной методики и технологии для картирования, выделения и подготовки для программы бурения перспективных сложнопостроенных объектов пластов группы П.

5.2.3. Оптимизация сопровождения бурения на одном из месторождений Западной Сибири.

Вопросами изучения клиноформного строения неокомской толщи Западной Сибири занимались такие специалисты, как: В. Н. Бородкин, М. М. Биншток, В. Я. Гидион, Л. Ш. Гиршгорн, Ф. Г. Гурари, Ю. Н. Кародин, Н. Х. Кулахметов, Н. Я. Кунин, О. М. Мкртчян, Г. П. Мясникова, А. Л. Наумов, А. А. Нежданов, Т. М. Онищук, О. М. Прищепа, М. Я. Рудкевич, В. С. Соседков, Ф. З. Хафизов, С. Ф. Хафизов, В. В. Шиманский, А. Е. Шлезингер, В. И. Шпильман, Г. С. Ясович и др.

Одна из первых цифровых трехмерных геологических моделей в Западной Сибири, да и в целом в России, была построена по одному из крупнейших по запасам Сугмутскому месторождению. Месторождение открыто в 1987 году и введено в разработку в 1995 году. Промышленная нефтегазоносность связана с пластом БС9/2 – уникальной структурно-литологической ловушкой в интервале отложений мегионской свиты.

Автор докладывал результаты моделирования на заседании ЦКР в 1999 г. На месторождении впервые отработывалась методика и технология уточнения и корректировки схемы бурения скважин на основе трехмерной геологической модели.

Продуктивный пласт-коллектор включает в себя три типа песчаников регрессивного типа, которые последовательно наращиваются с востока на запад и имеют различные уровни ВНК. Сильная площадная неоднородность распространения коллектора и высокие риски вскрытия коллекторов с низкими ФЕС потребовали большой работы по комплексной интерпретации и прогнозированию геолого-геофизических свойств разреза в проектном местоположении скважин.

Таким образом, построенная геологическая модель и выполненная комплексная интерпретация данных сейсморазведки 3D с учетом результатов эксплуатационного бурения позволили выявить зоны с различным уровнем геологического риска и прогнозированием успешности бурения эксплуатационного фонда скважин. Было установлено, что примерно 25-30 % скважин из проектного фонда располагаются в зоне риска (низкопродуктивных коллекторах и водонефтяной зоне залежи). Из намеченных к бурению 195 эксплуатационных скважин было отменено 43 скважины (или 22 %). Дополнительно подготовлено обоснование к отмене еще 32 скважин.

5.2.4. Построение трехмерной модели карбонатного резервуара на основе безэталонной классификации (на примере месторождений Волго-Урала и Тимано-Печоры).

Методическими и практическими вопросами прогнозирования нефтегазоносности, развитием методов комплексирования в условиях Тимано-Печорской НПП занимались В. И. Богацкий, А. П. Боровинских, Е. Б. Грунис, А. И. Дьяконов, А. А. Захаров, Ф. Н. Мамедов, О. М. Прищепа, Г. В. Рассохин, В. Б. Ростовщиков, М. П. Рощевский, Н. Д. Цхадая, Н. П. Юшкин и другие.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция

Нижнесирачойские рифовые фации франского яруса характеризуются чрезвычайно высокой степенью неоднородности пустотного пространства, обусловленной разнообразием биоты рифогенных построек, фациальной зональностью, седиментационной цикличностью и влиянием вторичных процессов.

Для детализации особенностей строения карбонатной толщи использовались кубы таксономии и классификации, в которых классы и таксоны соответствуют понятию «сейсмофация» и характеризуют широкий набор фаций от депрессионных к лагунным. Рифогенные объекты хорошо оконтуриваются на слайсах кубов таксономии и классификации, что позволяет четко ограничивать пространственный контур их распространения. Детальное расчленение сирачойского-доманиковского комплекса по разрезам классификации свидетельствует о прерывистости и цикличности формирования рифогенных тел.

Детали строения рифовых тел отчетливо проявляются на разрезах классификации и таксономии, отличающихся существенно большей разрешенностью и информативностью по сравнению с сейсмическими атрибутами (рисунок 5).

