

На правах рукописи

Большакова Наталия Владимировна



**ГЛУБИННОЕ СТРОЕНИЕ СЕВЕРНОГО ФЛАНГА
ОХОТСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ
ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСНЫХ
ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

Специальность 1.6.9. Геофизика

**Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук**

Санкт-Петербург – 2022

Диссертация выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».

Научный руководитель:

доктор геолого-минералогических наук, доцент

Егоров Алексей Сергеевич

Официальные оппоненты:

Пискарев-Васильев Алексей Лазаревич

доктор геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И.С. Грамберга», главный научный сотрудник;

Рашидов Владимир Александрович

кандидат технических наук, федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт вулканологии и сейсмологии Дальневосточного отделения Российской академии наук, лаборатория петрологии и геохимии, старший научный сотрудник.

Ведущая организация – федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского», г. Санкт-Петербург.

Защита диссертации состоится 27 сентября 2022 г. в 14:00 на заседании диссертационного совета ГУ 2022.10 Горного университета по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я В.О. линия, д. 2, ауд. № 1163.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Горного университета и на сайте www.spmi.ru.

Автореферат разослан 27 июля 2022 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



ДАНИЛЬЕВА
Наталья Андреевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Особенностью Дальневосточного региона, отличающей его от прочих нефтегазоносных регионов России, является то, что его значительный ресурсный углеводородный потенциал рассредоточен по отдельным осадочным бассейнам. Этим же обстоятельством определяется чрезвычайное разнообразие геологического строения и условий нефтегазоносности в конкретных осадочных бассейнах. Они существенно отличаются как величиной ресурсного потенциала, так и степенью его разведанности.

Начиная с 1955 г. в регионе выполнен широкий комплекс региональных и среднемасштабных геофизических исследований. В период с 2010 по 2022 гг. основной объем геолого-разведочных работ был сосредоточен в пределах лицензионных участков шельфа Охотского моря. Таким образом, можно предполагать, что региональный этап исследований Охотоморского региона близится к завершению. Однако многие вопросы геологического строения и особенностей его тектонической эволюции остаются открытыми.

Для оправданного перехода от регионального этапа исследования к поисково-оценочному требуется провести обобщение и комплексный анализ всего накопленного за многие десятилетия обширного и разнообразного материала по геологии, геофизике, тектонике и нефтегазоносности региона. Разработка унифицированной геолого-структурной основы, отражающей особенности геологического строения, геодинамических обстановок формирования земной коры и тектонического развития структур фундамента и осадочного чехла позволит обеспечить научный прогноз перспектив нефтегазоносности на региональном и зональном уровнях.

Степень разработанности темы исследования

Значительный вклад в изучение глубинного строения земной коры Охотоморского региона внесли работы, выполненные Институтом физики Земли РАН совместно с Институтом морской геологии и геофизики ДВО РАН в 50-х–70-х годах прошлого века. На современном этапе исследований большое значение имеют результаты геолого-геофизических съемок ФГУНПП «Севморгео», ОАО «Дальморнефтегеофизика», Института вулканологии и сейсмологии

ДВО РАН, Тихоокеанского геологического института ДВО РАН, а также тематические исследования, проведенные ФГБУ «ВСЕГЕИ», ФГБУ «ВНИИОкеангеология» и ФГУП «ВНИГРИ».

Изучению глубинного строения земной коры Охотоморского региона посвящены работы Н.А. Богданова, В.Д. Чеховича, М.Н. Шапиро, А.Л. Пискарева-Васильева, В.А. Поселова, Т.С. Сакулиной, Н.И. Павленковой, С.Н. Кашубина. Вопросы нефтегазоносности региона освещены в работах Л.С. Маргулиса, В.В. Харахинова, Ю.Н. Григоренко, Т.А. Андиевой, Е.В. Грецкой и других авторов.

Весь накопленный за многие десятилетия геолого-геофизический материал по территориям Дальнего Востока и сопредельному шельфу, а также данные, полученные в результате разведки и разработки месторождений углеводородов, достаточно полно освещают основные факторы нефтегазоносности региона. Но в тоже время, эти материалы в существенной мере разрознены и противоречивы, что требует их обобщения и тщательного анализа. На стадии завершения региональных исследований необходимо выполнить анализ всего комплекса геологоразведочных работ на нефть и газ и на этой основе провести дифференцированную оценку неразведанной части углеводородной сырьевой базы региона с выделением наиболее перспективных направлений дальнейших поисково-разведочных работ.

Цель работы – повышение достоверности научного прогноза перспектив нефтегазоносности северного фланга Охотской нефтегазоносной провинции (НГП) на региональном и зональном уровнях.

Идея работы – повышение достоверности научного прогноза перспектив нефтегазоносности северного фланга Охотской НГП возможно на основе выявленных тектонических особенностей строения и закономерностей формирования структур фундамента и осадочного чехла исследуемого региона.

Объект исследования – нефтегазоперспективные структуры северного фланга Охотской НГП с характерными особенностями строения земной коры, которые обуславливают развитие осадочных бассейнов в геологическом прошлом.

Предмет исследования – структурно-тектонические критерии выделения нефтегазоперспективных объектов северного фланга Охотской НГП.

Поставленная в диссертационной работе цель достигается посредством решения нижеуказанных **задач**:

1. Разработка оптимальной методической схемы сбора, систематизации, обработки и комплексной интерпретации геолого-геофизических данных, обеспечивающей построения геотектонических моделей северного фланга Охотской НГП.

2. Разработка зонально-блоковой модели строения земной коры северного фланга Охотской НГП с обоснованием положения блоков (областей стационарности всего набора геофизических параметров геологической среды, как в латеральном, так и в радиальном измерении) и межблоковых сутурных и сдвиговых зон, проявляющихся по контрастной смене инфраструктуры геофизического поля.

3. Уточнение глубинного строения Охотско-Чукотской аккреционно-коллизийной активноокраинной складчатой области и регионального Охотско-Чукотского сдвига, обусловивших формирование осадочных бассейнов северного фланга Охотской НГП.