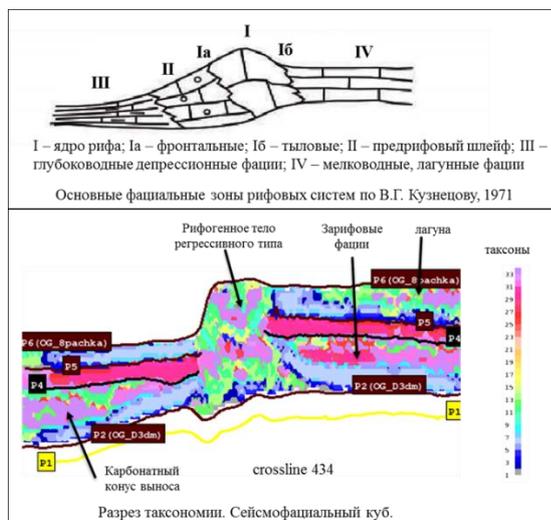


Рисунок 5 – Основные фациальные зоны рифогенного тела и сопоставление с кубом таксономии

Рекомендуемые к бурению скважины при сопоставлении с проектным местоположением были разделены на 3 типа: рекомендуемые к бурению в проектном месте, рекомендуемые к бурению со смещением, не рекомендуемые к бурению.

Применение для сейсмофациального анализа предлагаемых автором технологических решений позволяет решить задачи прогнозирования ФЕС с учетом их фациальной принадлежности и оптимальным образом разместить проектный фонд скважин, снизив геологические риски при бурении скважин.

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция

Изучением закономерностей распространения рифовых тел занимались А. М. Акрамходжаев, К. И. Багринцева, М. М. Грачевский, С. В. Клушин, В. Г. Кузнецов, Е. В. Кучерук, Г. В. Нартов, О. В. Постникова, Ю. А. Писаренко, В. П. Щербаков и др.

Успешное использование безэталонной классификации было реализовано для карбонатного тела типа пиннакл франско-фаменского возраста на одном из месторождений Республики Удмуртия.

5.2.5. Методика ретроспективного анализа эксплуатационного бурения (на примере месторождения Волго-Урала).

Методика ретроспективного анализа бурения реализована на примере Новоселкинского месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Удмуртия). Запасы месторождения сосредоточены в каширских, верейских, яснополянских, малиновских и турнейских отложениях. Разрабатываются яснополянская и малиновская залежи нефти.

Новые данные разведочного и эксплуатационного бурения свидетельствуют о низкой подтверждаемости бурением первоначальной геологической модели основной залежи пласта С₁-VII малиновского надгоризонта визейского яруса нижнего кар-

бона, что привело к приостановке эксплуатационного бурения данной залежи. Недропользователь поставил задачу пересмотра геологической модели на основе комплексного анализа всей накопленной геолого-геофизической информации.

Ретроспективный анализ – это восстановление истории эксплуатационного бурения на месторождении из предположения, что мониторинг построенной геологической модели ведется с момента начала эксплуатационного бурения на месторождении. Такой анализ позволяет определить достоверность выбранного метода прогнозирования и чувствительность геологической модели к новому объему информации. Ретроспективный анализ выполнен в последовательности бурения кустов на месторождении.

Сформулируем выводы: 1) залежь пласта C_1 -VII Новоселкинского месторождения относится к сложнопостроенному типу; 2) методика ретроспективного анализа позволяет оценить устойчивость предлагаемых алгоритмов прогнозирования распределения эффективных толщин; 3) за счет реализации предлагаемой технологии можно добиться повышения эффективности бурения в условиях малых эффективных толщин продуктивных пластов; 4) реализация мониторинга позволяет уменьшить ошибки прогноза эффективных толщин на 30-40 % относительно первоначальной геологической модели.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является научно-квалификационной работой, в которой на основании выполненного автором комплексирования разномасштабных геолого-геофизических данных уточнены и адаптированы к различным нефтегазоносным регионам методические подходы для прогнозирования нефтегазоносности недр на различных этапах ГРП, что имеет важное практическое и методическое значение для развития нефтегазовой отрасли страны.

Использование методических подходов для анализа, обработки, интерпретации и комплексирования геолого-геофизических данных на различных этапах поиска, разведки и подготовки месторождения к разработке, изложенных в диссертации, позволило автору достигнуть следующие результаты:

1. По данным сейсморазведки 3D разработана модель перспектив нефтегазоносности и предложена концепция поисковых работ, при реализации которой было открыто уникальное по запасам месторождение им. В. А. Динкова в Карском море.

2. При реализации предложенной Программы поисковых работ, были открыты новые месторождения в Удмуртии (Ялыкское и др.), Западной Сибири. Подтвержден прогноз нефтегазоносности на Южно-Рогожниковском (ХМАО-Югра), Новопортовском (ЯНАО), Оурьинском (ХМАО-Югра) месторождениях.

3. По результатам поисково-разведочного бурения подтвержден авторский прогноз на месторождениях Средне-Назымском (ХМАО-Югра), Майском (Томская область), Новоселкинском, Забегаловском (Удмуртия), Харьягинском (Тимано-Печора), Кришна-Годавари (Индия), на шельфе Туркмении и др.

4. Апробирована на практике защиты в ЦКР одна из первых в России цифровая трехмерная геолого-технологическая модель Сугмутского месторождения (ЯНАО).

5. Автором адаптирован метод многомерной регрессии на основе подбора эмпирических коэффициентов для интерпретации сейсмических данных и подсчета запасов, что позволило повысить точность построения структурных карт на примере площадей Удмуртии. При использовании данной методики количество подготавливаемых поисковых объектов возросло в два раза, коэффициент успешности бурения увеличился до 85 %, ошибка подтверждаемости проектных глубин в скважинах составила $\pm 5 \div 8$ м.

6. Для этапа региональных работ усовершенствована методика структурно-тектонического районирования, оценки перспектив нефтегазоносности на основе предложенной автором технологии частотной декомпозиции структурных и палеоструктурных карт. Выполненный ретроспективный анализ показал высокую подтверждаемость бурением и открытий новых месторождений за 25-летний период (1996-2021 гг.).

7. Для этапа поисково-разведочных работ адаптирована технология безэталонной классификации сейсмических данных, используемая на этапе построения геологических моделей для карбонатного и терригенного типа разреза (на примере осадочных бассейнов Бенгальского залива, Кришна-Годавари, Западной Сибири).

8. Подтверждена гипотеза продуктивности верхнего миоцена Апшеронского полуострова (Азербайджан). В результате пробуренной по рекомендации автора скважины открыто газоконденсатное месторождение.

9. Расширены перспективы поиска УВ в западной части Западно-Сибирской провинции в границах Карабашской зоны, где предложенная автором концепция связи нефтегазоносности недр с неотектоническими элементами осадочного чехла подтверждена открытием нового месторождения (Оурьинское).

10. Автором предложен способ учета АВПД для построения геологических моделей залежей УВ. Предлагается включить в критерий разделение коллектора юрских и ачимовских интервалов разреза на продуктивный и непродуктивный на основе анализа графиков зависимости между коэффициентом аномальности пластового давления K_a и коэффициентом продуктивности $K_{прод}$. Статистика результатов испытания пробуренных скважин подтверждает выявленную закономерность для условий АВПД на примере площадей севера Западной Сибири.

11. Эксплуатационное бурение полностью подтвердило результаты, полученные автором с использованием комплексной интерпретации геолого-геофизических и геолого-промысловых данных, на примере месторождений Сосновское (Удмуртия), Западно-Каюмовское (ХМАО-Югра).

12. На этапе построения геологической модели и сопровождения эксплуатационного бурения подтверждаемость выданных автором рекомендаций достигает 98 % вследствие применения технологии безэталонной классификации волнового поля с использованием программы «Таксономия».

13. Методические подходы, разработанные автором, включены в «Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа» (МПР РФ, 2006), «Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа» (МПР РФ, 2010).