4. Выявление геолого-структурных особенностей и закономерностей распределения оперяющих Охотско-Чукотский сдвиг структур растяжения, сжатия и сдвига, с которыми связываются перспективы нефтегазоносности.

Научная новизна работы:

1. По результатам комплексной обработки потенциальных полей и сейсморазведки установлены параметры глубинного строения Охотско-Чукотской аккреционно-коллизийной активноокраинной складчатой области.

2. Обоснована роль Охотско-Чукотской сдвиговой зоны в формировании, морфологии и особенностях пространственного распределения горстовых и грабеновых структур осадочного чехла, контролирующей зоны возможного нефтегазонакопления северного фланга Охотской НГП

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Разработана методическая схема сбора, систематизации, обработки, методной и комплексной интерпретации геолого-геофизических данных, обеспечивающая геотектонические построения в латеральном и вертикальном измерениях.

2. Разработана геолого-структурная схема Охотоморского региона, отражающая особенности глубинного строения структур фундамента и осадочного чехла, которая рассматривается в качестве основы для создания карт тектонического и нефтегазогеологического районирования, а также выполнения формализованного прогноза на региональном и зональном уровнях.

3. Обоснована роль Охотско-Чукотской сдвиговой зоны в формировании и особенностях пространственного распределения горстовых и грабеновых структур осадочного чехла северного фланга Охотоморского региона, установлена взаимосвязь морфологии потенциально нефтегазоносных структур нижнекайнозойского комплекса со структурами консолидированного фундамента.

4. Результаты диссертации использованы АО «ВНИГРИ-Геологоразведка» при выполнении тектонического и нефтегазогеологического районирования территорий и акваторий Дальневосточного региона в рамках Договора «Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата шельфа Балтийского, Японского, Охотского морей и шельфа Тихого океана по состоянию изученности на 01.01.2017 г.». (Акт № 183 от 24.05.2022 г.)

Методология и методы исследования. Моделирование латерального распределения структурно-вещественных подразделений земной коры проводилось на основе интерпретации данных грави- и магниторазведки, рассчитанных трансформант и с использованием априорной геолого-геофизической информации. Обработка потенциальных полей проводилась в программных комплексах Surfer 13.0, COSCAD-3D, Oasis Montaj. По результатам факторного анализа применены алгоритмы распознавания образов с обучением. Интерпретация данных проходила в программах Surfer 13.0, ArcGIS 10.0 и

CorelDraw 18.0 по принципу «светового стола» с обеспечением пространственной привязки всей полученной в ходе исследования геолого-геофизической информации.

В основу изучения вертикального распределения неоднородностей и тектонических дислокаций в разрезе земной коры положены результаты решения обратных задач грави- и магниторазведки, выполненные различными алгоритмами (по Б.А. Андрееву и И.И. Приезжеву в программе COSCAD-3D [Петров и др., 2010]; томография потенциальных полей по М.Б. Штокаленко [Алексеев и др., 2016] и А.И. Атакову [Атаков и др., 2006]; инверсия данных потенциальных полей в ИС «Балтика» по Ю.П. Горячеву [Горячев, 2003]), а также сейсмические разрезы, пересчитанные в показатели рефлексивности. На основе всей совокупности полученных данных в программе Oasis Montaj было выполнено петроплотностное и петромагнитное моделирование разрезов вдоль выбранных сечений.

Положения, выносимые на защиту:

1. Разработанная методика систематизации, обработки, методной и комплексной геологической интерпретации геофизических съемок обеспечивает достоверность геотектонических построений и моделирование структурно-вещественных неоднородностей земной коры северного фланга Охотской НГП в латеральном и вертикальном измерениях.

2. На основе разработанного комплексного подхода к анализу геолого-геофизических данных установлено, что осадочные бассейны северного фланга Охотской НГП, заложение которых связывается с проявлением киммерийских и альпийских коллизионно-аккреционных и активноокраинных процессов, развиваются в режиме левостороннего сдвига с рифтогенным растяжением в пределах сутурной зоны и складчато-надвигового пояса Охотско-Чукотской складчатой области.

3. Морфология нижнекайнозойского комплекса осадочного чехла Шантарской и Северо-Охотской ПНГО, Гижигинского и Шелиховского ПНГР определяется закономерностями пространственного расположения Охотско-Чукотской сдвиговой зоны и оперяющих ее структур растяжения, сжатия и сдвига, с характерными особенностями проявления в геофизических полях; к

выделенным структурам приурочены зоны возможного нефтегазонакопления северного фланга Охотской НГП.

Степень достоверности результатов исследования подтверждается представительностью и надежностью исходных материалов; комплексной интерпретацией значительного объема априорной геологической и геофизической информации с использованием современных программных продуктов обработки геофизических данных; учетом научно-теоретических и практических достижений предшественников.

Апробация результатов.

Основные положения и результаты работы докладывались на шести семинарах и конференциях, в т.ч.: IV Международная геолого-геофизическая конференция и выставка "ГеоЕвразия-2021. Геологоразведка в современных реалиях" (г. Москва, март 2021 г.); 17-я научно-практическая конференция и выставка «Инженерная и рудная геофизика 2021» (г. Геленджик, апрель 2021 г.).

Личный вклад автора состоит в анализе зарубежной и отечественной научной литературы по теме исследования; разработке методической схемы комплексного анализа геолого-геофизических данных; обработке и интерпретации данных геофизических полей; разработке моделей глубинного строения консолидированной коры и осадочного чехла Охотоморского региона на региональном уровне исследований и северного фланга Охотской НГП на площадном уровне.

Публикации. Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 6 печатных работах, в том числе в 3 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК), в 3 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено 1 свидетельство на объект интеллектуальной собственности (свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2021620172).

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, 4 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка

сокращений, списка литературы, включающего 113 наименований. Диссертация изложена на 114 страницах машинописного текста, содержит 40 рисунков и 1 таблицу.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность и искреннюю признательность за помощь в подготовке диссертации научному руководителю д.г.-м.н., доценту Алексею Сергеевичу Егорову.

За консультации и помощь в работе над диссертацией автор благодарит профессора кафедры геофизики д.т.н. Д.Ф. Калинина, доцента кафедры геофизики к.г.-м.н. Н.П. Сенчину, ведущего научного сотрудника АО «ВНИГРИ» Л.М. Пылину, ведущего геофизика ФГУП «ВСЕГЕИ» К.С. Федорову, преподавателей и сотрудников кафедры геофизики за обсуждение, ценные советы и замечания в процессе работы над диссертацией. Автор благодарит директора ЦГФО ФГУП «ВСЕГЕИ» А.И. Атакова, главного геофизика ФГУП «ВСЕГЕИ» к.г.-м.н. Ю.П. Горячева за оказанную научно-методическую помощь при обработке геофизических данных.

Особую благодарность автор выражает коллективу лаборатории прогноза нефтегазоносности акваторий и территорий Дальнего Востока ФГУП «ВНИГРИ», с которым начинал свою научную деятельность. Отдельно автор выражает благодарность заведующему отделом д.г.-м.н. Л.С. Маргулису и заведующему лабораторией к.г.-м.н. Ю.Н. Новикову за переданные знания и исследовательский опыт.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы работы, сформулированы цель, задачи работы и научная новизна, раскрыты теоретическая и практическая значимости исследования и изложены основные положения, выносимые на защиту.

В первой главе дана характеристика изученности Охотоморского региона геолого-геофизическими методами и глубоким бурением. Рассмотрены основные представления о тектонике и нефтегазгеологическом строении региона. По результатам комплексного анализа априорной

геолого-геофизической информации сформулированы цель и задачи научного исследования.

Во второй главе обоснована методическая схема, отражающая последовательность сбора, систематизации, обработки, методного и комплексного анализа геолого-геофизических материалов. Дано описание примененных методик обработки и интерпретации данных в латеральном и вертикальном измерениях.

В конце второй главы сформулированы выводы и даны рекомендации по использованию разработанного методического подхода.

В третьей главе представлена зонально-блоковая модель глубинного строения консолидированного фундамента и осадочного чехла Охотоморского региона, отражающая положение крупных блоков земной коры и межблоковых зон с характерными особенностями проявления в геофизических полях, даны результаты тектонической интерпретации этой геолого-геофизической модели.

В четвертой главе представлены результаты моделирования латерального и вертикального распределения структурно-вещественных неоднородностей земной коры северного фланга Охотской НГП. Обоснованы закономерности формирования нефтегазоперспективных структур в пределах изучаемой площади.

Основные результаты отражены в следующих защищаемых положениях:

1. Разработанная методика систематизации, обработки, методной и комплексной геологической интерпретации геофизических съемок обеспечивает достоверность геотектонических построений и моделирование структурно-вещественных неоднородностей земной коры северного фланга Охотской НГП в латеральном и вертикальном измерениях.

К настоящему времени по территории рассматриваемого региона накоплен обширный фактический материал, позволяющий выполнять геотектонические построения на новом научно-методическом уровне. В работе использованы материалы гравитационных и магнитных съемок, данные батиметрических, сейсмических (ГСЗ и МОВ-ОГТ) исследований, геологического картирования, глубоководного бурения, геоакустического профилирования и другие материалы.

Ход работы над диссертацией разделен на два крупных этапа – региональный (обзорный) и площадной. Комплекс обработки данных, примененный на обоих этапах исследований, во многом схож, но в тоже время имеет ряд существенных отличий. Эти этапы отличаются масштабом используемых фактологических материалов: от мелкомасштабного на региональном этапе (матрица потенциального поля 2,5x2,5 км) – до средне-мелкомасштабного на этапе площадных исследований (матрица потенциального поля 500x500 м). На площадном этапе исследований комплекс обработки данных был значительно расширен за счет: применения алгоритмов распознавания образов с обучением; применения дополнительных алгоритмов решения обратной задачи грави- и магниторазведки; выполнения моделирования вдоль выбранных опорных сечений с использованием программного обеспечения Oasis Montaj.

Для анализа закономерностей пространственного распределения полей и их последующей интерпретации рассчитаны региональные и локальные составляющие гравитационного и аномального магнитного полей, полный горизонтальный (модуль) и вертикальный градиенты поля силы тяжести, градиент по заданному направлению (выбранный вкrest простираения основных структурных элементов поля), угол наклона производной (ПЛТ-трансформация), псевдогравитационное поле, а также карты искусственного псевдорельефа. Наряду с вышеперечисленными были рассчитаны классификационные трансформации, с использованием алгоритмов, реализуемых в программах COSCAD-3D и АСОД «Воздух».

Для моделирования глубинных неоднородностей земной коры выполнено решение обратной задачи грави- и магниторазведки с расчетом псевдоразрезов вдоль выбранных опорных сечений. Произведен пересчет сейсмических разрезов в показатели рефлексивности. Для изучения глубинной морфологии геотектонических структур использован способ определения особых точек поля, основанный на применении деконволюции Эйлера и деконволюции Вернера [Сенчина, 2021].

Полученные псевдоплотностные разрезы и разрезы эффективной намагниченности горных пород отображают

зонально-блоковую структуру изучаемого региона и в комплексе с сейсморазведочными данными позволяют оценить глубинное распределение структурно-вещественных комплексов. На этой основе выполнено петроплотностное моделирование в программе Oasis Montaj.

Моделирование контуров структурно-вещественных подразделений исследуемой площади, представленных на разработанных схемах, взаимосвязано с положением этих элементов в опорных сечениях, что может рассматриваться в качестве формы представления изучаемых параметров в трехмерном геологическом пространстве.

2. На основе разработанного комплексного подхода к анализу геолого-геофизических данных установлено, что осадочные бассейны северного фланга Охотской НГП, заложение которых связывается с проявлением киммерийских и альпийских коллизионно-аккреционных и активнокрайних процессов, развиваются в режиме левостороннего сдвига с рифтогенным растяжением в пределах сутурной зоны и складчато-надвигового пояса Охотско-Чукотской складчатой области.