14. Непосредственно по инициативе и с участием автора составлены региональные методические рекомендации: «Методика геолого-экономической оценки нефтесырьевых ресурсов Удмуртской Республики на примере Арланского НГР» (2001 г.), «Методические рекомендации по комплексированию сейсмических и гравиметрических работ на территории Удмуртской Республики» (2002 г.); «Комплексирование сейсморазведки 3D с данными ГИС и бурения с целью построения цифровых геологических моделей на примере месторождений Удмуртской Республики» (2002 г.).

15. Внедрено в производство разработанное с участием автора программное обеспечение по геолого-геофизическому моделированию для построения геологических моделей «INGEOSMAP (iMAP®)» и Resource Modelling (RM®).

Отметим, что существует большой потенциал повышения эффективности совершенствования методических подходов к построению цифровых геологических моделей через наиболее полное вовлечение в анализ и комплексную интерпретацию геолого-геофизических данных на всех этапах и стадиях геологоразведочного процесса.

Для успешного и эффективного достижения задач поиска, разведки и разработки необходимо в практику работы специалистов внедрять методы комплексирования геолого-геофизической информации, адаптированные к конкретным геологическим условиям.

Дальнейшее развитие и совершенствование методических подходов при комплексировании геолого-геофизических данных возможно в направлении использования многомерности данных при обработке и интерпретации, больших массивов исторически накопленных данных (Big Data), современных достижений в области создания современных алгоритмов и математического аппарата обработки и интерпретации информации.

Список основных работ, опубликованных в научных журналах (изданиях), входящих в перечень ВАК

1. Смирнов, О. А. Имитационное моделирование процесса формирования песчаных тел неокомского разреза Западной Сибири / О. А. Смирнов, Т. Ю. Павлова. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1993. – № 9. – С. 21-24.

2. Смирнов, О. А. Построение геолого-геофизической модели карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии / О. А. Смирнов, Т. Н. Волчкова. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2003. – № 102. – С. 105-120.

3. Смирнов, О. А. Применение регрессионного анализа для построения структурных карт по данным бурения и сейсморазведки (по опыту работ в Волго-Уральской провинции). / О. А. Смирнов. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2004. – Специальный выпуск. – С. 18-22.

4. Смирнов, О. А. Технологические особенности создания компьютерной структурно-тектонической модели сложнопостроенного месторождения / О. А. Смирнов, М. Б. Лурье, А. Н. Зайцев. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2004. – Специальный выпуск. – С. 37-40.

5. От сейсмической трассы к параметрам пластов – какой путь выбрать? / О. А. Смирнов, В. В. Колесов, Г. А. Захарова [и др.]. – Текст : непосредственный //

Технологии сейсморазведки. – 2006. – № 4. – С. 64-68.

6. Прогнозирование продуктивной части геологического разреза Омбинского месторождения и особенности его строения / О. А. Смирнов, В. В. Быков, Э. Р. Кадырова [и др.]. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2008. – № 1. – С. 70-73.

7. Смирнов, О. А. Моделирование изменчивости ФЕС пласта Ю1-1 по данным сейсморазведки и ГИС на поисково-разведочном этапе работ / О. А. Смирнов, Г. А. Захарова, А. С. Недосекин. – Текст : непосредственный // Естественные и технические науки. – 2009. – № 2 (40). – С. 177-179.

8. Уточнение границ сейсмофациальных комплексов неокома в пределах акватории Карского моря / О. А. Смирнов, А. Р. Курчиков, В. Н. Бородкин [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 11. – С. 14-24.

9. Характеристика геологической природы инверсионных кольцевых структур в пределах арктических районов Западной Сибири как критерия нефтегазоносности / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 69-75.

10. Чаяндинское месторождение – проект внедрения новых технологий в Восточной Сибири / А. В. Давыдов, А. В. Погрецкий, О. А. Смирнов [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16. – № 2. – С. 113-128.

11. Оценка перспектив нефтегазоносности Ленинградского лицензионного участка акватории Карского моря на базе сейсморазведки МОГТ-3D / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 4. – С. 18-24.

12. Уточнение геологической модели и перспектив нефтегазоносности Лудловского лицензионного участка акватории Баренцева моря по данным сейсморазведки МОГТ-3D / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 97-108.