В рамках задействованного методического подхода важнейшими элементами разработанной геофизической модели земной коры являются блоки и межблоковые зоны. Блоки проявляются как стационарные области геофизических параметров, а за межблоковые зоны принимаются ареалы изменения структуры геофизических полей. Следует подчеркнуть, что термину “блок” на стадии тектонической интерпретации комплекса геофизических данных отвечают «континентальные части палеоплит»; “межблоковым зонам” – сутуры коллизионных орогенов, рифтовые зоны, региональные сдвиги. Межблоковые зоны проявляются в форме узких полого погружающихся глубинных каналов с клиновидным расширением (синформой) в верхней коре.

В ходе качественной интерпретации потенциальных полей и их трансформант выделены блоки, межблоковые зоны, вулканические пояса, разрывные нарушения и выполнена их геотектоническая интерпретация; разработана

структурно-тектоническая схема строения консолидированного фундамента и осадочного чехла Охотоморского региона.

Охотоморский регион расположен в зоне перехода от Евразийского континента к Тихому океану. С запада он обрамлен Хоккайдо-Сахалинской, а с востока – Корякско-Камчатской кайнозойскими складчатыми областями. На севере он граничит с Охотско-Чукотским альб-сеноманским вулканическим поясом, а границей с Тихоокеанской плитой служит Курило-Камчатский глубоководный желоб.

Центральную часть Охотоморского региона занимает Охотоморский мегаблок с корой континентального типа (Рисунок 1). Мегаблок характеризуется изометричным характером пространственного распределения геофизических полей, которые в пограничных зонах со смежными складчатыми областями обретают элементы линейной зональности. Континентальной тип коры мегаблока подтверждается данными ГСЗ по геотраверсам 2-ДВ-М и 1-ОМ [Сакулина и др., 2011].

Вдоль побережья материка выделяется протяженная структура, которая соотносится с Охотско-Чукотской аккреционно-коллизивно-активноокеанской складчатой областью. Она сформирована в результате причленения к окраине Евразии Охотоморского мегаблока. Этот процесс обозначил отмирание зоны субдукции, завершение магматизма в Охотско-Чукотском вулканическом поясе, формирование Охотско-Чукотской сутурной зоны и складчато-надвиговых структур орогена.

Ареал развития вулканического пояса, характеризуется повышенными значениями магнитного поля и пониженными значениями гравитационного поля. В потенциальных полях Охотско-Чукотской складчатой области соответствуют линейные положительные аномалии гравитационного поля; в магнитном поле – четкая линейная зональность с многочисленными высокоамплитудными положительными локальными аномалиями.

На разрезе земной коры сутурная зона моделируется в форме клиновидной структуры с узким погружающимся в западном направлении глубинным каналом. Эта шовная структура проявляется на разрезе резким изменением мощности коры от 50 км до 30 км.

Вдоль северо-западного фланга сутуры развивается региональная сдвиговая зона.

Формирование межблоковой зоны с редуцированной корой и развитие левосдвиговой компоненты вдоль северо-западного фланга Охотско-Чукотской сутурной зоны обусловило возможность заложения на ней рифтогенных структур, которые в свою очередь определяют конфигурацию, мощность и наполнение осадочных бассейнов всего северного фланга Охотской НГП. Эти структуры развивались в палеогене, как тыловые рифты с преобладанием вулканогенно-терригенной и угленосной формаций, формируя синрифтовый палеоцен-раннеолигоценый этаж осадочного чехла. В верхнем палеогене – неогене происходило их дальнейшее прогибание с накоплением большого объема терригенного материала. Общая мощность чехла в этих бассейнах достигает 10 км.

3. Морфология нижнекайнозойского комплекса осадочного чехла Шантарской и Северо-Охотской ПНГО, Гижигинского и Шелиховского ПНГР определяется закономерностями пространственного расположения Охотско-Чукотской сдвиговой зоны и оперяющих ее структур растяжения, сжатия и сдвига, с характерными особенностями проявления в геофизических полях; к выделенным структурам приурочены зоны возможного нефтегазонакопления северного фланга Охотской НГП.

Объектом особого внимания в настоящем исследовании являлось изучение характера воздействия региональной Охотско-Чукотской сдвиговой зоны на структуры осадочного чехла. Ее кинематика определяет формирование оперяющих структур растяжения, сжатия и сдвига и связанных с этими деформациями наложенных рифтогенных структур сдвиго-раздвигового («pull-apart») типа.

Анализ карт потенциальных полей и их трансформант, карты вероятности обнаружения горстовых структур в пределах Северо-Охотского бассейна, полученной с применением алгоритма распознавания образов с обучением, позволил уточнить разработанную на региональном этапе структурно-тектоническую схему строения консолидированного фундамента и составить схему

тектонических деформаций северного фланга Охотской НГП (Рисунок 2). Расшифровка кинематики выделенных разрывных нарушений выполнена на основе анализа карты поверхности акустического фундамента, отражающей структурные особенности системы поднятий и прогибов рифтовой стадии развития Северо-Охотского осадочного бассейна.

В ходе интерпретации данных были выявлены следующие закономерности распределения структур растяжения и сжатия. В пределах Охотско-Чукотской аккреционно-коллизийной складчатой области структуры горстов и грабенов ориентируются в направлении ЮЗ-СВ под определенным углом к главному сдвиговому шву, прослеживается четкая ориентация структур относительно региональной сдвиговой зоны.

В соответствии с теоретической моделью эллипсоида деформации общее напряжение в сдвиговой зоне рассматривается как результат наложения полей напряжений растяжения или сжатия ориентированных под углом к оси сдвига. В пределах такой зоны могут формироваться структуры разного типа: линейные складки и надвиги, ориентированные вдоль длинной оси эллипсоида под углом от 350° до 450° к оси сдвига; синтетические сдвиговые дислокации – под острым углом к главной оси сдвига и антитетические сдвиговые дислокации с крутым углом к данному направлению; структуры растяжения, расположенные перпендикулярно к тренду складок и надвигов вдоль короткой оси эллипсоида, то есть под углами 125° – 135° .