13. К вопросу прогноза зон аномально высоких пластовых давлений в разрезе Баренцево-Карского шельфа с учетом данных бурения и сейсморазведки / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 4(328). – С. 12-19. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-12-19.

14. Прогноз ловушек углеводородов в Баренцевоморском шельфе на основе сейсморазведки 2D, 3D / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2019. – № 4. – С. 27-39. – DOI: 10.31087/0016-7894-2019-4-27-39.

15. Отображение флюидодинамической модели формирования залежей углеводородов по данным сейсморазведки 2D, 3D на примере акватории Баренцева и Карского морей / О. А. Смирнов, А. В. Лукашов, А. С. Недосекин [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 17-28.

16. Сейсмогеологическая модель палеозой-мезозойских отложений Белоостровского, Скуратовского и Нярмейского лицензионных участков акватории Карского моря по данным сейсморазведки 3D / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2019. – № 1. – С. 72-85. – DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-72-85.
17. Модель коллектора и выделение перспективных зон в интервале отложений хамакинского продуктивного горизонта Сибирской платформы / О. А. Смирнов, А. В. Лукашов, А. В. Погребский [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 3(339). – С. 4-12. – DOI: 10.30713/2413-5011-2020-3(339)-4-12.
18. Тектоническая модель восточной части Свальбардской плиты в акватории Баренцева моря и ее связь с индикаторами миграции углеводородов / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 5(341). – С. 4-14. – DOI: 10.30713/2413-5011-2020-5(341)-4-14.
19. Характеристика геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности отложений марресалинской свиты акватории Карского моря на базе сейсморазведки 3D [Электронный ресурс] / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : электронный. // Нефтегазовая геология. Теория и практика : электронный научный журнал. – 2021. – Т. 16. – № 4. – 13 с. – Режим доступа : URL: http://www.ngtp.ru/rub/2022/18_2022.html.
20. Характеристика региональной модели строения Ямало-Карского региона на базе анализа потенциальных полей [Электронный ресурс] / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика : электронный научный журнал. – 2021. – Т. 16. – № 4. – Режим доступа : URL: http://www.ngtp.ru/rub/2021/37_2021.html.
21. Региональная модель рифтогенеза и структурно-тектонического районирования севера Западной Сибири и Южно-Карской синеклизы по комплексу геолого-геофизических исследований [Электронный ресурс] / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика : электронный научный журнал. – 2022. – Т. 17. – № 1. – Режим доступа : URL: http://www.ngtp.ru/rub/2022/1_2022.html.
22. «Прямые» методы локального прогноза нефтегазоносности в акватории Баренцева моря / В. Н. Бородкин, А. Г. Плавник, О. А. Смирнов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 7(367). – С. 16-20. – DOI 10.33285/2413-5011-2022-7(367)-16-20. – EDN RJHNIU.
23. Эрозионные процессы в разрезе Баренцевоморского шельфа, их влияние на нефтегазоносность. / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. Г. Плавник [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 8(368). – С. 5-16. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-8(368)-5-16.
24. Смирнов, О. А. Характеристика элементов биогенной и флюидодинамической моделей нефтидогенеза в разрезе акватории Карского моря на базе геохимических и геофизических исследований [Электронный ресурс] / В. Н. Бородкин, О. А. Смирнов. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика :

электронный научный журнал. – 2022. – Т. 17. – № 4. – Режим доступа : URL: http://www.ngtp.ru/rub/2022/39_2022.html.

25. Смирнов, О. А. Оценка перспектив нефтегазоносности апт-альб-сеноманского комплекса полуострова Ямал севера Западной Сибири на базе сейсморазведки 2D [Электронный ресурс] / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика : электронный научный журнал. – 2022. – Т. 17. – № 4. – Режим доступа : URL: http://www.ngtp.ru/rub/2022/47_2022.html.

26. Отображение модели вертикальной миграции углеводородов в пределах акватории Карского моря по материалам сейсморазведки 3D / В. Н. Бородкин, О. А. Смирнов, А. Г. Плавник [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 1(373). – С. 15-22. - DOI: 10.33285/2413-5011-2023-1(373)-15-22.

27. Методический подход при построении геологических моделей залежей углеводородов среднеюрских отложений Западной Сибири в условиях аномально высоких пластовых давлений / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 2(374). – С. 5-15. – DOI: 10.33285/2413-5011-2023-2(374)-5-15.

28. Прогнозирование сложнопостроенных терригенных коллекторов отложений венда Ильбокичского месторождения Восточной Сибири / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 5(377). – С. 5-13. – DOI: 10.33285/2413-5011-2023-5(377)-5-13.

29. Методический подход при локальном прогнозе нефтегазоносности палеозойско-мезозойских отложений полуострова Ямал на базе комплексирования геофизических исследований / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика : электронный научный журнал. – 2023. – Т. 18 – № 1. – Режим доступа : URL: http://www.ngtp.ru/rub/2023/10_2023.html.

30. Смирнов, О. А. Методика построения геологических моделей залежей углеводородов на этапе разведки и доразведки / О. А. Смирнов, В. Н. Бородкин. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 12. – С. – 5-10. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-3(375).

31. Седиментационный анализ среднеюрских отложений севера Западной Сибири с целью построения альтернативной геологической модели залежей углеводородов [Электронный ресурс] / В. Н. Бородкин, О. А. Смирнов, А. В. Лукашов [и др.]. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика : электронный научный журнал. – 2023. – Т. 18 – № 2. – Режим доступа : http://www.ngtp.ru/rub/2023/17_2023.html.

**Список работ, опубликованных в научных журналах (изданиях),
индексируемых в международных системах цитирования
(Web of Science, Scopus и др.)**

32. Smirnov, O. A. Permanently operating geological models as a basis for managing the resource base of an oil company / O. A. Smirnov, S. I. Tipikin, V. N. Yarovenko. – Text : direct // Oil industry. - 1997. – No. 12. – pp. 10-14.
33. Smirnov, O. A. The state and problems of petrophysical study of the Pre-Jurassic foundation on the example of the Shaimsky deposit in Western Siberia / O. A. Smirnov, R. A. Rezvanov. – Text : direct // Oil industry. – 2014. – No. 4. – pp. 20-24.
34. Susanina, O. M. Integration of potential field data for detailed geological study of Shaimsky region / O. M. Susanina, O. A. Smirnov. – Text: direct // 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. – Geomodel-2014. – 2014.
35. The new information relatively oil-and-gas bearing prospects of Barents Sea and Kara Sea shelf in connection with old seismic data reprocessing / E. Firstaeva, S. Kreknin, O. A. Smirnov [et al.]. – Text: direct // 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. – Geomodel- 2014. – 2014.
36. Evaluation of the hydrocarbon potential of the waters of the Kara sea according areal 2D seismic / V. N. Borodkin, O. A. Smirnov [and others]. – Text: direct // Geomodel-2016 – 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, 2016.
37. Methods of detecting and prospecting oil and gas traps in karabash prospective zone in Western Siberia / N. M. Shestakova, O. A. Smirnov, A. V. Lukashov, A. S. Nedosekin. – Text: direct // Geomodel-2016 – 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, 2016.
38. Characteristics of the geological nature of inversion ring structures within the Arctic regions of Western Siberia as a criterion of oil and gas potential / O. A. Smirnov, V. N. Borodkin, A. R. Kurchikov [et al.]. – Text : direct // Geology of oil and gas. – 2017. – No. 3. – pp. 69-75.
39. The use of seismic cdp-3d for indirect, evidence for fluid migration of hydrocarbons from the bazhenov formation in the lower cretaceous deposits of Western Siberia / O. A. Smirnov, V. N. Borodkin, A. R. Kurchikov [et al.]. – Text: direct // Geomodel-2017 – 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, 2017. – 2017, September.
40. Clarification of the geological model and prospects of oil and gas potential of the Ludlovsky license area of the Barents Sea according to the data of the seismic survey MOGT-3D / O. A. Smirnov, V. N. Borodkin, A. R. Kurchikov [et al.]. – Text : direct // Geology of oil and gas. – 2018. – No. 6. – pp. 97-108.
41. Description of the geological model Pulytinsky lou Western Siberia based on 3D seismic / O. A. Smirnov, A. V. Lukashov, A. S. Nedosekin [and others]. – Text : electronic // Geomodel-2018 – 20th Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. – 2018.