Статистика по опережающим дислокациям растяжения относительно простирания Охотско-Чукотской сдвиговой зоны показывает более пологие углы (140° – 160°) в сравнении с классической моделью. Это отклонение от «нормальной картины» можно объяснить диаграммой, описанной в работе [Park, 1988], согласно которой проявление компонент сжатия или растяжения в зоне регионального сдвига несколько изменяет ориентацию опережающих структур относительно главной оси, но радикально не изменяет его общий структурный план. В нашем случае структуры растяжения будут иметь более пологий угол относительно главного сдвига со значимой компонентой растяжения. Таким образом,

данные проведенного обобщения свидетельствуют о развитии Охотско-Чукотской тектонической зоны в режиме левостороннего сдвига со значимой компонентой растяжения.

Одной из отмеченных в ходе исследований является закономерная ориентация структур растяжения и сжатия Западно-Камчатской НГО относительно Западно-Камчатской региональной сдвиговой зоны: горсты и грабены по оси растяжения эллипсоида деформации (с растяжением). Отмечается приуроченность известных зон возможного нефтегазонакопления к выделенным горстам.

Изучение особенностей строения горстовых и грабеновых структур в разрезе земной коры проводилось на основе выполненного моделирования по результатам комплексной интерпретации данных сейсморазведки и результатов решения обратной задачи грави- и магниторазведки. Получены интерпретационные разрезы по трем опорным сечениям в пределах изучаемой площади.

Западный фланг сечения I-I (Рисунок 3, пикеты от 0 до 150 км) представлен структурами деформированной окраины Евразийского континента и заложенного на ее поверхности Охотско-Чукотского вулканического пояса. В целом, структура земной коры этой части разреза характеризуется «нормальной» радиальной расслоенностью земной коры. Здесь моделируются комплексы нижней и средней коры с плотностью $3,0 \text{ г/см}^3$ и суммарной мощностью ~ 20 км; мощность верхней коры составляет от 10 до 12 км с плотностью слагающих ее пород $2,85 \text{ г/см}^3$; осадки древнего консолидированного основания, имеющие плотность около $2,75 \text{ г/см}^3$, перекрыты мощной толщей вулканитов Охотско-Чукотского пояса с параметрами магнитной восприимчивости от 0,10 до 0,20 ед. СИ. В разрезе моделируются крупные интрузивные тела с плотностью $2,85 \text{ г/см}^3$ и магнитной восприимчивостью от 0,013 до 0,059 ед. СИ. Листрические разломы прослеживаются на сейсмическом разрезе до глубин 10-12 км.

В средней части разреза (Рисунок 3, пикеты от 150 до 230 км) картируется Охотско-Чукотская сутурная зона. В ее сечении моделируется выделено три структурных зоны, плотность которых

изменяется в пределах от 2,71 – до 2,78 г/см³; магнитная восприимчивость от 0,013 до 0,04 ед. СИ. Глубинный канал сутурной зоны погружается в сторону континента, что находит отражение на сейсмическом разрезе. Охотско-Чукотская сутурная зона служит фундаментом осадочного бассейна, сформированного в верхнем мелу – кайнозое.

На восточном фрагменте рассматриваемого сечения (Рисунок 3, пикеты от 230 до 450 км) моделируется Охотоморский блок. По сравнению с корой Евразийского континента, кора блока отличается пониженной мощностью (~30 км). Плотность нижней и средней коры составляет 2,95 г/см³; верхней коры варьирует от 2,76 – до 2,86 г/см³. В разрезе платформенного чехла моделируются горсты и грабены формирование которых связывается с проявлением оперяющих дислокаций Охотско-Чукотского регионального сдвига.

Так как основное направление поисковых работ в рассматриваемом регионе связано, прежде всего, с нижнекайнозойским (палеоцен-нижеолигоценовым) рифтовым мегакомплексом, представляется крайне важным исследованием взаимосвязи структур фундамента и осадочного чехла с целью выделения нефтегазоперспективных структур.

Дефицит коллекторов является главной проблемой нефтегазоносности всего Охотоморского региона ввиду существования резкой фациальной изменчивости пород. Решение этой проблемы видится в определении ископаемых транспортных седиментационных систем. Предполагается, что в пределах северного фланга Охотской НГП Шелиховский район наиболее благоприятен в этом отношении, так как расположен в пределах транспортной разгрузки обломочного материала, выносимого палеогеновой дельтовой системой палео-Пенжины. Прогноз развития коллекторов является важнейшим условием повышения нефтегазопроисводства на шельфе Охотского моря. Он может быть обеспечен только при комплексном подходе к обозначенной проблеме на основе изучения аналогов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научно - квалификационную работу, в которой предлагается новое решение актуальной научной задачи – повышение достоверности научного

прогноза перспектив нефтегазоносности северного фланга Охотской НГП на региональном и зональном уровнях.

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие выводы и рекомендации:

1. Использование разработанной методической схемы сбора, систематизации, обработки, методной и комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов позволило выполнить геотектоническое моделирование структур консолидированного фундамента и осадочного чехла Охотоморского региона на региональном этапе исследований. Применение дополнительных алгоритмов обработки геофизических данных на площадном этапе исследований обеспечило более высокую детальность выполненных построений в пределах северного фланга Охотской НГП. Такой методический подход рекомендован в областях, которые слабо обеспечены данными крупномасштабных геофизических съемок.

2. Выполнение геотектонического моделирования с использованием «зонально-блоковой геофизической модели земной коры» показало приуроченность осадочных бассейнов северного фланга Охотской НГП к ареалу развития сдвиговых и надвиговых дислокаций Охотско-Чукотского левостороннего регионального сдвига и их заложение на киммерийском фундаменте сутурной зоны и складчато-надвиговом поясе Охотско-Чукотской складчатой области.

3. Расшифровка морфокинематического типа разрывных дислокаций, оперяющих Охотско-Чукотский региональный сдвиг, позволила выделить структуры горстов и грабенов в пределах северной части Охотоморского региона. Было установлено, что особенности морфологии нижнекайнозойского комплекса осадочного чехла определяются закономерностями пространственного расположения структур растяжения, сжатия и сдвига, ориентирующимися в направлении ЮЗ-СВ под определенным углом к главному сдвиговому шву.

4. Опираясь на полученные в ходе исследования результирующие геолого-структурные схемы, возможно выделение наиболее перспективных площадей (по структурному критерию)

детальных поисковых работ в пределах северного фланга Охотской НГП для определения участков улучшенных коллекторских свойств пород.

5. Отмечено, что основные перспективы нефтегазоносности в пределах изучаемой площади связываются с палеоген-нижнемиоценовыми терригенными отложениями Шелиховского бассейна. Здесь прогнозируется возможность обнаружения качественных резервуаров и открытие значительных по ресурсам залежей углеводородов, что выгодно отличает этот район от других бассейнов северной части Охотского моря.

6. Для обеспечения прогноза перспектив нефтегазоносности по комплексу критериев необходимо провести тщательный анализ результатов бурения скважин совместно с изучением опорных разрезов прилегающей суши; выполнить переобработку и переинтерпретацию крупномасштабного геофизического материала по акватории, особенно в плане расшифровки как тектонической, так и седиментационной структуры палеогеновых отложений. Оценка перспектив нефтегазоносности северного фланга Охотской НГП на локальном уровне и обоснование зон с улучшенными коллекторскими параметрами возможны в случае дальнейшего проведения специализированных исследований.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях из Перечня ВАК:

1. Новиков, Ю.Н. Перспективные ресурсы углеводородного сырья Дальневосточного региона: проблемы подготовки, учета, подтверждаемости / Ю.Н. Новиков, **Н.В. Большакова** // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 4. – С. 11

2. Новиков, Ю.Н. Территориальный углеводородный потенциал Дальнего Востока в XXI веке: итоги геологоразведочных работ и тенденции недропользования / Ю. Н. Новиков, Л. С. Маргулис, Т. А. Андиева, Л.М. Гома, Л.М. Пылина, **Н.В. Большакова** [и др.] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 2. – С. 4. – DOI 10.17353/2070-5379/23_2015

3. **Большакова, Н.В.** Ресурсный потенциал углеводородов и перспективы освоения шельфа Берингова моря, Тихого океана и со-

пределной территории Восточной Камчатки / Н.В. Большакова, С.М. Данильев, Н.А. Данильева // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 4. – С. 12. – DOI 10.17353/2070-5379/34_2020

Публикации в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus:

4. **Bolshakova, N.** Evaluation of hydrocarbon potential of Eastern Kamchatka by the results of modern geological-geophysical researches Saint Petersburg 2020 - Geosciences: Converting Knowledge into Resources, 2020. V. 2020, p.1–5. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053061>

5. **Bolshakova, N.V.**, Fedorova, K. S. The possibilities of using a qualitative interpretation of the potential for creating a zonal-block model of the northern flank of the Okhotsk sea region. Paper presented at the 17th Conference and Exhibition Engineering and Mining Geophysics 2021, DOI:10.3997/2214-4609.202152157

6. Калинин Д.Ф. Потенциальная нефтегазоносность Западно-Камчатского побережья и ее связь со структурно-тектоническим строением Охотоморского региона по геофизическим данным / Д.Ф. Калинин, А.С. Егоров, **Н.В. Большакова** // Вестник Камчатской региональной ассоциации Учебно-научный центр. Серия: Науки о Земле. – 2022. – № 1(53). – С. 59-75. – DOI 10.31431/1816-5524-2022-1-53-59-75

Свидетельство:

7. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2021620309 Российская Федерация. База данных фонда буровых скважин Дальневосточного региона: № 2021620172: заявл. 15.02.2021: опубл. 20.02.2021 / **Н.В. Большакова**, Н.А. Данильева, Н.В. Васильева; заявитель Горный университет.