42. Description of the geological structure and hydrocarbon potential of Ludlovskogo license area of the Barents sea according to seismic 3D / O. A. Smirnov, V. N. Borodkin, A. R. Kurchikov [and others]. – Text : direct // Saint Petersburg 2018: Collection of works of the 8th Saint Petersburg International Conference and Exhibition Saint Petersburg 2018. Innovations in Geosciences – Time for Breakthrough. - Saint Petersburg, Russia, 2018. – pp. 44357-44357.

43. Estimation of prospects of oil and gas production of Barents Sea shelf by results of seismic measurement by 3D common dept point method / O. A. Smirnov, V. N. Borodkin, A. R. Kurchikov [and others]. – Text : direct // Collection of works of IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2018. – Saint-Petersburg, Russia, 12-13 April 2018. – Vol. 194. – N. 8. – pp. 082006-082006.

44. Forecast of hydrocarbon traps in the Barents Sea shelf based on 2D and 3D seismic surveys / O. A. Smirnov, V. N. Borodkin, A. V. Lukashov [et al.]. – Text : direct // Geology of oil and gas. – 2019. – No. 4. – pp. 27-39. – DOI: 10.31087/001678942019427-39.

45. Indirect confirmation of various hypotheses about the formation of oil and gas according to 3D seismic data in Western Siberia / V. N. Borodkin, A. R. Kurchikov, O. A. Smirnov [and others]. – Text: direct // Tyumen 2019: 6th Conference. – 2019.

46. Seismogeological model of Paleozoic-Mesozoic deposits of the Beloostrovsky, Skuratovsky and Nyarmeysky license areas of the Kara Sea according to 3D seismic survey data / O. A. Smirnov, V. N. Borodkin, A. R. Kurchikov [et al.]. – Text : direct // Geology of oil and gas. – 2019. – No. 1. – pp. 72-85. – DOI: 10.31087/00167894201917285.

47. The oil and gas potential prospects of the paleozoic-mesozoic deposits in the junction zone of the yamal, gydan and nadym-pursk oil and gas regions of Western Siberia according to 2D, 3D seismic data / V. N. Borodkin, O. A. Smirnov, A. V. Lukashov [et al.]. –Text: direct // Geomodel-2021 – 23th Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. – 2021.

48. Borodkin, V. N. Morphotypes of Neocomian clinoform formations in the north of the West Siberian lowland in connection with the peculiarities of sedimentation processes / V. N. Borodkin, O. A. Smirnov. – Text: direct // Georesources. – 2023. – T. 25. – № 3 – pp. 4-12. – <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.2>.

В прочих изданиях:

49. Smirnov, O. A. Characteristics of the geological structure and oil and gas potential above Cenomanian complex in the Barents sea shelf according to 3D data / O. A. Smirnov, V. N. Borodkin, A. V. Lukashov. – Text: direct // Scientific research of the SCO countries: synergy and integration : Collection of works of of the International Conference. – Part 4. Beijing. – China, 2019, March 26. – pp. 161-170.

50. Characteristics of geological nature of inverted ring structures in the limited area of the Arctic regions of the West Siberia as a criterion of petroleum potential / O. A. Smirnov, A. R. Kurchikov, V. N. Borodkin [and others]. – Text: direct // American Journal of Environmental Science and Engineering. – Volume 3. – Issue 3, September 2019. – pp. 52-59. – Doi: 10.11648/j.ajese.20190303.12.