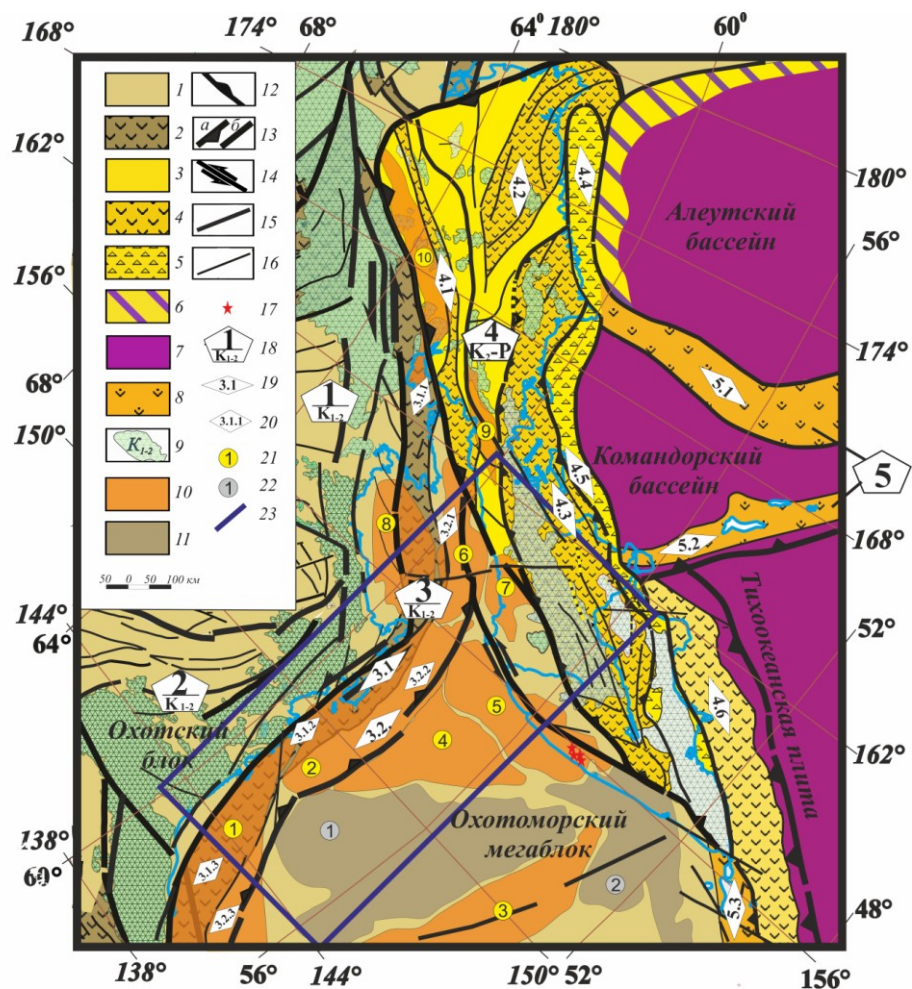
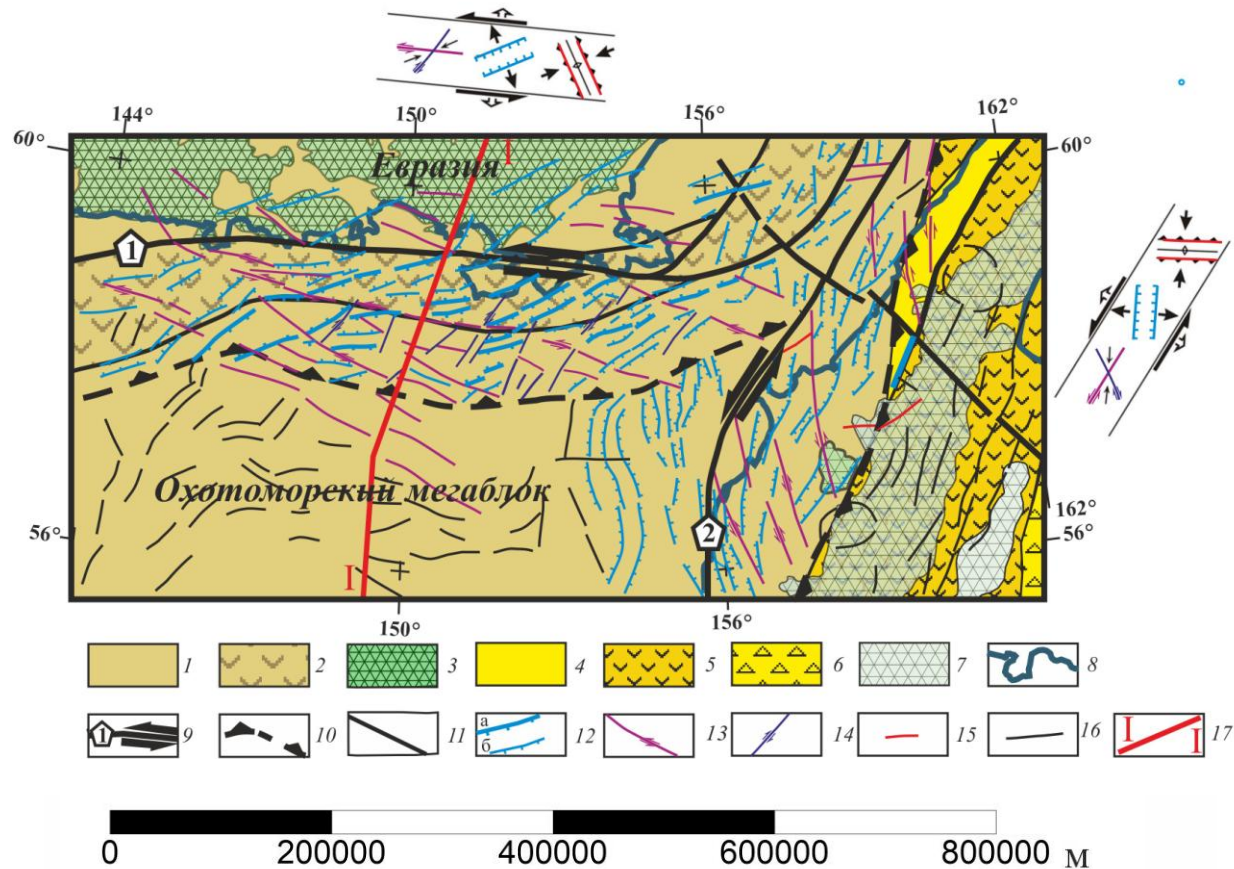


Рисунок 1 – Схема тектонического районирования консолидированной коры и перекрывающих структур осадочного чехла северного фланга Охотоморского региона

Условные обозначения рисунка 1: 1–9 – структурно-вещественные подразделения консолидированной коры: 1–2 – киммерийских складчатых областей (СО) (1 – блоки с корой континентального типа, 2 – межблоковые (сутурные) мегазоны); 3–5 – альпийских СО (3 – блоки с корой

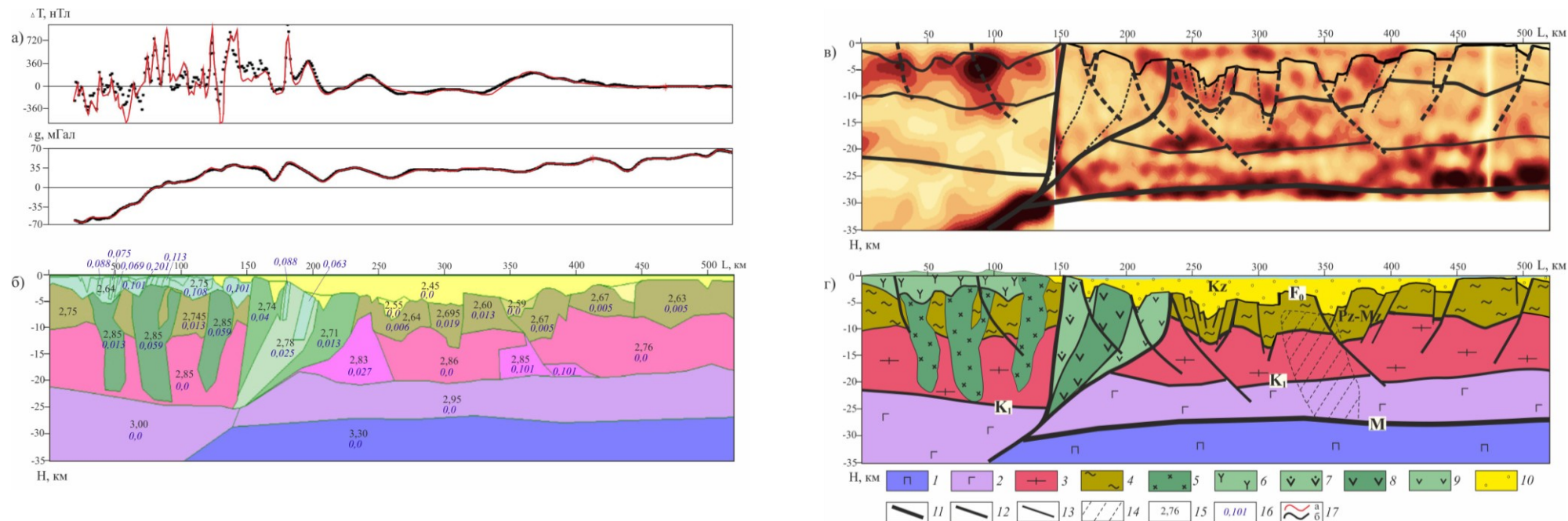
континентального типа, 4–5 – межблоковые (сутурные) мегазоны (4 – выполненные нерасчлененными вулканогенно-осадочными островодужными комплексами, 5 – выполненные образованиями аккреционной призмы)); 6 – комплексы коры переходного континентально-океанического типа; 7 – комплексы океанической коры; 8 – комплексы современных островных дуг, 9 – комплексы активных континентальных окраин; 10–11 – структурно-вещественные подразделения осадочного чехла (10 – прогибы; 11 – поднятия); 12 – зоны субдукции; 13–16 – разрывные нарушения (13 – границы СО (а – надвиговые, б – прочие), 14 – левосторонние региональные сдвиги, 15 – границы структурных зон, 16 – второстепенные разрывные нарушения); 17 – известные газоконденсатные месторождения региона; 18 – главные геоструктуры (в числителе – индекс, в знаменателе – возраст завершающей складчатости); 19–20 – индексы структур фундамента (19 – структуры; 20 – фрагменты структур); 21–22 – индексы структур осадочного чехла (21 – прогибы; 22 – поднятия); 23 – контуры площади детального изучения.

Структуры консолидированного фундамента: 1 – Колымо-Омолонская СО; 2 – Верхояно-Колымская СО; 3 – Охотско-Чукотская коллизионно-активноокраинная СО (3.1 – Охотско-Чукотская сутурная зона (3.1.1 – Мургалский, 3.1.2 – Южно-Тайгоносский, 3.1.3 – Тауйский фрагменты), 3.2 – краевой складчато-надвиговый пояс (3.2.1 – Шелиховский, 3.2.2 – Примагаданский, 3.2.3 – Билибинский фрагменты)); 4 – Корякско-Камчатская аккреционно-коллизионно-активноокраинная складчатая область (4.1 – Западно-Корякская, 4.2 – Центрально-Корякская, 4.3 – Олюторская, 4.4 – Хатырская, 4.5 – Ветловско-Говенская, 4.6 – Кроноцкая зоны); 5 – островные дуги (5.1 – Ширшова, 5.2 – Алеутско-Командорская, 5.3 – Курильская). Структуры осадочного чехла: прогибы – 1 – Шантаро-Лисянский; 2 – Северо-Охотский; 3 – Центрально-Охотский; 4 – Тинро; 5 – Охотско-Западно-Камчатский; 6 – Шелиховский; 7 – Воямпольский; 8 – Гижигинский; 9 – Пусторецкий; 10 – Пенжинский; поднятия – 1 – Центрально-Охотское; 2 – Большерецкое.



1 – структурно-вещественные подразделения: 1-3 – киммерийская складчатая область (СО) (1 – блоки с корой континентального типа, 2 – межблоковые сутурные зоны, 3 – вулcano-плутонический пояс); 4-6 – альпийская складчатая область (4 – блоки с корой континентального типа, 5-6 – зоны, выполненные комплексами островных дуг (5) и аккреционной призмы (6), 7 – вулcano-плутонический пояс; 8 – границы береговой линии; 9 – региональные сдвиги (цифры в ромбе 1 – Охотско-Чукотский; 2 – Западно-Камчатский); 10 – границы Охотско-Чукотской и Корьякско-Камчатской коллизионно-активноокраинных складчатых областей; 11 – разрывные нарушения структурных зон; 12-14 – разрывные нарушения, опережающие региональные сдвиги (12 – сбросы, взбросы, 13 – синтетические сдвиги, 14 – антитетические сдвиги), 15 – надвиги, 16 – прочие разрывные нарушения неидентифицированного морфокинематического типа, 17 – линия сечения I-I.

Рисунок 2 – Расшифровка морфокинематического типа разрывных дислокаций, опережающих Охотско-Чукотский и Западно-Камчатский региональные сдвиги (в зарамочном оформлении представлены теоретические модели пространственной ориентации тектонических деформаций, опережающих региональные сдвиги с растяжением [Park, 1988]).



1 – литосферная мантия; 2 – нижняя и средняя кора; 3 – верхняя кора; 4 – древние докайнозойские осадки; 5 – интрузивные массивы; 6 – вулканиты Охотско-Чукотского вулканического пояса; 7-9 – комплексы сутурной зоны, дифференцированные по плотности (7 – средние значения; 8 – повышенные значения; 9 – пониженные значения); 10 – осадочный кайнозойский чехол; 11 – границы сутурной зоны; 12 – основные глубинные разломы; 13 – второстепенные разломы; 14 – ареал повышенной намагниченности горных пород; 15 – плотность горных пород, г/см³; 16 – магнитная восприимчивость горных пород, ед. СИ; 17 – кривые полей теоретическая (а) и расчетная (б).

Рисунок 3 – Геологическая интерпретация комплекса геофизических данных с построением геолого-геофизического разреза вдоль профиля I-I
а – кривые магнитного и гравитационного полей; б – разрез плотности и магнитной восприимчивости горных пород; в – сейсмический разрез МОВ-ОГТ в показателях рефлексивности; г – интерпретационный геолого-геофизический разрез.