51. Display of hydrocarbon deposits formation models in the section of the Barents and Kara Seas based on the geochemical and geophysical studies / V. N. Borodkin,

O. A. Smirnov, A. V. Loukashov, M. V. Komgort. – Text: direct // Geomodel 2023. – St. Petersburg, April 17-20. – 2023.

52. Morphotypes of clinofold formations of the Neocombe of the Yamalo-Kara region of Western Siberia in connection with the features of sedimentation processes / V. N. Borodkin, O. A. Smirnov, A. V. Lukashov, A. G. Plavnik [et al.]. – Text : direct / 25th anniversary scientific and practical conference on geological exploration and development of gas fields. – Gelendzhik. – September 4-7, 2023. – pp. 356-359.

Монографические работы

53. Характеристика геологического строения, оценка перспектив нефтегазоносности акватории Баренцева моря на базе современной сейсморазведки 2D, 3D / В. Н. Бородин, О. А. Смирнов, А. Р. Курчиков, А. В. Лукашов. – Тюмень: Изд-во ТИУ, 2020. – 249 с. – Текст : непосредственный.

54. Характеристика геологического строения, оценка перспектив нефтегазоносности акватории Карского моря на базе современной сейсморазведки 2D, 3D / В. Н. Бородин, О. А. Смирнов, А. В. Лукашов, А. И. Трусков. – Тюмень: Изд-во Вектор Бук, 2023. – 265 с. – Текст : непосредственный.

55. Смирнов, О. А. Совершенствование технологий моделирования геолого-геофизических данных на разных этапах геологоразведочных работ / О. А. Смирнов, В. Н. Бородин, А. В. Лукашов. – Тюмень: Изд-во Вектор Бук, 2023. – 65 с. – Текст : непосредственный.

56. Смирнов, О. А. Особенности прогноза нефтегазоносности недр на региональном этапе исследований с дальнейшим комплексированием геолого-геофизических материалов для постановки поисково-оценочных работ / О. А. Смирнов. – Тюмень : Изд-во Вектор Бук, 2024. – 154 с. – Текст: непосредственный.

57. Смирнов, О. А. Методика и практика построения геологических моделей залежей углеводородов на разведочной стадии исследования с последующим сопровождением на этапе эксплуатационного бурения / О. А. Смирнов, В. Н. Бородин, А. В. Лукашов. – Тюмень: Изд-во Вектор Бук, 2024. – 252 с. – Текст : непосредственный.

58. Характеристика палеогеографии юрско-неокомских отложений Западной Сибири, литологического состава, коллекторских свойств пород и влияние тектоно-гидротермальных процессов на их параметры / В. Н. Бородин, О. А. Смирнов, А. В. Лукашов, М. Ю. Зубков и др. – Тюмень: Изд-во Вектор Бук, 2024. – 245 с. – Текст : непосредственный.

Авторское свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ

59. Смирнов, О. А. Авторское свидетельство № 2017618472 Российская Федерация, Программа для ЭВМ INGEOSMAP. / О. А. Смирнов, А. Н. Зайцев; заявитель ООО «ИНГЕОСЕРВИС» (RU). – № 2017615526; заявл. 08.06.2017; опублик. 02.08.2017. – Текст : непосредственный.

60. Смирнов, О. А. Авторское свидетельство № 2022668857 Российская Федерация, Программа для ЭВМ Resource Modelling (RM). / М. Б. Лурье, О. А. Смирнов; заявитель ООО «ИНГЕОСЕРВИС» (RU). – № 2022668245/69; заявл. 06.10.2022; опублик. 12.10.2022. – Текст : непосредственный.

Патент

61. Пат. 2797763 С1 Российская Федерация, МПК G01V9/00, G01V99/00, E21B47/06. Способ учета аномально высокого пластового давления при построении геологических моделей залежей углеводородов : № 2022126666 ; заявл. 13.10.22 ; опубл. 08.06.23, Бюл. № 16. / О. А. Смирнов, А. В. Лукашов ; заявитель и патентообладатель Смирнов О. А. – Текст : непосредственный.

Формат 60x84/16. Бумага офисная. Печать цифровая.
Усл. печ. л. 2,67. Тираж 100 экз. Заказ 22.

Отпечатано с готового набора в типографии
ООО «Вектор Бук».

625004, г. Тюмень, ул. Володарского, 45.
Тел. (3452) 42-72-17, 46-90-03.